

Kraftwerksbeteiligungen: wirtschaftliche Alternative zur Strombeschaffung?

Das derzeitige Preisniveau am Großhandelsmarkt lässt Kraftwerksneubauten wieder interessant erscheinen. Mittlerweile werden am Markt zunehmend Beteiligungskonzepte für solche Projekte entwickelt. Eine wesentliche Grundlage für einen erfolgreichen Markteintritt sind dabei eine sorgfältige Analyse der Strom- und Brennstoffmärkte sowie ein umfassender Überblick über die Vor- und Nachteile der unterschiedlichen Kraftwerkstypen.

Mit Beginn der Liberalisierung im Strommarkt sind die Preise auf dem Großhandelsmarkt in der Periode 1999 bis etwa 2001 zunächst stark gefallen. Im Massenkundengeschäft betrug die Preisnachlässe bis zu 20 Prozent, im Industriekunden-segment konnten Preisnachlässe bis zu 50 Prozent erzielt werden. Diese Preise lagen aber auf und teilweise unter dem Niveau der Grenzkosten für bestehende Kraftwerke. Sie waren einerseits ein Ausdruck für bestehende Überkapazitäten im deutschen Kraftwerksmarkt, andererseits auch nur deshalb darstellbar, weil ein Großteil der deutschen Kraftwerke (mit Ausnahme Ostdeutschlands) weitgehend oder ganz abgeschrieben war.

Seit 2002 sind die Preise am Großhandelsmarkt in mehreren Preisschüben angestiegen. Sehr stark gestiegen sind die Preise im Jahr 2005 mit einem besonders starken Anstieg zum Jahresende. Der Jahresforward Base für 2006 wurde zu Beginn des Jahres 2005 mit ca. 33 Euro/MWh gehandelt, am Jahresende kostete dasselbe Produkt 53 Euro/MWh. Vor diesem Hintergrund rücken Kraftwerksneubauten wieder in den Mittelpunkt des Interesses, da das derzeitige Preisniveau eine zunehmend bessere Wirtschaftlichkeit erwarten lässt.

Entwicklung der Kraftwerkskapazitäten und der Brennstoff- und Strompreise

In **Abbildung 1** ist der bestehende Kraftwerkspark in Deutschland dargestellt, die insgesamt durch diese Kraftwerke physisch zu deckende Höchstlast sowie die Entwicklung dieser Kraftwerkskapazitäten über die Zeitachse unter der Annahme, dass Kraftwerke nach Erreichen ihrer kal-

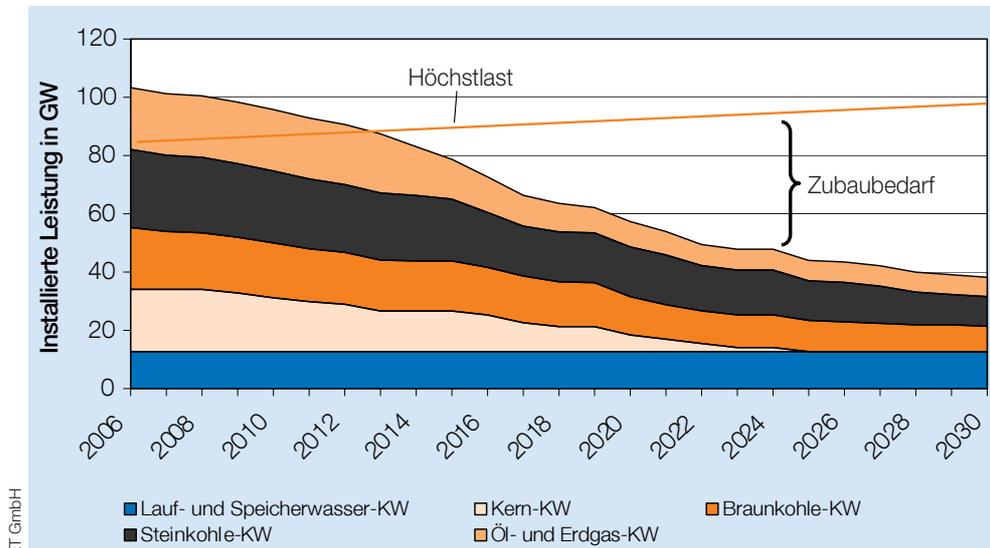


Abb. 1: Entwicklung des Bestands an Kraftwerken in Deutschland (Jahr 2006-2030)

