

Gutachten

**Anmerkungen zu  
empirischen Analysen  
der Preisbildung am  
deutschen Spotmarkt  
für Elektrizität**

**Dr.-Ing. Derk J. Swider  
Dipl.-Volksw. Ingo Ellersdorfer  
Dipl.-Wirt.-Ing. Matthias Hundt  
Prof. Dr.-Ing. Alfred Voß**

Auftraggeber:  
*Verband der Verbundunternehmen und Regionalen Energieversorger in  
Deutschland – VRE - e.V.*

Stuttgart, April 2007



## Kurzfassung

Vor dem Hintergrund der in den letzten Jahren angestiegenen Großhandelspreise sind Zweifel an der wettbewerblichen Funktionsweise der Elektrizitätsmärkte artikuliert worden. In diesem Kontext wird über Marktmacht als Instrument der Elektrizitätserzeuger zur Preisbeeinflussung mit dem Kalkül der Gewinnmaximierung spekuliert. Marktmacht würde dabei durch die geplante Zurückhaltung von verfügbarer Kraftwerksleistung ausgeübt, was zu Lasten der Verbraucher ginge und so zu Wohlfahrtsverlusten für die Gesellschaft geführt habe.

Die derzeitige Diskussion basiert maßgeblich auf Studien, die sich mit der empirischen Analyse der Preisbildung am deutschen Elektrizitätsmarkt befassen (VON HIRSCHHAUSEN ET AL., 2007; LANG/SCHWARZ, 2006; MÜSGENS, 2006). In diesen wird versucht, Indizien bzw. Belege für die Ausübung von Marktmacht aus der Differenz zwischen den tatsächlich zu beobachtenden Marktpreisen und den sich in einem funktionierenden Wettbewerb vermutlich einstellenden Marktergebnissen zu finden. Demnach kommt der Bestimmung der Differenz zwischen Marktpreisen und kurzfristigen Grenzkosten des letzten zur Nachfragedeckung eingesetzten Kraftwerks (hier kurz Marktpreis-Grenzkosten Differenz) eine entscheidende Rolle zu. Während die Marktpreise der Vergangenheit bekannt sind, müssen die als wettbewerbliche Referenz herangezogenen kurzfristigen Grenzkosten des letzten zur Lastdeckung eingesetzten Kraftwerks mit einem geeigneten (Modell-)Ansatz quantitativ abgeschätzt werden. In den angesprochenen Studien werden auf der Basis der von den Autoren als geeignet angesehenen Modellierung für ausgewählte Zeitperioden der Vergangenheit (2000 bis 2006) für die meisten Stunden positive Marktpreis-Grenzkosten Differenzen ermittelt. Diese dienen dann als Indiz bzw. Beleg für eine missbräuchliche Überhöhung der Marktpreise und damit für die Ausübung von Marktmacht bzw. unzureichenden Wettbewerb.

*Das dieser Kurzfassung zugrunde liegende Gutachten zeigt, dass die vorliegenden Versuche, Marktmachtausübung und damit unzureichenden Wettbewerb auf den deutschen Elektrizitätsmärkten empirisch nachweisen zu wollen, fehlschlagen. Die getroffenen Aussagen, dass Marktmacht ausgeübt worden sei, sind vor dem Hintergrund der Defizite in der theoretischen Fundierung sowie gerade angesichts methodischer Vereinfachungen und empirischen datenseitigen Unzulänglichkeiten wissenschaftlich nicht belastbar.*

## Theoretische Fundierung

Die Quantifizierung der Ausübung von Marktmacht wird in den genannten Studien mit Hilfe der Marktpreis-Grenzkosten Differenz vorgenommen. Dabei wird implizit auf das Standardmodell der neo-klassischen Ökonomik, das Modell der vollständigen Konkurrenz, zurückgegriffen. Treten positive Marktpreis-Grenzkosten Differenzen auf, so wird gefolgert, dass kein funktionsfähiger Wettbewerb vorläge, hier also eine missbräuchliche Überhöhung der Marktpreise zu beobachten wäre. Diese Schlussfolgerung setzt voraus, dass der zugrunde gelegte

hypothetische Idealzustand der vollständigen Konkurrenz als wettbewerbliche Referenz für den Elektrizitätsmarkt geeignet ist. Dies trifft aber für den Elektrizitätsmarkt, wie auch für andere reale Märkte nicht zu, da wesentliche Prämissen des Modells der vollständigen Konkurrenz, wie z. B. vollständige Markttransparenz oder unendliche Reaktionsgeschwindigkeit in der Realität nicht darstellbar sind. Daraus resultieren variable Kostenelemente, die in realen wettbewerblichen Märkten, nicht aber im Modell der vollständigen Konkurrenz auftreten. So verursachen u. a. Unsicherheiten oder Unkenntnis über die zu erwartenden kurzfristigen Nachfrage- oder Brennstoffpreisschwankungen variable Kostenbestandteile, die sich in der Berücksichtigung von Risikoprämien für die Wiederbeschaffung der Brennstoffe oder den Einsatz von Ausfallreservekapazität widerspiegeln. Daneben können die in der Elektrizitätserzeugung notwendigen zeitlichen Anpassungsprozesse z. B. bei der Erhöhung der Produktionsmenge von Kraftwerken über anfallende Anfahrkosten zu Abweichungen vom theoretischen Idealzustand der vollständigen Konkurrenz führen. Die in realen Märkten mit funktionierendem Wettbewerb auftretenden Abweichungen der kurzfristigen Grenzkosten vom Modell der vollständigen Konkurrenz stellen damit keine Ausübung von Marktmacht dar.

Darüber hinaus müssen auch bei funktionsfähigem Wettbewerb am Elektrizitätsmarkt und unabhängig von der Marktstruktur zumindest zeitweise positive Marktpreis-Grenzkosten Differenzen auftreten, um die Investitions- und sonstigen nicht variablen Kosten der Grenzkraftwerke zu decken. In diesen Fällen bestimmt sich der Marktpreis durch die Zahlungsbereitschaft der Nachfrage und es liegt eine Knappheitssituation vor<sup>1</sup>. Erst mit diesen Knappheitssignalen wird die rechtzeitige Anregung von Investitionen in neue Kraftwerke und die Deckung der Fixkosten vorhandener Kraftwerke möglich. Die in diesen Situationen vorliegenden positiven Marktpreis-Grenzkosten Differenzen sind nicht auf eine missbräuchliche Ausübung von Marktmacht zurückzuführen und dürfen auch nicht so interpretiert werden.

### **Bestimmung kurzfristiger Grenzkosten**

In den genannten Studien werden die Marktpreis-Grenzkosten Differenzen mit Hilfe von fundamentalen Optimierungsmodellen bestimmt. Mit diesen wird der Elektrizitätsmarkt über eine möglichst genaue Beschreibung des zu erwartenden Kraftwerkseinsatzes unter Beachtung von Nebenbedingungen (Nachfragedeckung und je nach Spezifikation des Modells auch Reservevorhaltung, Anfahrvorgänge, Mindestbetriebszeiten, Speicherbewirtschaftung, u. v. a.) abgebildet. Dabei bestehen bei der Anwendung von Optimierungsmodellen zur Abbildung der Preisfindung im Elektrizitätsmarkt verschiedene methodische Probleme.

---

<sup>1</sup> Eine Knappheitssituation bezeichnet eine Preisreaktion der Nachfrage und ist nicht mit einer Gefährdung der Versorgungssicherheit gleichzusetzen. Knappheitssignale können auch durch hohe kurzfristige Grenzkosten des jeweils letzten nachgefragten Kraftwerks ausgesendet werden. Beispielsweise kann in einer engen Marktsituation eigentlich vorzuhaltende Ausfallreserve mit einem entsprechenden Risikozuschlag nutzbar gemacht werden.

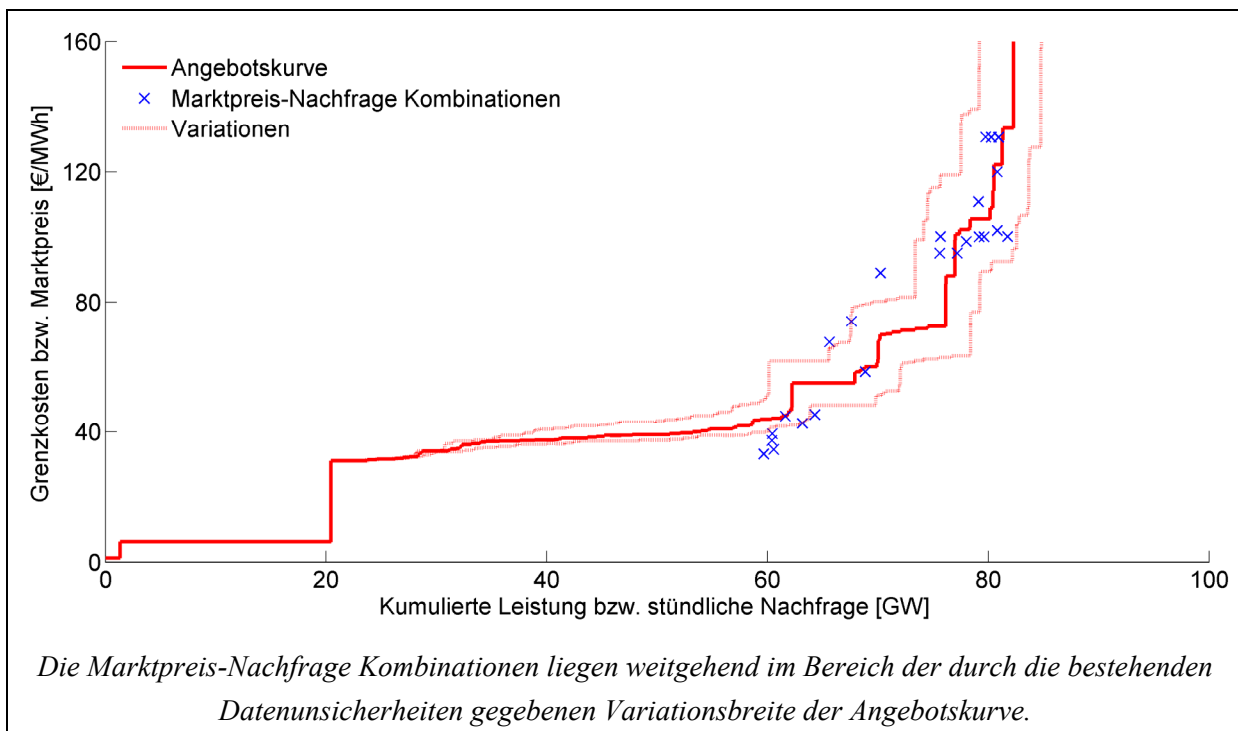
Ein Beispiel ist die Modellierung von Anfahrkosten. Anfahrkosten können methodisch über verschiedene Ansätze erfasst werden, wobei sich die gewählte Methodik stark auf die aus den Anfahrkosten resultierenden Beiträge zu den kurzfristigen Grenzkosten auswirkt. Dies zeigt sich bei den genannten Studien darin, dass gerade in Schwachlastzeiten teilweise negative Marktpreis-Grenzkosten Differenzen ausgewiesen werden. Daraus kann geschlossen werden, dass vermiedene Anfahrkosten nicht adäquat in die Bestimmung der kurzfristigen Grenzkosten einfließen. Diese methodische Unzulänglichkeit hat auch Einfluss in Starklastzeiten, in denen sich der Effekt allerdings umdreht und zu niedrige kurzfristige Grenzkosten errechnet werden. Beide Effekte heben sich nicht auf und können daher nicht vernachlässigt werden. In den genannten Studien werden weitere methodische Vereinfachungen mit teilweise erheblichen Auswirkungen auf die ausgewiesenen Ergebnisse getroffen. Dazu zählen die Modellierung von (bzw. der Verzicht auf diese) vorzuhaltenden Reserven (Regelenergie- und Ausfallreserve) und die Bewirtschaftung von Pumpspeichern, die Abbildung des Außenhandels, die Berücksichtigung alternativer Handelsmärkte und die Kraft-Wärme-Kopplung. Viele der methodischen Vereinfachungen wirken dabei in Richtung einer systematischen Überschätzung der Marktpreis-Grenzkosten Differenz.

Ein weiteres Problem der Bestimmung der kurzfristigen Grenzkosten ergibt sich auch und insbesondere aus den notwendigen Daten, die nicht oder nur teilweise öffentlich verfügbar sind. Es ist von hoher Bedeutung, dass alle relevanten variablen Kosten, d. h. alle von der Produktionsmenge abhängigen Kostenbestandteile, für den jeweils betrachteten Zeitpunkt berücksichtigt werden. In erster Linie sind dies die tagesspezifisch anzusetzenden Brennstoffpreise, zuzüglich nicht erstattbarer Steuern und kraftwerksspezifischer Brennstofftransportkosten, CO<sub>2</sub>-Zertifikatekosten, Kosten der Rauchgasreinigung, die tatsächlichen Verfügbarkeiten und Wirkungsgrade der Kraftwerke sowie die um die Einspeisung regenerativer Energien und den stündlichen Außenhandelssaldo korrigierte Gesamtnachfrage. Nur wenige der hier genannten Daten sind öffentlich bekannt. Dies ist insofern bedeutsam, da insbesondere in Zeiten hoher Nachfrage, d. h. im Bereich der Spitzenlast, kleine Fehler bei der Bestimmung der in diesem Leistungsbereich stark ansteigenden aggregierten Grenzkostenkurve signifikante Schätzfehler der Marktpreis-Grenzkosten Differenz verursachen können.

Die Probleme einer sachgerechten quantitativen Bestimmung von Marktpreis-Grenzkosten Differenzen, die sich aus Vereinfachungen bei der Modellierung nicht berücksichtigter Kostenkomponenten und Annahmen bezüglich unsicherer, nicht genau bekannter Bestimmungsfaktoren ergeben, werden im Folgenden beispielhaft für einen ausgewählten Tag erläutert. Damit sollen die Möglichkeiten und Grenzen einer quantitativen Bestimmung belastbarer Marktpreis-Grenzkosten Differenzen verdeutlicht werden, die für die Interpretation entsprechender Analyseergebnisse von zentraler Bedeutung sind.

Exemplarisch wird der 21. Dezember 2005 betrachtet, der auch Gegenstand der Untersuchung bei VON HIRSCHHAUSEN ET AL. (2007) ist. Auf der Basis einer eigenen Kraft-

werksdatenbank, und soweit verfügbar tagesspezifischer Daten der Brennstoffpreise inkl. Steuern und der CO<sub>2</sub>-Zertifikatepreise, einer stündlichen Nachfrage, die um die Windenergieeinspeisung und den Außenhandel bereinigt wurde, ergeben sich bei Berücksichtigung von Unsicherheiten hinsichtlich der tatsächlich verfügbaren Kraftwerksleistung sowie der kraftwerksspezifischen Brennstoffpreise die in Bild 1 dargestellten Angebotskurven, die eine erhebliche Bandbreite aufweisen. Dargestellt sind auch die Marktpreise, die sich für die stündliche Nachfrage gebildet haben. Angesichts der Bandbreite der Angebotskurven, die zudem nicht alle Unsicherheiten bezüglich der Bestimmung der kurzfristigen Grenzkosten repräsentieren, sind quantitativ eindeutige Marktpreis-Grenzkosten Differenzen nicht zu bestimmen. Belege für die Ausübung von Marktmacht lassen sich hieraus nicht ableiten.

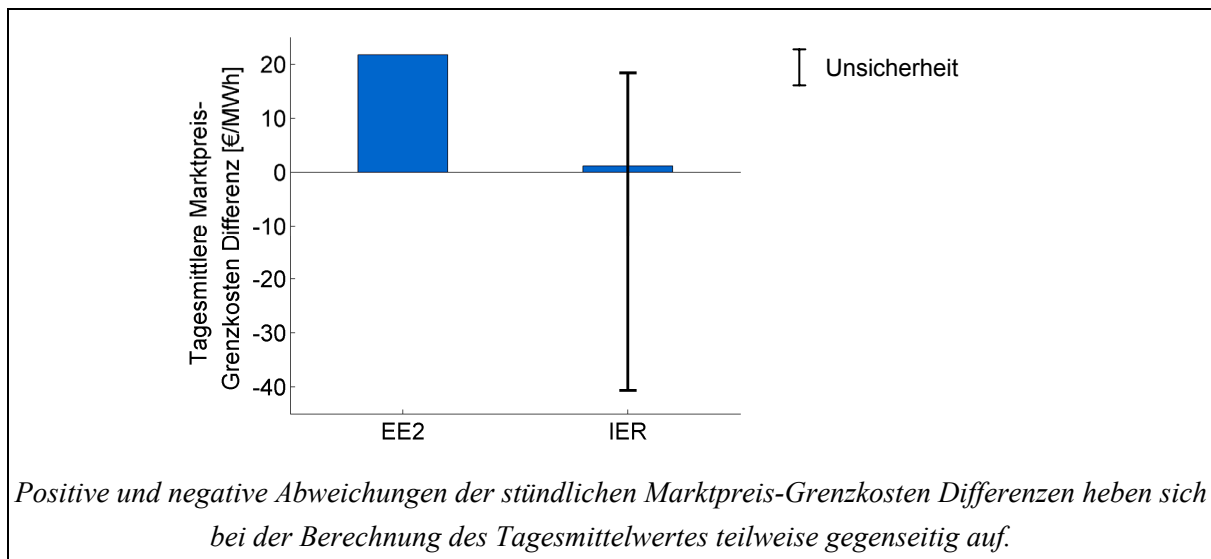


**Bild 1:** Angebotskurve und ihre Variationen sowie stündliche Marktpreis-Nachfrage Kombinationen am 21.12.2005

Ausgewählte Variationen der Verfügbarkeit (-5 bis +4 %) und der variablen Erzeugungskosten (-15 bis +20 %)

Werden nun die tagesmittleren Marktpreis-Grenzkosten Differenzen (gemittelt über die stündlichen Marktpreis-Grenzkosten Differenzen) mit denen verglichen, die sich bei der Untersuchung von VON HIRSCHHAUSEN ET AL. (2007) ergeben, so folgt die in Bild 2 dargestellte Situation. Die ebenda ermittelte positive Marktpreis-Grenzkosten Differenz liegt am oberen Ende der Bandbreite des hier aufgezeigten Unsicherheitsbereichs der tagesmittleren Marktpreis-Grenzkosten Differenz. Es gibt eine Reihe von Indizien dafür, dass dies aus einer Unterschätzung der kurzfristigen Grenzkosten resultiert. Wichtiger aber ist die Feststellung, dass die Ermittlung der Marktpreis-Grenzkosten Differenzen ohne adäquate Berücksichti-

gung der datenseitigen Unsicherheiten keine belastbare Basis für Aussagen zur missbräuchlichen Überhöhung von Marktpreisen bzw. die Ausübung von Marktmacht darstellt.



**Bild 2:** Tagesmittlere Marktpreis-Grenzkosten Differenz am 21.12.2005

EE2 abgelesen und berechnet nach Abbildung 21 bei VON HIRSCHHAUSEN ET AL. (2007, S. 44); IER mit anderen Verfügbarkeiten, Brennstoffpreisen und um Windenergieeinspeisung und Außenhandel korrigierter Nachfrage; Unsicherheit über ausgewählte Variationen der Verfügbarkeit und der variablen Erzeugungskosten

Zusammenfassend bleibt festzustellen, dass die Ergebnisse empirischer Untersuchungen der Marktpreis-Grenzkosten Differenzen unter Berücksichtigung der Wirkrichtung getroffener Annahmen, der Berücksichtigung von Unsicherheiten und methodischen Vereinfachungen sowie der damit u. U. einhergehenden Vernachlässigung einzelner Bestandteile der Grenzkosten interpretiert werden müssen. Der daraus resultierende Unsicherheitsbereich der ermittelten Ergebnisse ist aufzuzeigen. Eine derartig kritische Reflektion der eigenen Untersuchungsergebnisse ist in den vorgelegten Studien nur in Ansätzen zu erkennen. Die Aussage, dass mit den ausgewiesenen Ergebnissen eine Evidenz für eine missbräuchliche Überhöhung der Marktpreise erbracht worden sei, ist daher nicht haltbar.

## Literatur

- VON HIRSCHHAUSEN ET AL. (2007) *Preisbildung und Marktmacht auf den Elektrizitätsmärkten in Deutschland – Grundlegende Mechanismen und empirische Evidenz*. Gutachten im Auftrag des Verbands der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V. (VIK).
- LANG/SCHWARZ (2006) Quantifizierung von Marktmacht am deutschen Stromerzeugungsmarkt. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, Bd. 56, Nr. 12, S. 6-12.
- MÜSGENS (2006) Quantifying Market Power in the German Wholesale Electricity Market Using a Dynamic Multi-Regional Dispatch Model. *The Journal of Industrial Economics*, Bd. 54, Nr. 4, S. 471-498.



## 1 Problemstellung

In den letzten Jahren konnte an der EEX (European Energy Exchange), dem deutschen Spotmarkt für Elektrizität, eine insgesamt steigende Tendenz der Marktpreise beobachtet werden. Es kam und kommt zudem zwischenzeitlich zu erheblichen Ausschlägen der Marktpreise. Vordergründig widerspricht dies der ursprünglichen Erwartung an die Deregulierung des Elektrizitätsmarktes, nämlich sinkender Marktpreise für Elektrizität. In der öffentlichen Debatte werden Stimmen laut, die eine Ursache für die in der letzten Zeit gestiegenen Marktpreise in der Ausnutzung der Marktpositionen der großen Unternehmen sehen und mit einer Ausübung von Marktmacht in Verbindung bringen.

Zur Klärung dieser Aspekte wurden insbesondere vom VIK (Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft) Studien durchgeführt bzw. in Auftrag gegeben, die in ihren Aussagen gerade die letztgenannte Einschätzung zu stützen versuchen. RICHMANN/LOSKE (2006) führen eine ex-post Analyse möglicher Kapazitätszurückhaltung am deutschen Spotmarkt durch. Schlussfolgerungen der Autoren sind, dass nicht alle technisch verfügbaren Kapazitäten in 2006 tatsächlich genutzt worden seien und durch eine entsprechende Nutzung Preissenkungen möglich gewesen wären. VON HIRSCHHAUSEN ET AL. (2007) führen eine ex-post Analyse der Marktpreis-Grenzkosten Differenz durch, bei dem die mit einem Strommarktmodell bestimmten kurzfristigen Grenzkosten (variable Produktionskosten der Erzeugung) des letzten zur Deckung der Nachfrage eingesetzten Kraftwerks den historischen Spotmarktpreisen gegenübergestellt werden. Schlussfolgerung der Autoren ist, dass eine Marktpreis-Grenzkosten Differenz bestehe, die aus Sicht der Autoren im Wesentlichen durch eine Ausübung von Marktmacht erklärbar wäre.

Weitere ex-post Analysen der Marktpreis-Grenzkosten Differenz zum deutschen Spotmarkt für verschiedene Zeiträume und auf der Basis vergleichbarer Modellierungsansätze wurden von MÜSGENS (2006) und LANG/SCHWARZ (2006) präsentiert. Beide Studien weisen im Mittel positive Marktpreis-Grenzkosten Differenzen aus und erklären diese maßgeblich durch die Ausübung von Marktmacht. WEBER/VOGEL (2007) relativieren die genannten Studien durch eine Diskussion der Bedeutung von Modellierungsannahmen und Datenunsicherheiten bei der Bestimmung der Marktpreis-Grenzkosten Differenz am deutschen Markt. Die Autoren führen zudem aus, dass auch bei einem funktionsfähigen Wettbewerb sich am Markt – nicht zuletzt durch die Möglichkeit des Marktaustritts – nach gewisser Zeit Marktpreise oberhalb der kurzfristigen Grenzkosten bilden würden. Wesentlich seien dabei die Kosten für Personal und Versicherung, die gedeckt werden müssen, damit der Kraftwerksbetrieb aufrechterhalten werden kann. ELLERSDORFER (2005) beschäftigt sich mit der Fragestellung, inwieweit die Marktstruktur in Deutschland ausgewählten Unternehmen Möglichkeiten zur Ausübung von Marktmacht bietet. Dabei wird in einer spieltheoretischen ex-ante Analyse festgestellt, dass unter den gewählten Modellannahmen entsprechende Potenziale bestehen

würden. Ein Rückschluss darauf, ob tatsächlich eine Ausübung von Marktmacht stattfand, wird nicht gezogen. Im Rahmen qualitativer Analysen stellt darüber hinaus PFAFFENBERGER (2006) die Bedeutung der Fundamentaldaten in der Preisentwicklung heraus, während VON WEIZSÄCKER (2005) über industrieökonomische Überlegungen zur Aussage kommt, dass eine Ausübung von Marktmacht als in hohem Maße unplausibel erscheine.

Während sich also in der Wissenschaft bisher keine einheitliche Meinung gebildet hat, wird in der Öffentlichkeit auf Basis einiger der genannten Studien eine intensive Diskussion über die Funktionsfähigkeit des Wettbewerbs am deutschen Elektrizitätsmarkt geführt. Die Forderungen reichen von einer höheren Transparenz und Überwachung des Marktgeschehens über eine ausgedehnte Besteuerung bis hin zur Zerschlagung von Unternehmen. Die Notwendigkeit eines wirtschafts-, finanz- oder ordnungspolitischen Eingriffs wird dabei insbesondere aus den in einigen Studien als positiv ausgewiesenen Marktpreis-Grenzkosten Differenzen abgeleitet. In diesem Zusammenhang ist die Schlussfolgerung der Autoren, dass diese Differenz zwischen Modellergebnis und Realität durch eine Ausübung von Marktmacht begründbar sei, von entscheidender Bedeutung.

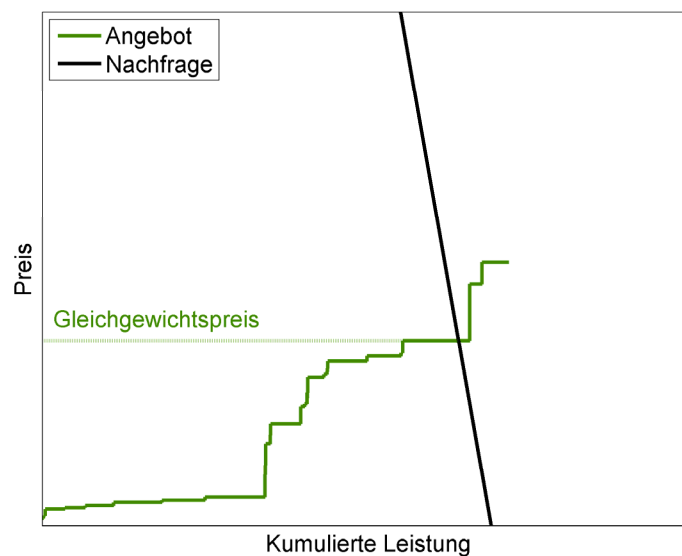
Im Rahmen der hier vorgelegten Untersuchung wird diese Schlussfolgerung hinterfragt und sowohl im Hinblick auf ihre theoretische Fundierung als auch ihre methodische und empirische Validität und Belastbarkeit untersucht. Die Studie gliedert sich dazu in die folgenden Abschnitte. In Abschnitt 2 wird auf die Theorie der Preisbildung eingegangen. In Abschnitt 3 werden Methoden zur Wettbewerbsanalyse dargestellt. In Abschnitt 4 erfolgt eine ausführliche Diskussion der Annahmen und der Methodik zur Bestimmung von Marktpreis-Grenzkosten Differenzen. Schließlich werden in Abschnitt 5 Schlussfolgerungen gezogen.

## **2 Theorie der Preisbildung**

Zur Fundierung der Diskussion über die Funktionsfähigkeit des Wettbewerbs am deutschen Elektrizitätsmarkt und die Bestimmung der Marktpreis-Grenzkosten Differenz ist die Darstellung wesentlicher theoretischer Aspekte der Preisbildung hilfreich. Nachfolgend wird in Abschnitt 2.1 auf das Standardmodell der ökonomischen Theorie, das Modell der vollständigen Konkurrenz, eingegangen. Dieses stellt zwar ein theoretisches Konstrukt dar, dessen Annahmen in der Realität eines Elektrizitätsmarktes zum überwiegenden Teil keine Gültigkeit haben, es eignet sich aber gut um die prinzipielle Preisbildung zu erläutern und wird zudem häufig als wettbewerbliche Referenz zur Beurteilung der Funktionsfähigkeit des Wettbewerbs an Märkten herangezogen. Darauf aufbauend wird in Abschnitt 2.2 auf die Refinanzierung von Investitionskosten eingegangen und erläutert, wie es in einem wettbewerblichen Umfeld bei Angebotspreisen entsprechend kurzfristiger Grenzkosten zu einer Deckung von durchschnittlichen Preisen und den Vollkosten der Erzeugung kommen kann.

## 2.1 Modell der vollständigen Konkurrenz

Der Elektrizitätsmarkt ist, wie jeder Markt, untrennbar mit Wettbewerb hinsichtlich der Nutzung eines knappen Gutes, hier Elektrizität, verbunden. Der Markt bildet sich aus Angebot und Nachfrage und die Konkurrenz schlägt sich in den Austauschverhältnissen des Gutes, den Marktpreisen, nieder. Auf der einen Marktseite signalisieren die Anbieter mittels der Angebotskurve, zu welchen Preisen sie bereit sind das Gut herzustellen und auf der anderen Marktseite signalisieren die Nachfrager mittels der Nachfragekurve, zu welchen Preisen sie bereit sind das Gut abzunehmen. Der sich einstellende Gleichgewichtspreis ist der Schnittpunkt zwischen Angebots- und Nachfragekurve, vgl. Bild 1.



**Bild 1:** Marktgleichgewicht

(Die Nachfrage ist zu rein illustrativen Zwecken mit einer relativ hohen Preiselastizität dargestellt.)

Bei der Analyse von Märkten stellt sich die Frage, nach welchen Gesetzmäßigkeiten sich die Marktpreise einstellen. Um das Geschehen an einem beliebigen Markt besser zu verstehen, wird üblicherweise das Standardmodell der ökonomischen Theorie, das Modell der vollständigen Konkurrenz, verwendet. Dieses Modell beruht auf einer Reihe von Voraussetzungen und Annahmen, die in realen Märkten, und damit auch an Elektrizitätsmärkten, nicht erfüllbar, d. h. nicht gegeben sind. Bild 2 gibt eine Übersicht sämtlicher Voraussetzungen bzw. Annahmen die dem Modell der vollständigen Konkurrenz zugrunde liegen (vgl. z. B. FRITSCH ET AL., 2003, S. 26 ff.). Nachfolgend werden einige dieser Voraussetzungen im Hinblick auf den Elektrizitätsmarkt diskutiert (wenn nachfolgend vom Elektrizitätsmarkt gesprochen wird, so bezieht sich dies maßgeblich auf den Erzeugungs- bzw. Großhandelsmarkt).

