

Aktuelle Situation und Trends im Europäischen und Deutschen Kraftwerkmarkt

Alfred Voß

**Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung,
Universität Stuttgart**

Konferenz „Wettbewerbsfähigkeit der Energieerzeugung“
Wuppertal, 18. September 2002

1. Einleitung

Mit der Liberalisierung der Strommärkte in Europa im Jahr 1998 wurde ein Prozess des Wandels und der strukturellen Veränderungen eingeleitet, der in seiner Dynamik und Reichweite nur von wenigen vorausgesehen worden ist.

Der mit der Aufhebung der rechtlich geschützten Versorgungsgebiete einsetzende Preis- und Veränderungswettbewerb hat zu Strompreiseinbrüchen sowohl bei den Großhandelspreisen wie auch bei den Endkundenpreisen geführt. Nachdem der Wholesale-Strompreis mit unter 18 Euro/MWh im Jahr 1999 sein tiefstes Niveau erreicht hatte, kam es in der Folgezeit zu einem Preisanstieg, der jedoch im Wesentlichen durch das Anziehen der Preise für Steinkohle, Erdgas und Öl bedingt war.

Dem auch durch neue Marktteilnehmer härter gewordenen Wettbewerb sowie dem drohenden Margenverfall und Umsatzeinbußen begegnen die traditionellen Stromanbieter durch radikale Kostensenkungsprogramme, Umorganisationen, neue Produkte und Dienstleistungen, eine neue Kundenorientierung aber auch durch Fusionen, Übernahmen und Allianzen.

Mit dem angestrebten europäischen Binnenmarkt für Energie verlieren die Grenzen zu unseren Nachbarn an Bedeutung. Dies erfordert EU-weite Kategorien und Handlungsstrategien. Diese werden derzeit noch dadurch erschwert, dass die Bedingungen für die Stromerzeugung in den einzelnen Mitgliedsstaaten der EU durchaus noch unterschiedlich sind. Angefangen von den Umweltauflagen, der steuerlichen Belastung der Unternehmen, über direkte und indirekte staatliche Interventionen zugunsten einzelner Stromerzeugungstechnologien bis hin zu der Tatsache, dass es staatliche Unternehmen gibt, die von der ungleichgewichtigen Marktöffnung profitieren.

Es ist offenkundig, dass der größte Druck der Liberalisierung und Deregulierung auf der Stromerzeugung lastet, denn die Wettbewerber kommen nicht nur aus Deutschland, sondern aus ganz Europa, d.h. die eigenen Erzeugungsanlagen stehen aus Unternehmenssicht in Konkurrenz mit denen der Wettbewerber.

Kostensenkungsprogramme, Kapazitätsanpassungen aber auch neue operative Prozesse wie bilateraler und börslicher Stromhandel, Risikomanagement und Beschaffungsoptimierung sollen die Wirtschaftlichkeit und Wettbewerbsfähigkeit der bestehenden Kraftwerke sicherstellen. Nach der Konzentration auf die mehr kurzfristigen operativen Herausforderungen in den letzten Jahren, müssen sich die verbleibenden Akteure nun mit den längerfristigen Perspektiven, d.h. auch mit dem Zubau von Kraftwerksleistung beschäftigen, um den dauerhaften gewinnbringenden Fortbestand ihrer Unternehmen zu sichern.

Auch aus dem Bereich der Elektrizitätswirtschaft häufen sich die Stimmen, die vor einem Mangel an Kraftwerksleistung und Versorgungsengpässen in Deutschland und Europa nach 2010 warnen, wenn nicht rechtzeitig ein Neubauprogramm in Angriff genommen wird.

Bevor ich auf die Perspektiven der verschiedenen Stromerzeugungsoptionen und auf die Fundierung und Risiken von Neubauinvestitionen in wettbewerblichen, aber auch politisch beeinflussten Elektrizitätsmärkten näher eingehe, sollen zunächst die derzeitigen Strukturen der Kraftwerksparks in Europa und Deutschland näher betrachtet werden.