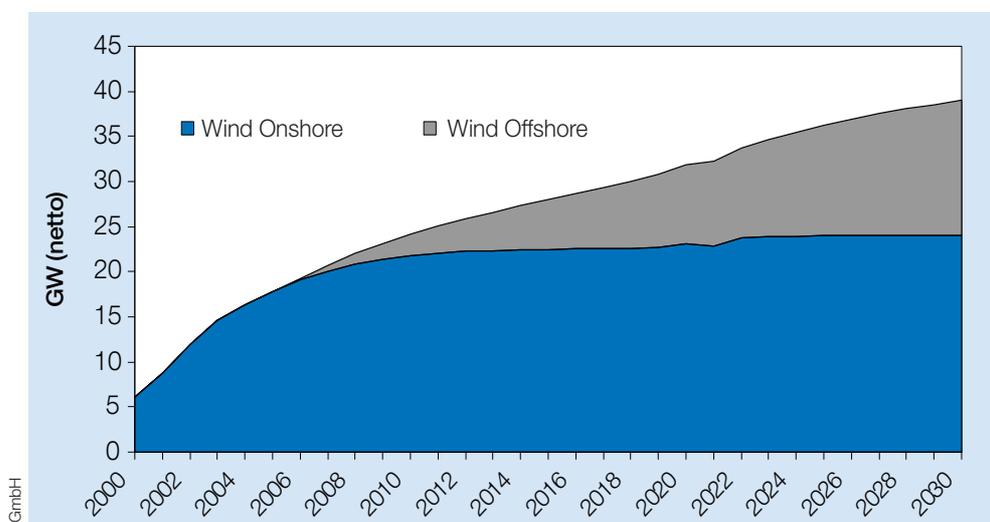


Abb. 2: Entwicklung der installierten Leistung Windenergie (Energieprognose der Bundesregierung [EWI/Prognos])

kulatorischen Nutzungsdauer nicht durch andere Kraftwerke ersetzt werden.

Man erkennt aus diesem Bild einen deutlichen Rückgang der vorhandenen Kraftwerkskapazitäten, der zum Teil durch den Kernenergieausstieg verursacht ist, zum Teil aber auch durch die altersbedingte Stilllegung bestehender Kohlekraftwerke. Des Weiteren werden alte Öl- und Gaskraftwerke mit schlechten Wirkungsgraden abgebaut.

Aus dieser Entwicklung resultiert ab 2007/2008 eine Deckungslücke, die nur durch Neubau oder verstärkte Importe gedeckt werden kann. Die Möglichkeit von Importen ist aber derzeit begrenzt, da im Unterschied zum innerdeutschen Höchstspannungsverbundnetz für den Stromhandel mit dem Ausland nur begrenzte Kuppelkapazitäten verfügbar sind. Insoweit entsteht ein zunehmender Bedarf an Neubaukapazität, der zu stark steigenden Strompreisen führen kann, wenn keine entsprechenden Ersatzinvestitionen getätigt würden (vergleiche die Erfahrungen im kalifornischen Strommarkt).

Zukünftige Entwicklung des Kraftwerkmarkts

Die Stromerzeugung aus Kraftwerken ist der kapitalintensivste Teil der Wertschöpfungskette im Strommarkt. Kraftwerke zeichnen sich durch hohe Kapitalkosten mit langen Amortisationsdauern aus. Strompreise auf den Großhandelsmärkten können über Forwards oder Futures in der Regel aber nur bis zu etwa fünf Jahren im Voraus abgesichert werden. Hieraus folgt, dass eine Investition in neue Kraftwerke mit einem hohen Risiko verbunden ist. Die Marktführer in Deutschland bei der Stromerzeugung (RWE Power, E.ON Power, EnBW, Vattenfall) werden bestrebt sein, ihre Risiken zu diversifizieren. Sie werden nur dann in neue Kraftwerke investieren, wenn sie angemessene Renditen erzielen. Dies bedeutet, dass die Preise auf dem Handelsmarkt mindestens auf ein im Mittel kostendeckendes Niveau steigen müssen. Die zögerliche Investitionshaltung der Marktführer hatte aber auch zur Folge, dass beim Neubau von erdgasbefeuerten GuD-Anlagen – die in relativ kurzer Zeit genehmigt und gebaut werden können – unabhängige Erzeuger (IPP) bisher den weit überwiegenden Anteil stellen.