- *Gegebene Ressourcenausstattung*
- *Konstante Produktionstechnik* (keine Verfahrensinnovationen) und *konstante Produktpalette* (keine Produktinnovationen)
- *Gegebene* und im Zeitablauf *konstante Präferenzen*
- *Formale Freiheit der Wahl zwischen Alternativen* (Produktionsfreiheit, Investitionsfreiheit, Freiheit der Berufswahl, freie Konsumwahl)
- *Homogenität der Güter* (keine sachlichen, persönlichen und räumlichen Präferenzen)
- *Atomistische Marktstruktur* (sehr viele kleine Anbieter und Nachfrager mit jeweils geringem Marktanteil)
- *Vollständige Markttransparenz* (vollständige und kostenlose Information sämtlicher Marktakteure über Gutseigenschaften und Preise)
- *Unbegrenzte Mobilität* sämtlicher Produktionsfaktoren und Güter; insbesondere freier Marktzu- und Marktaustritt
- *Unbegrenzte Teilbarkeit* sämtlicher Produktionsfaktoren und Güter
- *Unendliche Reaktionsgeschwindigkeit* (kein Zeitbedarf für Anpassungsprozesse)
- *Keine unfreiwilligen Austauschbeziehungen* (Abwesenheit technologischer externer Effekte)

**Bild 2:** Annahmen des Modells der vollständigen Konkurrenz (FRITSCH ET AL., 2003, S. 28)

*Atomistische Marktstruktur:* Auf beiden Marktseiten gibt es sehr viele Anbieter und Nachfrager mit jeweils verschwindend geringem Marktanteil. Während diese Annahme am Elektrizitätsmarkt auf der Nachfrageseite relativ gut erfüllt ist, kann auf der Angebotsseite eher vom Vorliegen eines Oligopols, d. h. einer im Vergleich zur Nachfrageseite geringeren Anzahl von Marktteilnehmern, gesprochen werden.

*Vollständige Markttransparenz:* Alle Marktteilnehmer sind vollständig, kostenlos und richtig informiert. Dies schließt asymmetrische Informationsverteilungen sowie Unkenntnis bzw. unterschiedliche Einschätzungen über unsichere Marktparameter aus. Diese Annahme ist, wie an allen Märkten, auch am Elektrizitätsmarkt nicht erfüllbar; ihnen ist nicht in vollem Umfang zu begegnen.

*Unbegrenzte Mobilität und Teilbarkeit:* Die Produktionsfaktoren und Güter sind vollkommen mobil und beliebig teilbar; dies impliziert, dass keine wesentlichen Kosten des Marktzutritts als auch des Marktaustritts bestehen. Am Elektrizitätsmarkt ist der Marktzutritt mit hohen Investitionskosten verbunden. Die Investitionen sind bei einem Marktaustritt kaum fungibel. Zudem können Kraftwerke nur in bestimmten Größeneinheiten gebaut werden.

*Unendliche Reaktionsgeschwindigkeit:* Unter der vorgenannten Annahme verlaufen Anpassungsprozesse ohne jeglichen Zeitbedarf. Am Elektrizitätsmarkt sprechen technische Randbedingungen, wie etwa mehrstündige Anfahrzeiten, gegen eine unendlich schnelle Erhöhung der Ausbringungsmenge. Ist darüber hinaus der Zubau von Erzeugungskapazität notwendig, so sind Vorlaufzeiten von mehreren Jahren zu beachten.

Darüber hinaus wird mit diesen Annahmen impliziert, dass im Rahmen des Modells der vollständigen Konkurrenz nur Gleichgewichtszustände betrachtet werden können. Die in der Realität notwendigen und üblicherweise zeitabhängigen Anpassungsprozesse beim Übergang von einem Gleichgewicht zu einem anderen Gleichgewicht, d. h. dynamische Vorgänge, treten wegen der Annahme einer unendlichen Reaktionsgeschwindigkeit nicht auf. Offensichtlich sprechen an realen Märkten und somit auch an Elektrizitätsmärkten einige wesentliche Punkte gegen die Gültigkeit des Modells der vollständigen Konkurrenz.

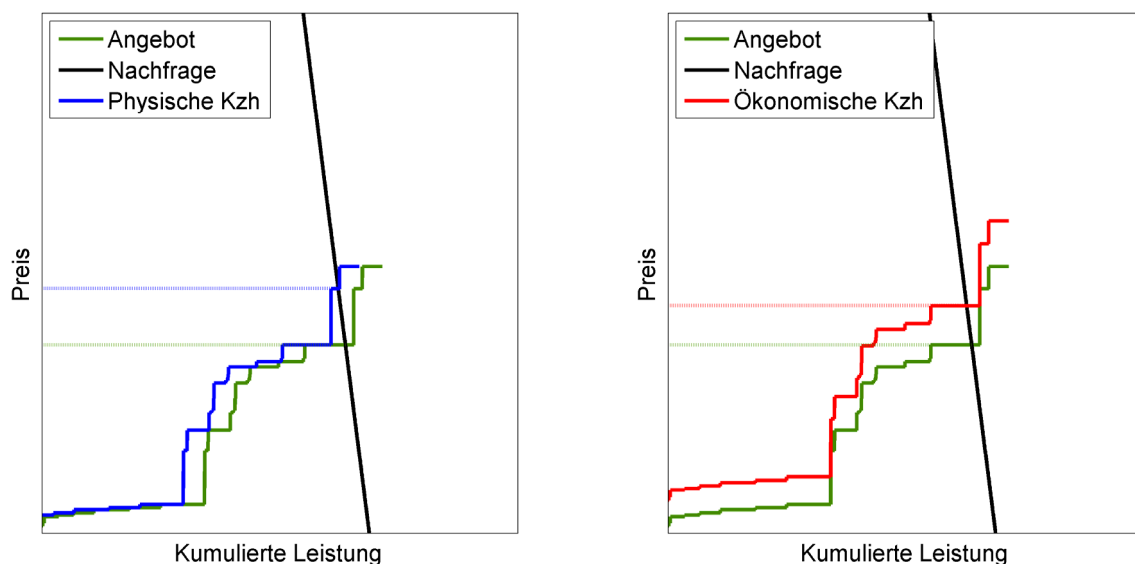
Dies ist keine neue Erkenntnis. Gegen die Eignung des Modells der vollständigen Konkurrenz zur Beurteilung realer Marktprozesse bzw. zur Bestimmung (oder gar Quantifizierung) von Marktversagen und damit politischem Handlungsbedarf werden mehrere Einwände vorgebracht (vgl. für eine vertiefende Diskussion FRITSCH ET AL., 2003, S. 63 ff.). Der *Nirwana-Vorwurf* beinhaltet die Frage, inwieweit der durch das Modell der vollständigen Konkurrenz beschriebene Idealzustand einen sinnvollen Referenzmaßstab zur Beurteilung der Funktionsfähigkeit eines Marktes darstellt. Ein weiterer Einwand betrifft die Frage, ob der *statische Charakter* des Modells der vollständigen Konkurrenz eine Beurteilung der in der Realität stets dynamischen Wettbewerbs- und Anpassungsprozesse überhaupt erlaubt.

Gehen wir aber unabhängig von diesen Einwänden zunächst von der Gültigkeit der Annahmen des Modells der vollständigen Konkurrenz aus. Wie stellt sich unter diesen theoretischen Bedingungen der Marktpreis ein? Jeder Anbieter ist generell bemüht, seinen jeweiligen Gewinn zu maximieren. Unter der Bedingung einer atomistischen Marktstruktur ist der Marktpreis aus Sicht eines einzelnen Anbieters eine Konstante, d. h. der Anbieter kann den Marktpreis nicht beeinflussen. In diesem Fall ist es trivial zu zeigen, dass der Angebotspreis im Gewinnmaximum jedes beliebigen Anbieters stets den kurzfristigen Grenzkosten entspricht (vgl. z. B. SCHUMANN ET AL., 1999, S. 19 f.). Kurzfristige Grenzkosten sind die Kosten, die sich ohne Berücksichtigung langfristig gebundener Kostenbestandteile aus der Erhöhung der Ausbringungsmenge um eine zusätzliche Einheit ergeben. Der sich einstellende einheitliche und damit für alle Anbieter geltende Marktpreis entspricht folglich den Grenzkosten der letzten im Marktgleichgewicht nachgefragten Produktionseinheit (vgl. für die Unterscheidung der so genannten *left-hand* und *right-hand* Grenzkosten STOFT, 2002, S. 65 ff.).

Es ist unstrittig, dass am Elektrizitätsmarkt die Annahme einer atomistischen Marktstruktur auf der Angebotsseite nicht erfüllt ist. Die Ausbildung einer entsprechenden Marktstruktur wird durch Unteilbarkeiten, die damit verbundene weitgehende Irreversibilität von Investitionsentscheidungen und langfristigen Unsicherheiten, beispielsweise bei den zu er-

wartenden Brennstoffpreisen, begünstigt (vgl. FRITSCH ET AL., 2003, S. 180 ff.). Auch wenn im Detail über die Konzentration am Elektrizitätsmarkt in Deutschland diskutiert werden kann (vgl. Abschnitt 3.1), kann theoretisch über die Effekte nachgedacht werden, die aus der Annahme einer nicht-atomistischen Marktstruktur resultieren können. Es ist aber wichtig festzuhalten, dass bei der nachfolgenden Betrachtung alle anderen in der Realität eines Marktes möglicherweise vorliegenden Abweichungen vom theoretischen Idealfall des Modells der vollständigen Konkurrenz unberücksichtigt bleiben.

Gehen wir weiterhin davon aus, dass Anbieter unterschiedlich große maximale Ausbringungsmengen haben. In diesem Fall werden kleine Anbieter ihre Angebote entsprechend ihrer kurzfristigen Grenzkosten einstellen. Bei einem Abweichen von diesem Verhalten würde die Wahrscheinlichkeit eines Zuschlags für das Angebot reduziert, ohne dass der Anbieter den Marktpreis maßgeblich beeinflussen könnte. Für große Anbieter kann dies hingegen hinterfragt werden. Diese können, zumindest in der Theorie, durch die Zurückhaltung ihrer Ausbringungsmenge das Angebot verknappen und damit den Schnittpunkt der relevanten Angebotskurve zur Nachfrage nach links und damit zu höheren Preisen verschieben, vgl. Bild 3 (links). Es ist auch eine Angebotserstellung oberhalb der Grenzkosten denkbar. Dieses Verhalten reduziert die Zuschlagswahrscheinlichkeit für das jeweilige Angebot; es wird von ökonomischer Kapazitätszurückhaltung gesprochen. Prinzipiell ist so ein ähnlicher Preiseffekt ableitbar, vgl. Bild 3 (rechts). Der Marktpreis würde folglich in beiden Fällen oberhalb der kurzfristigen Grenzkosten der letzten im Marktgleichgewicht nachgefragten Produktionseinheit liegen (vgl. für eine vertiefenden Diskussion TIROLE, 1999, S. 447 ff.).

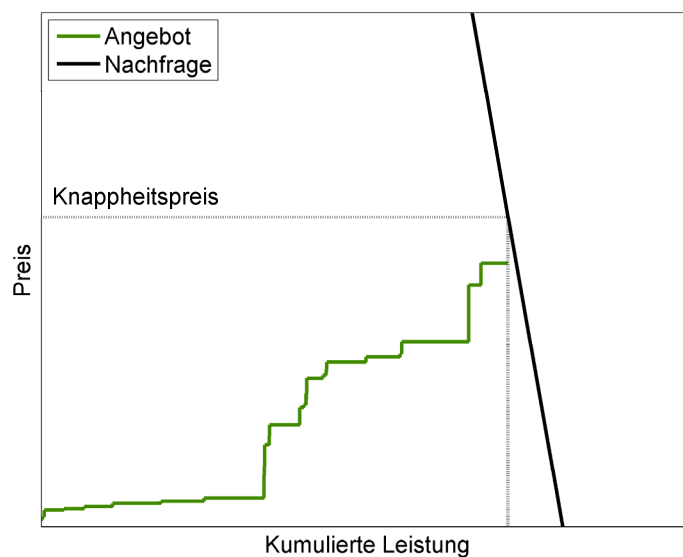


**Bild 3:** Marktpreise bei strategischer Angebotserstellung (Kzh: Kapazitätszurückhaltung)

(Die Nachfrage ist zu rein illustrativen Zwecken mit einer relativ hohen Preiselastizität dargestellt.)

Eine solche Art strategischen Verhaltens wird üblicherweise als unerwünschte Ausübung von Marktmacht bezeichnet. Eine Ausübung von Marktmacht liegt vor, wenn ein Anbieter die sich ihm bietende Möglichkeit nutzt, durch eine Beeinflussung des sich einstellenden Marktpreises weg vom Wettbewerbsniveau eine Steigerung des eigenen Gewinns zu erreichen (vgl. STOFT, 2002, S. 316 ff. „*Market power is the ability to profit by moving the market price away from the competitive level.*“). Ein Abweichen vom Wettbewerbsniveau liegt dann vor, wenn der Marktpreis oberhalb der kurzfristigen Grenzkosten inklusive eventueller Knappheitssignale liegt (Knappheitssignale resultieren aus anderen, bisher nicht diskutierten Abweichungen der Annahmen im Modell der vollständigen Konkurrenz; auf diesen Fall wird nachfolgend eingegangen). Wird folglich die Annahme einer atomistischen Marktstruktur im Modell der vollständigen Konkurrenz aufgegeben, so ist *ceteris paribus* eine Ausübung von Marktmacht theoretisch möglich. Ob dies auch für ein reales Marktumfeld gilt ist allerdings fraglich. So mindert beispielsweise die Möglichkeit an Terminmärkten zu handeln etwaige Marktmacht (vgl. ALLAZ, 1987, S. 33 „*..., future trading leads to more competition in the spot market.*“). Zudem stellt sich die Frage, ob bei eventueller Kapazitätszurückhaltung eines – wenn auch großen – Anbieters diese Lücke nicht durch andere Anbieter, insbesondere aus dem Ausland, gefüllt wird. Darüber hinaus können dynamische Marktaspekte (z. B. Markteintritte) sowie potenzielle wirtschaftspolitische Eingriffe (z. B. die Androhung einer Unternehmenserschlagung) disziplinierend auf Unternehmen mit theoretisch ableitbarer Marktmacht wirken. Gerade diese dynamischen Aspekte werden durch das Modell der vollständigen Konkurrenz nicht oder nur eingeschränkt abgebildet, müssen aber bei der Analyse strategischen Verhaltens an realen Märkten berücksichtigt werden.

Es gibt allerdings außer der Ausübung von Marktmacht noch einen anderen oben bereits angesprochenen Grund, der in einzelnen Stunden zu hohen Marktpreisen für Elektrizität führen kann. Betrachten wir dazu wieder das Modell der vollständigen Konkurrenz. Weichen wir jetzt nicht von der Annahme einer atomistischen Marktstruktur ab (auch wenn die nachfolgenden Ergebnisse dadurch im Kern nicht beeinflusst werden würden), sondern betrachten wir nun einen Fall, bei dem wir die an Elektrizitätsmärkten ohnehin unrealistischen Annahmen einer unbegrenzten Mobilität und Teilbarkeit sowie einer unendlichen Reaktionsgeschwindigkeit aufgeben. In diesem Fall kann auf eine mögliche Knappheit der Ausbringungsmenge (verfügbare Kapazität) nicht ohne Zeitbedarf reagiert werden und der sich einstellende Marktpreis bestimmt sich nicht mehr über die kurzfristigen Grenzkosten der letzten nachgefragten Produktionseinheit, sondern über die Zahlungsbereitschaft der Nachfrager, vgl. Bild 4. Es wird deutlich, dass in diesem Fall ein Marktpreis zustande kommen kann, der ohne eine Ausübung von Marktmacht – welche im hier angenommenen theoretischen Fall durch die atomistische Marktstruktur prinzipiell unmöglich ist – z. T. deutlich über den kurzfristigen Grenzkosten der letzten nachgefragten Produktionseinheit liegen kann.



**Bild 4:** Marktpreise bei Knappheit

(Die Nachfrage ist zu rein illustrativen Zwecken mit einer relativ hohen Preiselastizität dargestellt.)

Marktpreise oberhalb der kurzfristigen Grenzkosten sind somit nicht *a priori* durch eine Ausübung von Marktmacht erklärbar. Im Gegenteil; werden die Annahmen einer unbegrenzten Mobilität und Teilbarkeit sowie einer unendlichen Reaktionsgeschwindigkeit aufgegeben, so sind *ceteris paribus* (sowohl nach der Theorie als auch in der Realität) diese Knappheitssignale notwendig, um rechtzeitig adäquate Investitionen in neue Erzeugungseinheiten anzuregen, langfristige gebundene Kosten zu decken und in diesem Sinne auch die Stilllegung der zur Versorgungssicherheit benötigten Kraftwerke zu vermeiden. Nicht nur das; bei funktionierendem Wettbewerb ist nur ein Marktzustand stabil, bei dem es in einzelnen Stunden zu entsprechenden Knappheitssignalen kommt. Es sei aber darauf hingewiesen, dass diese Knappheitssignale in einem funktionierenden Markt nicht durch eine Angebotserstellung oberhalb der kurzfristigen Grenzkosten erhalten werden, sondern von der Zahlungsbereitschaft der Nachfrager abhängen (vgl. STOFT, 2002, S. 123 „...*marginal-costs prices do not exactly cover fixed costs at all times, they cover them on average. This is all that can be expected and all that is needed.*“). Es ist bedeutend festzuhalten, dass kurzfristige Grenzkosten alle variablen Kostenbestandteile und nicht nur die üblicherweise angeführten Brennstoffkosten beinhalten, was ebenfalls zu hohen Marktpreisen führen kann (auf diesen Aspekt wird kurz nachfolgend und detailliert in Abschnitt 4.2 eingegangen). Die künstliche Induzierung von Knappheitssignalen, beispielsweise durch eine Angebotserstellung entsprechend der langfristigen Grenzkosten der Erzeugung und damit nach oben abweichend von den kurzfristigen Grenzkosten, ist im funktionierenden Wettbewerb nicht durchsetzbar und zur Refinanzierung von Investitionskosten auch nicht notwendig. Die Folgen wären fehlerhafte Investitionsanreize (vgl. STOFT, 2002, S. 129 „*Short-run competitive prices, which equal marginal costs, provide incentives for investment in generation technology, which lead to an optimal*

*level and an optimal mix of generation technologies.*“). Wie unter diesen Bedingungen die Investitionskosten refinanziert werden können, vgl. Abschnitt 2.2.

Bisher erfolgte die Diskussion stets in enger Anlehnung an das Modell der vollständigen Konkurrenz. Wie bereits erwähnt, entspricht dieses Modell nicht der Realität. Wobei festzuhalten ist, dass dieser Idealfall in einigen Punkten auch nicht zu erreichen ist, da prinzipielle Abweichungen zu den Modellannahmen bestehen, denen nicht begegnet werden kann. Entsprechende Abweichungen bilden unvermeidbare Kosten, die neben den reinen Erzeugungskosten bei der Bestimmung kurzfristiger Grenzkosten zu berücksichtigen sind. Hier heben wir folglich auf den oben angesprochenen *Nirwana-Vorwurf* ab, der uns bei der Diskussion der Bestimmung der Marktpreis-Grenzkosten Differenz wieder begegnen wird, vgl. Abschnitt 3.3.

Besonders deutlich wird die prinzipielle Unerreichbarkeit des Idealfalls des Modells der vollständigen Konkurrenz am Elektrizitätsmarkt bei dem oben diskutierten *Anpassungsmangel* auf der Grundlage einer nicht vermeidbaren Abweichung von den Annahmen einer unbegrenzten Mobilität und Teilbarkeit sowie einer unendlichen Reaktionsgeschwindigkeit. Das Problem von *Unteilbarkeiten* kann gesondert herausgegriffen werden. Durch technische Restriktionen ist es gerade nicht möglich, eine unbegrenzte Teilbarkeit bei der Erzeugung von Elektrizität zu erreichen. So können Kraftwerke nur mit gewissem Vorlauf angefahren werden, wobei Mindestbetriebszeiten und die zugehörige Anfahrkosten zu berücksichtigen sind. Ein ebenso wichtiger Aspekt sind *Informationsmängel*, d. h. Abweichungen von der Annahme vollständiger Markttransparenz. Im Elektrizitätsmarkt müssen täglich Entscheidungen getroffen werden, ohne auch nur annähernd über vollständige und kostenlose Informationen zu verfügen. Dabei sind Unsicherheiten über zukünftige Entwicklungen, welche auch mit größtem Aufwand nicht mit vollkommener Gewissheit prognostiziert werden können, von entscheidender Bedeutung. Reale Beispiele sind die Opportunitätskosten der Angebotserstellung an anderen Märkten (Ausland, Regelenergie), die zu erwartende Windenergieeinspeisung, prinzipiell unvorhersehbare Kraftwerksausfälle zwischen verbindlicher Angebotsabgabe und Lieferzeitpunkt, oder die Kosten der Risikoabsicherung bei volatilen Brennstoffpreisen. Auf diese Punkte wird in Abschnitt 4 eingegangen.

*Es wurde gezeigt, dass es in einem funktionierenden Wettbewerb am Elektrizitätsmarkt Marktpreise gibt, die über den variablen Produktionskosten der letzten eingesetzten Produktionseinheit liegen, aber nicht durch die Ausübung von Marktmacht bzw. eine strategische Angebotserstellung begründet sein müssen. Weiterhin wurde diskutiert, warum das häufig als wettbewerbliche Referenz verwendete Standardmodell der ökonomischen Theorie, das Modell der vollständigen Konkurrenz, einen in der Realität nicht erreichbaren Idealzustand darstellt. Die Bestimmung kurzfristiger Grenzkosten muss daher Kostenanteile, die aus realen und nicht vermeidbaren Abweichungen von diesem Idealzustand resultieren, berücksichtigen.*

## 2.2 Refinanzierung von Investitionskosten

Investitionen in neue Erzeugungskapazitäten haben in der Elektrizitätswirtschaft enorme Dimensionen, sind weitgehend irreversibel, haben lange Vorlaufzeiten zwischen Investitionsentscheidung und tatsächlicher Produktion und sind unter teilweise erheblichen Unsicherheiten zu treffen. Diese Anforderungen können zum einen hohe Markteintrittsbarrieren darstellen, zum anderen stellt sich bei einer Entscheidung für eine Investition in eine neue Erzeugungseinheit aber auch stets die Frage, wie die Investitionskosten refinanziert werden können. Darüber hinaus müssen in einer entsprechenden Entscheidungssituation Fragen bezüglich des Energieträgers, den Kraftwerkscharakteristika (insbesondere des Wirkungsgrades), und dem optimalen Einsatzbereich (notwendige Volllaststunden) beantwortet werden.

Lösen wir uns aber zunächst noch einmal von der Vielzahl in der Realität zu beachtender Faktoren. Nehmen wir uns erneut das Modell der vollständigen Konkurrenz zu Hilfe. Geben wir erneut die Annahmen einer unbegrenzten Mobilität und Teilbarkeit sowie einer unendlichen Reaktionsgeschwindigkeit auf, um uns so die Refinanzierung von Investitionskosten zu erklären. Wie oben dargestellt wurde, kann es unter diesen Bedingungen zu zeitlich befristeten Knappheitssituationen kommen, in denen sich der Marktpreis im funktionierenden Wettbewerb nicht entsprechend der kurzfristigen Grenzkosten der letzten Produktionseinheit, sondern entsprechend der Zahlungsbereitschaft der Nachfrage bildet. Zu Zeitpunkten ohne Knappheit bildet sich der Marktpreis weiter entsprechend der (vollständig erfassten) kurzfristigen Grenzkosten der letzten im Marktgleichgewicht nachgefragten Produktionseinheit. Eine wesentliche Frage ist, wie sich unter diesen Bedingungen eine Investition refinanzieren lässt.

Um diese Frage zu beantworten, betrachten wir die dynamischen Zusammenhänge, die langfristig an einem beliebigen Markt mit der zugelassenen Möglichkeit von Knappheitssituationen auftreten. Wir betrachten somit den notwendigen Prozess, um von einem beliebigen Zustand ins stabile Marktgleichgewicht zu gelangen. Dies ist folglich nicht mehr eine kurzfristige, sondern eine langfristige Betrachtung. Zudem ist zu beachten, dass ein Erzeuger immer dann einen Deckungsbeitrag erwirtschaftet, wenn er kurzfristige Grenzkosten hat, die unterhalb des sich einstellenden Marktpreises liegen, er somit nicht gerade selbst die letzte nachgefragte Produktionseinheit bereitstellt. Diese Deckungsbeiträge dienen der Refinanzierung von Investitionskosten, müssen diese aber nicht notwendigerweise vollständig decken.

Nehmen wir an, in einem Markt besteht eine erhebliche Knappheit von Erzeugungskapazität. Es kommt somit häufig zu Situationen, in denen der Marktpreis durch die Zahlungsbereitschaft der Nachfrager und nicht durch die kurzfristigen Grenzkosten der letzten Produktionseinheit gesetzt wird. Liegen in diesem Fall die durchschnittlichen Preise (oder der durchschnittliche Erlös pro Ausbringungseinheit) oberhalb der langfristigen Grenzkosten, besteht für etablierte und neue Marktteilnehmer ein Anreiz in zusätzliche Produktionseinheiten zu investieren. Langfristige Grenzkosten sind die Kosten, die sich aus der Erhöhung der Ausbringungsmenge um eine zusätzliche Einheit, also inklusive der Investition in neue Pro-

duktionseinheiten, ergeben. Wenn solche Investitionen stattfinden, treten Knappheitssituationen seltener auf und die durchschnittlichen Preise sinken. Es stellt sich ein Gleichgewichtszustand ein, bei dem die durchschnittlichen Preise genau die langfristigen Grenzkosten decken. Dieser Zustand stellt sich im betrachteten theoretischen Fall auf der Grundlage optimaler Investitionsentscheidungen und damit einer effizienten Zusammensetzung des Kraftwerksparks ein. In diesem Zustand können alle Produktionseinheiten ihre Investitionskosten refinanzieren. Produktionseinheiten, welche nur in wenigen Stunden nachgefragt werden, erwirtschaften dann die notwendigen Deckungsbeiträge über entsprechend hohe Marktpreise in Zeiten von Knappheit. D. h. im stabilen Gleichgewichtszustand treten zeitlich befristet Knappheitssituationen auf (vgl. für eine vertiefende Diskussion STOFT, 2002, S. 120 ff.). Es ist zu bemerken, dass eine Knappheitssituation lediglich eine Preisreaktion der Nachfrage bezeichnet und in einem realen Markt nicht mit einer Gefährdung der Versorgungssicherheit gleichzusetzen ist. Knappheitssignale können im Elektrizitätsmarkt auch durch hohe kurzfristige Grenzkosten des letzten nachgefragten Kraftwerks ausgesendet werden, wenn beispielsweise eigentlich vorzuhaltende Ausfallreserve nutzbar gemacht wird.

Eine Situation, bei der Überkapazitäten bestehen, stellt somit nach obiger Diskussion keinen stabilen Gleichgewichtszustand dar. Nehmen wir also an, dass in einem Markt eine solche Situation vorliegt, ohne uns weiter damit zu befassen, dass dieser Zustand unter den hier getroffenen theoretischen Modellannahmen nicht eintreten kann. In einer Situation mit Überkapazitäten tritt definitionsgemäß keine Knappheit auf. Offensichtlich existieren somit Produktionseinheiten, die entweder gar nicht, oder nur in einer geringen Anzahl von Stunden betrieben werden, ohne in dieser Zeit durch entsprechend hohe Marktpreise die langfristigen Grenzkosten vollständig decken zu können. In diesem Fall liegen die durchschnittlichen Preise unterhalb der langfristigen Grenzkosten. Daraus folgt, dass die Anbieter diese Produktionskapazitäten mangels Wettbewerbsfähigkeit vom Markt nehmen. Einzelne Anlagen konnten in dieser Situation ihre Investitionskosten nicht refinanzieren und können im Nachhinein als Fehlinvestitionen interpretiert werden. In der Realität wird bereits dann eine Produktionskapazität vom Markt genommen, wenn die Kosten für die Aufrechterhaltung der Produktionsoption (Kosten fürs Betriebspersonal, Betriebskosten, Unterhaltungskosten und Versicherungen) nicht refinanziert werden können. Am Elektrizitätsmarkt war dies in den ersten Jahren nach der Deregulierung der Fall.

Wie kann es zu Überkapazitäten und nicht refinanzierbaren Investitionskosten kommen? Unter strikter Beachtung der Annahmen des Modells der vollständigen Konkurrenz ist dieser Fall nicht möglich und es liegt stets eine optimale Zusammensetzung der Produktionseinheiten vor. In der Realität des Elektrizitätsmarktes sind diese Annahmen aber, wie oben schon angesprochen, nicht in vollem Umfang erfüllbar. Ein wesentlicher Grund für die Ausbildung von Überkapazitäten kann eine Regulierung (also ein wirtschaftspolitischer Eingriff) darstellen, bei der die Anbieter stets eine Vergütung entsprechend ihrer Durchschnittskosten

erhalten. Durchschnittskosten sind die auf eine einzelne Produktionseinheit entfallenden Gesamtkosten. Einem solchen Aspekt wurde mit der Deregulierung des europäischen Elektrizitätsmarktes begegnet. Prinzipiell kann es auch andere Abweichungen vom Modell der vollständigen Konkurrenz geben, die die Ausbildung von Überkapazitäten begünstigen (beispielsweise unsichere Brennstoffpreis- und Nachfrageentwicklungen). Langfristig gesehen ist ein Zustand mit Überkapazitäten bei funktionierendem Wettbewerb aber nicht stabil. In einem realen (Wettbewerbs-)Markt ist somit zu erwarten, dass sich durch Überkapazitäten geprägte Phasen mit durch Knappheitssituationen geprägten Phasen abwechseln.