2. Kraftwerkskapazitäten und -strukturen

Der deutsche und europäische Kraftwerkspark bietet insgesamt ein relativ stark diversifiziertes (Bild 2). Zwar liegt der Schwerpunkt der installierten Leistung in Deutschland und der EU15 auf konventionell-thermischen Kraftwerken, dennoch findet sich hier ein breites Spektrum hinsichtlich verschiedener Technologien, Brennstoffe, Anlagengrößen und -konfigurationen

Bleibt man zunächst auf dieser Aggregationsebene, so stellen die konventionell-thermischen Kraftwerke etwa 67 % der Leistung in Deutschland und etwa 54 % der Leistung in der EU15 zur Verfügung. Mit diesen Kraftwerken wurden im Jahr 2000 in Deutschland cirka 61 % und in der EU15 ungefähr 51 % der gesamten Arbeit erzeugt. Die Kernkraftwerke haben in Deutschland einen Anteil von 19 % an der gesamten installierten Leistung. Er liegt damit etwas niedriger als im europäischen Durchschnitt. Die Kernenergie trägt mit 31 % in Deutschland bzw. 33 % in Europa zur Stromerzeugung bei. Erwartungsgemäß liegt Deutschland bei den installierten Wasserkraftkapazitäten mit 8 % weit unter dem Durchschnitt der EU15 mit 20 %. Der Erzeugungsanteil beläuft sich hier

auf 5 % bzw. 14 %. Ein etwas anderes Bild bieten die sonstigen Erneuerbaren. Ihr Anteil liegt in Deutschland mit 6 % der insgesamt installierten Leistung in 2000 höher als in Europa. Insgesamt lässt sich feststellen, dass in der EU15 ein Schwergewicht auf den konventionell-thermischen Kraftwerkstypen liegt, wobei im europäischen Durchschnitt (EU15) die installierte Wasserleistung immerhin ein Fünftel der Gesamtleistung ausmacht. Für Deutschland ist der konventionell-thermische Anteil an der insgesamt installierten Leistung sogar noch höher, wobei sich der verbleibende Teil der Leistung aus Kernenergie (19 %) und Erneuerbaren (14 %) zusammensetzt.

Analysiert man den Kraftwerkspark einzelner Länder etwas detaillierter, so können erhebliche Unterschiede im Kraftwerkportfolio festgestellt werden (Bild 3). Im Bereich der konventionell-thermischen Kraftwerke finden sich beispielsweise in Deutschland etwa 18 GW_{el} (netto) Braunkohlekapazität in 2000, wohingegen Braunkohlekapazitäten in Frankreich und Großbritannien überhaupt nicht vorhanden sind. In Großbritannien liegt neben der Steinkohle mit einem Anteil von ungefähr 32 % (29 GW_{el} (netto)) der Schwerpunkt mit circa 33 GW_{el} (netto) auf den Erdgaskraftwerken. Die Erdgas befeuerten Kapazitäten machen mit etwa 38 % den größten Anteil der britischen Kraftwerksleistung aus. Während die kumulierte Leistung der Erdgaskraftwerke in Deutschland immerhin noch einen Anteil von etwa 20 % der Gesamtleistung ausmacht, liegt deren Anteil beispielsweise in Frankreich bei unter 3 %. Der Schwerpunkt der Kraftwerksleistung in Frankreich liegt mit ungefähr 57 % eindeutig bei der Kernenergie. Den zweitgrößten Anteil nehmen hier allerdings schon die Wasserkraftkapazitäten mit circa 21 % ein. Deutschland bietet im Vergleich mit Frankreich und Großbritannien die am stärksten diversifizierte Struktur. Die kumulierten Kapazitäten der einzelnen thermischen Kraftwerkstypen (ohne Öl und sonstige Therm.) liegen zwischen etwa 18 GW_{el} (netto) bei der Braunkohle und etwa 28 GW_{el} (netto) bei der Steinkohle. Auffällig ist zudem, dass die installierte Leistung der Windkraftkapazitäten in Deutschland mit etwa 6 GW_{el} (netto) in 2000 mittlerweile einen signifikanten Anteil der Gesamtleistung ausmacht und zu den Wasserkraftkapazitäten mit etwa 8 GW_{el} (netto) fast aufgeschlossen hat.

Wird der Kraftwerkszubau zwischen 1995 und 2002 betrachtet, so ist ein einheitlicher Trend hinsichtlich bestimmter Kraftwerkstypen oder Energieträger nicht erkennbar (Bild 4). In Deutschland fallen in erster Linie die etwa 10 GW_{el} (netto) Windkapazitäten auf, die den größten Anteil der in diesem Zeitraum neugebauten Kapazitäten ausmachen. Deutschland ist damit das Land mit dem größten Windkraftzubau in Europa. Neben den Windkapazitäten wurden in Deutschland etwa 5 GW_{el} (netto) Gas- und 7 GW_{el} (netto) Braunkohlekapazitäten aufgebaut. Der Zubau von erdgasgefeuerten GUD Anlagen war dabei gfls. von der Überlegung geleitet, im Zuge der Liberalisierung verstärkt auf Kraftwerkstypen mit geringen Investitionskosten zu setzen. Diese Tendenz spiegelt

sich auch in den 69 GW_{el} (netto) Erdgaskraftwerkszubau der EU15 wieder, was einem Anteil am Gesamtzubau von etwa 46 % entspricht. Die Zubauten im Bereich der Braunkohle sind auf die Neubau- bzw. Modernisierungsinvestitionen in den Braunkohlegebieten der neuen Bundesländern zurück zu führen.