Aus dieser generellen Marktsituation erwachsen Chancen für andere Marktteil-

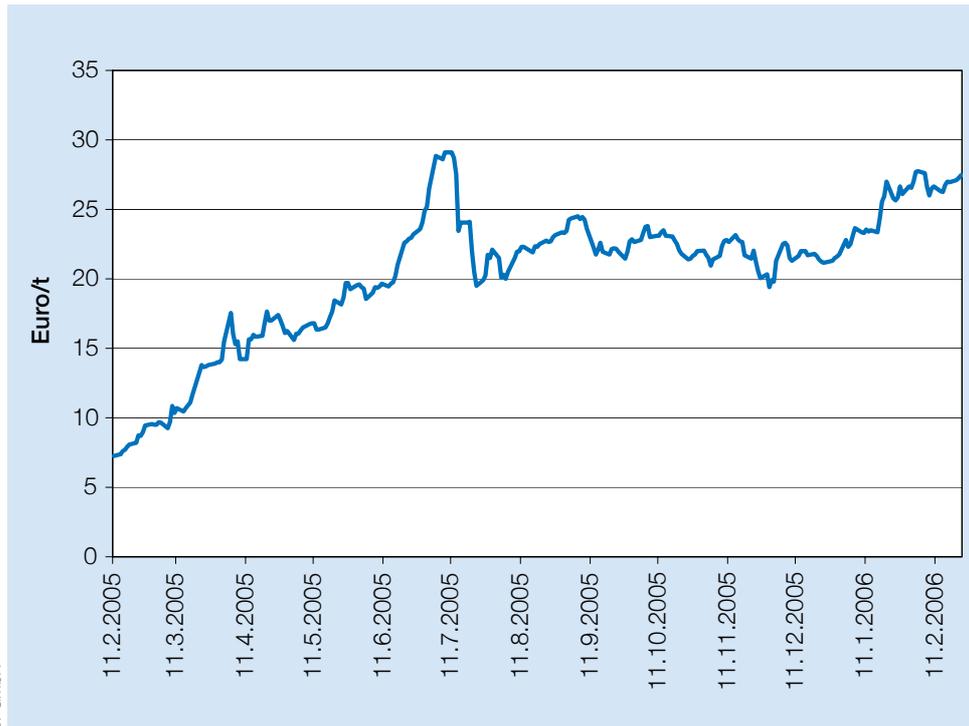


Abb. 3: Entwicklung der CO₂-Preise (EU-Allowances)

nehmer (New Market Entrance). Sie können als Preisnehmer von den steigenden Marktpreisen profitieren. Sie haben aber auch zusätzliche Markteintrittsbarrieren zu überwinden, die sie gegenüber den alteingesessenen Marktführern benachteiligen:

- Die neuen Marktteilnehmer konkurrieren gegen ein Portfolio aus abgeschriebenen Alt- und effizienten Neubaukraftwerken.
- Sie verfügen nicht über einen großen Kraftwerkspark, mit dem günstig eine Reserve für unvorhergesehene, störungsbedingte Ausfälle mobilisiert werden kann.

- Kraftwerksbetreiber mit einem großen Kraftwerksportfolio mit unterschiedlichen Kraftwerkstypen und Brennstoffarten verfügen im Vergleich zu neuen Marktteilnehmern mit einzelnen Kraftwerken über einen höheren Produktmix und können in der Folge ihr Risiko stärker diversifizieren (die – zeitweilige – Unwirtschaftlichkeit einzelner Kraftwerke, z. B. auf Grund stark gestiegener Brennstoffkosten im Vergleich zu anderen Brennstoffarten, kann durch den Kraftwerksmix insgesamt „aufgefangen“ werden).

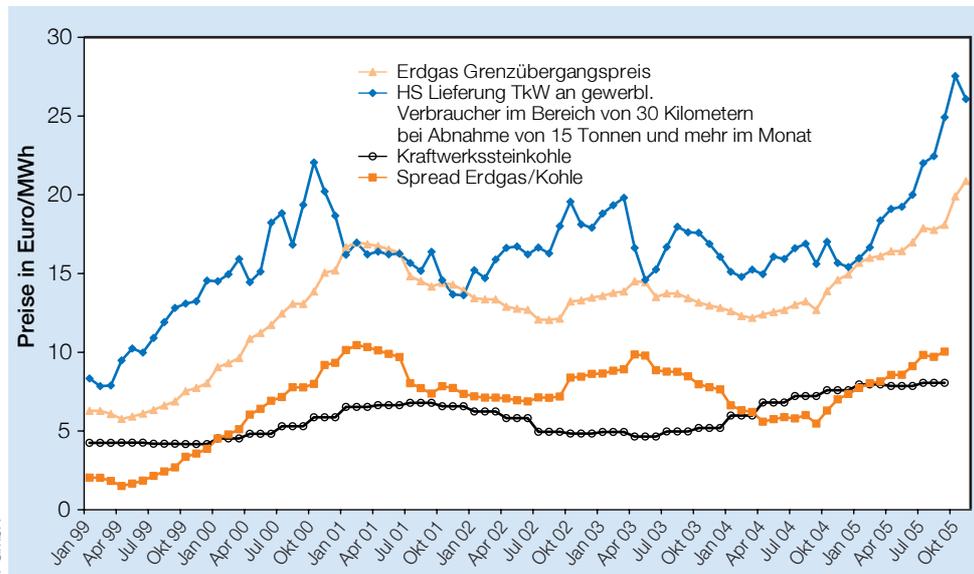


Abb. 4: Entwicklung der Grenzübergangspreise (Hu)