Selbstverständlich kann nach obiger Darstellung die Frage gestellt werden, ob eine Situation, bei der es regelmäßig zu Knappheit kommt, aus wirtschaftspolitischer Sicht gewünscht ist (wobei unter Berücksichtigung des starken Anstiegs der kurzfristigen Grenzkosten vor dem Erreichen der Kapazitätsgrenze und der Voraussetzung einer gewissen Preiselastizität – zumindest bei sehr hohen Preisen – auch in diesem Fall die Nachfrage stets entsprechend der jeweiligen Zahlungsbereitschaft bedient wird). Angesichts erheblicher Vollkosten von Kraftwerksinvestitionen (die von Privatinvestoren getragen werden müssen) erscheint dies nach dem zuvor gesagten unvermeidlich. Auch in der Literatur ist dieser Aspekt nicht unbekannt. So wird zur Reduzierung von Knappheitssituationen über die Etablierung von Kapazitätsmärkten diskutiert, die eine zusätzliche Fixkostendeckung ermöglichen (vgl. u. a. TURVEY, 2003, OREN, 2004, DE VRIES, 2007). Die Ausgestaltung entsprechender Märkte ist aber kompliziert (vgl. CRAMTON/STOFT, 2005) und wird hier nicht thematisiert.

Nehmen wir jetzt an, dass sich, auf welchem Weg auch immer, der oben beschriebene stabile Gleichgewichtszustand eingestellt hat. Gehen wir weiter davon aus, dass sich Rahmenbedingungen dynamisch ändern können. Stellen wir uns den Fall vor, dass zusätzlich zu den bisher in diesem Abschnitt aufgegebenen Annahmen des Modells der vollständigen Konkurrenz auch die Annahme einer vollständigen Markttransparenz aufgegeben wird. Gehen wir aber vereinfachend davon aus, dass dies ausschließlich die Unsicherheit bezüglich der zukünftigen Entwicklung einzelner Brennstoffpreise betrifft. Die Preise für einen Brennstoff (dies kann hier Steinkohle sein) sollen sich gegenüber den ursprünglichen Bedingungen, welche zur Ausbildung des stabilen Gleichgewichtszustands geführt haben, unvorhersehbar verändert haben (dies können hier deutlich höhere Preise sein) und danach wieder vollständig bekannt sein. In diesem Fall erfolgt eine Auslenkung vom stabilen Gleichgewichtszustand. Einige Anbieter können auch unter diesen Marktbedingungen ihre notwendigen Deckungsbeiträge (und mehr) zur Refinanzierung der Investitionskosten erwirtschaften, andere Anbieter (hier die mit Erzeugung auf Basis von Steinkohle) dagegen nicht. Letztere haben jetzt höhere kurzfristige Grenzkosten und finden sich folglich weiter Rechts in der Angebotskurve wieder. Entsprechend geringer sind die Einsatzzeiten dieser Produktionseinheiten. Dies kann dazu führen, dass Produktionseinheiten vom Markt genommen werden. Es kommt wieder verstärkt zu Knappheitssituationen die einen Zubau anderer Produktionseinheiten, die unter

den jetzt vorliegenden Bedingungen optimal sind, induzieren. Nach einiger Zeit stellt sich ein neuer und unter den vorliegenden Bedingungen wieder stabiler Gleichgewichtszustand ein.

Diese Auslenkungen vom Gleichgewicht kommen in der Realität ständig und ausgelöst durch verschiedene Abweichungen vom Modell der vollständigen Konkurrenz in unterschiedlichen Ausprägungen und Intensitäten vor. Dies führt folglich zur Feststellung, dass in einem realen Marktumfeld nicht alle Investitionsentscheidungen erfolgreich sind, sich also die Investitionskosten refinanzieren lassen (und zudem noch Gewinne erzielt werden). Dies kann in einem realen Markt aber auch nicht gefordert werden. Eine Investition ist stets mit dem Risiko verbunden, dass sich diese im Nachhinein als Fehlentscheidung herausstellen kann. Nur so sind auf der anderen Seite Gewinne gerechtfertigt. Im Mittel gilt aber auch im realen (Wettbewerbs-)Markt, dass die durchschnittlichen Preise genau die langfristigen Grenzkosten decken. Diese Markteigenschaft wäre im Übrigen auch bei atomistischer Erzeugungsstruktur vorhanden.

Aus Margen oberhalb der kurzfristigen Grenzkosten der letzten im Marktgleichgewicht nachgefragten Produktionseinheit kann nach dem zuvor gesagten folglich nicht automatisch auf unzulänglichen Wettbewerb geschlossen werden. Würde die Wettbewerbspolitik solche Beiträge zur Deckung der Vollkosten und damit zur Refinanzierung langfristig gebundener Kostenbestandteile (Investition, Personal, etc.) durch regulative Eingriffe begrenzen, würde mittelfristig eine zunehmende Stilllegungen von Erzeugungskapazitäten erfolgen, mit der eine Gefährdung der Versorgungssicherheit einhergehen könnte.

*Es wurde gezeigt, dass in einem funktionierenden Wettbewerb am Elektrizitätsmarkt die Investitionskosten zu einem Teil über Marktpreise oberhalb der kurzfristigen Grenzkosten refinanziert werden. Diese stellen sich in Knappheitssituationen ein, bei denen die Zahlungsbereitschaft der Nachfrage den Marktpreis setzt. Weiterhin wurde dargestellt, dass im stabilen Marktgleichgewicht zeitlich befristete Knappheitssituationen auftreten und dann die durchschnittlichen Preise genau die langfristigen Grenzkosten decken. Somit werden am Markt im Mittel die Vollkosten verdient. Aus dieser Diskussion wurde geschlossen, dass eine Wettbewerbspolitik, welche stets Marktpreise entsprechend der kurzfristigen Grenzkosten bedingen würde, zu einer Gefährdung der Versorgungssicherheit führen könnte.*

### **3 Methoden zur Wettbewerbsanalyse**

Analysen des Wettbewerbs bzw. der Preisbildung am deutschen Elektrizitätsmarkt basieren auf verschiedenen methodischen Ansätzen. Die Basis der Betrachtung bildet die Forderung nach einem funktionsfähigen Wettbewerb. Daher wird in Abschnitt 3.1 auf die Frage eingegangen, unter welchen Bedingungen der Wettbewerb an einem Markt als funktionsfähig an-

gesehen werden kann. Es wird zudem kurz darauf eingegangen, welche Tests zur Prüfung der Funktionsfähigkeit zur Verfügung stehen und mit welchen prinzipiellen Problemen bei der Anwendung dieser Tests zu rechnen ist. Diese zunächst theoretische Diskussion wird in den nachfolgenden Abschnitten am Beispiel aktueller Wettbewerbsanalysen realitätsnah vertieft. Dazu wird in Abschnitt 3.2 auf Tests zur Marktstruktur, in Abschnitt 3.3 auf Tests des Marktverhaltens und in Abschnitt 3.4 auf Tests der Marktergebnisse eingegangen.

### 3.1 Funktionsfähigkeit eines Marktes

Die bisherige Diskussion basierte maßgeblich auf dem Standardmodell der ökonomischen Theorie, dem Modell der vollständigen Konkurrenz. Es wurde dargestellt, dass in der Realität erhebliche Abweichungen von den Annahmen dieses Modells auftreten, die insbesondere in den *Nirwana-Vorwurf*, d. h. die Frage, inwieweit dieses Modell als Referenzmaßstab für die Beurteilung der Funktionsfähigkeit realer Wettbewerbsprozesse geeignet ist, mündeten. Entsprechende Überlegungen bündeln sich im Begriff des „funktionsfähigen Wettbewerbs“, welcher sich basierend auf dem Konzept des arbeitsfähigen Wettbewerbs (*workable competition*, vgl. CLARK, 1940) entwickelt hat. Ein wesentliches Problem ergibt sich bereits bei der Definition des funktionsfähigen Wettbewerbs, wobei wir uns prinzipiell an die Aussage halten, dass eine missbräuchliche Ausübung von Marktmacht als begrifflicher Gegenpol zum funktionsfähigen Wettbewerb angesehen werden kann.

Es ist notwendig, die vom funktionierenden Wettbewerb erwartete Funktion darzulegen. Auch wenn dies in der Literatur nicht einheitlich erfolgt, gehen wir davon aus, dass ein funktionierender Wettbewerb die folgenden Funktionen erfüllen soll: Anpassungsfunktion, Fortschrittsfunktion, Verteilungsfunktion und Freiheitsfunktion (vgl. für eine vertiefende Diskussion HERDZINA, 1999, S. 11 ff.). Die *Anpassungsfunktion* beinhaltet, dass der Wettbewerb rechtzeitig Investitionen und damit Anpassungen an sich ändernde Rahmenbedingungen (z. B. der Nachfrage) gewährleisten soll. Die *Fortschrittsfunktion* beinhaltet, dass der Wettbewerb zu Produktivitätssteigerungen führen soll, so dass beispielsweise eine Produktionsausdehnung (z. B. durch eine Investition) von Kostensenkungen (z. B. durch höhere Wirkungsgrade) begleitet ist. Die *Verteilungsfunktion* beinhaltet, dass der Wettbewerb leistungsgerechte Einkommen generieren soll, d. h. dass eine Übergewinnposition (z. B. durch eine Ausübung von Marktmacht) nicht über einen längeren Zeitraum gehalten werden kann. Die *Freiheitsfunktion* beinhaltet, dass der Wettbewerb keine unbilligen Beschränkungen des Handlungsspielraums der Marktteilnehmer ermöglichen soll, somit beispielsweise keine Behinderungstaktiken (z. B. die unbillige Untersagung eines Netzanschlusses) erlaubt sind.

Es ist durchaus denkbar, dass diese Funktionen in einem realen Marktumfeld nicht alle in gleichem Umfang zu realisieren sind. In der Diskussion, ob ein Markt funktionsfähig ist oder nicht, stellt sich folglich die Frage der wettbewerbspolitischen Zielsetzung und so der jeweils eingenommenen Position des Betrachters bzw. Entscheidungsträgers (z. B. der Kar-

tellbehörde, Politik oder Justiz). Die Ergebnisse von entsprechend motivierten Wettbewerbsanalysen müssen schließlich eventuelle Zielkonflikte bei der Interpretation berücksichtigen.

Unter diesen Bedingungen kann geprüft werden, ob das Geschehen am betrachteten Markt (hier dem Elektrizitätsmarkt) einen funktionsfähigen Wettbewerb darstellt oder nicht. Dieses Diagnoseproblem führte zur Entwicklung verschiedener Methoden zur Wettbewerbsanalyse. Dabei lassen sich drei Tests unterscheiden: Test der Marktstruktur, Test des Marktverhaltens und Test der Marktergebnisse (vgl. für eine vertiefende Diskussion HERDZINA, 1999, S. 47 ff.). Mit einem *Test zur Marktstruktur* wird ein Markt bezüglich seines Konzentrationsgrades, d. h. insbesondere der Zahl der Marktteilnehmer und ihrer Marktanteile, analysiert. Mit einem *Test des Marktverhaltens* wird ein Markt bezüglich des möglichen oder tatsächlichen wettbewerbsbeschränkenden Verhaltens der Marktteilnehmer, d. h. insbesondere unbillige Absprachen und Behinderungen zu Ungunsten anderer, analysiert. Mit einem *Test der Marktergebnisse* werden die am Markt beobachteten Ergebnisse mit einem hypothetischen oder tatsächlichen Vergleichsmarkt, für den von funktionierendem Wettbewerb ausgegangen werden kann (z. B. der hypothetische Vergleichsmarkt des Modells der vollständigen Konkurrenz), analysiert. Manchmal wird zudem auf den *Test der Wettbewerbsfreiheit* hingewiesen, welcher Marktstruktur- und Marktverhaltensmerkmale bezüglich ihrer Auswirkungen auf die Wettbewerbsfreiheit, d. h. unbilliger Beschränkungen des Handlungsspielraums der Marktteilnehmer, bewertet. Dies ist zwar eine wettbewerbspolitisch bedeutende Frage, stellt insoweit aber nicht notwendigerweise einen eigenständigen Test dar und wird daher nachfolgend nicht weiter behandelt.

Methoden zur Wettbewerbsanalyse sind in der Anwendung nicht immer klar voneinander abzugrenzen. Die Diagnose der Funktionsfähigkeit eines Wettbewerbs und die Ableitung eventueller wettbewerbspolitischer Schlussfolgerung können folglich nie isoliert auf der Basis eines einzelnen Tests erfolgen. Erst bei adäquater Anwendung und Interpretation der mit mehreren Tests erhaltenen Ergebnisse kann begründet über wettbewerbspolitische Eingriffe zur Minderung bzw. Behebung festgestellter Zielkonflikte entschieden werden.

Die Anwendung dieser Tests und insbesondere die Interpretation der mit entsprechenden Tests erhaltenen Ergebnisse können allerdings erhebliche Probleme bereiten. Neben den prinzipiellen Problemen geeignete Indikatoren bzw. Messansätze zu finden, ist vor allem das Problem der empirischen Ermittlung als auch das Problem der unsicheren theoretischen Basis zu nennen (vgl. für eine vertiefende Diskussion HERDZINA, 1999, S. 47 ff.). Das *Problem der empirischen Ermittlung* zielt darauf ab, dass es für Beobachter eines Marktes schwierig ist, die jeweils relevante Datenbasis zu ermitteln, da gerade eine Vielzahl von kostenrelevanten Informationen (im Elektrizitätsmarkt z. B. Transport- und Anfahrkosten, Wirkungsgrade, Verfügbarkeiten, u. v. a.) nicht öffentlich verfügbar sind. Das *Problem der unsicheren theoretischen Basis* zielt darauf ab, ob beispielsweise bei einem *Test der Marktergebnisse* ein Vergleich von realen mit hypothetischen Ergebnissen überhaupt zulässig ist, da die hypothe-

tischen Ergebnisse prinzipiell unbekannt sind und zudem der jeweils als Vergleichsmarkt herangezogene und als funktionsfähig angesehen Wettbewerb nicht notwendigerweise einen geeigneten Referenzmaßstab darstellt (vgl. *Nirwana-Vorwurf* beim Modell der vollständigen Konkurrenz). Wettbewerbspolitische Entscheidungen stehen folglich erheblichen Unsicherheiten bei der Prüfung der Funktionsfähigkeit eines Marktes gegenüber. Dementsprechend kann beim Verdacht eines nicht funktionierenden Wettbewerbs stets nur eine wissenschaftlich fundierte Indizienkette aufgebaut, jedoch keine Evidenz abgeleitet werden. Es obliegt dann den jeweiligen Entscheidungsträgern und ihrer (möglichst) objektiven Bewertung und Abwägung der vom Wettbewerb zu erfüllenden Funktionen, eventuell als notwendig erachtete wettbewerbspolitische Eingriffe einzuleiten.

*Es wurde gezeigt, dass ein funktionsfähiger Wettbewerb neben der Erreichung einer Angebotserstellung entsprechend der kurzfristigen Grenzkosten auch andere Funktionen, wie rechtzeitige Investitionen in möglichst effiziente Technologien, gewährleisten soll. Weiterhin wurde darauf eingegangen, dass es verschiedene Tests zur Prüfung eines funktionsfähigen Wettbewerbs gibt. Diese sind stets mit dem Problem der theoretischen Basis und dem Problem der empirischen Ermittlung konfrontiert. Das Problem der theoretischen Basis bezieht sich auf die Wahl eines geeigneten Indikators bzw. Messansatzes und die Frage, ob die jeweils als wettbewerblich angenommene Referenz prinzipiell geeignet ist. Das Problem der empirischen Ermittlung bezieht sich auf die Unsicherheit oder Unkenntnis der benötigten Daten.*

### **3.2 Test der Marktstruktur**

Vordergründig einfache Indikatoren bzw. Messansätze für die Prüfung auf einen funktionsfähigen Wettbewerb sind *Tests zur Marktstruktur*. Häufig wird mit einer bestimmten an einem realen Markt identifizierten Struktur eine Schlussfolgerung auf das zu erwartende Marktverhalten mit entsprechenden Marktergebnissen verbunden. Dies bezieht sich üblicherweise auf die horizontale Konzentration eines Marktes, d. h. insbesondere auf die Zahl der Marktteilnehmer und ihrer Marktanteile.

Eine häufig vertretene Hypothese ist, dass mit einer Annäherung der marktstrukturellen Gegebenheiten an die entsprechende Annahme im Modell der vollständigen Konkurrenz, also an eine atomistische Marktstruktur, auch eine Verbesserung des Wettbewerbs einhergehen würde. Diese *Hypothese der vollständigen Konkurrenz* kann aber, entsprechend des oben bereits mehrfach erwähnten *Nirwana-Vorwurfs* entgegengehalten werden, dass unter bestimmten Bedingungen eines realen Marktes nicht-atomistische Marktstrukturen zu einem besseren Wettbewerbsergebnis führen könnten. Für den hier zu betrachtenden Elektrizitätsmarkt ist in diesem Zusammenhang die *Hypothese eines weiten Oligopols* relevant. Diese be-

sagt, dass beim Vorliegen eines homogenen Gutes die potenzielle Wettbewerbsintensität bei sinkender Anbieterzahl zunächst steigen würde, bei zu niedriger Anbieterzahl allerdings die Möglichkeit zu wettbewerbsbeschränkendem Verhalten überhand gewinnen könnte.

In einem Marktumfeld, dass – wie gerade der Elektrizitätsmarkt – neben dem Vorliegen eines homogenen Gutes durch Unteilbarkeiten (Kraftwerkskapazitäten können auf Grund technischer Gegebenheiten nur in Sprüngen variiert werden), Irreversibilitäten (Kraftwerksinvestitionen erfordern einen hohen Kapitalbedarf, sind sehr spezifisch und kaum fungibel) und Unsicherheiten (beispielsweise bezüglich der zu erwartenden Brennstoffpreisentwicklungen) geprägt ist, scheint die letztgenannte Hypothese eine gewisse Berechtigung zu haben. So ist in einem entsprechenden Umfeld eine atomistische Marktstruktur instabil, da erhebliche Größenvorteile und folglich Tendenzen zu Unternehmenszusammenschlüssen bestehen. Entsprechend müsste eine atomistische Marktstruktur durch ein Zusammenschlussverbot der Unternehmen gesichert werden. Welche Anzahl von Unternehmen bzw. welche Marktanteile letztlich die an einen funktionsfähigen Wettbewerb gestellten Funktionen am besten erfüllen, ist jedoch schwer zu ermitteln. Uns ist keine Untersuchung bekannt, die dies für den deutschen Elektrizitätsmarkt versucht hätte.

Unabhängig von der Frage der prinzipiellen Eignung von *Tests der Marktstruktur* werden diese gerade von Kartellbehörden auch zur Ableitung von Indizien einer eventuell möglichen Ausübung von Marktmacht verwendet. Während sich in Deutschland das über die Summe der Marktanteile der  $n$  größten Unternehmen zu berechnende Konzentrationsmaß,  $CR_n$  (*Concentration-Ratio*) etabliert hat, wird beispielsweise in den Vereinigten Staaten von Amerika der über die Summe der quadrierten Marktanteile aller Unternehmen zu berechnende Herfindahl-Hirschman-Index, *HHI* verwendet. Erweiterungen dieser statischen Ansätze, die zeitliche Variationen von Angebot und Nachfrage berücksichtigen und auch für Elektrizitätsmärkte bereits angewendet wurden, sind der *Residual-Supply-Index*, *RSI* und der auf diesem aufbauende *Pivotal-Supply-Indicator*, *PSI*. Beide versuchen die Marktstruktur dadurch zu charakterisieren, ob ein Wegfall des größten Unternehmens durch andere Unternehmen kompensiert werden kann. Auf eine Diskussion dieser erweiterten Tests wird hier verzichtet, da sie neben den bereits bei den einfacheren Ansätzen angedeutetem *Problem der theoretischen Basis* auch verstärkte *Probleme der empirischen Ermittlung* aufweisen; auf letztere ist im Folgenden und gerade bei der Diskussion von Tests der Marktergebnisse detailliert einzugehen (vgl. insbesondere Abschnitt 4.2).

Bei der Anwendung der einfacheren Tests definieren Kartellbehörden kritische Konzentrationswerte bei deren Überschreitung eine marktbeherrschende Stellung eines oder einer Gruppe von Unternehmen vermutet wird. Das Bundeskartellamt vermutet eine marktbeherrschende Stellung eines Unternehmens, wenn dieses einen Anteil von  $CR_1 > 33,3 \%$  am Gesamtmarkt hält. Für eine Gruppe von drei Unternehmen wird nach dieser Definition eine marktbeherrschende Stellung bei einem gemeinsamen Marktanteil von  $CR_3 > 50,0 \%$  und bei

fünf Unternehmen bei einem gemeinsamen Marktanteil von  $CR_5 > 66,7\%$  vermutet (vgl. BkartA, 2001 und § 19 Abs. 3 GWB). Die in Bezug auf den Herfindahl-Hirschman-Index definierten Schwellenwerte liegen nach Ansicht der Kartellbehörde in den Vereinigten Staaten von Amerika bei einem  $HHI < 1000$  für einen nicht und bei einem  $HHI > 1800$  für einen stark konzentrierten Markt. Bei einem dazwischen liegenden  $HHI$  wird von einem mittelstark konzentrierten Markt ausgegangen (vgl. DOJ, 1997). Auf der Basis entsprechender Vermutungen einer marktbeherrschenden Stellung von Unternehmen wurden – trotz noch zu diskutierender Bestimmungsprobleme – in der Vergangenheit wettbewerbspolitische Entscheidungen, wie beispielsweise die Untersagung von Unternehmenszusammenschlüssen, begründet. Es ist aber zu beachten, dass die kritischen Werte nicht bestimmte an einem realen Markt vorliegende und nicht zu begegnende Bedingungen – wie die am Elektrizitätsmarkt bedeutenden Unteilbarkeiten, Irreversibilitäten und Unsicherheiten – berücksichtigen.

Probleme mit der Berechnung dieser *Tests der Marktstruktur* beginnen bereits bei der zu berücksichtigenden Bezugsgröße. So ist es möglich, die Marktkonzentration einerseits auf Basis der installierten Kraftwerksleistung und andererseits in Bezug auf die Produktions- oder Absatzmenge zu bestimmen. Dabei ist allerdings die Nutzung letzterer (wenn überhaupt) nur im Rahmen einer *ex-post* Betrachtung möglich. So stellt sich prinzipiell die Frage, ob die explizite Nutzung von aus einem Marktverhalten resultierenden Größen in einem *Test der Marktstruktur* verwendet werden sollten. Zudem erlaubt diese Anwendung keine Aussage über das zukünftige Verhalten der Unternehmen, da dieses *a priori* unbekannt ist. Darüber hinaus besteht ein weiteres Problem, das für beide Bezugsgrößen relevant ist: die Abgrenzung des relevanten Marktes. Während die mit dem Vorwurf einer eventuellen Ausübung von Marktmacht konfrontierten Unternehmen prinzipiell auf eine weit gefasste Definition des als relevant anzusehenden Marktes drängen, muss der neutrale Betrachter eine objektive Abgrenzung finden. Dies ist nicht trivial, wie die nachfolgende Diskussion zeigt.

Zunächst gibt Tabelle 1 einen Überblick über die Ergebnisse aktueller ausgewählter Studien zur Bestimmung der Konzentration im deutschen Elektrizitätsmarkt, jeweils auf der Basis der Erzeugung und der installierten Kraftwerksleistung. Es ist auch ohne eine detaillierte Diskussion dieser Studien und ihrer jeweiligen Annahmen zur Datenbasis zu erkennen, dass alle zu dem Ergebnis kommen, dass nur für den  $CR_1$  der kritische Wert unterschritten wird. In allen anderen Fällen scheint die Vermutung einer hohen Konzentration des deutschen Elektrizitätsmarktes nahe zu liegen. Wie oben diskutiert wurde ist aber zu hinterfragen, ob diese Feststellung allein hinreichend als Indiz für eine zu starke und damit den funktionsfähigen Wettbewerb beeinträchtigende Konzentration anzusehen ist.

**Tabelle 1:** Ausgewählte Konzentrationsmaße unterschiedlicher Studien für Deutschland

Index	EU-KOMMISSION (2007) (Erzeugung/Leistung)	ÖKO-INSTITUT (2007) (Erzeugung/Leistung)	PFEIFFER (2005) (Erzeugung/Leistung)	BKARTA (2001) Kritische Werte
CR <sub>1</sub>	28,4 / 22,9	26,0 / 31,0	28,9 / 29,7	33,3
CR <sub>3</sub>	71,7 / 67,2	60,0 / 67,0	68,6 / 72,9	50,0
CR <sub>5</sub>	98,6 / 94,5	74,0 / 84,0	78,4 / 83,9	66,7
HHI	- / -	1500 / 1840	1795 / 2021	1800

In diesen Untersuchungen wurde als relevanter Markt ausschließlich Deutschland betrachtet. Mögliche Austauschbeziehungen zu anderen Ländern, ausgedrückt über die verfügbaren Importkapazitäten, wurden weitgehend vernachlässigt. Die weitere Vorgehensweise wird nicht im Detail dargestellt, weshalb nach einer Analyse der ausgewiesenen Zahlenwerte vermutet werden kann, dass die Erzeugung bzw. installierte Leistung der durch die Industrie betriebenen Kraftwerke, sowie die Kapazitäten der nicht gesichert zur Verfügung stehenden Kraftwerke (z. B. Windkraftanlagen, Photovoltaik) nicht berücksichtigt wurden. Um die methodischen Schwierigkeiten bei der Nutzung der genannten Konzentrationsmaße zu verdeutlichen werden diese Aspekte im Folgenden sukzessive berücksichtigt. Die Berechnung erfolgt dabei einerseits wegen der oben angesprochenen Probleme mit der Bezugsgröße der tatsächlichen Angebots- bzw. Produktionsmenge und andererseits wegen der stochastischen Natur der Erzeugung regenerativer Energiequellen auf der Basis der installierten Leistungen. Tabelle 2 stellt die bei diesen unterschiedlichen Systemgrenzen bestimmten Ergebnisse auf der Basis öffentlicher Daten und unter Berücksichtigung der Kapitalverflechtungen zum Ende des Jahres 2005 dar. Zur Interpretation der Ergebnisse sei explizit darauf hingewiesen, dass hier jeweils die komplette installierte Kapazität betrachtet wird. Es wird aber auch mit dieser Einschränkung deutlich, dass die Wahl der Systemgrenze erheblichen Einfluss auf das ausgewiesene Ergebnis hat.

**Tabelle 2:** Konzentrationsmaße auf Basis der installierten Kraftwerksleistung in Deutschland (eigene Berechnungen)

Index	Ohne Wind / PV, ohne Industrie	Inkl. Wind / PV und Industrie	Inkl. Wind / PV, Industrie und Importkapazität	BKARTA (2001) Kritische Werte
CR <sub>1</sub>	28,8	22,3	19,4	33,3
CR <sub>3</sub>	72,2	55,9	48,5	50,0
CR <sub>5</sub>	84,8	65,7	57,0	66,7
HHI	1986	1200	915	1800

Diese Diskussion hat dargelegt, dass bereits die Anwendung und Interpretation eigentlich sehr einfach anmutender Indikatoren bzw. Messansätze für die Prüfung auf einen funktionsfähigen Wettbewerb, hier von *Tests zur Marktstruktur*, mit erheblichen Schwierigkeiten verbunden sind. Diese werden durch die besonderen Bedingungen des Elektrizitäts-

marktes noch verstärkt. Die Ableitung eventueller wettbewerbspolitischer Eingriffe allein auf der Basis der hier angesprochenen Konzentrationsmaße erscheint daher wenig belastbar.

*Es wurde gezeigt, dass an Elektrizitätsmärkten eine Hypothese, bei der mit einer Annäherung der marktstrukturellen Gegebenheiten an die im Modell der vollständigen Konkurrenz angenommene atomistische Marktstruktur auch eine Verbesserung des Wettbewerbs einhergehen würde, hinterfragt werden kann. Der Elektrizitätsmarkt ist durch Unteilbarkeiten, Irreversibilitäten und Unsicherheiten geprägt, so dass mit einer Marktstruktur entsprechend eines weiten Oligopols u. U. bessere Marktergebnisse erwartet werden können. Weiterhin wird gezeigt, dass selbst ein vordergründig einfacher Test zur Marktstruktur schon bei der Wahl des als relevant erachteten Marktes zu fragwürdigen Ergebnissen führen kann. Aus dieser Diskussion wird gefolgert, dass die Ableitung von wettbewerbspolitischen Eingriffen allein auf der Basis eines entsprechenden Tests als wenig belastbar erscheint.*

### 3.3 Test des Marktverhaltens

Mit einem *Test des Marktverhaltens* wird ein Markt bezüglich eines möglichen oder tatsächlichen wettbewerbsbeschränkenden Verhaltens der Marktteilnehmer, d. h. insbesondere unbillige Absprachen und Behinderungen zu Ungunsten anderer, analysiert. Gerade in der öffentlichen Diskussion wird in diesem Zusammenhang vor allem auf die Prüfung abgezielt, ob Unternehmen die Möglichkeit haben (bzw. auch genutzt haben), durch physische oder ökonomische Kapazitätszurückhaltung eine oder mehrere Funktionen des Wettbewerbs zu beschränken. Dieser Fall kann allerdings nur dann eintreten, wenn durch eine Kapazitätszurückhaltung auch ein den Gewinn steigernder Einfluss auf den Marktpreis vorliegt, was somit zum oben definierten Begriff der Ausübung von Marktmacht führt. Neben der Prüfung auf einen solchen *Ausbeutungsmissbrauch* wird in der Theorie eine Vielzahl weiterer Fälle diskutiert, von denen eine wettbewerbsbeschränkende Wirkung vermutet werden kann. Da die für den Elektrizitätsmarkt in Deutschland vorliegende und aktuell diskutierte Literatur zu *Tests des Marktverhaltens* aber weitgehend auf mögliche oder tatsächliche Kapazitätszurückhaltung fokussiert, werden auch wir uns nachfolgend nur mit diesem Aspekt beschäftigen.

Ein bestimmtes Verhalten eindeutig als wettbewerbsbeschränkend zu identifizieren kann sich in einem realen Marktumfeld durchaus als schwierig erweisen. Daneben ist auch hier das *Problem der empirischen Ermittlung* relevant. So kann eine Analyse grundsätzlich nur auf der Basis veröffentlichter Daten erfolgen, die zudem zu einem großen Teil nur aggregiert verfügbar gemacht werden können. So zählen detaillierte Informationen zum Angebots- und Nachfrageverhalten einzelner Unternehmen zu Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen, die einer öffentlichen Analyse nicht zugänglich sind (dies gilt nicht im gleichen Umfang für etwaige Analysen von Wettbewerbsbehörden). Unabhängig von dieser Einschränkung ist prin-

ziell eine *ex-post* und eine *ex-ante* Betrachtung möglicher bzw. tatsächlicher Kapazitätszurückhaltung denkbar. Entsprechende Anwendungen für den deutschen Elektrizitätsmarkt werden nachfolgend diskutiert.