Analysiert man die Altersstruktur des deutschen und europäischen Kraftwerks-parks und bildet auf Grundlage der kraftwerkstypspezifischen Nutzungsdauern den Kapazitätsabbau ab, so lassen sich Rückschlüsse auf den zukünftigen Investitionsbedarf in diesem Bereich schließen. Wird vereinfachend ein zeitlich konstanter Leistungsbedarf in Deutschland von etwa 100 GW_{el} zugrunde gelegt und berücksichtigt man die Laufzeitbegrenzung der Kernkraftwerke, so kommt es bis zum Jahr 2020 in Deutschland zu einem Nachfrageüberhang bzw. einem Investitionsbedarf von etwa 50 bis 60 GW_{el} (netto) (siehe Bild 5). Analoge Analysen für Europa deuten darauf hin, dass in den nächsten 30 Jahren Kraftwerke mit einer Leistung von 300 000 MW neu installiert und in Betrieb gehen müssen, um vorhandene Altkapazitäten zu ersetzen und dem erwarteten Strombedarfszuwachs Rechnung zu tragen (Bild 6).

3. Entwicklungsperspektiven in der Kraftwerkstechnik

Die Technologiefortschritte der letzten 15 Jahre im Bereich der Kraftwerkstechnik sind beachtlich. Belegt wird dies unter anderem durch die Verbesserung des Anlagenwirkungsgrads fossiler befeuerter thermischer Kraftwerke um rd. 20 %, aber auch durch die Reduktion der Emissionen von Schwefeldioxid und Stickoxiden um mehr als 80 %. Der Wirkungsgrad der Kraftwerksanlagen hat aufgrund konsequenter Umsetzung technischer Neuerungen kontinuierlich zugenommen. Die Liefer- und Errichtungszeiten konnten immer weiter verkürzt werden. Betroffen von diesen Entwicklungen war das gesamte Portfolio an Kraftwerkstechnologien. Wesentlicher Treiber für diese Entwicklungen waren die Verbesserungen der Wirtschaftlichkeit und Verfügbarkeit sowie verschärfte Umweltauflagen.

Die neuesten steinkohlebefeuerten Dampfkraftwerken mit überkritischen Dampfzuständen (600 °C, 290 bar) erreichen Nettowirkungsgrade von 45 bis 47 % (siehe Bild 7). Mit der Weiterentwicklung von hochtemperaturfesten Werkstoffen für Armaturen, Dampferzeuger- und Turbinenkomponenten sollen die möglichen Dampftemperaturen auf 650 °C und längerfristig auf 700 °C angehoben werden können. In Zusammenhang mit mehrstufigen Zwischenüberhitzungen und weiteren Prozessoptimierungen sollen in Zukunft Wirkungsgrade im Bereich von 50 bis 55 % erreicht werden.

Konventionelle Kohle-Dampf-Kraftwerke können mit Gasturbinen kombiniert werden, um den Wirkungsgrad zu steigern. Das Hauptproblem bei den Gas-Dampf-Kombi-Kraftwerken besteht in der Erzeugung eines gasturbinentauglichen Arbeitsmittels. Kombi-Kraftwerke mit integrierter Kohlevergasung (IGCC) sind schon in mehreren Demonstrationsanlagen errichtet worden. Sie erreichen heute Wirkungsgrade von 45 %. Fortschritte bei der Gasturbinenentwicklung kommen auch dem IGCC voll zugute. Durch Übergang auf eine (derzeit noch nicht marktreife) Heißgasreinigung, Erhöhung der Brenngas-temperatur vor Eintritt in die Brennkammer und Verwendung von überkritischem Frischdampf sind Wirkungsgradsteigerungen bis zu 55 % möglich. Ähnliche Wirkungsgrade lassen sich auch mit Druckkohlenstaubfeuerungen erreichen, die sich noch in einem früheren Entwicklungsstadium befinden. Hauptproblem ist die Reinigung des Rauchgases unter Druck bei Temperaturen unterhalb des Aschefließpunktes (ca. 1.400 °C) von Asche, Alkalien und anderen Substanzen.