Bei der Frage, in welche Kraftwerke zukünftig investiert wird, spielt auch die energiepolitische Ausrichtung eine wesentliche Rolle. Kernenergie deckt derzeit noch über 30 Prozent des Erzeugungsmarktes ab. Sie ist aber derzeit politisch ohne Akzeptanz. Braunkohle ist im Wesentlichen nur für zwei Marktteilnehmer zugänglich (RWE, Vattenfall). Die Kraftwerke sind kostengünstig direkt bei den Produktionsstätten errichtet. Braunkohle unterliegt nicht einem allgemeinen Weltmarkt-Preisänderungsrisiko; die Kosten sind im Wesentlichen durch die Entwicklung von Löhnen und Investitionsgüterindizes bestimmt. Dies führt dazu, dass sowohl RWE als auch Vattenfall angekündigt haben, neue Braunkohlekraftwerke (Neurath, Boxberg) zu errichten.

Auch der Ausbau der zwar kapitalintensiven, dafür aber nahezu brennstoffpreisunabhängigen Wasserkraft ist in Deutschland weitestgehend abgeschlossen. Einen steigenden Beitrag werden erneuerbare Energien insbesondere aus Wind-

kraftwerken liefern. **Abbildung 2** zeigt diesbezügliche Prognosen aus dem von EWI/Prognos erstellten Energiereport der Bundesregierung.

Halten diese energiepolitischen Rahmenbedingungen zumindest vom Grundsatz her an, ist in der Folge mit einem stark steigenden Bedarf an flexiblen Kraftwerken zu rechnen (Minutenreserve).

Ein weiteres Risiko stellt der CO₂-Zertifikatehandel dar. Zwar ist in der ersten Allokationsperiode (2005 bis 2007) geplant, Neubaukraftwerke für die ersten vierzehn Betriebsjahre entsprechend des tatsächlichen Bedarfs mit ausreichend Zertifikaten auszustatten, die Zuteilungsregeln für die Folgeperioden sind jedoch noch nicht bekannt. Wahrscheinlich wird es für die nächste Zuteilungsperiode 2008 bis 2012 keine ex post Anpassung der Zuteilung mehr geben, sondern eine fixe ex ante Zuteilung auf der Basis von Benchmarks und typischen Produktionsmengen je Anlagentyp. Damit sind die

CO₂-Zertifikatekosten als Opportunitätskosten in die variablen Kosten einzurechnen, was erhebliche Auswirkungen auf den Kraftwerkseinsatz hat. **Abbildung 3** zeigt die Entwicklung der CO₂-Zertifikatspreise seit Beginn des Emissionshandels Anfang 2005.

Für den Wettbewerb durch neue Marktteilnehmer stehen für den deutschen Markt somit im Wesentlichen nur zwei Kraftwerkstypen zur Verfügung: Kohlekraftwerke auf Basis von Import-Steinkohle und hoch effiziente Gas- und Dampfkraftwerke auf Erdgas-Basis. Diese beiden Kraftwerkstypen lassen sich grob wie folgt charakterisieren:

- Steinkohlekraftwerke
 - hohe Kapital-, Instandhaltungs- und Bedienungskosten
 - Notwendigkeit zu großen Blockgrößen von 600 bis 800 MW auf Grund der ausgeprägten Kostendegression
 - im Vergleich zu erdgasbefeuerten GuD-Anlagen geringerer Wirkungsgrad (ca. 10 Prozentpunkte)
 - höheres CO₂-Risiko auf Grund des Brennstoffs Steinkohle sowie des schlechteren Wirkungsgrades
 - große Reichweite der Kohlevorkommen (400 Jahre), einfache Transportlogistik und diversifizierte Bezugsmöglichkeiten für den Brennstoff Importsteinkohle; daher relativ geringes Brennstoffpreisisiko
- Erdgas-GuD-Kraftwerke
 - geringere Kapital- und Bedienungskosten
 - kleinere wirtschaftliche Blockgrößen (400 MW)
 - hoher Wirkungsgrad
 - geringeres CO₂-Risiko
 - Erdgasvorkommen vergleichsweise gering, unzureichender Wettbewerb beim Gas, deutlich höhere variable Kosten; daher höheres Brennstoffpreisisiko

In **Tabelle 1** sind eine Reihe bekannt gewordener Kraftwerksprojekte dargestellt, die die vorgenannte Einschätzung bestätigen.