### **Ex-post Betrachtung**

Bei der *ex-post* Betrachtung wird auf eine tatsächliche Kapazitätszurückhaltung geprüft, wobei die als bekannt vorausgesetzten verfügbaren Kapazitäten eines historischen Zeitraums den tatsächlich am betrachteten Markt angebotenen Kapazitäten gegenübergestellt werden. Dieser Test ist somit kein reiner *Test des Marktverhaltens* sondern beinhaltet Elemente eines *Tests der Marktergebnisse*. Diese haben prinzipielle Probleme in ihrer Anwendbarkeit auf die nachfolgend noch einzugehen ist. Auch ohne diese Aspekte bereits hier zu diskutieren, ist das *Problem der empirischen Ermittlung* evident. So ist die Frage zu stellen, ob überhaupt die notwendigen Informationen zur Durchführung dieses Tests verfügbar sind.

Für den deutschen Elektrizitätsmarkt werden seit dem 10. April 2006 auf der Internetseite der Strombörse EEX von den vier großen Unternehmen der Elektrizitätswirtschaft für Kraftwerke mit mehr als 20 MW die installierte, verfügbare und tatsächlich genutzte Kapazität getrennt nach den Energieträgern Kernenergie, Braunkohle, Steinkohle, Gas, Öl und Wasser aber ohne Pumpspeicherkraftwerke und Windkraftanlagen veröffentlicht (vgl. EEX, 2007). Auch wenn diese Daten eine gewisse Transparenz schaffen, so ist festzuhalten, dass die veröffentlichten Daten nur einen Teil der Gesamtkapazität abdecken. Dieser Anteil lag zu Anfang bei rund 55,0 % und ist seitdem durch die Teilnahme weiterer Unternehmen leicht gestiegen. Es wird auf den öffentlich zugänglichen Internet-Seiten nicht definiert, was unter der gemeldeten verfügbaren Kapazität im Detail zu verstehen ist. Eine Analyse der Daten lässt aber die Vermutung zu, dass es sich allein um Zeitverfügbarkeiten handelt, d. h. auch im Falle einer eventuellen Teilverfügbarkeit des Kraftwerks wird die volle installierte Kapazität als verfügbar gemeldet. Diese Vermutung wurde im persönlichen Gespräch mit mehreren meldenden Unternehmen bestätigt. Es ist bedeutend festzuhalten, dass bei der Verwendung von Zeit- statt Arbeitsverfügbarkeiten die als verfügbar angenommene Kapazität deutlich überschätzt wird (so werden u. a. Nichtverfügbarkeiten durch Kühlwassereinschränkungen, der Streckbetrieb vor dem Brennelementwechsel bei Kernkraftwerken aber auch temperaturbedingte Wirkungsgradschwankungen nicht berücksichtigt).

Sicher auch durch die anhaltende Diskussion zur Funktionsfähigkeit des Wettbewerbs am deutschen Elektrizitätsmarkt wurden in den letzten Wochen weitere Maßnahmen zur Transparenz des Marktes angekündigt bzw. bereits umgesetzt. So veröffentlicht die E.ON Energie AG seit 6. Februar 2007 die tagesgenauen geplanten Stillstände (Revisionen) jedes Kraftwerksblocks und den erwarteten Streckbetrieb der Kernkraftwerke. Zudem wurde angekündigt, dass alle unplanmäßigen Kraftwerksausfälle mit Angabe der voraussichtlichen Dau-

er innerhalb von 30 Minuten gemeldet werden sollen (vgl. EON, 2007). Andere Unternehmen ziehen in einer ähnlichen Weise nach.

Mit den im Sommer des Jahres 2006 verfügbaren Daten wurde von RICHMANN/LOSKE (2006) eine Untersuchung der Kapazitätszurückhaltung am deutschen Elektrizitätsmarkt (hier explizit am Spotmarkt der EEX) vorgenommen. Die Autoren hatten mit der Analyse die Intention zu prüfen, ob eine durch strategisches Verhalten induzierte Verringerung der am Markt angebotenen Kraftwerksleistung beobachtet werden konnte und wie sich ein solches Verhalten auf die Spotmarktpreise und damit die Gewinne der Unternehmen bzw. die Kosten der Endkunden ausgewirkt hat. Dazu korrigieren die Autoren die von der EEX veröffentlichte stündliche Angebotskurve für den Spotmarkt um die Kraftwerkskapazitäten, die von ihnen als vermeintlich verfügbar aber nicht am Markt angeboten, identifiziert wurden.

Diese Prüfung beruht entsprechend obiger Darstellung auf Informationen die für die Ergebnisse des Tests von hoher Relevanz, allerdings mit Unsicherheiten bzw. Unkenntnis verbunden sind. So werden zwar Informationen zu den installierten und verfügbaren Kapazitäten veröffentlicht, diese decken zum einen aber nur einen Teil des Gesamtmarktes ab und zum anderen erlauben gemeldete Zeitverfügbarkeiten keinen Rückschluss auf tatsächliche Arbeitsverfügbarkeiten. Das letztgenannte Problem wird von den Autoren nicht explizit thematisiert. Diese kommen allerdings zu dem Schluss, dass die Unsicherheiten durch bestimmte und auf Annahmen basierende Hochrechnungen (auf die gesamte installierte Kraftwerksleistung), Korrekturen (wegen Zweifeln an den Daten zu verfügbaren Kraftwerken) und Abschlägen (da die vorgehaltenen Reserven in Deutschland zu hoch seien) nicht die Anwendbarkeit des Ansatzes beeinträchtigen. Sensitivitäten, inwieweit diese Annahmen das Ergebnis beeinflussen, werden nicht diskutiert, auch die Interpretation der erhaltenen Ergebnisse wird nicht bezüglich dieser Annahmen reflektiert.

Ohne an dieser Stelle zu tief ins Detail zu gehen, sollen diese Annahmen kurz diskutiert werden, da sie relevant für die Einordnung der von den Autoren ausgewiesenen Ergebnisse sind. Die Hochrechnung auf die in Deutschland insgesamt installierte Kraftwerksleistung ist insofern problematisch, da dadurch angenommen wird, dass alle anderen Kraftwerke am jeweils betrachteten Tag in vergleichbarem Umfang verfügbar waren, wie die gemeldeten Kraftwerke. Ob dies ohne detaillierte Prüfung angenommen werden kann, ist zumindest fraglich. Die bestehenden Probleme bei den veröffentlichten Kraftwerksdaten, die sich auch in Inkonsistenzen widerspiegeln (beispielsweise sei teilweise die veröffentlichte Erzeugung größer als die gemeldete verfügbare Leistung) veranlasste die Autoren zu einer Korrektur der als verfügbar gemeldeten Kapazitäten um +3,0 %. Eine Begründung für die Höhe des gewählten Korrekturfaktors wird nicht gegeben. Eine weitere Annahme betrifft Abschläge, welche damit begründet werden, dass aus Sicht der Autoren nur 75,0 % der aktuell vorgehaltenen Regelreserve zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit notwendig seien. Dieser Abschlag der als verfügbar gemeldeten Kapazitäten resultiert bei den Autoren in -5,2 %. Dass

zusätzlich von den Kraftwerksbetreibern auch Stundenreserve vorgehalten werden muss, wird nicht berücksichtigt. Diese von den Erzeugern vorzuhaltende Reserve ist zur Kompensation von Kraftwerksausfällen, welche länger als eine Stunde andauern, unbedingt erforderlich und wird in den Netzanschlussverträgen mit dem Übertragungsnetzbetreiber vereinbart. Eine Vernachlässigung von Stundenreserve, die in Deutschland zu mehreren GW geschätzt werden kann, führt zu einer systematischen Überschätzung der verfügbaren Kapazitäten. Zudem wird auf eine Diskussion, inwieweit eventueller Teillastbetrieb und die Vermarktung eines Teils der Kraftwerkskapazitäten an alternativen Märkten (insbesondere dem Ausland) relevant für die ausgewiesenen Ergebnisse sein könnten, verzichtet.

Der von den Autoren zusätzlich eingebrachte Aspekt, dass die in Deutschland aktuell zur Versorgungssicherheit vorgehaltene Regelreserve zu hoch wäre, verdient eine gesonderte Behandlung. Zunächst ist die Frage zu stellen, ob ein Unternehmen, das entsprechende Reserve vorhält, eine unbillige Kapazitätszurückhaltung vorgeworfen werden kann. Dies ist genau die Fragestellung, die mit dem von den Autoren angewendeten Test untersucht wird. Die Frage kann nur dann bejaht werden, wenn die Beschaffung von Reserve selbst unbillig wäre, die beschaffte Reserve somit in ihrer Höhe zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit nicht notwendig ist. Damit entfernen sich die Autoren allerdings vom eigentlich zu untersuchendem Verhalten der im Wettbewerb befindlichen Unternehmen und sprechen vielmehr den regulierten Bereich des natürlichen Monopols an. So wird von den Autoren impliziert, dass die Netzbetreiber über eine unbillig hohe Vorhaltung von Reserve den Erzeugungsunternehmen die billige bzw. legale Vorhaltung entsprechender Kapazitäten im Rahmen einer vertikal integrierten Unternehmensstruktur ermöglichen. Es ist unbenommen, dass auch dies ein zu untersuchendes Problem darstellen kann (wobei zu beachten ist, dass mit einer Verringerung der vorgehaltenen Reserveleistung stets auch eine Verringerung der Versorgungssicherheit einhergeht). Dieser Bereich befindet sich in Deutschland daher auch unter Aufsicht einer Regulierungsbehörde, der seit 13. Juli 2005 etablierten Bundesnetzagentur. Eine entsprechende Untersuchung sollte vom Gegenstand der von den Autoren intendierten Prüfung, nämlich dem unter bestimmten Randbedingungen vorliegendem Marktverhalten der im betrachteten Wettbewerb stehenden Unternehmen, getrennt werden.

Die Autoren schließen aus der Untersuchung ausgewählter Wochen – welche zu großen Teilen im Sommer 2006 liegen und damit durch die zu der Zeit herrschenden Wetterbedingungen sicher nicht als repräsentativ für das ganze Jahr angesehen werden können – auf eine mögliche durchschnittliche Senkung des Spotmarktpreises von rund 13 %. Da die korrekte Berücksichtigung von tatsächlichen Arbeitsverfügbarkeiten einen erheblichen Einfluss auf die Bestimmung der Marktpreise hat, kann dieses Ergebnis unter Berücksichtigung der zuvor genannten Einschränkungen der zitierten Untersuchung bezweifelt werden. Gerade die gewählten Annahmen, welche tendenziell zu einer Überschätzung der tatsächlichen Verfügbarkeiten führen, lassen hier keine eindeutige Aussage zu. Es lässt sich somit festhalten, dass

eine *ex-post* Betrachtung der Kapazitätszurückhaltung für den deutschen Elektrizitätsmarkt durchaus interessant sein kann, diese aber wegen bestehender Datenprobleme aktuell keine belastbare Schlussfolgerung zulässt.

### **Ex-ante Betrachtung**

Bei der *ex-ante* Betrachtung wird auf eine mögliche Kapazitätszurückhaltung geprüft. Eine mögliche Kapazitätszurückhaltung kann sowohl physisch als auch ökonomisch erfolgen (vgl. Abschnitt 2.1). Dazu wurden Tests entwickelt, die in die Spieltheorie einzuordnen sind. So kann eine physische Kapazitätszurückhaltung z. B. mit einem so genannten Cournot-Ansatz und eine ökonomische Kapazitätszurückhaltung z. B. mit einem *Supply-Function* Ansatz analysiert werden. Daneben gibt es weitere Ansätze, die hier aber nicht diskutiert werden sollen. Beim Cournot-Ansatz wird angenommen, dass die Unternehmen ihre individuelle Produktions- bzw. Angebotsmenge als Aktionsparameter einsetzen, um so den Marktpreis zu beeinflussen. Beim *Supply-Function* Ansatz wird angenommen, dass die Unternehmen z. B. unter Berücksichtigung einer unsicheren Nachfrage individuelle Angebotskurven bzw. Kombinationen aus Angebotspreisen und Mengen wählen, um ihre Gewinne zu maximieren.

Ein wesentliches Ziel bei der Anwendung entsprechender Ansätze ist die Bestimmung eines stabilen Gleichgewichts. Während ein solches beim Cournot-Ansatz eindeutig ermittelt werden kann, ist dies beim prinzipiell deutlich anspruchsvolleren *Supply-Function* Ansatz nicht möglich, da dort üblicherweise multiple Gleichgewichte erhalten werden. Zudem ist die Lösbarkeit bisher nur unter teilweise extremen Annahmen gewährleistet. Es kann daher die Frage gestellt werden, ob ein Ansatz dieser Art zum *Test des Marktverhaltens* an einem realen Markt überhaupt angewendet werden kann, bzw. wie die erhaltenen Ergebnisse zu interpretieren sind. Von daher wird hier nur auf den Cournot-Ansatz eingegangen.

Dieser spieltheoretische Ansatz wurde von ELLERSDORFER (2005) auf den deutschen Elektrizitätsmarkt angewendet. Dabei wurde das Ziel verfolgt, auf der Basis rationalen Verhaltens und Gewinnmaximierung der Unternehmen unterschiedliche Gleichgewichtszustände miteinander zu vergleichen. Ein Vergleich mit realen Marktergebnissen ist bei einer *ex-ante* Untersuchung nicht intendiert und würde zu fehlerhafter Interpretation der Ergebnisse führen. Nur ein Vergleich unter konsistenten Grundannahmen kann als Prüfergebnis bewertet werden, ansonsten besteht die Notwendigkeit den jeweils gewählten Referenzmaßstab bezüglich seiner Eignung für die Beurteilung realer Marktprozesse zu hinterfragen.

Das Ergebnis des Tests ist, dass unter den gewählten Modellannahmen zu den strukturellen und institutionellen Marktgegebenheiten zwar gewisse Potenziale zur Ausübung von Marktmacht der großen Unternehmen der Elektrizitätswirtschaft in Deutschland vorhanden sind, diese aber insbesondere durch die Möglichkeiten zum Elektrizitätsimport und den Terminmarkthandel begrenzt werden. Dabei ist zu beachten, dass sich auch dieser Untersuchungsansatz wesentlichen Annahmen gegenüber sieht, die teilweise erheblichen

Einfluss auf die Ergebnisse haben können. Zunächst handelt es sich hier um eine kurzfristige Betrachtung, so dass disziplinierende Effekte durch Markteintritte nicht berücksichtigt sind. Darüber hinaus spielen insbesondere Annahmen über die Preiselastizität der Nachfrage und die tatsächlich am Terminmarkt verkaufte Absatzmenge eine entscheidende Rolle für die ausgewiesenen Ergebnisse. So gilt, dass für einen Erzeuger, der seine Erzeugung schon größtenteils vorab am Terminmarkt oder in Vertriebsverträgen verkauft hat, kaum ein Anreiz zur Ausübung eventuell bestehender Marktmachtpotenziale verbleibt.

*Es wurde gezeigt, dass bei aktuell auf den deutschen Elektrizitätsmarkt angewendeten Tests des Marktverhaltens zwischen einer ex-post und einer ex-ante Betrachtung unterschieden werden kann. Bei der ex-post Betrachtung wird auf eine tatsächliche und bei der ex-ante Betrachtung auf eine mögliche Kapazitätszurückhaltung geprüft. Bei beiden Herangehensweisen wurde festgestellt, dass insbesondere das Problem der empirischen Basis zu beachten ist. Ausgewiesene Ergebnisse und gerade die darauf basierenden Ableitungen eventueller wettbewerbspolitischer Eingriffe müssen daher stets unter Berücksichtigung der zur Verfügung stehenden Daten und eventueller Annahmen reflektiert werden. Während bei einer ex-post Betrachtung mit den aktuell zur Verfügung stehenden Daten keine belastbaren Aussagen möglich sind, können mit einer ex-ante Betrachtung zumindest wesentliche Marktzusammenhänge analysiert werden.*

### 3.4 Test der Marktergebnisse

Bei den bisherigen Ausführungen wurde häufig darauf verwiesen, dass teilweise erhebliche Probleme der Abgrenzung der jeweiligen Tests zum *Test der Marktergebnisse* bestehen. Mit einem *Test der Marktergebnisse* werden die am Markt beobachteten Ergebnisse mit einem hypothetischen oder tatsächlichen Markt verglichen, für den von funktionierendem Wettbewerb ausgegangen werden kann. Hierin liegen aber auch die größten Probleme, welche sich wiederum in das *Problem der theoretischen Basis* und das *Problem der empirischen Ermittlung* aufteilen lassen. Diese Problembereiche werden ausführlich mit Bezug auf die Bewertung des Wettbewerbs am deutschen Elektrizitätsmarkt im nachfolgenden Abschnitt 4 behandelt. Daher werden hier nur grundlegende Probleme angesprochen.

Nach HERDZINA (1999, S. 55) lässt sich das *Problem der theoretischen Basis* bei der Anwendung von *Tests der Marktergebnisse* wie folgt zusammenfassen: „Wenn man die Funktionsfähigkeit des Wettbewerbs anhand der beobachteten Marktergebnisse diagnostizieren möchte, muss man den Zusammenhang zwischen Wettbewerb und Marktergebnis im voraus im einzelnen kennen. Das heißt, man muss wissen, welche Marktergebnisse sich bei funktionsfähigem Wettbewerb eingestellt hätten. Sodann kann man die beobachteten Marktergebnisse mit diesen hypothetischen wettbewerblichen Ergebnissen vergleichen.“ Er führt ebenda

weiter aus: „Die hypothetischen wettbewerblichen Marktergebnisse zu kennen, ist jedoch unmöglich.“ Weiterhin schreibt er ebenda: „Zwar erwartet man vom Wettbewerb grundsätzlich gute Marktergebnisse (Mustervoraussage); wie diese Ergebnisse aber im einzelnen aussehen [...], kann im vorhinein nie vorausgesagt werden.“ An dieser Stelle scheint es wichtig zu sein darauf hinzuweisen, dass ein funktionierender Wettbewerb nicht nur die Funktion hat zu wettbewerblichen Marktpreisen zu führen (also dass hier eine Angebotserstellung entsprechend der jeweiligen kurzfristigen Grenzkosten erfolgt), sondern zudem andere Funktionen, wie beispielsweise die adäquate Reaktion auf Änderungen der Nachfrage, erfüllen soll.

Die zitierten Ausführungen stellen gut die Herausforderungen dar, die bei der Anwendung entsprechender Tests bestehen. Diesen kann begegnet werden, wenn eine klare Position bezüglich der zu berücksichtigenden wettbewerblichen Referenz eingenommen wird. Zunächst basiert diese Referenz üblicherweise auf einem hypothetischen oder tatsächlichen Vergleichsmarkt, wobei die Literatur zum Elektrizitätsmarkt auf den hypothetischen Vergleichsmarkt fokussiert. Auch bei den bisher vorgelegten Studien zum deutschen Elektrizitätsmarkt wird implizit in weiten Teilen von der oben bereits kritisch hinterfragten *Hypothese der vollständigen Konkurrenz* ausgegangen, d. h. die Marktergebnisse sollen denen unter den Annahmen des Modells der vollständigen Konkurrenz erhaltenen Ergebnissen entsprechen.

Dieser Hypothese wurde oben der *Nirwana-Vorwurf* entgegengehalten. Dass dies ein relevanter Vorwurf ist, soll hier in Ergänzung zur bisherigen Diskussion an einem kleinen Beispiel des Elektrizitätsmarktes erläutert werden. Es ist evident, dass die im Modell der vollständigen Konkurrenz wichtige Annahme vollständiger Markttransparenz mit dem implizierten Ausschluss von Unsicherheit nicht der Realität eines Elektrizitätsmarktes entspricht. Gehen wir weiterhin davon aus, dass nach dem betrachteten Markt an einem weiteren Markt gehandelt werden kann. Dies ist in der Realität des deutschen Elektrizitätsmarktes beispielsweise der deutsche untertägige Handel oder ein Markt im Ausland (in der Vergangenheit waren dies auch Regelenenergiemärkte). Wenn zudem Unternehmen unterschiedliche Erwartungen an die nahe Zukunft haben, so führt dies zu unterschiedlichen Prognosen des Preises an dem nachfolgenden Markt. Prinzipiell führt die Möglichkeit, ein Gut auch an einem anderen Markt anzubieten zu Opportunitätskosten, die einen Teil der relevanten kurzfristigen Grenzkosten darstellen. Dieser Teil ist, bei unterschiedlichen Erwartungen der beteiligten Unternehmen, verschieden stark ausgeprägt. Nun können aber die aus Unsicherheit resultierenden Opportunitätskosten, welche in realen Märkten unbestreitbar vorhanden sind, im Modell der vollständigen Konkurrenz nicht auftreten. Daraus folgt, dass entweder der hypothetische Vergleichsmarkt nicht mehr dem Modell der vollständigen Konkurrenz entspricht, d. h. dass eine Abbildung dieser Effekte berücksichtigt wird, oder aber eine systematische Abweichung zwischen den als Referenz herangezogenen kurzfristigen Grenzkosten und den im realen Marktergebnis relevanten vorliegt. Diese Differenz ist dann nicht als Indiz für einen nicht funktionierenden Wettbewerb zu interpretieren, es sei denn, dass der in der Realität vorlie-

genden Unsicherheit selbst durch geeignete Maßnahmen begegnet und sie dadurch eliminiert werden kann. Zwar ist es möglich, in der Realität vorliegende Unsicherheiten zu mindern (beispielsweise durch Verbesserungen der angesprochenen Prognosen; wozu Unternehmen auch einen Anreiz haben, da dies prinzipiell ihre Wettbewerbsposition verbessert), sie können aber nicht eliminiert werden.

Die angesprochene Differenz zwischen dem tatsächlichen Marktpreis und den kurzfristigen Grenzkosten des letzten zur Deckung der Nachfrage eingesetzten Kraftwerks bildet den Kern mehrerer aktueller Analysen zur Funktionsfähigkeit des Wettbewerbs am deutschen Elektrizitätsmarkt. Diese Differenz kann als Marktpreis-Grenzkosten Differenz bezeichnet werden. Da die kurzfristigen Grenzkosten von Unternehmen in einem hohen Maße wettbewerbsrelevant sind und daher nicht veröffentlicht werden können, müssen sie mit einem geeigneten Ansatz bestimmt werden. Für die Berechnung der Marktpreis-Grenzkosten Differenz ist daher eine möglichst gute Bestimmung der kurzfristigen Grenzkosten unter Berücksichtigung aller für die jeweils betrachteten Stunden notwendigen Daten notwendig. Diese Daten sind allerdings – wenn überhaupt – nur mit erheblichen Unsicherheiten verfügbar, so dass hier insbesondere das *Problem der empirischen Ermittlung* bei der Interpretation erhaltener Ergebnisse berücksichtigt werden muss.

Unabhängig von diesen Herausforderungen werden im Rahmen der Bestimmung der Marktpreis-Grenzkosten Differenz zumindest zwei Vorgehensweisen zur Quantifizierung der kurzfristigen Grenzkosten der Erzeugung verwendet. Die erste ist, jeweils unabhängig einzelne Tage oder Stunden zu betrachten, wobei das methodisch größte Problem in der Vernachlässigung dynamischer Vorgänge (Kraftwerksanfahrt, Pumpspeicherbewirtschaftung, etc.) zu sehen ist. Die zweite Möglichkeit ist, ein fundamentales Elektrizitätsmarktmodell über eine zusammenhängende Zeitperiode anzuwenden. Entsprechende Modelle versuchen den Kraftwerkseinsatz und damit den Systembetrieb im Sinne einer Gesamtkostenminimierung zu optimieren. Diese Vorgehensweise ist prinzipiell besser geeignet kurzfristige Grenzkosten zu bestimmen, da auch Beiträge dynamischer Vorgänge zu den kurzfristigen Grenzkosten abgebildet werden können. Allerdings wird dabei zum einen implizit von der weitgehenden Gültigkeit des Modells der vollständigen Konkurrenz ausgegangen und zum anderen hängen auch hier die Ergebnisse stark von den methodischen Annahmen ab. Solche Untersuchungen bilden die Basis der aktuellen Diskussionen zur Funktionsfähigkeit des deutschen Elektrizitätsmarktes und wurden von VON HIRSCHHAUSEN ET AL. (2007), LANG/SCHWARZ (2006) und MÜSGENS (2006) vorgelegt.

Bei einer Analyse dieser Untersuchungen ist auffällig, dass das oben als wesentlich herausgestellte *Problem der theoretischen Basis* nicht und das *Problem der empirischen Ermittlung* zwar in Ansätzen aber insgesamt unzureichend diskutiert wird. Sofern folglich Differenzen zwischen den mit den Modellen jeweils ausgewiesenen kurzfristigen Grenzkosten und den beobachteten Marktpreisen vorliegen wird stets davon gesprochen, dass diese maß-

geblich als Indiz für einen nicht funktionierenden Wettbewerb angesehen werden könnten. Es wird darüber hinaus davon gesprochen, dass diese Abweichungen mit der Ausübung von Marktmacht begründet werden könnten. Es kann festgehalten werden, dass bei unsicheren Eingangsdaten und prinzipiell von der Realität abweichenden Modellierungsannahmen nicht eindeutig auf eine Ausübung von Marktmacht geschlossen werden kann, wenn in der Berechnung der Marktpreis-Grenzkosten Differenz ein positiver Wert erhalten wird. Diese bedeutende Schlussfolgerung wird mit einer vertiefenden, realitätsnahen Diskussion im nachfolgenden Abschnitt erläutert.

*Es wurde gezeigt, dass die Interpretation von Ergebnissen eines Tests der Marktergebnisse mit erheblichen Herausforderungen bezüglich der theoretischen Fundierung und der Verfügbarkeit notwendiger Daten verbunden ist. Dies gilt auch und gerade für die in aktuellen Studien durchgeführte Berechnung der Marktpreis-Grenzkosten Differenz (der Berechnung der Abweichungen zwischen beobachteten Marktergebnissen und den mit einem geeigneten Ansatz bestimmten kurzfristigen Grenzkosten der jeweils relevanten letzten nachgefragten Produktionseinheit). Diese Probleme können dazu führen, dass die eigentliche Prüfung der Funktionsfähigkeit des Wettbewerbs nicht möglich ist und dass Schlussfolgerungen über eine eventuelle Ausübung von Marktmacht auf dem deutschen Elektrizitätsmarkt unter diesen Bedingungen nicht belastbar sind.*

#### **4 Marktpreis-Grenzkosten Differenz**

Die Berechnung der Marktpreis-Grenzkosten Differenz, d. h. die Abweichung zwischen beobachteten Marktpreisen und den mit einem geeigneten Ansatz bestimmten kurzfristigen Grenzkosten des jeweils letzten zur Deckung der Nachfrage eingesetzten Kraftwerks, stellt den aktuell am häufigsten angewendeten *Test der Marktergebnisse* zur Prüfung der Funktionsfähigkeit des Wettbewerbs am deutschen Elektrizitätsmarkt dar. In vielen Studien wird dieser Test allerdings ohne Diskussion der theoretischen Fundierung (*Problem der theoretischen Basis*) und der Herausforderungen methodischer und empirischer Art bei der Bestimmung kurzfristiger Grenzkosten (*Problem der empirischen Ermittlung*) angewendet. Da diese Punkte aber zentral für die Interpretation der aus entsprechenden Berechnungen erhaltenen Ergebnisse sind, wird auf diese nachfolgend eingegangen. In Abschnitt 4.1 wird die theoretische Fundierung und in Abschnitt 4.2 werden die Herausforderungen bei der Bestimmung kurzfristiger Grenzkosten diskutiert. Daraufhin wird in Abschnitt 4.3 ein exemplarischer Tag betrachtet. Der Fokus liegt weniger auf der Marktpreis-Grenzkosten Differenz selbst, sondern vielmehr auf der Veranschaulichung der bei ihrer Berechnung zu berücksichtigenden Unsi-

cherheiten und der damit verbundenen Auswirkungen auf das am Ende ausgewiesene Ergebnis.

#### 4.1 Theoretische Fundierung

Die Berechnung der Marktpreis-Grenzkosten Differenz basiert in den, die Basis der aktuellen Diskussionen zur Funktionsfähigkeit des deutschen Elektrizitätsmarktes bildenden, Studien von VON HIRSCHHAUSEN ET AL. (2007), LANG/SCHWARZ (2006) und MÜSGENS (2006) auf der Anwendung von Elektrizitätsmarktmodellen. Dabei wird implizit auf das ökonomische Standardmodell, das Modell der vollständigen Konkurrenz zurückgegriffen. Dies wird bereits daran deutlich, dass Elektrizitätsmarktmodelle den optimalen Systembetrieb über eine Gesamtkostenminimierung bestimmen. In der Realität verfolgen die Unternehmen allerdings gerade in Folge der Deregulierung eine Gewinnmaximierung, die nur bei Gültigkeit der Annahmen des Modells der vollständigen Konkurrenz zum gleichen Ergebnis wie eine Kostenminimierung führen würde. Zudem setzt die Modellierung üblicherweise einen zentralen Kraftwerkseinsatz unter sicheren Erwartungen voraus, während in der Realität ein dezentraler Kraftwerkseinsatz unter unsicheren Erwartungen stattfindet. Das mit diesen Modellen abgebildete Elektrizitätsversorgungssystem ist somit frei von etwaigen Zuständen, die durch Ungleichgewichte, Anpassungsverluste oder risikoinduzierte Kostenaufschläge gekennzeichnet sind. Diese Aspekte verdeutlichen das bereits in den vorangegangenen Abschnitten diskutierte *Problem der theoretischen Basis* bzw. die Gültigkeit der gewählten wettbewerblichen Referenz (*Nirwana-Vorwurf*). Dieses Problem besteht bei der Nutzung von Optimierungsmodellen für die normative Analyse grundsätzlich und kann nicht vollständig gelöst werden, da eine gewisse Abstraktion bei jedem Modell prinzipiell vorhanden ist.

Es ist bedeutend zu bemerken, dass aus Abweichungen vom Modell der vollständigen Konkurrenz zusätzliche Kosten entstehen, die Teil der zu bestimmenden kurzfristigen Grenzkosten sind. Werden diese zusätzlichen Kosten vernachlässigt, erfolgt eine systematische Unterschätzung der kurzfristigen Grenzkosten und damit eine systematische Überschätzung der Marktpreis-Grenzkosten Differenz. Es wird somit deutlich, dass beim Auftreten von positiven Marktpreis-Grenzkosten Differenzen eine eindeutige Folgerung, dass kein funktionsfähiger Wettbewerb vorliegt, hier also eine missbräuchliche Überhöhung der Marktpreise zu beobachten wäre, nicht zulässig ist. So verursachen beispielsweise Unsicherheiten oder Unkenntnis über die zu erwartenden kurzfristigen Nachfrage- oder Brennstoffpreisschwankungen variable Kostenbestandteile, die sich in der Berücksichtigung von Risikoprämien für die Wiederbeschaffung der Brennstoffe oder den Einsatz von Stundenreservekapazität widerspiegeln können. Daneben sind in der Elektrizitätserzeugung zeitliche Anpassungsprozesse notwendig, die sich u. a. bei der Erhöhung der Produktionsmenge über anfallende Anfahrkosten ergeben können.