Durch Übergang zu überkritischen Dampfzuständen, Rauchgaswärmenutzung, 3-D-Beschaufelung der Turbine und die Steigerung des Dampfkesselwirkungsgrades könnte der Wirkungsgrad der in den ostdeutschen Braunkohlerevieren in Betrieb genommenen Braunkohledampfkraftwerken auf 42 bis 43 % angehoben werden. Für den in diesem Jahr im Rheinland in Betrieb gehenden 1000 MW BOA-Block in Niederaußen werden 45 % genannt. Potentiell könnte der Wirkungsgrad von Braunkohle-Dampfkraftwerken, unter anderem durch Anwendung neuer Kohletrocknungsverfahren auf etwa 50 % gesteigert werden (Bild 8).

Erdgasbefeuerte GuD Kraftwerke haben in den letzten beiden Jahrzehnten durch Innovationen in der Gasturbinentechnologie erhebliche Fortschritte gemacht. Sie erreichen heute mit 56 bis 58 % die höchsten Wirkungsgrade bei sehr geringen Emissionen. Die Entwicklungsfelder zielen hier auf eine weitere Erhöhung der Turbineneintrittstemperaturen und die Reduktion von Strömungsverlusten bei gleichzeitig erhöhter Schaufellebensdauer ab. Damit werden langfristige Wirkungsgrade von bis zu 65 % angestrebt.

Vor dem Hintergrund der Klimadiskussion haben in den letzten Jahren Überlegungen zu Kraftwerken mit CO₂-Rückhaltung an Bedeutung gewonnen. Die Vielzahl der vorliegenden Verfahrensvorschläge lassen sich dabei auf Prozesse zurückführen, die entweder das CO₂ aus den Rauchgasen bzw. aus Synthesegasen vor der Verbrennung entfernen oder eine Verbrennung mit reinem Sauerstoff durchführen. Es ist hier nicht der Raum, um die verschiedenen Varianten detaillierter zu diskutieren. Allen Varianten der CO₂-Rückhaltung bei fossilen Kraftwerken gemeinsam ist eine Wirkungsgradeinbuße von 4 – 8 % Punkten sowie eine Erhöhung der Stromerzeugungskosten von 30 bis 60 % (Bild 9).

Die Entwicklungsanstrengungen im Bereich der Kernkraftwerkstechnik waren und sind ausgerichtet auf fortschrittliche Reaktorkonzepte mit verbessertem Sicherheitseigenschaften, die die Auswirkungen auslegungsüberschreitender Störfälle auf die Anlage begrenzen (Bild 9). Weitere wesentliche Ziele sind die Reduktion der Investitionskosten sowie der Brennstoffkreislaufkosten durch Erhöhung der Entladeabbrände. Typische Vertreter dieser weiterentwickelten Reaktorsysteme sind der EPR und der SWR 1000 deren spezifische Kosten bei rd. 1.400 EUR/kW liegen sollen.

Die Förderung der Windenergienutzung durch das Stromeinspeisegesetz bzw. das Erneuerbare-Energien-Gesetz hat nicht nur zu einem starken Zubau von Windenergieanlagen (rd. 10 000 MW Mitte 2002) geführt, sondern auch zu technischen Innovationen und Verbesserungen. Höhere Verfügbarkeit der Anlagen, verbesserte Windenergieausnutzung und die starke Zunahme der Anlagenleistung sind wesentliche diesbezügliche Entwicklungsschritte. Im Vergleich zu 1990 könnten die Anlagekosten deutlich gesenkt werden, sie sind allerdings in den letzten Jahren konstant geblieben (Bild 10). Typische On-Shore-Anlagen mit einem Rotordurchmesser von 65 m, einer Nabenhöhe von 65 - 70 m und einer Nennleistung von 1,5 MW_{el} erreichen heute Vollastbenutzungsstunden von 1650 (mittlere Windgeschwindigkeit 4,5 m/s) bis 2500 h (mittlere Windgeschwindigkeit 5,5 m/s).

Offshore-Windenergieanlagen befinden sich noch in der Entwicklungsphase. Hier ist aufgrund der höheren Kosten für die Fundamentierung und die Netzanbindung von höheren spezifischen Investitionsaufwendungen auszugehen. Andererseits lassen sich aber deutlich höhere Vollastbenutzungsstunden realisieren.