Entwicklung der Brennstoffpreise

In **Abbildung 4** ist die Entwicklung der Grenzübergangpreise für Kraftwerksteinkohle sowie -erdgas dargestellt. Ergänzend sind die Notierungen für schweres Heizöl (HS) als Indikator für den Erdgaspreis für Kraftwerksgas und der Preis-Spread zwischen Erdgas und Kohle dargestellt. Die Preisverläufe zeigen folgende Entwicklungen:

Tabelle 1: Angekündigte Kraftwerksprojekte			
Betreiber/Gemeinschaft	Ort	Brutto-Leistung in MW	IBN
Braunkohle-Kraftwerke			
RWE Power AG	Neurath	1.100	2010
RWE Power AG	Neurath	1.100	2010
Vattenfall	Boxberg	675	2011
Summe Braunkohle		2.875	
Steinkohle-Kraftwerke			
RWE Power AG	Hamm (Block 1)	750	2011
RWE Power AG	Hamm (Block 2)	750	2011
E.ON	Datteln	1.065	2011
Vattenfall	Moorburg (Block 1)	880	2012
Steag mit EVN und EnBW	Duisburg-Walsum	750	2011
Steag mit EnBW	Herne oder Marl	750	2011
Summe Steinkohle		4.945	
Erdgas-Kraftwerke			
RWE Power AG	Weisweiler	270	2006
RWE Power AG	Weisweiler	270	2006
E.ON	Irsching	350	2008
E.ON	Irsching	180	2011
E.ON	Irsching	800	2008
MARK-E mit Statkraft	Herdecke	400	2007
Statkraft mit Essent	Hürth	790	2007
Trianel	Hamm-Uentrop	800	2007
Summe Erdgas		3.860	
Summe Kraftwerksneubauten		11.680	

Quelle: BET GmbH

- Die Preise für Erdgas und HS sind vor allem in den Jahren 1999/2000 und im Jahr 2005 stark gestiegen.
- Der Steinkohlepreis stieg ebenfalls an, weist aber nicht so starke Schwankungen auf. Zurzeit beobachtet man wieder sinkende Steinkohlepreise.
- War der Erdgaspreis bis 1999 im Vergleich zur Importsteinkohle nur etwa 50 Prozent teurer, liegt er heute auf etwa doppelt so hohem Niveau.

Es wird ersichtlich, dass die lange Zeit als preisstabil geltende Steinkohle mittlerweile deutlich volatiler geworden ist. Gründe hierfür sind vor allen Dingen die stark steigende Nachfrage nach Steinkohle auf dem chinesischen und zunehmend auch auf dem indischen Markt. Damit einhergehend haben sich die Transportkapazitäten verknappt, was dazu geführt hat, dass die Frachtraten preislich teilweise über den Rohstoffpreisen frei Produktionsstätte liegen!

Generell ist festzuhalten, dass auf Grund der in der jüngsten Zeit zunehmenden Nachfrage nach den Primärenergieträgern Erdgas und Steinkohle die Preise stark angezogen haben (Erdgas auch als Folge der stark gestiegenen Ölpreise). Mittlerweile muss allgemein davon ausgegangen werden, dass die Brennstoffpreise für Erdgas und auch für Steinkohle nicht mehr auf das Niveau der Jahre vor 2000 zurückfallen werden. Des Weiteren wird für die Zukunft davon ausgegangen, dass auch der Steinkohlemarkt – ähnlich wie schon immer der Öl- und Gasmarkt – zunehmend volatiler und damit risikobehafteter wird.

Tabelle 2: Eingangsdaten für einen Vergleich Steinkohle-Erdgas-GuD-Kraftwerk

Kraftwerkstyp	Gas-GuD	Steinkohle
Bruttoleistung	400 MW	600 MW
Investitionskosten	550 €/kW	1.050 €/kW
Brennstoff frei Kraftwerk	15,6 €/MWh	62,5 €/t SKE
CO ₂ -Preis	23 €/t	23 €/t
Wirkungsgrad	55 Prozent	45 Prozent
EK-Anteil	30 Prozent	30 Prozent
FK-Zinsen	6 Prozent	6 Prozent
EK-Verzinsung	10 Prozent	10 Prozent

Quelle: BET GmbH

Entwicklung der Großhandelspreise

In **Abbildung 5** sind die EEX-Futures-Preise für Stromlieferungen in den Jahren 2001 bis 2011 dargestellt. Die fett durchgezogenen Linien sind dabei jeweils der Mittelwert aller täglichen Quotierungen dieser Produkte. Die gestrichelten Kurven zeigen die niedrigsten, die strichpunktierten die höchsten Quotierungen dieser jeweiligen Jahresprodukte.