Da folglich die wettbewerbliche Referenz die realen und nicht zu behebenden Abweichungen vom Modell der vollständigen Konkurrenz berücksichtigen sollte, ist eine Modellierung zu finden, welche diese Aspekte möglichst gut abbilden kann. Es ist in der Modellierung möglich (und durchaus üblich) einigen der bestehenden methodischen Herausforderungen bei der Modellierung der Preisbildung an realen Elektrizitätsmärkten zu begegnen. So lassen sich einzelne Aspekte in fundamentale Optimierungsmodelle integrieren, ohne dabei den mit ihrer Anwendung angestrebten Analysegegenstand (hier die Ableitung einer eventuellen missbräuchlichen Ausübung von Marktmacht aus der Berechnung der Marktpreis-Grenzkosten Differenz) selbst in das Modell aufzunehmen.

Zu nennen ist beispielsweise die Modellierung der Speicherbewirtschaftung und von Anfahrvorgängen. In beiden Fällen ist aber zu beachten, dass durch die gewählte Modellierung auch tatsächlich die relevanten kurzfristigen Grenzkosten abgebildet werden. In diesem Zusammenhang stellt beispielsweise die bei der intertemporalen Modellierung der Speicherbewirtschaftung üblicherweise unterstellte perfekte Voraussicht eine Idealisierung dar, die zu einer systematischen Unterschätzung kurzfristiger Grenzkosten führen kann. Bei der Modellierung von Anfahrkosten ist dies nicht anders. So ist die Bestimmung kurzfristiger Grenzkosten im Zusammenhang mit vermiedenen Anfahrkosten eines Kraftwerks in Schwachlastzeiten (in der Nacht bzw. an Wochenenden) nicht trivial. Verzichtet ein Kraftwerksbetreiber auf das Abschalten eines Kraftwerksblocks während einer Lastsenke, so sind die vermiedenen Anfahrvorgänge mit negativen Opportunitätskosten verbunden, die bei der Ermittlung der kurzfristigen Grenzkosten für eine Erzeugung mit der betrachteten Anlage berücksichtigt werden müssen. Umgekehrt entstehen durch eine vorübergehende Zusatzlieferung in Hochlastzeiten zusätzliche kurzfristige Grenzkosten, wenn dazu ein Kraftwerksblock angefahren werden muss (für wie lange der Block dann aber tatsächlich angefahren werden muss ist in der Realität bei der Angebotserstellung am Elektrizitätsmarkt nicht bekannt, so dass sich die Frage stellt, auf wie viele Stunden die Anfahrkosten zu verteilen sind). Wenn folglich Anfahrkosten beispielsweise bei hochzufahrenden Gasturbinen abgebildet werden, ist damit noch nicht sichergestellt, dass auch die vermiedenen Anfahrkosten bei anderen Kraftwerken berücksichtigt wurden. Durch eine nicht ausreichende Modellierung von Anfahrkosten werden kurzfristige Grenzkosten somit in bestimmten Zeiten systematisch entweder unter- oder überschätzt.

Weitere in der Realität des Elektrizitätsmarktes unvermeidbare Abweichungen von den Annahmen des Modells der vollständigen Konkurrenz können beispielsweise durch die Nutzung der stochastischen Programmierung erfasst werden. Mit dieser lassen sich im Gegensatz zu den üblicherweise angewendeten deterministischen Modellen (also der Annahme sicherer Erwartungen) für den relevanten Folgetag bestehende Unsicherheiten, wie die Einspeisung fluktuierender Wind- oder Wasserkraft, die Kraftwerksverfügbarkeiten oder die Nachfrage, besser erfassen. Ein weiterer Aspekt kann die Erfassung der aus den Opportunitäts-

ten einer Angebotserstellung an alternativen Märkten resultierenden Kosten sein. Diese können über eine intertemporale Modellierung der zeitlichen Marktsequenzen (ausländische Spotmärkte, Regelenergiemarkt usw.) in die Preisbildung integriert werden.

Trotz der beschriebenen methodisch Schwierigkeiten und der nur eingeschränkten Quantifizierbarkeit der genannten Aspekte sind Elektrizitätsmarktmodelle im Grundsatz für die Bestimmung kurzfristiger Grenzkosten und damit die Berechnung der Marktpreis- Grenzkosten Differenz geeignet, sofern bei der Interpretation der Ergebnisse einerseits die genannten theoretischen Probleme in Bezug auf die Annahmen des Modells der vollständigen Konkurrenz und andererseits die Herausforderungen bei der Modellierung der kurzfristigen Grenzkosten berücksichtigt werden. Diese Aspekte werden nachfolgend vertieft diskutiert.

*Es wurde dargelegt, dass die Quantifizierung der Ausübung von Marktmacht in aktuell vorgelegten Studien mit Hilfe der Marktpreis-Grenzkosten Differenz vorgenommen wird, wobei implizit ein Rückgriff auf das Modell der vollständigen Konkurrenz als wettbewerbliche Referenz erfolgt. Weiterhin wurde diskutiert, dass diese Referenz durch bedeutende Abweichungen zu den Annahmen des Modells der vollständigen Konkurrenz nicht direkt auf den Elektrizitätsmarkt übertragen werden kann. Aus diesen Abweichungen resultieren variable Kostenelemente, die in realen Märkten auftreten, die Teile der kurzfristigen Grenzkosten sind und nur unvollständig berücksichtigt werden können. Im realen Elektrizitätsmarkt ist somit auch bei funktionierendem Wettbewerb zu erwarten, dass bei modellorientierter Bestimmung kurzfristiger Grenzkosten die darauf aufbauende Marktpreis-Grenzkosten Differenz tendenziell positiv ist, ohne dass aus diesem Ergebnis notwendigerweise eine missbräuchliche Ausübung von Marktmacht abgeleitet werden kann.*

## 4.2 Bestimmung kurzfristiger Grenzkosten

Neben den bisher diskutierten eher theoretischen Herausforderungen bestehen solche bei der Bestimmung kurzfristiger Grenzkosten auch und insbesondere aus den nicht oder nur teilweise verfügbaren Daten sowie ihrer Abhängigkeit vom jeweiligen Betriebszustand des Systems. Werden die kurzfristigen Grenzkosten als Referenz für die Bewertung der Funktionsfähigkeit eines Marktes herangezogen, müssen alle variablen, d. h. von der Produktionsmenge abhängigen Kostenbestandteile berücksichtigt werden. Zu nennen sind hier neben den Brennstoffpreisen beispielsweise Transportkosten der Brennstoffe, nicht erstattbare Steuern, Anfahrkosten, Zusatzkosten bei Teillastbetrieb, Verschleiß der Kraftwerke, potenzielle Ersatzbeschaffungskosten beim Ausfall von Kraftwerken und Opportunitätskosten der Angebotserstellung an anderen Märkten. Einige dieser Kostenkomponenten werden (mehr oder weniger gut) geschätzt und dann als sonstige variable Erzeugungskosten (hier kurz O&M-Kosten) bei der Anwendung eines Elektrizitätsmarktmodells berücksichtigt.

Werden einige der genannten Kostenkomponenten unzureichend erfasst oder ganz vernachlässigt, so werden die kurzfristigen Grenzkosten unterschätzt. Dies führt zu einer systematischen Überschätzung der Marktpreis-Grenzkosten Differenz, die damit auch nicht als missbräuchliche Ausübung von Marktmacht interpretiert werden kann. Im Folgenden wird daher – ohne Anspruch auf Vollständigkeit – auf Herausforderungen bei der Modellierung kurzfristiger Grenzkosten eingegangen. Soweit dies möglich ist, wird kurz aufgezeigt, inwieweit die jeweiligen Herausforderungen in den bei VON HIRSCHHAUSEN ET AL. (2007), LANG/SCHWARZ (2006) und MÜSGENS (2006) angewendeten Modellen behandelt werden und wie dies die Marktpreis-Grenzkosten Differenz beeinflusst. Dabei stehen die in Bild 5 aufgezählten Aspekte im Mittelpunkt der Betrachtung.

- Definition geeigneter *Kraftwerksklassen*
- Annahmen zu *Netto-Wirkungsgraden* (Teillast)
- Reale *Brennstoffpreise* (Transportkosten, Steuern)
- Tatsächliche *Verfügbarkeiten* (Ausfall, Leistungseinschränkung, Revision)
- *Regenerative* Einspeisung
- *Reserve* (Regelenergie für den Netzbetreiber, Stundenreserve der Erzeuger)
- Abbildung des Handels mit relevanten *umliegenden Ländern*
- Abbildung der *Nachfrage*
- Modellierung von *Anfahrkosten*, Mindesteinsatz und -stillstandszeiten
- *Alternative Märkte* zur Angebotserstellung
- Berücksichtigung von *Kraft-Wärme-Kopplung*
- Modellierung von *Pumpspeicherkraftwerken*

**Bild 5:** Herausforderungen bei der Bestimmung kurzfristiger Grenzkosten

Die Herausforderung bei der Definition geeigneter *Kraftwerksklassen* bezieht sich auf die Charakterisierung der zur Bestimmung kurzfristiger Grenzkosten relevanten Kraftwerke bzw. Kraftwerksblöcke. Zur Verringerung der Komplexität eines Elektrizitätsmarktmodells und mangels vorliegender Detaildaten werden einzelne Kraftwerksblöcke häufig zu homogenen Gruppen, die sich in Bezug auf angenommene technische und ökonomische Parameter ähneln, zusammengefasst. Die Klassifizierung kann sich dabei von einer groben Unterscheidung in Bezug auf den genutzten Brennstoff, über die Differenzierung des

Turbinentyps, bis hin zu einer blockscharfen Betrachtung auf der Basis der Inbetriebnahmejahre und anlagenindividueller Betrachtung verfeinern. Sofern entsprechende Informationen vorliegen, können grundsätzlich auch wirkungsgradrelevante Maßnahmen wie Modernisierungen oder umweltschutzbedingte höhere technische Anforderungen (Entstickung, Entschwefelung) sowie Leistungserhöhungen der Kraftwerke berücksichtigt werden. Für die modellgestützte Analyse der Preisbildungsprozesse an Großhandelsmärkten ist insbesondere im Bereich der Mittel- und Spitzenlast, also der Steinkohle- und Gaskraftwerke, die zumeist die zur Berechnung der für die Marktpreis-Grenzkosten Differenz relevanten kurzfristigen Grenzkosten des letzten im Marktgleichgewicht nachgefragten Kraftwerks (hier kurz des Grenzkraftwerks) bilden, eine möglichst hoch aufgelöste Klassifizierung notwendig. Die Definition von Kraftwerksklassen wird bei VON HIRSCHHAUSEN ET AL. (2007) und LANG/SCHWARZ (2006) nicht explizit erwähnt. Aus der Dokumentation der Daten kann aber geschlossen werden, dass bei LANG/SCHWARZ (2006) oberhalb von 50 MW und bei VON HIRSCHHAUSEN ET AL. (2007) oberhalb von 100 MW eine kraftwerksscharfe Abbildung auf der Basis klassentypischer Charakteristika stattfindet. MÜSGENS (2006) erwähnt die Verwendung von Kraftwerksklassen in Abhängigkeit der Inbetriebnahme in Fünfjahresperioden. Daraus ergeben sich prinzipielle Abweichungen zur Realität allerdings ohne eindeutige Wirkrichtung auf die Berechnung der Marktpreis-Grenzkosten Differenz.

Eng im Zusammenhang mit der Klassifizierung der verschiedenen Kraftwerkstypen steht die Bestimmung der elektrischen *Netto-Wirkungsgrade*. Dabei müssen die Wirkungsgrade der einzelnen Kraftwerke bzw. Kraftwerksklassen einerseits bei optimaler Auslastung und andererseits in Abhängigkeit des Systembetriebs (variierende Wirkungsgrade durch Teillast) bestimmt werden. Da die Fahrweise der Kraftwerke in den einzelnen Stunden nicht bekannt ist (und teilweise auch nicht detailliert modelliert wird), lassen sich auch die jeweils gültigen Wirkungsgrade nicht mit Sicherheit angeben. Neben den durch Teillastbetrieb variierenden Wirkungsgraden der Kraftwerke sollten auch saisonale Schwankungen bei optimaler Auslastung in Abhängigkeit der Umgebungstemperatur berücksichtigt werden. Dies ist allerdings mit erheblichen Schwierigkeiten verbunden, da eine Quantifizierung aufgrund fehlender Informationen kaum möglich ist. Folglich werden diese Aspekte bei der empirischen Preisanalyse selten berücksichtigt. Werden sie vernachlässigt, würde dies insbesondere bezüglich der Teillastverluste tendenziell eher zu einer Überschätzung der Marktpreis-Grenzkosten Differenz führen. In der Dokumentation bei MÜSGENS (2006) und LANG/SCHWARZ (2006) werden die Modellierung von Wirkungsgraden bei Teillast, eine eventuelle Temperaturabhängigkeit und ähnliche Schwierigkeiten bei der Bestimmung von Wirkungsgraden nicht erwähnt. Bei VON HIRSCHHAUSEN ET AL. (2007) erfolgt eine Vernachlässigung der hier angesprochenen Aspekte. Es findet sich aber eine Dokumentation der gewählten Wirkungsgrade. Diese hängen vom eingesetzten Brennstoff

und linear vom Jahr der Inbetriebnahme ab. Ob davon abweichend beispielsweise auch tatsächliche Modernisierungsmaßnahmen einzelner Blöcke oder allgemeine Technologiesprünge (wie bei Gasturbinen) berücksichtigt wurden, wird nicht angesprochen.

Die Einbeziehung realer *Brennstoffpreise* sowie die Erfassung der Transportkosten und Steuern sowie der Kosten für CO<sub>2</sub>-Zertifikate stellt die Modellanwendung trotz im Grundsatz transparenter Veröffentlichung von Marktpreisen für die verschiedenen Energieträger (Börsen oder Hubs) vor teilweise erhebliche Probleme. Lassen sich die Brennstoffpreise auf Basis öffentlicher Statistiken oder professioneller Agenturen noch relativ gut erfassen, so sind fast keine belastbaren Informationen über die tatsächlichen Transportkosten (für die einzelnen Kraftwerksstandorte) in Abhängigkeit von den verschiedenen Energieträgern verfügbar. Allerdings ist bei den Brennstoffpreisen zu beachten, dass häufig keine täglichen sondern überwiegend nur monatliche Marktdaten verfügbar sind. Für die Preisbildung sind aber vor dem Hintergrund einer notwendigen *Mark to Market* Bewertung tägliche Marktdaten relevant. Unter einer *Mark to Market* Bewertung ist zu verstehen, dass die am betrachteten Tag (bzw. der betrachteten Stunde) gültigen Marktpreise für die Brennstoffwiederbeschaffung als Referenz herangezogen werden müssen (die Notwendigkeit tägliche bzw. stündliche Daten zu verwenden gilt nicht nur für Brennstoffpreise sondern für alle Marktdaten). Die Bestimmung von Transportkosten wird insbesondere für leitungsgebundene Energieträger (wie Erdgas) zudem durch eventuell bestehende Transportbeschränkungen zwischen dem Börsen- oder Übergabeort und dem Bestimmungsmarkt erschwert, da etwaige knappheitsbedingten Preisaufschläge bei der Auktionierung von Transportkapazitäten die relevanten Transportkosten verändern können. Darüber hinaus ist zu berücksichtigen, dass sich die Transportkosten zwischen unterschiedlichen regionalen Kraftwerksstandorten stark unterscheiden können und eine pauschale Erfassung diese Unterschiede vernachlässigt. Die Darstellung bei VON HIRSCHHAUSEN ET AL. (2007) legt die Vermutung nahe, dass auf die Abbildung von Transportkosten und Steuern für die verschiedenen Energieträger verzichtet wurde, was zu einer systematischen Überschätzung der Marktpreis-Grenzkosten Differenz führen würde. Für die Brennstoffpreise wurden öffentlich verfügbare Monats- bzw. Quartalsmittelwerte verwendet, die vom Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) als Grenzübergangswerte veröffentlicht werden. Ob bei der Ermittlung der Erdgaspreise die erforderliche Umrechnung auf den unteren Heizwert vorgenommen wurde, lässt sich aus den dokumentierten Daten nicht erkennen. Eine Unterlassung würde erneut zu einer systematischen Überschätzung der Marktpreis-Grenzkosten Differenz führen. LANG/SCHWARZ (2006) nutzen in ihrer Analyse Monatsmittelwerte, die beim Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e. V. (VIK) auf der Basis vom Statistischem Bundesamt und BAFA veröffentlicht werden und berücksichtigen sowohl Transportkosten als auch Steuern. Die absolute Höhe der verwendeten Transportkosten ist nicht dokumentiert. Eine vergleichbare Datenbasis wird auch von MÜSGENS (2006) verwendet. Die beiden letztgenannten Studien entziehen sich aber einer

Aussage über die Wirkrichtung der gewählten Annahmen auf die Berechnung der Marktpreis-Grenzkosten Differenz, allerdings ist die Nutzung von Monatsmittelwerten stets mit den oben angesprochenen Unsicherheiten verbunden.

Eine zentrale Herausforderung bei der empirischen Untersuchung von Preisbildungsprozessen in Elektrizitätsmärkten stellt die Bestimmung der zeitlich variierenden *Verfügbarkeiten* der Kraftwerke dar. Hier ist gerade die Bestimmung der Verfügbarkeiten thermischer Kraftwerke zentral. Es sind sowohl planmäßige (Revision, Kaltreserve) als auch unplanmäßige (Betriebsstörungen, Leistungseinschränkungen) Reduktionen/Ausfälle der Kraftwerksleistung zu berücksichtigen (auf Reserve und Kraft-Wärme-Kopplung wird unten eingegangen). In diesem Zusammenhang sind auch Leistungsbegrenzungen durch Witterungseinflüsse (hohe Temperaturen, niedriger Wasserstand) und der Streckbetrieb von Kernkraftwerken mit einer resultierenden verminderten Ausbringungsmenge zu nennen. Dabei ist es zentral, dass für die jeweils betrachteten Zeitpunkte die tatsächlichen Arbeitsverfügbarkeiten verwendet werden. Ihre Erfassung auf der Basis durchschnittlicher Ausfallwahrscheinlichkeiten oder repräsentativer Revisionszeiten führt zu erheblichen Unsicherheiten bei der Berechnung der Marktpreis-Grenzkosten Differenz, ist aber in der Anwendung kaum vermeidbar, da erhebliche Datenprobleme bei der Bestimmung der tatsächlichen historischen Kraftwerksverfügbarkeiten bestehen. Aufgrund dieser Probleme werden bei VON HIRSCHHAUSEN ET AL. (2007) saisonale Verfügbarkeiten (Winter, Frühling/Herbst, Sommer) aus einer im Jahr 1996 und damit vor der Liberalisierung erschienenen Dissertation verwendet. MÜSGENS (2006) verwendet für die Verfügbarkeiten der thermischen Kraftwerke historische Werte. Während für Kernkraftwerke die tatsächlichen Verfügbarkeiten verwendet werden, finden für die verbleibenden thermischen Kraftwerke eine im Jahr 1998 und damit vor der Liberalisierung erschienene Statistik des VGB PowerTech e.V. (VGB) mit einem angegebenen jährlichen Mittelwert Verwendung. Diese jährliche Verfügbarkeit wird dann mit Annahmen auf monatliche Verfügbarkeiten umgerechnet. In der Studie von LANG/SCHWARZ (2006) werden die Verfügbarkeiten der konventionellen thermischen Kraftwerke auf Monatsbasis, die der Kernkraftwerke auf Tagesbasis modelliert. Es werden allerdings weder die verwendeten Verfügbarkeiten genannt, noch wird eine Quelle angegeben. Zur Verwendung der Verfügbarkeiten ist abschließend festzuhalten, dass diese für den deutschen Markt (mit der Ausnahme Kernkraft) in der notwendigen täglichen Auflösung nicht öffentlich zugänglich sind. Auch die in letzter Zeit über die Internet-Seite der EEX veröffentlichten Daten können hier nicht herangezogen werden, da dort nur Zeit- und nicht Arbeitsverfügbarkeiten veröffentlicht werden (vgl. Abschnitt 3.3). Die Verwendung von Mittelwerten führt durch die konvexe Form der Angebotskurve (darunter ist die nach steigenden kurzfristigen Grenzkosten geordnete Reihenfolge aller als verfügbar angesehenen Kraftwerke zu verstehen) *ceteris paribus* eher zu einer Überschätzung der Marktpreis-Grenzkosten Differenz und ist daher problematisch. Da allerdings keine besseren Daten vorliegen, ist die Anwendung auf entsprechende Annahmen angewiesen. Es ist

aber zu bemerken, dass die tatsächlichen Verfügbarkeiten neben der noch zu diskutierenden Nachfrage den mit Abstand größten Einfluss auf die Berechnung der Marktpreis-Grenzkosten Differenz aufweist. Ausgewiesene Ergebnisse müssen somit unter Berücksichtigung dieser Unsicherheiten interpretiert werden.

Für die Abbildung *regenerativer* Einspeisung (insbesondere Wasserkraft, Windenergie und mit Einschränkung Biomasse) gelten die im Zusammenhang mit den Kraftwerksverfügbarkeiten im letzten Absatz beschriebenen Schwierigkeiten der empirischen Datenbasis in vergleichbarem Maße. Insbesondere die stochastische Natur ist bei der Modellierung mit erheblichen Datenanforderungen verbunden. Hier ist erneut die Berücksichtigung stundenspezifischer Werte von Bedeutung. Die Nutzung saisonaler oder anderweitig geschätzter Einspeisung der regenerativen Energiequellen führt, gerade bei der stark schwankenden Einspeisung von Windenergie, zu nicht vernachlässigbaren Unsicherheiten bei der Berechnung der Marktpreis-Grenzkosten Differenz. Auch hier besteht bei der Verwendung von Mittelwerten die bei der Diskussion der Verfügbarkeiten thermischer Kraftwerke angesprochene Gefahr einer Überschätzung der Marktpreis-Grenzkosten Differenz. Bei VON HIRSCHHAUSEN ET AL. (2007) wird die Windenergieeinspeisung mangels öffentlich verfügbarer Daten für Teile des betrachteten Zeitraums aus Windgeschwindigkeitsdaten in stündlicher Auflösung berechnet. Über die Genauigkeit dieser Berechnungen wird keine Aussage getroffen. Für die Wasserkraft werden, wie für die thermischen Kraftwerke, saisonale Verfügbarkeiten angenommen. Andere regenerative Einspeisung wurde nicht berücksichtigt. MÜSGENS (2006) verwendet Monatsdurchschnittswerte für die Einspeisung aus Wind- und Wasserkraft. Während die Winddaten vom Institut für Solare Energieversorgungstechnik Verein an der Universität Kassel e. V. (ISET e. V.) bezogen wurden, wird für die Wasserdaten keine Quelle genannt. Die Behandlung anderer regenerativer Einspeisung wird nicht eindeutig dargelegt. In der Studie von LANG/SCHWARZ (2006) werden öffentliche Stundenwerte für die Windenergieeinspeisung verwendet. Wasserkraft wird über eine monatliche und Biomasse über eine jährliche Verfügbarkeit berücksichtigt. Die Datenquellen werden nicht genannt.

Die Berücksichtigung der adäquaten Kraftwerkskapazität für die notwendige *Reserve* ist mit ähnlichen Datenproblemen verbunden wie die Bestimmung der zeitlich variierenden Kraftwerksverfügbarkeiten. Zwar lässt sich die Vorhaltung für Primär-, Sekundär- und Tertiärreserve auf der Basis von Veröffentlichungen der Netzbetreiber bestimmen (aktuell rund  $\pm 650$  MW Primärreserve,  $-2600/+3300$  MW Sekundärreserve sowie  $-2000/+3400$  MW Minutenreserve), für die Vorhaltung von Stundenreserve der Kraftwerksbetreiber liegen allerdings keine öffentlichen Informationen vor (auch wenn diese ungefähr in der Größenordnung des jeweils größten Blockes eines Marktteilnehmers vorgehalten werden). Bei LANG/SCHWARZ (2006) werden Annahmen für eine kraftwerkstypspezifische Reservevorhaltung getroffen, die allerdings nicht transparent dargelegt werden und sich dadurch einer Beurteilung entziehen. Bei VON HIRSCHHAUSEN ET AL. (2007) wird gänzlich von einer Berücksichtigung der Reser-

vevorhaltung abgesehen. Es wird argumentiert, dass durch teilweise gegenläufige Effekte aus Reservevorhaltung, Import- bzw. Exportüberschüssen sowie Einspeisung aus regenerativen Quellen eine genaue Quantifizierung vernachlässigt werden könne. Diese Aussage wird nicht belegt und gilt zumindest in einzelnen Stunden und an bestimmten Tagen nicht. Selbst wenn die Aussage im Mittel richtig wäre, kann daraus entsprechend der oben bei den Verfügbarkeiten diskutierten Problematik eine Vernachlässigung nicht gerechtfertigt werden. Eine Möglichkeit, die mit den bestehenden Datenproblemen verbundenen Schwierigkeiten zu verringern wird bei MÜSGENS (2006) durch eine modellendogene Erfassung der Reservevorhaltung angestrebt. Dabei wird die Reservevorhaltung über Ausfallraten berechnet. Dies spiegelt aber nicht notwendigerweise die tatsächlich vorgehaltene Reserve wider. Die zusätzlich von Erzeugern vorzuhaltende Stundenreserve wird in keiner der genannten Studien erwähnt. Eine Vernachlässigung vorzuhaltender Reserve führt tendenziell zu einer Überschätzung der Marktpreis-Grenzkosten Differenz. Allerdings ist zu bemerken, dass Reserve in großen Teilen von Kraftwerken vorgehalten wird, die kurzfristige Grenzkosten oberhalb des jeweils relevanten Marktpreises aufweisen. In diesen Fällen ist die Vorhaltung von Reserve für die Preisbildung von untergeordneter Bedeutung. Es wird aber auch ein Teil der Reserve durch am Markt befindliche Kraftwerke bereitgestellt, die dann in Teillast betrieben werden. In diesen Fällen haben die betroffenen Kraftwerke tatsächlich höhere kurzfristige Grenzkosten als ohne die Reservevorhaltung.

Für die Modellierung der Preisbildungsprozesse im regional integrierten deutschen Elektrizitätsmarkt ist eine gute Abbildung der Angebots- und Nachfragebedingungen der am Markt teilnehmenden *umliegenden Länder* von erheblicher Bedeutung. Werden die Handelsbeziehungen über eine explizite Modellierung der Nachbarmärkte und der Transportkapazitäten erfasst, so wird der Einfluss des interregionalen Elektrizitätsaustausches auf die kurzfristigen Grenzkosten als Ergebnis der Systemoptimierung abgebildet. Da aber die realen Austauschbeziehungen stets von einem modellendogen berechneten Optimierungsergebnis abweichen, müssen für die Analyse der Preisbildung die historischen Import- und Exportvolumina in den jeweils betrachteten Zeitperioden berücksichtigt werden. Entsprechende Informationen über die stündlichen physischen Austauschbeziehungen werden von den European Transmission System Operators (ETSO) veröffentlicht. Sie standen und stehen aber für die in den genannten Studien betrachteten Zeiträume nicht oder nur in Teilen zur Verfügung. Aus diesem Grund verzichtet VON HIRSCHHAUSEN ET AL. (2007) auf die Abbildung des Außenhandels. Sofern tatsächlich ein Nettoexport vorlag, führt eine Vernachlässigung zu einer Überschätzung der Marktpreis-Grenzkosten Differenz. Bei einem Nettoimport gilt der Umkehrschluss. Erneut kann – gerade wegen der konvexen Form der Angebotskurve – nicht davon ausgegangen werden, dass sich diese Effekte im Mittel aufheben. Bei LANG/SCHWARZ (2006) werden stündliche Werte des Außenhandels mit Hilfe ökonomischer Schätzungen auf der Basis bei der Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity (UCTE) ver-

öffentlicher Daten durchgeführt. Diese Daten umfassen zwei Stundenwerte jedes dritten Mittwochs eines Monats. Auch wenn von den Autoren für die durchgeführte Regression eine gute Schätzgüte angeführt wird, können so die täglichen und untertäglichen Schwankungen nicht adäquat erfasst werden. Bei MÜSGENS (2006) wird der Außenhandel im Rahmen eines europäischen Modells endogen erfasst und gibt entsprechend obiger Diskussion nicht notwendigerweise den tatsächlichen Außenhandel wieder. In den beiden letztgenannten Studien wird folglich der Außenhandel berücksichtigt, die jeweils gewählte Abbildung unterliegt allerdings großen Unsicherheiten, die bei der Interpretation der jeweils ausgewiesenen Marktpreis-Grenzkosten Differenz zu diskutieren sind.

Neben der Modellierung der Angebotsbedingungen ist ebenfalls eine adäquate Abbildung der *Nachfrage* inklusive der Netz- und Pumpverluste von erheblicher Bedeutung für die Berechnung der Marktpreis-Grenzkosten Differenz. Insbesondere in den Spitzenlastzeiten wirken sich Nachfrageänderungen stark auf die Preisbildung aus. Die Modellierung der Nachfrage sollte dabei Korrekturen über den bereits angesprochenen Außenhandelssaldo und die ebenfalls diskutierte Einspeisung regenerativer Energien einschließen. Die Gegenüberstellung der unkorrigierten Nachfrage und der gesamten inländischen Erzeugungsleistung, die auch für den Export genutzt werden, würde zu Verzerrungen bei der Modellierung der Preisbildung führen. Auch wenn die korrekte Abbildung der Nachfrage von entscheidender Bedeutung für die Berechnung der Marktpreis-Grenzkosten Differenz ist, sind bei der Modellierung für historische Zeiträume viele Annahmen notwendig, da entsprechende Daten kaum verfügbar sind (die seit Mitte 2003 durch die deutschen Übertragungsnetzbetreiber veröffentlichte stündliche vertikale Netzlast umfasst nicht die gesamte Nachfrage und ist daher nicht direkt verwendbar; erst seit dem Jahr 2006 erfolgt eine Veröffentlichung der gesamten Nachfrage in stündlicher Auflösung durch die UCTE). Aus diesem Grund basieren entsprechende Analysen üblicherweise auf den von der UCTE veröffentlichten Nachfragedaten des dritten Mittwochs eines jeden Monats. Diese Daten sind durchaus verwendbar, allerdings hat diese beschränkte Datenverfügbarkeit zur Folge, dass allein auf der Basis dieser Daten keine vollständige Betrachtung eines Jahres stattfinden kann. Werden allerdings nur zwölf Tage je Jahr betrachtet, so sind damit vor allem zwei Probleme verbunden. Zum einen ist nicht gesagt, dass diese Tage als repräsentativ angesehen werden können. Zum anderen ist so keine adäquate Modellierung von intertemporalen Restriktionen des Kraftwerkseinsatzes möglich (dazu zählen u. a. Anfahrvorgänge, Mindestbetriebszeiten, Speicherbewirtschaftung). Bei VON HIRSCHHAUSEN ET AL. (2007) beruht die Betrachtung ausschließlich auf den von der UCTE bereitgestellten Daten des dritten Mittwochs eines jeden Monats. Auch LANG/SCHWARZ (2006) nutzen in erster Linie die UCTE Daten. Für den Zeitraum mit verfügbarer vertikaler Netzlast wird zusätzlich über einen Regressionsansatz versucht, die an den fehlenden Tagen zu berücksichtigende Nachfrage abzubilden. Da die Nachfrage weniger Schwankungen als beispielsweise der Außenhandel unterliegt, kann dies als adäquates Vor-

gehen angesehen werden, auch wenn die Wiedergabe der tatsächlichen Nachfrage dadurch nicht garantiert ist. Bei MÜSGENS (2006) werden repräsentative Wochen modelliert, deren Daten erneut auf den UCTE Daten basieren. Die bereits mehrfach angesprochenen prinzipiellen Probleme bei der Verwendung von Mittelwerten gelten auch hier.