Die Darstellung der Entwicklungstrends bei wichtigen Technologieoptionen für den Kraftwerkssektor sollte Hinweise geben auf die Möglichkeiten zur Reduzierung von Treibhausgasemissionen, aber auch zur Senkung von Kosten. Neben einer konsequenten Umsetzung technischer Neuerungen und Verbesserungen können aber auch die Steigerung der Verfügbarkeit, die Reduktion der Planungs- und Bauzeit sowie der Engineering- und Planungskosten durch modular aufgebaute, standardisierte Kraftwerksmodule und die weltweite Beschaffung von Komponenten zur Senkung der Investitionskosten- bzw. Stromerzeugungskosten beitragen.

In Bild 11 sind Schätzungen für die spezifischen Investitionskosten fortgeschrittener Systeme der zuvor diskutierten Kraftwerkstypen für eine Inbetriebnahme im Jahr 2010 angegeben. Den im Geldwert des Jahres 1999 angegebenen Stromerzeugungskosten (finanzmathematisch gemittelte Lebenszykluskosten) liegt ein realer Zinssatz von 6 % zugrunde. Die Bandbreite der Stromerzeu-

gungskosten ergibt sich aus der Annahme von real konstanten bzw. steigenden Brennstoffpreisen und im Fall der Windenergie durch Standorte mit unterschiedlichem Windangebot. Im Hinblick auf den im Abschnitt 2 aufgezeigten Neubaubedarf an Kraftwerkskapazitäten in Europa und Deutschland kommt den Erzeugungskosten der Zubauoptionen sicher eine bedeutende, wenn auch nicht die allein entscheidende Rolle zu. Auf die Probleme die sich im Zusammenhang mit Investitionsentscheidungen im Kraftwerksbereich stellen, soll nun näher eingegangen werden.

4. Innovationsentscheidungen im Kraftwerksbereich – ein Vabanquespiel?

Der sich nach 2010 abzeichnende Kraftwerksneubaubedarf in Deutschland und Europa stellt ein riesiges Investitionsprogramm dar, das für die Investoren mit erheblichen Risiken und Herausforderungen hinsichtlich der Fundierung von Investitionsentscheidungen bezüglich des Zeitpunktes und der Wahl der Kraftwerkstechnologie verbunden ist.

Für Unternehmen sind dabei Investitionen in neue Kraftwerke zentrale strategische Entscheidungen, da sie Mittel in erheblichem Umfang über lange Zeiträume binden. Diese Investitionen müssen auch, im Gegensatz zu Investitionen in Übertragungs- und Verteilungsnetze, in einem wettbewerblichen Markt durch entsprechende Erlöse refinanziert werden. Wesentliches Kennzeichen aller liberalisierten, wettbewerblichen Strommärkte sind zeitvariable, volatile Strompreise, die in dieser Form auf anderen Commodity-Märkten nicht beobachtet werden. Die Entwicklung der Spotmarktpreise für Peak- und Grundlastmengen an der Leipziger Strombörse in den letzten Monaten zeigt Bild 12. Die Entwicklung der Strompreise und ihrer Volatilität, die sowohl von angebots- als auch nachfrageseitigen Faktoren bestimmt wird, ist für die Rentabilität von Kraftwerksinvestitionen von besonderer Bedeutung, da sie in Abhängigkeit von den variablen Kosten der Erzeugung, die zu erzielenden Beiträge zur Deckung der Investitions- und sonstigen fixen Kosten bestimmen.

Der Kenntnis der langfristigen Strompreisentwicklung, oder anders ausgedrückt, dem Verständnis der Mechanismen der Strompreisbildung in Wettbewerbsmärkten, kommt also für die Bewertung von Kraftwerksinvestitionen eine große Bedeutung zu.

Neben den Strompreissrisiken sind für die Fundierung von Investitionsentscheidungen im Wettbewerbsmarkt aber auch noch weitere Risiken zu beachten (siehe Bild 13). Da ist zunächst das Preisrisiko bei den Einsatzenergieträgern zu nennen. Die Preisschwankungen bei einigen fossilen Energieträgern waren in der Vergangenheit ja durchaus beachtlich. Die Unsicherheit über die Entwicklung der Stromnachfrage (Arbeit und Leistung) stellt ein weiteres

Risikoelement für die Kapazitätzubauentscheidung dar. Risiken gehen auch von den Unsicherheiten bezüglich der technischen Entwicklungen in der Kraftwerkstechnik und von eventuellen Kostendurchbrüchen bei neuen Wandlungssystemen aus. Die mit einzelnen Kraftwerkstechniken verbundenen betrieblichen Risiken, die die Verfügbarkeit und Zuverlässigkeit betreffen, lassen sich vergleichsweise gut abschätzen. Das lässt sich von den umweltseitigen und politischen Risiken wohl nicht sagen.