Die Abbildung unterstreicht die eingangs aufgestellte These, dass auf Grund der knapper werdenden Kraftwerkskapazitäten die Preise kontinuierlich steigen. Des Weiteren wird deutlich, dass seit 2004 die Volatilität der Strompreise enorm zugenommen hat. In beiden Entwicklungen liegt eine starke Motivation, in neue Kraftwerke zu investieren oder sich mit einer Kraftwerksscheibe an einem Gemeinschaftsprojekt zu beteiligen:

- Durch die Beteiligung an einem Neubau-Kraftwerk, verbunden mit einem Strombezugsrecht zu Selbstkosten, kann eine

Preisabsicherung auf die Vollkosten des jeweiligen Kraftwerks erreicht werden.

- Damit kann man sich insbesondere gegen stark schwankende Strompreise zusätzlich absichern, da man jederzeit ein Wahlrecht ausnutzen kann: Bei niedrigen Strompreisnotierungen Kauf am Markt, bei hohen Strompreisnotierungen Absicherung durch das Kraftwerk zu Selbstkosten.

Gerade in der zuletzt beschriebenen Eigenschaft einer Kraftwerksbeteiligung, nämlich in dem jederzeitigen Wahlrecht zwischen Bezug aus dem Kraftwerk oder Bezug/Verkauf aus bzw. in den Markt liegt die besondere Motivation für die Beteiligung an einem solchen Projekt.

Wirtschaftlichkeitsvergleich von Kohle- und Gas-GuD-Kraftwerk

In **Tabelle 2** sind wesentliche Eingangsdaten der im Vergleich betrachteten Gas-GuD- und Steinkohlekraftwerke zusammengestellt. Die technischen Daten und ►

kompetent & aktuell...

bbr – Fachmagazin für Brunnen- und Leitungsbau
www.bbr-online.de

Die nächste Ausgabe erscheint am 8. September 2006
... u. a. mit den folgenden Themen

Leitungsbau

Lösungsansätze für Probleme mit verschmutzten Straßenkappen und Unterflurhydranten

Bohrtechnik

HDD-Projekt auf der Insel Sachalin

Brunnenbau

Mechanische Partikelfiltration als Ursache der Brunnenalterung:
Partikelführung im Grundwasser

Trinkwasserversorgung

GIS-Lösungen für den Netzbetrieb – von der Erfassung bis zur Prozessintegration



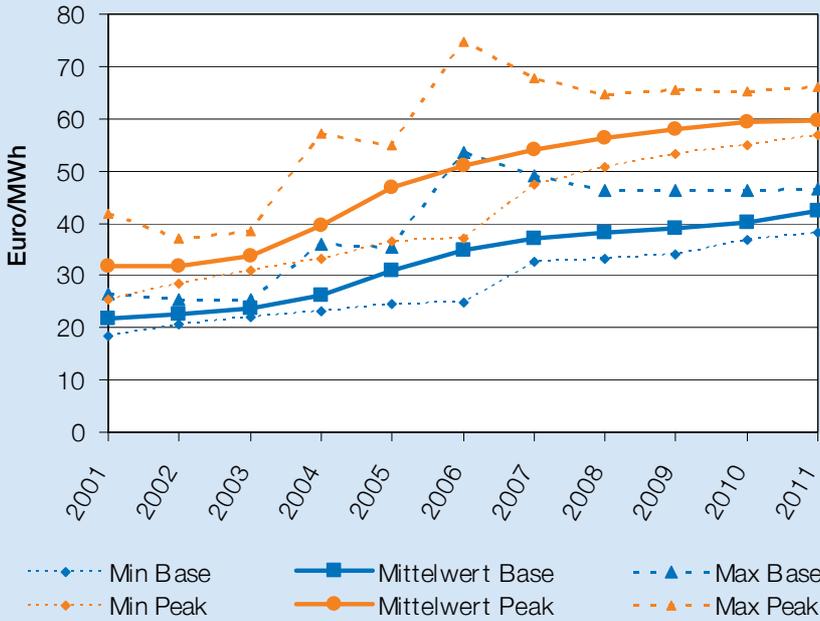


Abb. 5: EEX-Futures 2001 bis 2011

Quelle: BET GmbH

Kostenansätze beruhen im Wesentlichen auf Erfahrungswerten der BET sowie Angaben von Anlagenbauern und Lieferanten. Enthalten sind nicht nur die „reinen“ Kraftwerkskosten, sondern auch weitere Kosten für Stromnetzanbindung, Baugelände, Finanzierungskosten, sonstige Vorlaufkosten. Auf dieser Basis werden die Stromgestehungskosten mit Hilfe einer annuitätischen Kapitalkostenrechnung ermittelt. Die Brennstoffpreise wurden in Anlehnung an