Im Zusammenhang mit dem zeitlich variierenden Kraftwerks- bzw. Systembetrieb spielt die Modellierung von *Anfahrkosten*, Mindesteinsatz und -stillstandszeiten eine wichtige Rolle für die Bestimmung der in einer spezifischen Stunde relevanten kurzfristigen Grenzkosten des letzten zur Lastdeckung notwendigen Kraftwerks. Wie bei den zeitlich variierenden Wirkungsgraden durch Teillastbetrieb und die nur schwer abschätzbaren Kraftwerksverfügbarkeiten, ist gerade die Bestimmung der relevanten Anfahrkosten der Kraftwerke schwierig. Dies betrifft zum einen die anzusetzenden Anfahrkosten (die vom Betriebszustand des jeweiligen Kraftwerks abhängen) und zum anderen ihre adäquate Modellierung. Beides ist nicht trivial, kann aber Auswirkungen auf die zu bestimmenden kurzfristigen Grenzkosten haben. Bei VON HIRSCHHAUSEN ET AL. (2007) werden Anfahrkosten nicht berücksichtigt, was in den für die ausgewiesenen Marktpreis-Grenzkosten Differenzen maßgeblichen Spitzenlaststunden zu einer Unterschätzung der kurzfristigen Grenzkosten führt. LANG/SCHWARZ (2006) und MÜSGENS (2006) modellieren Anfahrvorgänge und die dadurch verursachten zusätzlichen Anteile der kurzfristigen Grenzkosten. In der erstgenannten Studie erfolgt die Modellierung quasi-endogen mit Hilfe eines vorgeschalteten gemischt-ganzzahligen Ansatzes, in der letztgenannten Studie erfolgt die Modellierung exogen über eine Vorgabe von Kraftwerkslaufzeiten. Von den drei Vorgehensweisen wird insbesondere die von LANG/SCHWARZ (2006) der zu beugnenden Problematik im Grundsatz gerecht. Nur mit einer vollständig endogenen Modellierung und zusätzlicher Berücksichtigung des Betriebszustands des jeweiligen Kraftwerks wäre eine bessere Abbildung möglich, die allerdings mit erheblichen höheren Rechenzeiten einhergehen würde. Unabhängig davon scheint keine der genannten Studien den die kurzfristigen Grenzkosten senkenden Effekt vermiedener Anfahrvorgänge in Schwachlastzeiten zu berücksichtigen (zumindest wird dieser Aspekt in keiner Studie erwähnt).

Ein weiterer häufig vernachlässigter Aspekt bei der Bestimmung kurzfristiger Grenzkosten ist in der Erfassung der Opportunitätskosten einer Angebotserstellung an *alternativen Märkten* zu sehen. Hierbei ist eine Abgrenzung von zuvor genannten Modellierungsaspekten wie der Vorhaltung von Regel- oder Stundenreserve oder interregionalem Elektrizitätshandel nur bedingt möglich. Diese Problematik lässt sich beispielhaft an der bis Dezember 2006 in Deutschland bestehenden Organisationsstruktur der Spot- und Regelenergiemärkte verdeutlichen. Da bis zur Zusammenlegung der vier Regelenergiemärkte eine Sequenz zeitlich aufeinander folgender Marktschließungen (zwei der vier Regelenergiemärkte handelten nach der Schließung des Orderbuches an der EEX) vorlag, kann unter der Annahme rational handelnder Marktakteure unterstellt werden, dass die Opportunitätskosten, die sich aus der Differenz der prognostizierten Preise an beiden Märkten ergeben, bei der Angebotserstellung am zeit-

lich vorgelagerten Markt eingepreist werden. Da diese Kostenbestandteile abhängig von der angebotenen oder produzierten Elektrizitätsmenge am jeweiligen Markt sind, sind sie den kurzfristigen Grenzkosten zuzurechnen. Die Quantifizierung der Opportunitätskosten einer Angebotserstellung an alternativen, zeitlich nachgelagerten Märkten hängt dabei von der Güte der Preisprognose und der Risikoneigung der betrachteten Unternehmen ab. Eine ähnliche Argumentation lässt sich für die Nutzbarmachung eigentlich von den Erzeugern vorzuhaltender Stundenreserve (Ausfallreserve) verfolgen, da sich Opportunitätskosten aus dem mit einer gewissen Wahrscheinlichkeit zu erwartenden Ersatzbeschaffung zum Ausgleich von unerwarteten Kraftwerksausfällen ergeben. Bei keiner der genannten Studien wird dieser Aspekt behandelt, dies führt tendenziell zu einer Überschätzung der Marktpreis-Grenzkosten Differenz.

Die Berücksichtigung von Zusatzkosten oder Zusatznutzen vor dem Hintergrund bestehender Opportunitäten ergibt sich auch im Zusammenhang mit der Nutzung von *Kraft-Wärme-Kopplung* (KWK). Im Gegensatz zur zuvor behandelten Einpreisung von Opportunitätskosten der Angebotserstellung an alternativen Märkten, kann bei der Bewertung der Opportunität einer zusätzlichen Elektrizitätserzeugung in wärmegeführten Gegendruckanlagen oder anderen Anlagen mit einer fixen Stromkennzahl (*must-run* Kapazität) von einem Zusatznutzen gesprochen werden, der über die Vergütung der an der Elektrizitätsbörse erzielten Umsatzerlöse bewertet wird. Da es für die in solchen Anlagen erzeugte Elektrizität keine alternative ökonomische Verwendung gibt, kann sie zu einem Preis von Null im Elektrizitätsmarkt angeboten werden. Eine Vergütung der anfallenden variablen Erzeugungskosten kann nur am Wärmemarkt erfolgen. Anders stellt sich die Situation für Entnahmekondensationsanlagen dar, die ein variables Verhältnis von Wärme- und Elektrizitätserzeugung aufweisen. Da sich bei diesen Anlagen der Brennstoffnutzungs- bzw. Wirkungsgrad mit dem Verhältnis von Wärme- zu Elektrizitätsauskopplung ändert, kann bei nicht wärmegeführter Betriebsweise und unter der Annahme, dass eine Entscheidung über die Wärmeproduktion möglich ist, von Opportunitätskosten durch Wirkungsgradverluste bei der Elektrizitätserzeugung gesprochen werden, die damit Teil der kurzfristigen Grenzkosten sind. Wärmegeführte Elektrizitätserzeugung in KWK-Anlagen mit einer fixen Stromkennzahl kann somit grundsätzlich zu vernachlässigbaren kurzfristigen Grenzkosten in die Angebotskurve eingestellt oder alternativ von der Nachfrage abgezogen werden. Die Elektrizitätserzeugungskapazitäten von Entnahmekondensationsanlagen müssen dagegen unter Berücksichtigung der Opportunitätskosten aufgrund von Wirkungsgradverlusten bei einer Wärmeauskopplung entsprechend ihrer kurzfristigen Grenzkosten in der Angebotskurve abgebildet werden. Bei VON HIRSCHHAUSEN ET AL. (2007) wird Kraft-Wärme-Kopplung nicht erwähnt, weshalb vermutet werden kann, dass diese Anlagen nicht berücksichtigt wurden. Eine Vernachlässigung der Kraft-Wärme-Kopplung führt tendenziell zu einer Unterschätzung der Marktpreis-Grenzkosten Differenz. MÜSGENS (2006) berücksichtigt die KWK-Erzeugung über eine monatliche *must-run* Ein-

speisung, die einen Teil der Elektrizitätsnachfrage exogen deckt, aber die zeitvariable, stundenscharfe Einspeisung nicht genau beschreiben kann. LANG/SCHWARZ (2006) unterscheiden Erzeugung aus KWK-Anlagen im *must-run* Betrieb und Anlagen, die durch eine variable Elektrizitätserzeugung gekennzeichnet sind. Zur Wärmeproduktion und den elektrischen Wirkungsgraden der KWK-Anlagen liegen keine Informationen vor. Eine Wirkrichtung dieser Modellierungsannahmen auf die Marktpreis-Grenzkosten Differenz ist nicht identifizierbar.

Die Modellierung von *Pumpspeicherkraftwerken* weist sowohl in Bezug auf die adäquate Bewertung der zum Pumpen notwendigen Energie, als auch in Bezug auf die mit dem Einsatz der Pumpspeicherkraftwerke verbundenen Opportunitäten Besonderheiten auf. So müssen beispielsweise für die Bewertung der notwendigen Pumpenergie die Wiederbeschaffungskosten zu einem Zeitpunkt nach dem Turbinieren zugrunde gelegt werden. Wird dabei angenommen, dass in den Spitzenlastzeiten, d. h. in den Mittags- oder Abendstunden turbinieren und in den Schwachlastzeiten gepumpt wird, so stellen sich die kurzfristigen Grenzkosten von Pumpspeicherkraftwerken abhängig von den prognostizierten bzw. erwarteten Börsenpreise in den Schwachlastzeiten ein. Lassen sich darüber hinaus die sich aus dem flexiblen Einsatz der Pumpspeicherkraftwerke ergebenden Opportunitätskosten bewerten, so sind auch diese relevant für die Bestimmung der kurzfristigen Grenzkosten. Im Grundsatz unterscheidet sich ein Pumpspeicherkraftwerk in dieser Beziehung allerdings nicht von thermischen Anlagen, da auch hier bei entsprechend flexiblen Bezugsverträgen oder bestehenden Speicheroperationen des Brennstoffs ein zeitlich variabler Einsatz möglich ist. Eine Vernachlässigung der Modellierung von Pumpspeicherkraftwerken führt tendenziell zu einer Unterschätzung der berechneten Marktpreis-Grenzkosten Differenz in den Starklaststunden. In den Schwachlaststunden dreht sich der Einfluss um, da hier die nicht Berücksichtigung der notwendigen Pumpenergie zu einer Überschätzung der berechneten Marktpreis-Grenzkosten Differenz führt. LANG/SCHWARZ (2006) erwähnen den Einsatz von Pumpspeicherkraftwerken und verwenden eine monatliche Verfügbarkeit. Auf eine eventuelle Modellierung wird nicht eingegangen. Dagegen modelliert MÜSGENS (2006) die Pumpspeicherbewirtschaftung über einen der Problematik gerecht werdenden Ansatz endogen. Bei VON HIRSCHHAUSEN ET AL. (2007) wird angegeben, dass die Kosten zur Beschaffung der Pumpenergie über die Börsenpreise in den Schwachlastzeiten bewertet werden. Zudem werden Pumpspeicherverluste über Pumpwirkungsgrade erfasst. Es wird allerdings nicht deutlich, wie die tageszeitlich variierende Pumpspeichernutzung in dem genutzten Modell berücksichtigt wird.

Vor dem Hintergrund dieser Darstellungen kann festgehalten werden, dass bei der Modellierung der kurzfristigen Grenzkosten erhebliche methodische und empirische Herausforderungen bestehen, die für die Analyse der Preisbildung am deutschen Elektrizitätsmarkt von entscheidender Bedeutung sind. Gerade die in großen Teilen nur mit erheblichen Unsicherheiten verfügbaren Daten und die dadurch notwendigen Annahmen bei der Modellierung führen zu einer begrenzten Aussagekraft entsprechend berechneter Marktpreis-Grenzkosten

Differenzen. Die in den genannten Studien getroffenen Annahmen werden mit ihrer jeweiligen Wirkrichtung in Tabelle 3 gegenübergestellt. Es wird deutlich, dass viele Annahmen tendenziell zu einer Überschätzung der Marktpreis-Grenzkosten Differenz führen.

**Tabelle 3 (Teil 1 von 2):** Übersicht der bei VON HIRSCHHAUSEN ET AL. (2007), LANG/SCHWARZ (2006) und MÜSGENS (2006) getroffenen Annahmen und ihre jeweilige Wirkrichtung auf die Marktpreis-Grenzkosten Differenz

Kriterien	VON HIRSCHHAUSEN ET AL. (2007)	LANG/SCHWARZ (2006)	MÜSGENS (2006)
<b>Kraftwerksklassen</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• keine explizite Klassifizierung</li> <li>• kraftwerksscharf ab 100 MW mit typischen Kraftwerkscharakteristika</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• keine explizite Klassifizierung</li> <li>• kraftwerksscharf ab 50 MW</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Klassifizierung in Fünfjahresperioden der Inbetriebnahme</li> </ul>
<b>Netto-Wirkungsgrade</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• kraftwerksspezifisch</li> <li>• abhängig vom Inbetriebnahmejahr</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• kraftwerksspezifisch</li> <li>• abhängig vom Inbetriebnahmejahr</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• klassenspezifisch</li> <li>• abhängig vom Inbetriebnahmejahr</li> </ul>
<b>Brennstoffpreise</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Monatsmittelwerte der Grenzübergangspreise</li> <li>• keine Berücksichtigung von Transportkosten</li> <li>• keine Berücksichtigung von Steuern</li> <li>• saisonale Verfügbarkeiten aus dem Jahr 1996</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Monatsmittelwerte für Grenzübergangspreise</li> <li>• Transportkosten berücksichtigt</li> <li>• Steuern berücksichtigt</li> <li>↑</li> <li>↑</li> <li>• monatliche Verfügbarkeiten</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Monatsmittelwerte für Grenzübergangspreise</li> <li>• Transportkosten berücksichtigt</li> <li>• keine Berücksichtigung von Steuern</li> <li>• monatliche Verfügbarkeiten aus dem Jahr 1998</li> </ul>
<b>Regenerative Energien (Verfügbarkeiten)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Wind: berechnete Stundenwerte</li> <li>• Wasser: Saisonale Werte</li> <li>• Biomasse: keine Angaben</li> <li>• PV: keine Angaben</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Wind: reale Stundenwerte</li> <li>• Wasser: Monatsmittelwerte</li> <li>• Biomasse: Jahresmittelwerte</li> <li>• PV: keine Angaben</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Wind: Monatsmittelwerte</li> <li>• Wasser: Monatsmittelwerte</li> <li>• Biomasse: keine Angaben</li> <li>• PV: keine Angaben</li> </ul>
<b>Reserve</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• nicht berücksichtigt</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• eigene Abschätzungen für verschiedene Kraftwerkstypen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• endogen berechnete Reservevorhaltung</li> </ul>

↑: Wirkt in Richtung einer Überschätzung der Marktpreis-Grenzkosten Differenz

↓: Wirkt in Richtung einer Unterschätzung der Marktpreis-Grenzkosten Differenz

Keine Angabe: Eindeutiger Einfluss auf die Marktpreis-Grenzkosten Differenz kann nicht angegeben werden

**Tabelle 3 (Teil 2 von 2):** Übersicht der bei VON HIRSCHHAUSEN ET AL. (2007), LANG/SCHWARZ (2006) und MÜSGENS (2006) getroffenen Annahmen und ihre jeweilige Wirkrichtung auf die Marktpreis-Grenzkosten Differenz

Kriterien	VON HIRSCHHAUSEN ET AL. (2007)	LANG/SCHWARZ (2006)	MÜSGENS (2006)
<b>Umliegende Länder</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• nicht berücksichtigt</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Stundenwerte, ökonometrisch geschätzt</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• modellendogen berechnet</li> </ul>
<b>Nachfrage</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• dritter Mittwoch eines Monats</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• dritter Mittwoch eines Monats</li> <li>• ökonometrische Schätzung für stündliche Nachfrage der restlichen Tage</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• repräsentative Woche jedes Monats</li> </ul>
<b>Anfahrkosten</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• nicht berücksichtigt</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>↑ • quasi-modellendogen durch vorgeschalteten gemischt-ganzzahligen Ansatz</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• modellexogene Vorgabe von Kraftwerkslaufzeiten</li> </ul>
<b>Alternative Märkte</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• nicht berücksichtigt</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>↑ • nicht berücksichtigt</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>↑ • nicht berücksichtigt</li> </ul>
<b>Kraft-Wärme-Kopplung</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• nicht berücksichtigt</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>↓ • monatliche Einspeisung der wärmegeführten Anlagen</li> <li>• Abbildung der Entnahmekondensationsanlagen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• monatliche Einspeisung der wärmegeführten Anlagen</li> </ul>
<b>Pumpspeicherkraftwerke</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Pumpenergiekosten entsprechend den Börsenpreisen zu Schwachlastzeiten</li> <li>• Pumpverluste berücksichtigt</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• monatliche Verfügbarkeit der Pumpspeicherkraftwerke</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• modellendogene Pumpspeicherbewirtschaftung</li> </ul>

↑: Wirkt in Richtung einer Überschätzung der Marktpreis-Grenzkosten Differenz

↓: Wirkt in Richtung einer Unterschätzung der Marktpreis-Grenzkosten Differenz

Keine Angabe: Eindeutiger Einfluss auf die Marktpreis-Grenzkosten Differenz kann nicht angegeben werden

*Es wurde gezeigt, dass methodische und empirische Herausforderungen bei der Bestimmung kurzfristiger Grenzkosten bestehen, welche einen deutlichen Einfluss auf die Berechnung der Marktpreis-Grenzkosten Differenz haben können. Von zentraler Bedeutung sind dabei notwendige Annahmen über die zum betrachteten Zeitpunkt gültigen Kraftwerksverfügbarkeiten, die Abbildung der Nachfrage mit der notwendigen Korrektur um den tatsächlichen Außenhandel und die Abschätzungen von Transport- und sonstigen variablen Kosten. Viele der dadurch notwendigen Annahmen, gerade auch in einigen der vorgelegten Studien, wirken tendenziell in Richtung einer systematischen Überschätzung der Marktpreis-Grenzkosten Differenz. Dieser Aspekt ist bei der Interpretation ausgewiesener Ergebnisse zu berücksichtigen und schränkt die Aussagekraft entsprechender Analysen erheblich ein.*

### 4.3 Exemplarische Betrachtung

In der folgenden Analyse wird auf der Grundlage der in den vorherigen Abschnitten diskutierten Herausforderungen bei der Bestimmung kurzfristiger Grenzkosten für einen exemplarischen Tag dargestellt, wie sich Vereinfachungen bei der Modellierung, nicht berücksichtigte Kostenkomponenten und Annahmen bezüglich unsicherer Größen auf die Marktpreis-Grenzkosten Differenz auswirken können. Damit werden die Möglichkeiten und Grenzen einer quantitativen Bestimmung belastbarer kurzfristiger Grenzkosten verdeutlicht, die für die Interpretation der Ergebnisse entsprechender Anwendungen von zentraler Bedeutung sind.

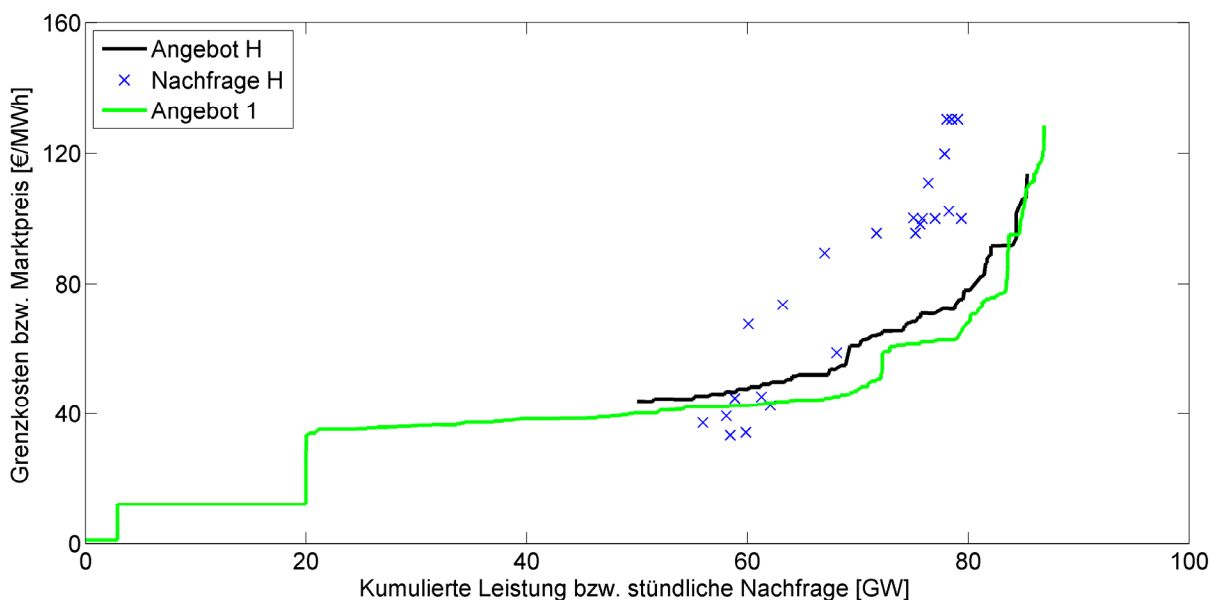
Da in der Untersuchung bei VON HIRSCHHAUSEN ET AL. (2007) eine gute Dokumentation für den 21. Dezember 2005 vorliegt, werden die folgenden Darstellungen exemplarisch auf diesen Tag bezogen. Dieser Tag sollte allerdings nicht als repräsentativ angesehen werden. Zu den verwendeten Daten wird auf den Anhang verwiesen, wobei zu bemerken ist, dass für diese Daten kein Anspruch auf vollständige Erfassung erhoben wird und diese zum Teil vielleicht anders, aber nicht notwendigerweise besser sind. Die letzte Aussage bezieht sich in erster Linie auf die mit erheblichen Unsicherheiten behafteten Größen, wie beispielsweise Wirkungsgrade und Verfügbarkeiten.

Für die Darstellung des Einflusses der verwendeten Datenannahmen auf den Verlauf der Angebotskurven und die Marktpreis-Nachfrage Kombinationen werden eigene Annahmen bzw. die für den betrachteten Tag öffentlich verfügbaren Daten schrittweise berücksichtigt, wobei die bei VON HIRSCHHAUSEN ET AL. (2007) angegebenen technischen und ökonomischen Datenannahmen die Basis bilden (*Angebot H, Nachfrage H*). Nach der kurzen Diskussion einer mit einer eigenen Kraftwerksdatenbank bestimmten Basis (*Angebot I*) wird die Angebotsseite über andere Kraftwerkswirkungsgrade (*Angebot 2*), Brennstoffkostenannahmen (*Angebot 3*) und Verfügbarkeitsannahmen (*Angebot 4*) analysiert. Die zuletzt erhaltene Angebotskurve bildet die neue Basis für die weitere Betrachtung. Der nächste Schritt ist die Analyse der Nachfrageseite, wobei mit unkorrigierten Nachfragewerten gestartet wird (*Nach-*

frage 1) und dann schrittweise eine Korrektur um die Windenergieeinspeisung (Nachfrage 2) und den Außenhandelssaldo (Nachfrage 3) erfolgt. Auf dieser angepassten Basis werden schließlich ausgewählte Variationen betrachtet. Dazu wird auf die Unsicherheit der Verfügbarkeiten inkl. Reserve (Variation 1), der Brennstoffkosten (Variation 2), ihrer Kombination (Variation 3) und auf die Speicherbewirtschaftung sowie Anfahrkosten eingegangen.

## Basis

Bild 6 gibt die bei VON HIRSCHHAUSEN ET AL. (2007, S. 44) dargestellte Angebotskurve (Angebot H) und die ebenda dargestellten Marktpreis-Nachfrage Kombinationen der 24 Stunden des betrachteten Tages (Nachfrage H) wieder. Dazu ist eine unter Verwendung ebenda dokumentierten technischen und ökonomischen Datenannahmen (Wirkungsgrade, Brennstoffpreise, O&M Kosten, CO<sub>2</sub>-Zertifikatepreise, Emissionsfaktoren, Verfügbarkeiten) aber auf der Basis einer eigenen Kraftwerksdatenbank berechnete Angebotskurve (Angebot 1) eingetragen. Obwohl sonst alle technischen und ökonomischen Datenannahmen (soweit bei VON HIRSCHHAUSEN ET AL., 2007, dokumentiert) für die zweite Angebotskurve übernommen wurden, weisen die beiden Kurvenverläufe Unterschiede auf. Die Abweichungen lassen sich (unter der Annahme einer vollständigen Dokumentation bei VON HIRSCHHAUSEN ET AL., 2007) folglich nur mit der jeweils unterschiedlichen Kraftwerksdatenbank erklären (möglich sind insbesondere Unterschiede bei der erfassten Kraftwerksleistung, den Inbetriebnahmejahren sowie den Turbinentypen).



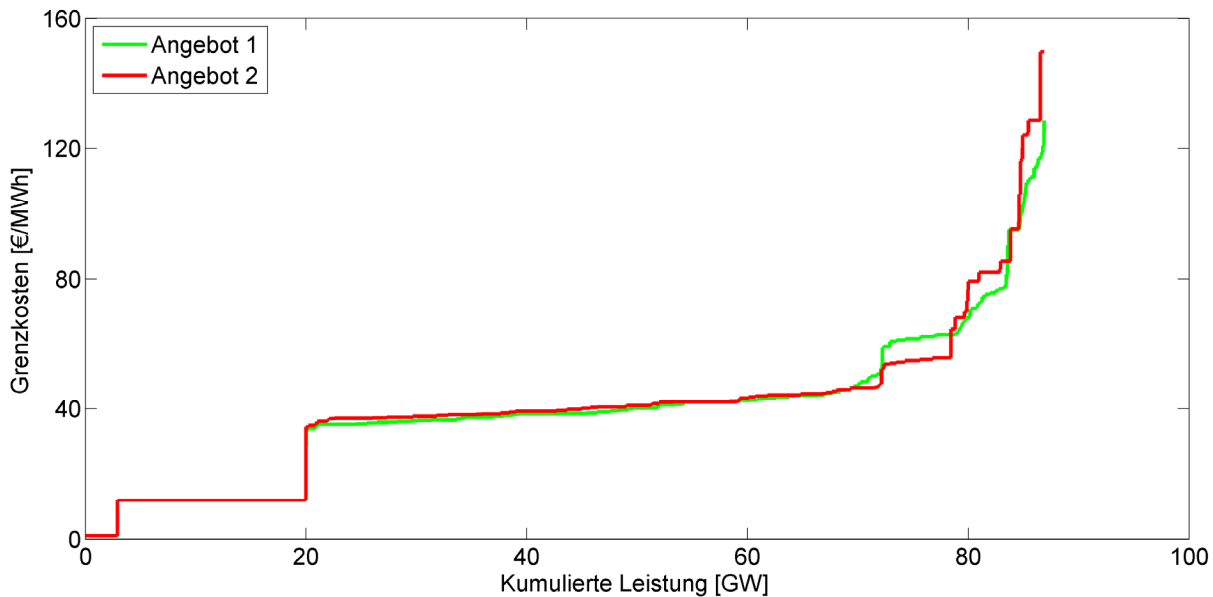
**Bild 6:** Vergleich der aus Abbildung 21 bei von Hirschhausen et al. (2007, S. 44) abgelesenen Angebotskurve (Angebot H) und Marktpreis-Nachfrage Kombinationen (Nachfrage H) mit einer unter den ebenda angegebenen technischen und ökonomischen Datenannahmen aber auf Basis einer eigenen Kraftwerksdatenbank bestimmten Angebotskurve (Angebot 1). Auf letzterer basieren die folgenden Datenanpassungen der Angebotsseite, weshalb dort *Angebot 1* stets als Vergleich eingetragen wird.

Die Abweichung der Kurve nach rechts legt die Vermutung nahe, dass für *Angebot 1* die verwendete eigene Kraftwerksdatenbank eine insgesamt höhere installierte Kraftwerksleistung als die für *Angebot H* verwendete ausweist. Durch die Rechtsverschiebung der Angebotskurve nimmt bei den sonst entsprechend VON HIRSCHHAUSEN ET AL. (2007) verwendeten technischen und ökonomischen Datenannahmen die Marktpreis-Grenzkosten Differenz in den Mittel- und Spitzenlaststunden zu und in den Schwachlaststunden ab. An dieser Stelle ist es von zentraler Bedeutung darauf hinzuweisen, dass die für einzelne Stunden abgeleiteten Marktpreis-Nachfrage Punkte nicht ohne weiteres einer täglichen Angebotskurve gegenübergestellt werden dürfen. In der Realität und auch in vielen Elektrizitätsmarktmodellen wird für jede einzelne Stunde eine Angebotskurve bestimmt, mit der der Kraftwerkseinsatz unter Berücksichtigung einer Vielzahl von teilweise intertemporalen Nebenbedingungen zu minimalen Kosten abgebildet wird. Zu den hier wesentlichen Nebenbedingungen zählen Teillastbetrieb, Anfahrkosten und Mindestbetriebszeiten. Dies führt dazu, dass es bei vollständiger Berücksichtigung dieser Anteile der kurzfristigen Grenzkosten in bestimmten Nachfragesituationen durchaus günstiger sein kann, ein Gaskraftwerk statt eines Kohleblocks einzusetzen. Die hier durchgeführte statische Betrachtung kann diese Aspekte allerdings nicht berücksichtigen. Dieser Aspekt erklärt auch, warum die in Bild 6 dargestellte Nachfrage (*Nachfrage H*) offensichtlich nicht der strukturellen Form der für den ganzen Tag als gültig angenommenen Angebotskurve (*Angebot H*) folgt. Auch nachfolgend wird auf tendenzielle Auswirkungen der Änderungen der Datenbasis auf die Marktpreis-Grenzkosten Differenz eingegangen. Bei der Interpretation dieser Aussagen ist aber zu beachten, dass diese tatsächlich nur eine Tendenz darstellen und stets der zuvor diskutierte Aspekt berücksichtigt werden sollte.