An dieser Stelle soll auf die methodischen Ansätze zur Strompreisbildung, zur Quantifizierung und Bewertung von Preisrisiken im Kontext von Investitionsentscheidungen im Kraftwerksbereich nicht näher eingegangen werden, sondern es seien abschließend noch einige Anmerkungen zu den umweltseitigen und politischen Risiken gemacht, die von zentraler Bedeutung für die ausstehenden Investitionsentscheidungen sind.

Die zukünftigen umweltschutzseitigen Anforderungen, insbesondere die des Klimaschutzes, die ja auch politisch gesetzte Rahmenbedingungen darstellen, sind sicher von zentraler Bedeutung für die unternehmerische Tragfähigkeit von Kraftwerkszubauentscheidungen. Sie sind aber über länger Zeiträume nur schwer bzw. gar nicht quantifizierbar. Das die diesbezüglichen Risiken für einige Kraftwerksoptionen potentiell groß sind, lässt sich anhand der externen Kosten veranschaulichen. Externe Kosten sind diejenigen Kosten der Umweltinanspruchnahme, die sich in den Kostenrechnungen einzelner Kraftwerke nicht wiederfinden.

Bild 14 zeigt die nach gegenwärtigem Kenntnisstand quantifizierbaren externen Kosten verschiedener Kraftwerkstechniken. Die Unterschiede für die verschiedenen Kraftwerkstechniken sind augenfällig und eine vollständige bzw. teilweise Internalisierung dieser externen Kosten hätte natürlich Auswirkungen auf die Rentabilität der verschiedenen Kraftwerksoptionen.

Weitere politisch bedingte Investitionsrisiken gehen von steuerlichen oder Abgabebelastungen von Energieträgern aus, die in Art und Umfang längerfristig nicht prognostizierbar sind. Gleiches gilt für Subventionen von bestimmten Stromerzeugungstechniken, wie sie derzeit in erheblichem Umfang durch das Erneuerbare-Energien- und das KWK-Fördergesetz erfolgen.

Anhand von Bild 15 soll verdeutlicht werden, dass die politischen Rahmenbedingungen und Interventionen die Entwicklung der Struktur der Elektrizitätsversorgung und die Kraftwerksstruktur in Deutschland entscheidend prägen werden.

Dargestellt sind verschiedene Szenarien der Entwicklung der Stromerzeugung bei unterschiedlichen politischen Rahmenbedingungen und Interventionen.

Diese betreffen im wesentlichen die Setzung unterschiedlicher Klimaschutzziele, die Vorgabe von Anteilen erneuerbarer Stromerzeugung und die politisch vorgegebene Ausgrenzung von Techniken, wie im Falle der Kernenergie. Die gravierenden Unterschiede der Kraftwerksstrukturen in den Szenarien machen deutlich, dass verlässliche politische Rahmenbedingungen notwendig sind, wenn zukünftige Kraftwerksinvestitionen nicht zu einem existenzbedrohenden Vabanquespiel für die Unternehmen der Elektrizitätswirtschaft werden sollen.

Literatur

Pruscek, Rudolf: Zukünftige Kohlekraftwerke, in BWK Bd53 (2001) Nr. 12.

Scheffknecht, Günter; Stamatelopoulos, Georg N.; Lorey, Heinz: Moderne Kohlekraftwerke, in BWK Bd. 54 (2002) Nr. 6.

Voß, Alfred: Bewertung von Kraftwerksinvestitionen im liberalisierten Markt; VDI-Tagung, Optimierung in der Energieversorgung, 9.-10. Oktober 2001, Veitshöchheim.

Voß, Alfred: Wettbewerbsfähigkeit der verschiedenen Stromerzeugungsarten im liberalisierten Markt; in VGB PowerTech, Heft 4 2001.

Weber, Chr.: Konzept für ein integriertes Marktsimulationsmodell; VDI Band 1621, Optimierung in der Energieversorgung, 2001

Weber, Chr.: Das Investitionsparadox in wettbewerblichen Strommärkten - Problembeschreibung und Lösungsansätze, zur Veröffentlichung in den Energiewirtschaftlichen Tagesfragen vorgesehen