die derzeitige Marktentwicklung angesetzt und beinhalten Transport- und Umschlagskosten frei Kraftwerk. In **Abbildung 6** ist der Vergleich der so ermittelten Stromgestehungskosten in Abhängigkeit von der Benutzungsdauer und im Vergleich zu den Mittelwerten der Quotierungen für Base und Peak für das Jahr 2007 dargestellt.

Die Grafik zeigt, dass die Stromgestehungskosten im Grundlastbereich (6.000

bis 8.000 h/a) bei Steinkohlekraftwerken unter denen von Gas-GuD-Kraftwerken liegen. Im Mittellastbereich (4.000 bis 5.000 h/a) hingegen haben Gas-GuD-Kraftwerke einen Kostenvorteil. Der Verlauf der Kurven wird jedoch stark von der CO₂-Gratisallokation und vom CO₂-Preis beeinflusst. Wird wie im derzeitigen Zuteilungsgesetz die Allokation für Neuanlagen ex post an den Bedarf angepasst, ist der Verlauf der Kurven erheblich steiler als bei einer ex ante Allokation, wobei dieser Effekt bei Steinkohlekraftwerken wegen des höheren CO₂-Emissionsfaktors deutlich stärker ausgeprägt ist. Dies liegt daran, dass bei einer ex ante Allokation bei hohen Benutzungsdauern Zertifikate nachgekauft werden müssen, bei niedrigen Benutzungsdauern entsprechend überschüssige Zertifikate verkauft werden können.

Bei einer ex ante Allokation fließen die CO₂-Kosten unabhängig von der Gratisallokation als Opportunitätskosten voll in die Grenzkosten ein. Dadurch kommt es zu völlig anderen Kraftwerkseinsatzregimen. Wenn die CO₂-Preise über einen kritischen Wert steigen, der ca. bei 25 Euro pro Tonne liegt, ist ein Kohlekraftwerk nicht mehr für die Grundlastzeugung einsetzbar, sondern rutscht in die Mittellast. Ob damit dann noch die Vollkosten gedeckt werden können, hängt stark von der Höhe der Gratisallokation ab.

Bei der hier unterstellten Gratiszuteilung für 5.000 Vollbenutzungsdauern und einem CO₂-Preis von 23 Euro pro Tonne ist das Kohlekraftwerk bei mehr als 5.400 h/a noch geringfügig günstiger. Die Differenz zum Gas-Kraftwerk ist aber nur noch minimal. Das heißt, wenn der Kohlepreis oder der CO₂-Preis gegenüber dem hier dargestellten Szenario geringfügig steigt, ist das Gaskraftwerk auch in der Grundlast dem Kohlekraftwerk überlegen. Dies könnte im Allokationsplan dadurch kompensiert werden, dass Kohlekraftwerke die Allokation für eine höhere Benutzungsdauer erhalten als Gaskraftwerke.

Der Vergleich mit Base- und Peakpreisen für das Jahr 2007 zeigt, dass das Preisniveau Ende 2005 noch nicht ausreichte, um die Anlagen wirtschaftlich zu betreiben. Lediglich das Kohlekraftwerk mit ex post-Anpassung hätte in der Grundlast positive Deckungsbeiträge erzielt. Mit den hohen Preisen des Monats Februar 2006 hätten sowohl das Gas-GuD- als auch das Steinkohlekraftwerk unabhängig von der Allokationsmethode gute Ergebnisse erzielt.