### **Angebotsseite**

Bild 7 stellt die zuvor diskutierte, auf einer eigenen Kraftwerksdatenbank und sonst entsprechend VON HIRSCHHAUSEN ET AL. (2007) verwendeten technischen und ökonomischen Datenannahmen basierende Angebotskurve (*Angebot 1*) einer durch geänderte Kraftwerkswirkungsgrade erhaltenen Angebotskurve (*Angebot 2*) gegenüber. Alle anderen Datenannahmen bleiben unverändert. Es ist zu erkennen, dass sich der Kurvenverlauf nur geringfügig ändert. Abweichungen lassen sich feststellen, die insbesondere im Bereich der Gaskraftwerke (Gas- und Dampfkraftwerke, Gasturbinen) liegen und zu höheren kurzfristigen Grenzkosten führen. Für Gaskraftwerke wird bei den in *Angebot 2* berücksichtigten Wirkungsgraden keine kontinuierliche Verbesserung über die Zeit angenommen, sondern Sprünge in Abhängigkeit der Gasturbinenentwicklung im Abstand mehrerer Jahre unterstellt. Somit wird auch hier Kraftwerken mit gleicher Technologie und gleichem Baujahr ein einheitlicher Wirkungsgrad zugeordnet. Es ist zu erwarten, dass diese von den tatsächlichen anlagenspezifischen Wirkungsgraden abweichen. Zudem wurden Änderungen bei Betrieb unter Teillast oder aufgrund

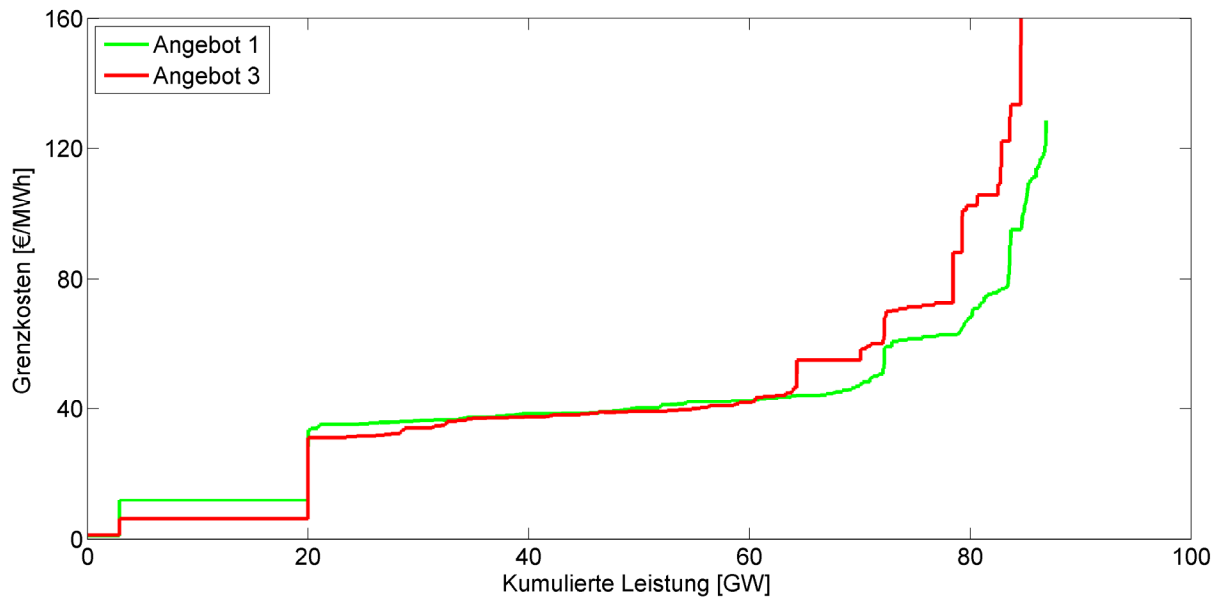
von Witterungseinflüssen vernachlässigt. Dies führt tendenziell zu einer Überschätzung der Marktpreis-Grenzkosten Differenz.



**Bild 7:** Vergleich von *Angebot 1* mit einer durch geänderte Kraftwerkswirkungsgrade (vgl. Anhang A.1) erhaltenen Angebotskurve (*Angebot 2*).

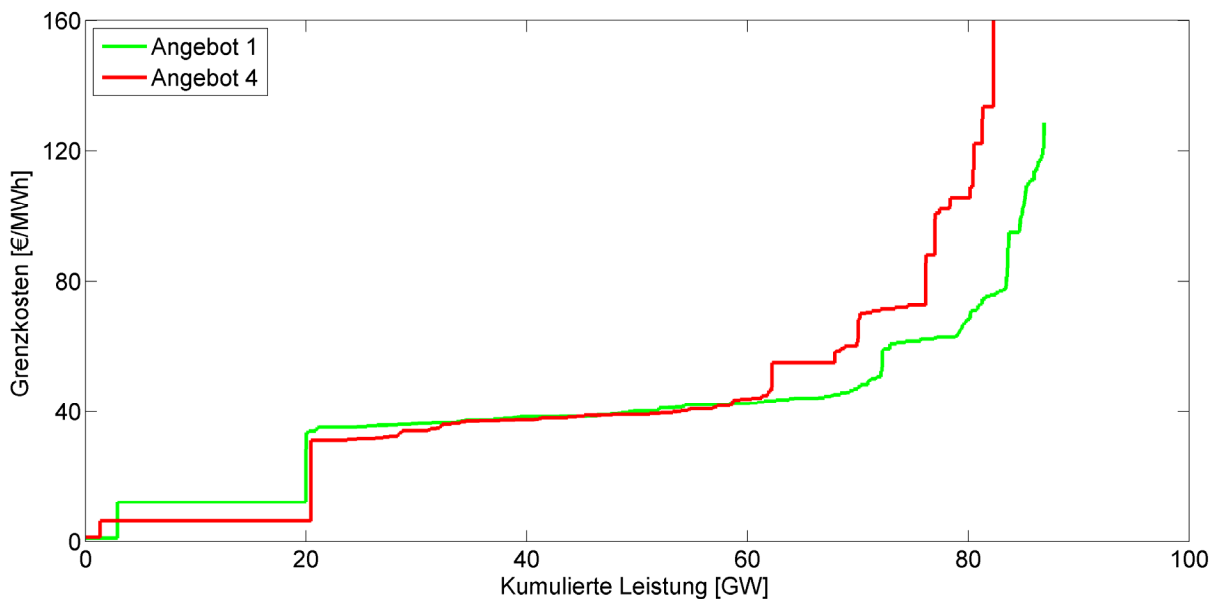
Im nächsten Schritt werden neben der diskutierten Modifikation der Wirkungsgrade auch öffentliche und sofern verfügbar möglichst tagesspezifische Kostendaten zu den Brennstoffpreisen inkl. Steuern und den CO<sub>2</sub>-Zertifikatepreisen sowie eigene Annahmen zu den sonstigen Betriebskosten der verschiedenen Kraftwerke, den Transportkosten der Energieträger und den jeweiligen spez. CO<sub>2</sub>-Emissionen verwendet. Bild 8 stellt die sich so ergebende Angebotskurve (*Angebot 3*) der oben als erste Vergleichsbasis bezeichneten Angebotskurve aus Bild 6 gegenüber (*Angebot 1*). Gerade durch die Berücksichtigung von Steuern, Transportkosten und unter Beachtung der notwendigen Umrechnung auf den unteren Heizwert für Erdgas verschiebt sich die Angebotskurve im Bereich der oberen Mittel- und Spitzenlast signifikant nach oben. Das Bild stellt aus Gründen der besseren Darstellung nicht die vollständige Angebotskurve dar. Die Kurve bricht ab, obwohl oben rechts noch einige Ölkraftwerke liegen. Die leichte Verschiebung der Angebotskurve im Bereich der Grundlast nach unten ist in erster Linie durch die Annahme geringerer Braunkohle- und Uranpreise sowie leicht niedrigerer angenommener sonstiger Betriebskosten für diese Kraftwerkstypen zu erklären. Da angenommen werden kann, dass diese Kraftwerke in Deutschland nur in Ausnahmesituationen (z. B. bei sehr viel Wasser- und Windkrafterzeugung und zeitgleich extremer Schwachlast) die Börsenpreise setzen, sind diese Abweichungen für die Berechnung der Marktpreis-Grenzkosten Differenz von untergeordneter Bedeutung. An dieser Stelle sei darauf hingewiesen, dass die Abschätzung von Transportkosten mit erheblichen Unsicherheiten verbunden ist

und tatsächliche Transportkosten zudem für jeden Kraftwerksstandort unterschiedlich sind. Auf diesen Aspekt wird nachfolgend über eine Variation eingegangen.



**Bild 8:** Vergleich von *Angebot 1* mit einer durch geänderte sonstige Betriebskosten (vgl. Anhang A.2), Brennstoffpreisen inkl. Steuern und Transportkosten (vgl. Anhang A.3), CO<sub>2</sub>-Zertifikatepreisen (vgl. Anhang A.4) sowie spez. CO<sub>2</sub>-Emissionen (vgl. Anhang A.5) erhaltenen Angebotskurve (*Angebot 3*).

In Ergänzung zu den bisher modifizierten Wirkungsgraden und Kostenparametern wird mit Bild 9 der Einfluss einer Änderung der Verfügbarkeiten der Kraftwerke verdeutlicht (*Angebot 4*). Im Vergleich zur Angebotskurve aus Bild 6 (*Angebot 1*) wurden insbesondere die Annahmen für die Verfügbarkeiten der Kernkraftwerke und der Wasserkraft entsprechend der für den betrachteten Tag vorliegenden Daten geändert. Während dadurch die Verfügbarkeiten der Kernkraftwerke höher anzusetzen waren, sind die Verfügbarkeiten für die Wasserkraftwerke deutlich niedriger. Auch die anderen Verfügbarkeiten wurden angepasst, wobei hier nur Mittelwerte des betrachteten Jahres vorlagen. Es ist zu erwarten, dass die Verwendung dieser Werte tendenziell zu einer Unterschätzung der tatsächlichen Verfügbarkeiten führt, da im hier betrachteten Winter üblicherweise eine höhere Kraftwerksleistung verfügbar ist als im Jahresmittel. Andere Daten liegen öffentlich aber nicht vor, so dass ihre Verwendung zu einer systematischen Unterschätzung der Marktpreis-Grenzkosten Differenz führt. Es ist aber zu bemerken, dass hier und auch im weiteren Verlauf dieser exemplarischen Diskussion eines ausgewählten Tages keine Vorhaltung von Reserveleistung berücksichtigt wird (weder die durch die Übertragungsnetzbetreiber zu beschaffende Regelleistung noch die zusätzliche Stundenreserve der Erzeuger). Diese Vernachlässigung führt tendenziell zu einer Überschätzung bei der Berechnung der Marktpreis-Grenzkosten Differenz. Welche Abweichung am Ende verbleibt kann hier nicht gesagt werden. Aus diesem Grund wird dieser Aspekt im weiteren Verlauf der Betrachtung über eine Variation näher betrachtet.

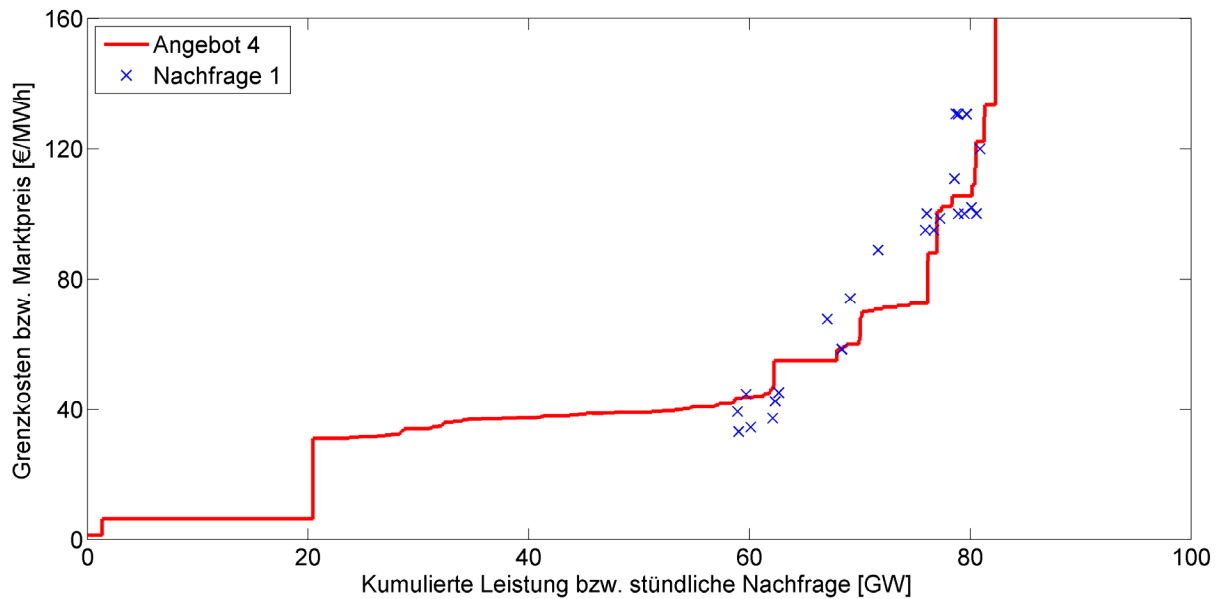


**Bild 9:** Vergleich von *Angebot 1* mit einer durch geänderte Verfügbarkeiten (vgl. Anhang A.6) erhaltenen Angebotskurve (*Angebot 4*). Letztere wird in der folgenden Betrachtung der Nachfrageseite den angepassten Marktpreis-Nachfrage Kombinationen gegenübergestellt, weshalb dort *Angebot 4* stets mit eingetragen wird.

Über die bisher diskutierten Aspekte hinaus wird später im Rahmen der Diskussion von Unsicherheiten auf weitere angebotsseitige Aspekte eingegangen.

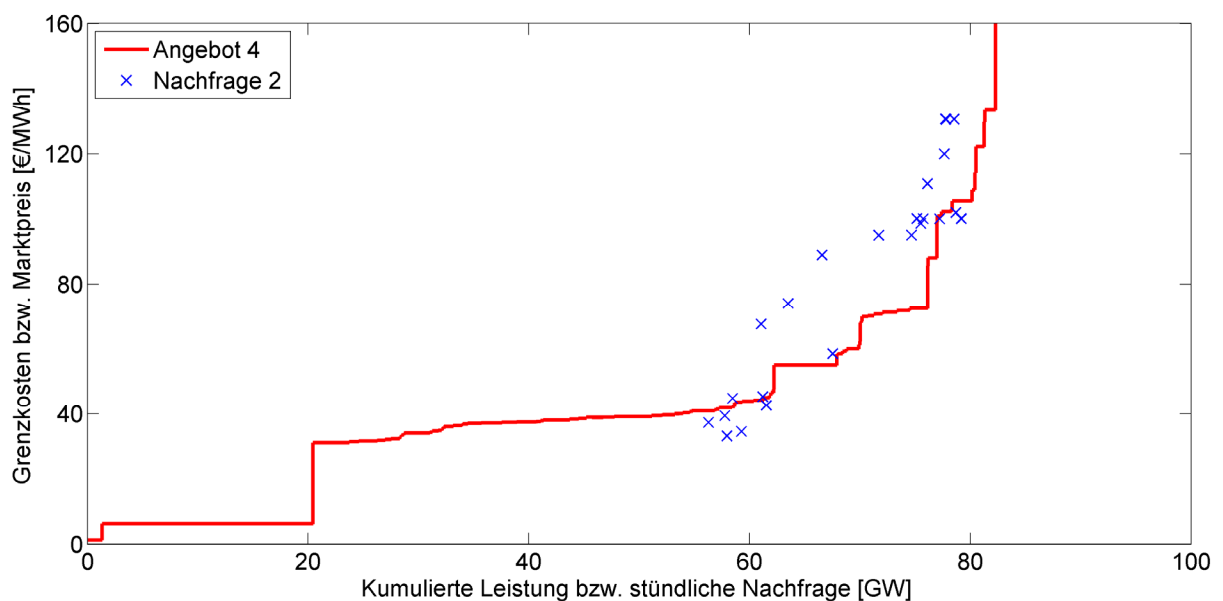
### Nachfrageseite

Nach der bisherigen Diskussion der Angebotsseite werden nachfolgend auch die nachfrage- bzw. preisbezogenen Aspekte berücksichtigt. Bild 9 zeigt die Marktpreis-Nachfrage Kombinationen der stündlichen EEX Spotmarktpreise unter Berücksichtigung der von der UCTE veröffentlichten stündlichen Nachfrage (*Nachfrage 1*) und stellt diese der letzten zuvor abgeleiteten Angebotskurve (*Angebot 4*) gegenüber. Gerade im Vergleich zu Bild 6 wird deutlich, dass die Marktpreis-Nachfrage Kombinationen deutlich näher an der Angebotskurve liegen. Abweichungen bleiben aber bestehen, was zu einem großen Teil auch daran liegt, dass hier eine tägliche Angebotskurve den stündlichen Marktpreis-Nachfrage Kombinationen gegenübergestellt wird und in der hier durchgeführten statischen Betrachtung zudem wesentliche Nebenbedingungen nicht berücksichtigt werden können. Abweichungen bleiben beispielsweise im Schwachlastbereich bestehen. Dies liegt in erster Linie daran, dass hier keine Berücksichtigung vermiedener Anfahrkosten erfolgt. Diese Vernachlässigung führt im Spitzenlastbereich zudem zu einer Unterschätzung der sich in der Angebotskurve widerspiegelnden kurzfristigen Grenzkosten. Eine Diskussion der Anfahrkosten erfolgt nachfolgend im Rahmen der Analyse ausgewählter Variationen.



**Bild 10:** Gegenüberstellung von *Angebot 4* mit aus EEX Spotmarktpreisen und unkorrigierten UCTE-Nachfragedaten (vgl. Anhang A.7) erhaltenen Marktpreis-Nachfrage Kombinationen (*Nachfrage 1*).

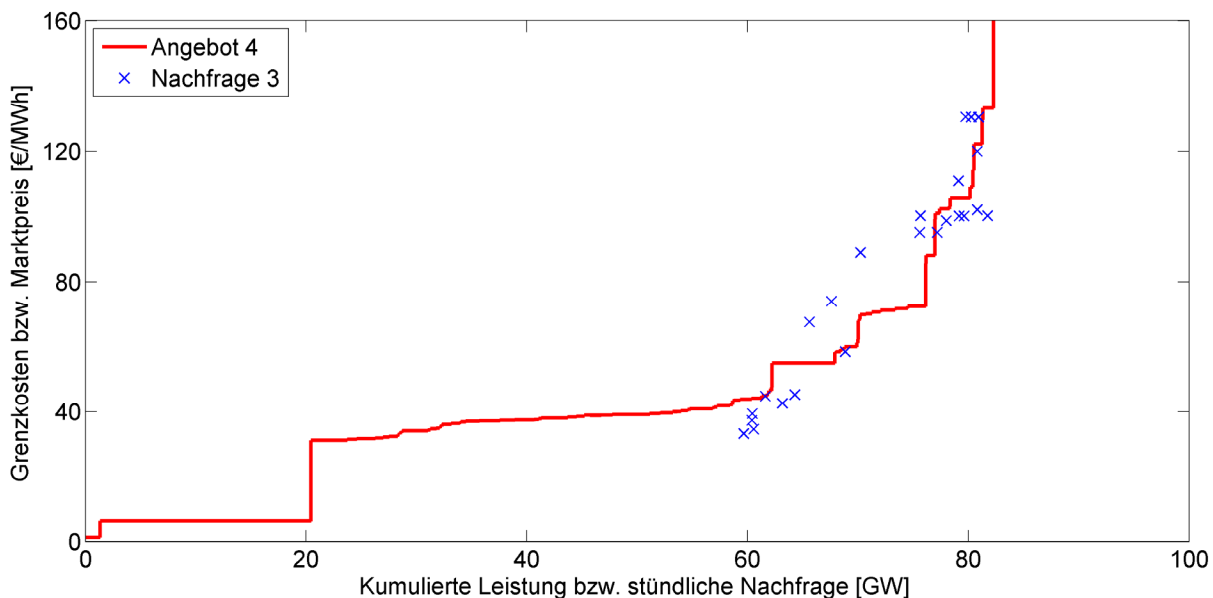
Die von der UCTE veröffentlichte Nachfrage kann nicht ohne Korrekturen verwendet werden. Mit Bild 11 wird die Windenergieeinspeisung nachfrageseitig in der Analyse berücksichtigt, wodurch sich die Marktpreis-Nachfrage Kombinationen nach links verschieben (*Nachfrage 2*). Eine Vernachlässigung der Einspeisung würde folglich zu einer Unterschätzung der Marktpreis-Grenzkosten Differenz führen. Die Effekte einer Korrektur der Nachfrage um die Windenergieeinspeisung sind aus einem Vergleich von Bild 10 und Bild 11 ersichtlich.



**Bild 11:** Gegenüberstellung von *Angebot 4* mit aus EEX Spotmarktpreisen und um Windenergieeinspeisung (vgl. Anhang A.8) korrigierten UCTE-Nachfragedaten erhaltenen Marktpreis-Nachfrage Kombinationen (*Nachfrage 2*).

Es wird deutlich, dass sich die Differenz zwischen den Marktpreisen und den berechneten kurzfristigen Grenzkosten entsprechend der dargestellten Angebotskurve (*Angebot 4*) durch die Berücksichtigung der Windenergieeinspeisung, die einen Teil der Nachfrage bedient, vergrößert. Abweichungen in den Schwachlastzeiten bleiben in etwa erhalten. Dies liegt insbesondere an der in diesem Bereich sehr flach verlaufenden Angebotskurve.

Es ist zu bemerken, dass bisher weiter der Außenhandel vernachlässigt wurde. Neben der Korrektur der Nachfrage um die Windenergieeinspeisung müssen aber aufgrund der interregionalen Verflechtungen des deutschen Elektrizitätsmarkts mit den europäischen Nachbarländern auch die am betrachteten Tag vorliegenden stündlichen Importe und Exporte berücksichtigt werden. Liegt in einzelnen Stunden ein Exportüberschuss vor, so verschieben sich die Marktpreis-Nachfrage Kombinationen nach rechts, da Kraftwerke zur Bedienung des Exports eingesetzt werden müssen und damit nicht zur Bedienung inländischer Nachfrage zur Verfügung stehen. Liegt dagegen ein Importüberschuss vor, so verschieben sich die Marktpreis-Nachfrage Kombinationen entsprechend nach links. Bild 12 zeigt die Marktpreis-Nachfrage Kombinationen auf der Basis der EEX Spotmarktpreise und der um die Windeinspeisung sowie den von ETSO für den betrachteten Tag veröffentlichten stündlichen Außenhandelssalden korrigierten Nachfrage (*Nachfrage 3*). Auf Grund der zusätzlichen Außenhandelskorrektur liegen die Marktpreis-Nachfrage Kombinationen wieder dichter an der eingetragenen Angebotskurve (*Angebot 4*), da am betrachteten Tag in fast allen Stunden ein Exportüberschuss vorlag.

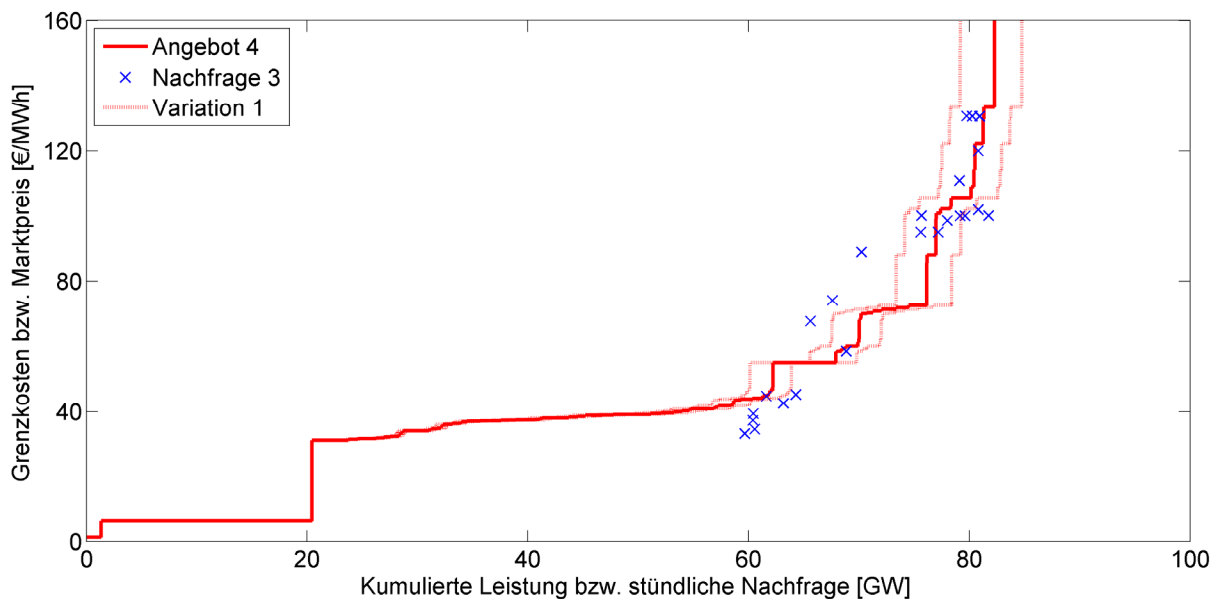


**Bild 12:** Gegenüberstellung von *Angebot 4* mit aus EEX Spotmarktpreisen und um Windenergieeinspeisung sowie den Außenhandelssaldo (vgl. Anhang A.9) korrigierten UCTE-Nachfragedaten erhaltenen Marktpreis-Nachfrage Kombinationen (*Nachfrage 3*). Letztere bildet in den folgenden Variationen zusammen mit *Angebot 4* die neue Basis, weshalb dort *Nachfrage 3* stets mit eingetragen wird.

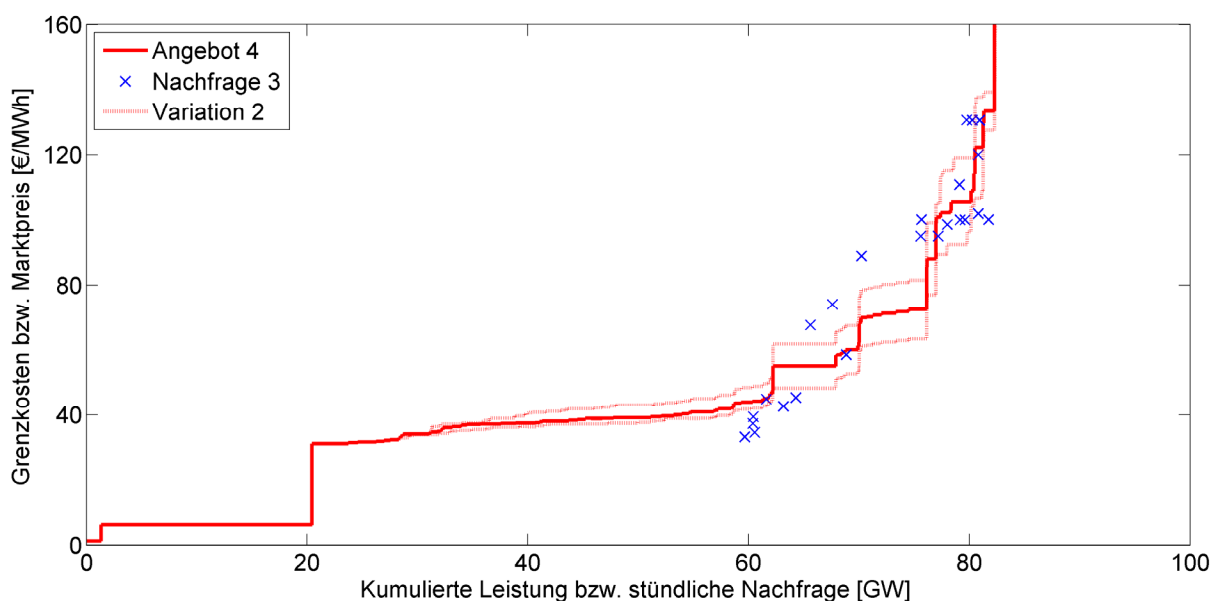
## Variationen

Die bisher dargestellten Änderungen der angebots- und nachfrageseitigen technischen und ökonomischen Datenannahmen und die verbundenen Veränderungen der Angebotskurve (*Angebot 4*) sowie der Marktpreis-Nachfrage Kombinationen (*Nachfrage 3*) zeigen zwei Aspekte auf. Zum einen sinken die für den betrachteten Tag verbleibenden Abweichungen gegenüber der Basis in Bild 6. Auf diesen Aspekt wird im folgenden Unterabschnitt eingegangen. Zum anderen sind zwar teilweise detaillierte Daten verfügbar, darüber hinaus verbleiben aber trotz einer möglichst umfassenden Analyse erhebliche Unsicherheiten. Die Unsicherheiten beziehen sich insbesondere auf die adäquate Berücksichtigung der Kraftwerksverfügbarkeiten, z. B. aufgrund planmäßiger und unplanmäßiger Ausfälle an diesem Tag, der tagesspezifischen Brennstoffpreise und der anzusetzenden Transportkosten. Um diese Unsicherheiten darzustellen, wird nachfolgend auf ausgewählte Variationen eingegangen.