Quelle: BET GmbH

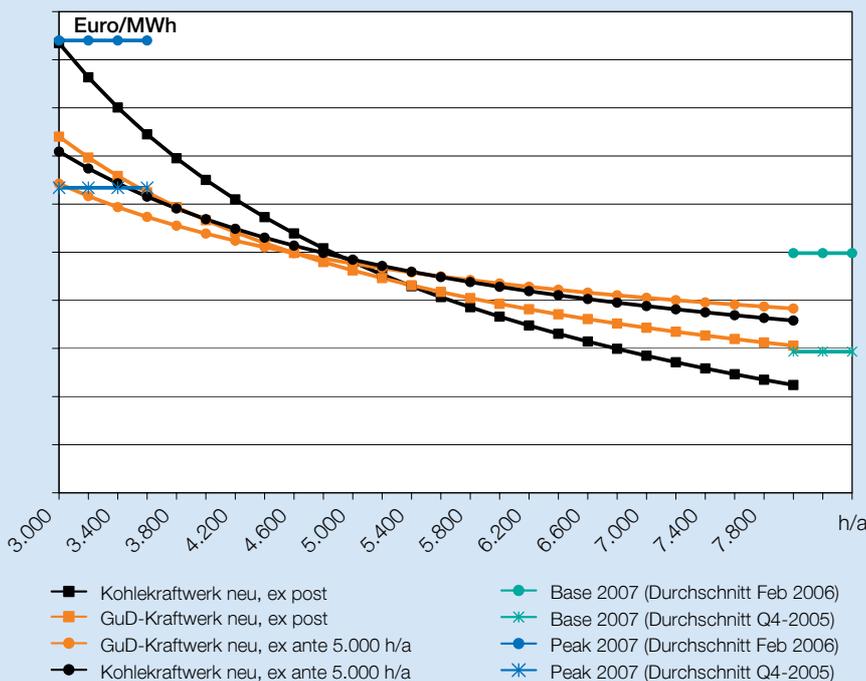


Abb. 6: Stromgestehungskosten im Vergleich

Zusammenfassung und Ergebnisse

Bis etwa 2002 orientierten sich die Großhandelspreise Strom an den Grenzkosten der Kraftwerke. Seit 2003 ist ein kontinuierlicher, zum Teil drastischer Anstieg der Strompreise auf dem Großhandelsmarkt zu beobachten. Gleichzeitig haben sich seit 2000 die Erdgaspreise signifikant verteuert. Aber auch die Importsteinkohlepreise haben seit 2004 eine starke Aufwärtsentwicklung durchgemacht.

Bei dem Preisniveau Februar 2006 (EEX-Futures für 2007) können sowohl Gas-GuD- als auch Steinkohlekraftwerke wirtschaftlich betrieben werden.

Im Vergleich zu Steinkohlekraftwerken erweisen sich hoch effiziente Gas-GuD-Kraftwerke in der Mittellast als kostengünstiger. Bei Auslegung mit hoher technischer Flexibilität können diese auch zusätzlich am hochpreisigen Regelenergiemarkt eingesetzt werden. Eine wesentliche Bedeutung für die Wirtschaftlichkeit von Gas-GuD-Kraftwerken kommt der Gestaltung des Gaslieferungsvertrags und dem Gasbeschaffungskonzept zu. Nur bei sorgfältig

ausgehandelten Verträgen und einem langfristig abgesicherten Gasbeschaffungskonzept sind diese Kraftwerke wirtschaftlich vorteilhaft.

Von hohen CO₂-Preisen sind Kohlekraftwerke stärker betroffen als Gas-Kraftwerke. Die Ausgestaltung des Zuteilungsgesetzes 2012, dessen wesentliche Regelungen inzwischen im Entwurf des Nationalen Allokationsplans vorliegen, wird unter anderem darüber entscheiden, in welche Kraftwerke künftig investiert wird.

Insgesamt lässt sich festhalten, dass auf Grund der stark zugenommenen Volatilität im Strommarkt die Investition oder die Beteiligung an neuen Kraftwerken eine interessante Alternative geworden ist. Mittlerweile werden am Markt zunehmend Beteiligungskonzepte für solche Projekte entwickelt. Die Entscheidung für eine Beteiligung setzt eine sorgfältige und umfangreiche Analyse des Projektes und der Strom- und Brennstoffmärkte voraus, die den Umfang dieser Darstellung bei weitem sprengen würde. Eine solche

Analyse ist für Marktteilnehmer mit einem großen Stromportfolio (Industriebetriebe, Stadtwerke) aber in jedem Fall ein Muss für die Zukunft. Das alleinige Vertrauen auf den Markt könnte die Unternehmen bei der Strombeschaffung hohen Preisrisiken aussetzen. Dies kann durch eine Kraftwerksbeteiligung abgemildert werden. Letztlich sollte ein ausgewogener Mix aus Kraftwerksbeteiligung und Beschaffung vom Strommarkt angestrebt werden.

Autoren:

Dr.-Ing. Norbert Krzikalla

Dr.-Ing. Michael Ritzau

BET Büro für Energiewirtschaft
und technische Planung GmbH

Theaterstr. 58-60

52062 Aachen

Tel.: 0241 47062-0

Fax: 0241 47062-60

E-Mail: norbert.krzikalla@bet-aachen.de

E-Mail: michael.ritzau@bet-aachen.de

Internet: www.bet-aachen.de ■