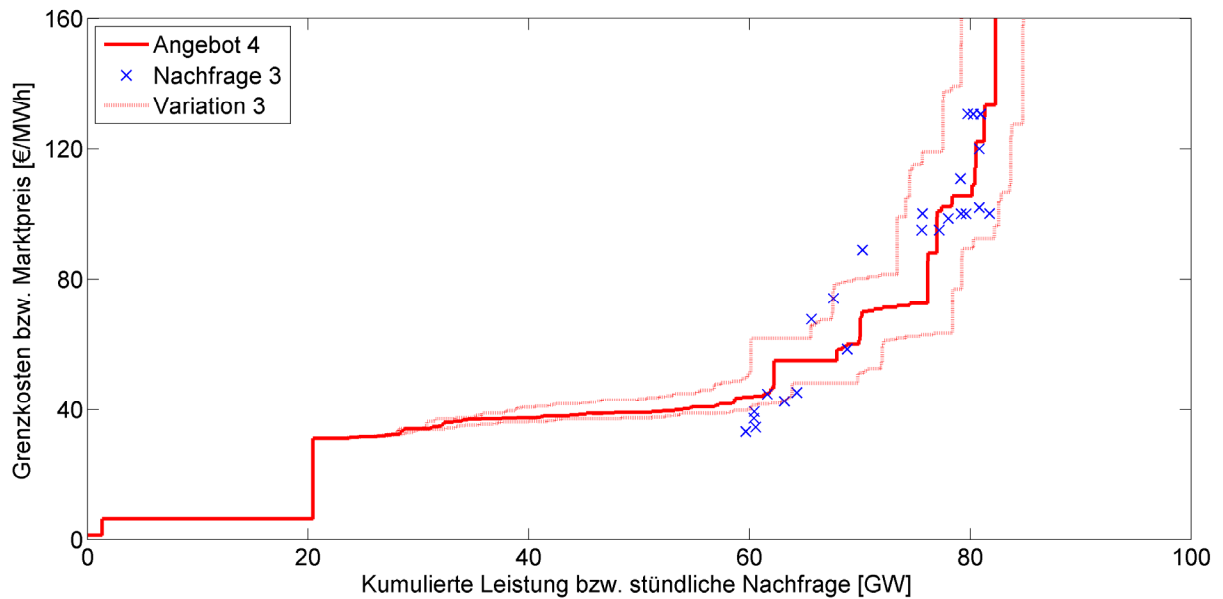
Bild 13 zeigt eine Variation der Verfügbarkeitsannahmen der Kraftwerke (*Variation 1*) um -5 % (linke Kurve) und +4 % (rechte Kurve), aller Energieträger bzw. Kraftwerkstypen mit Ausnahme von Wasser- und Kernkraft, da diese öffentlich bekannt sind. Bild 14 zeigt eine Variation der Kostenannahmen (*Variation 2*) für die maßgeblichen Energieträger Erdgas, Steinkohle und Heizöl zur Berücksichtigung der möglichen Abweichungen zwischen den verwendeten monatsmittleren Brennstoffpreisen gegenüber den eigentlich relevanten täglichen Preisen (gilt für Erdgas und Heizöl) und die Transportkosten der Brennstoffe (beide gelten für Erdgas, Steinkohle und Heizöl). Die Variationen wurden für Erdgas zu -15 % und +15 %, für Steinkohle zu -10 % und +20 % und Heizöl zu -5 % und +5 % gewählt. Die Variation von Steinkohle wurde in die positive Richtung größer gewählt, da die Transportkosten gerade im Vergleich zu den anderen Energieträgern erhebliche Größenordnungen annehmen können, gerade wenn eine Anlieferung mit der Bahn erfolgt (vgl. dazu auch Anhang A.3). Bild 14 kombiniert schließlich diese beiden Variationen (*Variation 3*). In allen Bildern ist zu erkennen, dass die bestehenden Unsicherheiten erhebliche Auswirkungen auf die Angebotskurve und damit auch auf eine Berechnung der Marktpreis-Grenzkosten Differenz haben. Die Auswirkungen der Unsicherheiten sind gerade im steil ansteigenden Bereich der Spitzenlast, der auch für die Marktpreis-Grenzkosten Differenz maßgeblich ist, erheblich. Mit den durchgeführten Variationen wird zudem deutlich, dass die Marktpreis-Nachfrage Kombinationen (*Nachfrage 3*) überwiegend innerhalb der Bandbreite der Angebotskurven liegen. Es ist zu beachten, dass hier die ebenfalls bestehenden theoretischen und methodischen Unsicherheiten nicht berücksichtigt wurden.



**Bild 13:** Variationen von *Angebot 4* mit einer asymmetrischen Variation der Verfügbarkeitsannahmen um -5 % bis +4 % (die Unsicherheit ist in die negative Richtung wegen der hier nicht abgebildeten aber notwendigen Reservevorhaltung größer, vgl. Anhang A.6).



**Bild 14:** Variationen von *Angebot 4* mit einer asymmetrischen Variation der Kostenannahmen um -15 % bis +20 % (die Unsicherheit ist für die einzelnen Energieträger, d. h. Erdgas, Steinkohle und Heizöl unterschiedlich und in die positive Richtung wegen prinzipiell positiver Transportkosten größer, vgl. Anhang A.3).



**Bild 15:** Variationen von *Angebot 4* mit der kombinierten asymmetrischen Variation der Verfügbarkeiten entsprechend Bild 13 und der Kostenannahmen entsprechend Bild 14.

Ein zusätzlicher Aspekt, der sich einerseits aus fehlenden Informationen über den tatsächlichen Einsatz der Kraftwerke und andererseits aus dem Problem einer adäquaten Bewertung von Opportunitäten bei zeitlichem Versatz der Angebotserstellung zur Auslieferung ergibt, ist die Speicherbewirtschaftung und dabei insbesondere der Betrieb von Pumpspeichern. Da hier eine rein statische Betrachtung erfolgt, sind die Auswirkungen dieser intertemporalen Vorgänge grafisch nicht darstellbar. Es gilt aber, dass die Pumpspeicherbewirtschaftung darauf basiert, dass in Schwachlastzeiten gepumpt und in Spitzenlastzeiten turbinert wird. Dies bedeutet, dass die Nachfrage in Schwachlastzeiten tendenziell steigt. In Spitzenlastzeiten ist dagegen die Erzeugung von Pumpspeicherkraftwerken entsprechend der jeweils anzusetzenden Opportunitätskosten in der Angebotskurve zu berücksichtigen.

Der letzte hier zu diskutierende Aspekt betrifft die Berücksichtigung von Anfahrkosten. Es wurde bereits dargestellt, dass eine Vernachlässigung von Anfahrkosten in Schwachlastzeiten zu einer Überschätzung und in den maßgeblichen Spitzenlastzeiten zu einer Unterschätzung der relevanten kurzfristigen Grenzkosten führt. Dass dies eine relevante Größenordnung darstellen kann, soll mit Tabelle 4 diskutiert werden. Es ist zu erkennen, dass Anfahrkosten mit mehr als 100 EUR/MW eine erhebliche Größenordnung erreichen können, selbst wenn berücksichtigt wird, dass diese – vielleicht mit der Ausnahme von Gasturbinen – stets auf mehrere Stunden der erwarteten Produktionszeit des angefahrenen Kraftwerks verteilt werden. Offensichtlich wird dadurch auch die Bedeutung vermiedener Anfahrkosten in den Schwachlastzeiten, die in Elektrizitätsmarktmodellen (und auch hier in der statischen Betrachtung) häufig nicht berücksichtigt werden.

**Tabelle 4:** Anfahrkosten bei Kaltstart unter Berücksichtigung von Brennstoffpreisen frei Kraftwerk, vgl. Anhang A.3 bis A.5, und Angaben nach DENA (2005, S. 280)

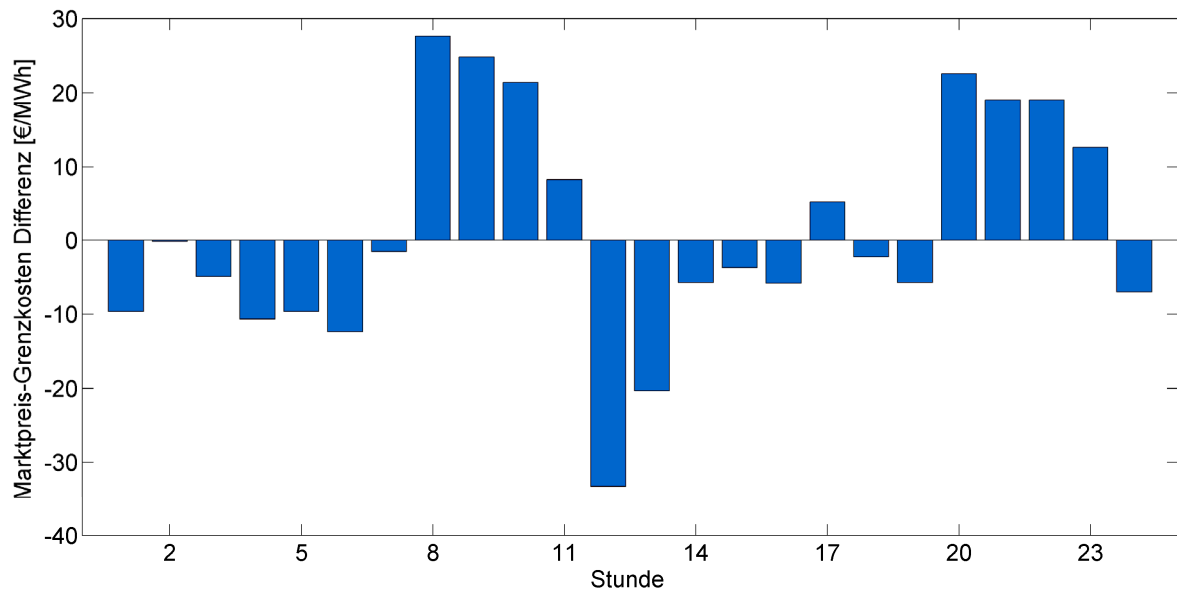
	<b>Brennstoffpreis frei Kraftwerk*</b> [EUR/MWh <sub>th</sub> ]	<b>Brennstoffverbrauch bei Kaltstart</b> [MWh <sub>th</sub> /MW]	<b>Abnutzungskosten bei Kaltstart</b> [EUR/MW]	<b>Resultierende Anfahrkosten</b> [EUR/MW]
<b>Erdgas (GUD)</b>	29,93	3,5	10,0	114,76
<b>Erdgas (GT)</b>	29,93	1,1	10,0	42,92
<b>Steinkohle</b>	14,57	6,2	4,8	95,13
<b>Braunkohle</b>	12,06	6,2	3,0	77,77

\* Ohne Berücksichtigung sonstiger variabler Betriebskosten

Die hier diskutierten Variationen zeigen, dass die bestehenden Unsicherheiten bezüglich relevanter technischer und ökonomischer Modellparameter die Bestimmung der kurzfristigen Grenzkosten und damit auch die Berechnung der Marktpreis-Grenzkosten Differenz erheblich erschweren. Ob hier z. B. die Kapazitätsvorhaltung für Reserve über die Verfügbarkeitsvariationen oder die tatsächlich zu berücksichtigenden Transportkosten über die Kostenvariationen adäquat erfasst sind, kann nicht abschließend beurteilt werden. Allerdings wurde deutlich, dass diese Unsicherheiten bei einer Interpretation ausgewiesener Ergebnisse – und insbesondere einer berechneten Marktpreis-Grenzkosten Differenz – zu berücksichtigen sind.

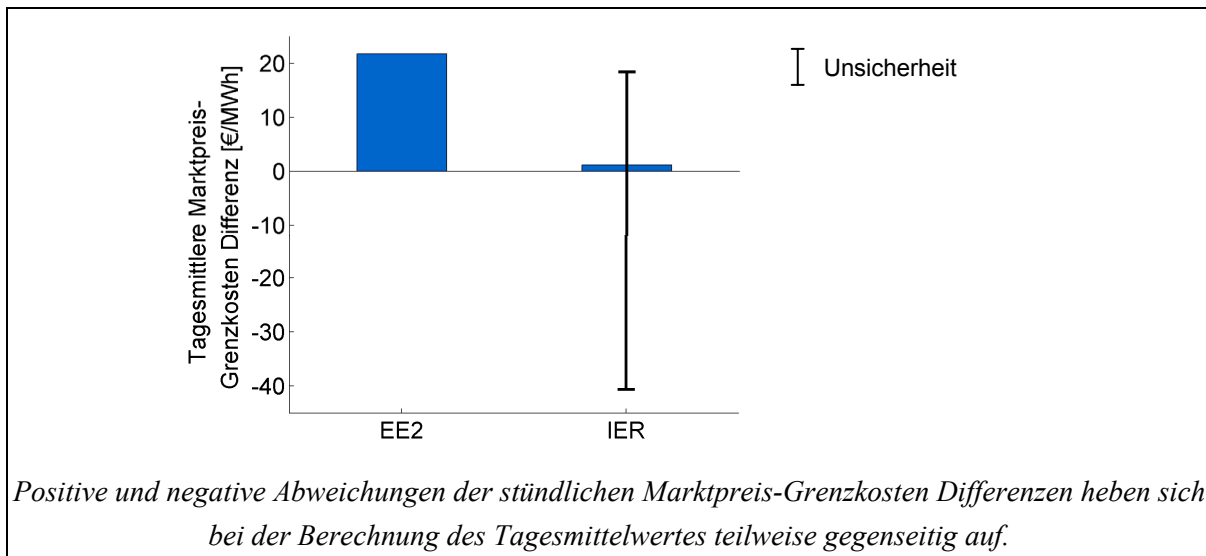
### Marktpreis-Grenzkosten Differenz

Aus der in Bild 12 dargestellten Angebotskurve (*Angebot 4*) und den Marktpreis-Nachfrage Kombinationen (*Nachfrage 3*) lassen sich die stundenspezifischen Marktpreis-Grenzkosten Differenzen für den betrachteten Tag berechnen. Diese sind in Bild 16 dargestellt. Es ist zu erkennen, dass sowohl positive als auch negative Marktpreis-Grenzkosten Differenzen in den einzelnen Stunden auftreten. Bei der Analyse der berechneten Werte entziehen sich dabei insbesondere die negativen Marktpreis-Grenzkosten Differenzen in den Schwachlastzeiten einer sinnvollen ökonomischen Interpretation. Sie werden in erster Linie durch die Vernachlässigung der Opportunitätsgewinne durch vermiedene Anfahrkosten verursacht. Die positiven Marktpreis-Grenzkosten Differenzen lassen sich nicht eindeutig einem spezifischen Einflussfaktor (und damit auch nicht einer Steigerung der Marktpreise durch eine eventuelle missbräuchliche Ausübung von Marktmacht) zuordnen, wie die obigen Variationen und die Diskussion bestehender Unsicherheiten gezeigt haben.



**Bild 16:** Stündliche Marktpreis-Grenzkosten Differenz am 21.12.2005 entsprechend Bild 12.

Werden jetzt aus den stundenspezifischen Marktpreis-Grenzkosten Differenzen die tagesmittleren Marktpreis-Grenzkosten Differenzen berechnet, so stellen sich die in Bild 17 dargestellten Ergebnisse ein. Im Vergleich zu den bei VON HIRSCHHAUSEN ET AL. (2007) für den betrachteten Tag ausgewiesenen Marktpreis-Grenzkosten Differenzen (*EE2*) reduzieren sich die Werte erheblich (*IER*). Bei der Berücksichtigung von Unsicherheiten bezüglich der Kraftwerksverfügbarkeiten und der Brennstoffkosten frei Kraftwerk (entsprechend Bild 15) liegt die tagesmittlere Marktpreis-Grenzkosten Differenz nach VON HIRSCHHAUSEN ET AL. (2007) am oberen Ende des hier aufgezeigten Unsicherheitsbereichs. Auch vor dem Hintergrund, dass tagesmittlere Marktpreis-Grenzkosten Differenzen nur eine begrenzte Aussagekraft haben, wird aus Bild 17 deutlich, dass die Ermittlung von Marktpreis-Grenzkosten Differenzen ohne eine adäquate Berücksichtigung der datenseitigen Unsicherheiten keine belastbare Basis für Aussagen zur missbräuchlichen Überhöhung von Marktpreisen bzw. die Ausübung von Marktmacht darstellen.



**Bild 17:** Tagesmittlere Marktpreis-Grenzkosten Differenz am 21.12.2005; *EE2* abgelesen und berechnet nach Abbildung 21 bei VON HIRSCHHAUSEN ET AL. (2007, S. 44); *IER* entsprechend Bild 12; *Unsicherheit* entsprechend Bild 15.

*Es wurde gezeigt, dass für den exemplarisch (aber nicht repräsentativ) gewählten 21. Dezember 2005 bei einer möglichst genauen Berücksichtigung der für diesen Tag öffentlich zugänglichen Daten und einer möglichst weitgehenden Erfassung der variablen Kosten sich deutlich geringere Marktpreis-Grenzkosten Differenzen errechnen lassen, als die aus anderen Studien ableitbaren. Bei Berücksichtigung von Unsicherheiten wichtiger Bestimmungsgrößen liegen die Marktpreis-Nachfrage Kombinationen weitgehend im Bereich der durch diese Unsicherheiten gegebenen Variationsbreite der Angebotskurve. Ohne eine adäquate Berücksichtigung der datenseitigen Unsicherheiten, der modellseitigen Vereinfachungen und der theoretischen Fundierung ist eine Aussage, dass berechnete Marktpreis-Grenzkosten Differenzen eindeutig einer Ausübung von Marktmacht zugeordnet werden könnten, wissenschaftlich nicht haltbar.*

## 5 Schlussbetrachtung

Im Rahmen der hier vorliegenden Untersuchung wurde gezeigt, dass die empirische Analyse der Preisbildung am deutschen Spotmarkt für Elektrizität und die Prüfung der Funktionsfähigkeit des Wettbewerbs über eine Berechnung der Marktpreis-Grenzkosten Differenz mit erheblichen Anforderungen verbunden ist. Die Schwierigkeiten bestehen dabei einerseits in der Verwendung des geeigneten Referenzmaßstabs zur Bewertung der beobachteten Marktergebnisse und andererseits in der empirisch exakten Ermittlung der historischen Marktpreis-Nachfrage Kombinationen und der Angebotskurven für die betrachteten Zeitpunkte.

Wird als Referenzmaßstab für die Bewertung der bei funktionierendem Wettbewerb zu erwartenden Marktergebnisse das ökonomische Standardmodell der vollständigen Konkurrenz verwendet, wie dies in den vorgelegten Studien zur Berechnung der Marktpreis-Grenzkosten Differenz implizit geschieht, werden bestehende Abweichungen realer Marktbedingungen vom theoretischen Idealzustand, denen auch in funktionsfähigen Wettbewerbsmärkten nicht oder nur eingeschränkt begegnet werden kann, nicht erfasst. Zu diesen Abweichungen gehören z. B. existierende Anpassungsmängel aufgrund von begrenzter Faktormobilität und Unteilbarkeiten, bestehende Informationsasymmetrien zwischen den Marktteilnehmern und die aus Ungewissheit erwachsenden Risikoaspekte. Zudem ist zu bemerken, dass auch bei funktionierendem Wettbewerb eine positive Marktpreis-Grenzkosten Differenz im Mittel des Zeitverlaufs vorhanden sein muss, um die Vollkostendeckung der zur Bedarfsdeckung notwendigen Produktionskapazitäten sicherzustellen.

Neben der Schwierigkeit den geeigneten theoretischen Referenzmaßstab für die Bewertung der realen Marktergebnisse und damit die Berechnung der Marktpreis-Grenzkosten Differenz zu finden, besteht die zweite Herausforderung in der exakten Bestimmung der relevanten kurzfristigen Grenzkosten des Systems. Dies ist von entscheidender Bedeutung, da prinzipiell die Angebotserstellung in einem funktionsfähigen Wettbewerb gerade entsprechend der kurzfristigen Grenzkosten erfolgt. Da sich aber das den Marktpreis setzende Grenzkraftwerk und damit die in einer Stunde relevanten kurzfristigen Grenzkosten des Systems im Zeitablauf ständig ändern, können die Abweichungen zwischen Marktpreis und kurzfristigen Grenzkosten nur auf der Basis detaillierter Informationen über die historischen technischen und ökonomischen Marktbedingungen berechnet werden. Die empirische Analyse leidet dabei am Fehlen öffentlich zugänglicher Daten über die relevanten historischen Marktbedingungen. Insbesondere sind hier beispielsweise die Transportkosten der eingesetzten Brennstoffe, die aus Opportunitäten erwachsenden Kostenbestandteilen wie Risikoaufschläge und vor allem die fehlende Kenntnis über die tatsächliche Arbeitsverfügbarkeit der Kraftwerke zu nennen. Werden diese Aspekte in der empirischen Analyse vernachlässigt, so kann nicht davon ausgegangen werden, dass sich die dadurch verursachten Schätzfehler gegenseitig aufheben. In den meisten Fällen wirkt eine unvollständige Erfassung der verschiedenen Kostenkomponenten in Richtung einer Überschätzung der Marktpreis-Grenzkosten Differenz. Darüber hinaus ist die Feststellung wichtig, dass die Ermittlung von Marktpreis-Grenzkosten Differenzen ohne eine adäquate Berücksichtigung der datenseitigen Unsicherheiten keine belastbare Basis für Aussagen zur missbräuchlichen Überhöhung von Marktpreisen darstellt.

Vor dem Hintergrund dieser erheblichen Unsicherheiten kann abschließend festgehalten werden, dass die vorliegenden Versuche, Marktmachtausübung und damit unzureichenden Wettbewerb auf den deutschen Elektrizitätsmärkten empirisch nachweisen zu wollen, fehlschlagen. Die getroffenen Aussagen, dass Marktmacht ausgeübt wurde, sind vor dem

Hintergrund der Defizite in der theoretischen Fundierung sowie insbesondere angesichts methodischer Vereinfachungen und empirischen datenseitigen Unzulänglichkeiten wissenschaftlich nicht belastbar.

## Literatur

- ALLAZ (1987) *Strategic Forward Transactions Under Imperfect Competition*. Dissertation, vorgelegt an der Princeton University.
- BKARTA (2001) *Das Untersagungskriterium in der Fusionskontrolle – Marktbeherrschende Stellung versus Substantial Lessening of Competition?* Bundeskartellamt, 2001.
- CLARK (1940) Toward a Concept of Workable Competition. *American Economic Review*, Bd. 30, Nr. 2, S. 241-256.
- CRAMTON/STOFT (2005) A Capacity Market that Makes Sense. *The Electricity Journal*, Bd. 18, Nr. 7, S. 43-54.
- DENA (2005) *Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020*. Studie im Auftrag der Deutschen Energie-Agentur GmbH.
- DEVRIES (2007) Generation Adequacy: Helping the Market Do its Job. *Utilities Policy*, Bd. 15, Nr. 1, S. 20-35.
- DOJ (1997) *Horizontal Merger Guidelines*, Ausgegeben: 2. April 1992, Überarbeitet: 8. April 1997, U.S. Department of Justice and the Federal Trade Commission, [http://www.usdoj.gov/atr/public/guidelines/horiz\\_book/hmg1.html](http://www.usdoj.gov/atr/public/guidelines/horiz_book/hmg1.html).
- EEX (2007) Kraftwerksdaten. <http://www.eex.de/>.
- ELLERSDORFER (2005) *A Multi-Regional Two-Stage Cournot Model for Analyzing Competition in the German Electricity Market*. Proceedings of the 7<sup>th</sup> European IAEE Conference in Bergen, Norway.
- EON (2007) Pressemitteilung und Kraftwerksdaten. <http://www.eon-schafft-transparenz.de/>.
- EU-KOMMISSION (2007) *DG Competition Report on Energy Sector Inquiry*, Ausgegeben: 10. Januar 2007, SEC(2006) 1724.
- FRITSCH ET AL. (2003) *Marktversagen und Wirtschaftspolitik*. 5. Auflage. Vahlen.
- HERDZINA (1999) *Wettbewerbspolitik*. 5. Auflage. Lucius & Lucius.
- LANG/SCHWARZ (2006) Quantifizierung von Marktmacht am deutschen Stromerzeugungsmarkt. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, Bd. 56, Nr. 12, S. 6-12.

- MÜSGENS (2006) Quantifying Market Power in the German Wholesale Electricity Market Using a Dynamic Multi-Regional Dispatch Model. *The Journal of Industrial Economics*, Bd. 54, Nr. 4, S. 471-498.
- ÖKO-INSTITUT (2007) *Power Generation Market Concentration in Europe 1996-2005. An Empirical Analysis*. Arbeitspapier, Berlin, 2007.
- OREN (2004) *Ensuring Generation Adequacy in Competitive Electricity Markets*. Arbeitspapier, EPRI.
- PFAFFENBERGER (2006) Zu den Fundamentaldaten der Energiepreisentwicklung. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, Bd. 56, Special 6/2006, S. 13-16.
- PFEIFFER (2005) Konzentration auf dem deutschen Strommarkt 1994 bis 2004. IWE Working Paper Nr. 02 2005, Universität Erlangen-Nürnberg, 2005.
- RICHMANN/LOSKE (2006) Gibt es strategisches Verhalten auf dem Strom-Spotmarkt? *VIK-Mitteilungen*, 6-2006, S. 128-131.
- SCHUMANN ET AL. (1999) *Grundzüge der mikroökonomischen Theorie*. 7. Auflage. Springer.
- STOFT (2002) *Power System Economics – Designing Markets for Electricity*. IEEE Press.
- TIOLE (1999) *Industrieökonomik*. 2. Auflage. Oldenbourg.
- TURVEY (2003) Ensuring Adequate Generation Capacity. *Utilities Policy*, Bd. 11, Nr. 2, S. 95-102.
- VON HIRSCHHAUSEN ET AL. (2007) *Preisbildung und Marktmacht auf den Elektrizitätsmärkten in Deutschland – Grundlegende Mechanismen und empirische Evidenz*. Gutachten im Auftrag des Verbands der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V. (VIK).
- VON WEIZÄCKER (2005) Warum die Strompreise steigen. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, Bd. 55, Special, S. 2-4.
- WEBER/VOGEL (2007) Marktmacht in der Elektrizitätswirtschaft – Welche Indizien sind aussagekräftig, welche Konsequenzen adäquat? *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, im Druck.

## Anhang

Die in Abschnitt 4.3 genutzten, öffentlich zugänglichen Daten werden nachfolgend für den gewählten exemplarischen Tag, den 21. Dezember 2005, dargestellt.

### A.1 Kraftwerksleistung und Kraftwerkswirkungsgrade

Die verwendete Kraftwerksdatenbank repräsentiert alle Kraftwerke in Deutschland. Dies sind ca. 1700 Anlagen mit einer gesamten elektrischen Nettoleistung von etwa 124 GW. Zur Darstellung werden diese Kraftwerke zu etwa 110 Kraftwerksklassen (definiert über Inbetriebnahmejahr, Primärenergieträger und Turbinentyp) zusammengefasst. Tabelle A.1 führt die durch die Datenbank abgebildete Kraftwerksleistung geordnet nach Primärenergieträgern auf.

**Tabelle A.1:** Kraftwerksleistung

Steinkohlen:	29325 MW
Braunkohlen:	20763 MW
Kernbrennstoff:	20339 MW
Erdgas:	20660 MW
Heizöl:	3441 MW
Heizöl/Erdgas:	52 MW
Wasser:	10291 MW
Wind:	18248 MW
Sonstige:	1099 MW

Die Wirkungsgrade der Erzeugungstechnologien orientieren sich am Inbetriebnahmedatum und am Turbinentyp, vgl. Bild A.1. Etwaige Abhängigkeiten von der Außentemperatur oder der Fahrweise des jeweiligen Kraftwerks (Teillast) sowie anlagenindividuelle Unterschiede zwischen einzelnen Kraftwerken des gleichen Typs und gleichen Baujahrs werden nicht berücksichtigt.

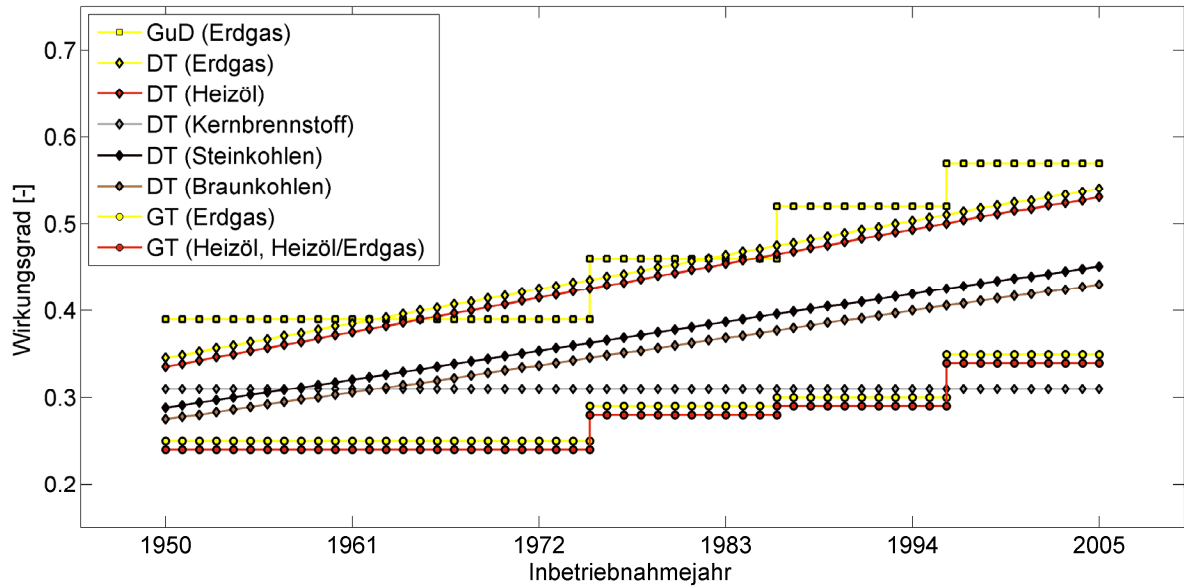


Bild A.1: Wirkungsgrade

## A.2 Sonstige Betriebskosten, exklusive Brennstoff

Angegeben werden die angenommenen variablen Betriebskosten, die sich auf den eingesetzten Primärenergieträger beziehen.

Tabelle A.2: Sonstige Betriebskosten

– Steinkohlen:	2,00 [€/MWh <sub>el</sub> ]
– Braunkohlen:	2,60 [€/MWh <sub>el</sub> ]
– Kernbrennstoff	1,00 [€/MWh <sub>el</sub> ]
– Erdgas:	2,50 [€/MWh <sub>el</sub> ]
– Heizöl:	1,50 [€/MWh <sub>el</sub> ]
– Heizöl/Erdgas:	1,50 [€/MWh <sub>el</sub> ]
– Wasser:	1,20 [€/MWh <sub>el</sub> ]
– Sonstige:	1,50 [€/MWh <sub>el</sub> ]

## A.3 Reale Brennstoffpreise (inkl. Transportkosten und ggf. Steuern)

Reale Brennstoffpreise (frei Kraftwerk) sind öffentlich nur begrenzt verfügbar. Tabelle A.3 zeigt die zugrunde gelegten Preise inklusive Transportkosten und ggf. Steuern.

Besondere Herausforderungen sind mit den zu berücksichtigenden Transportkosten verbunden, die aufgrund unterschiedlicher Transportwege, -mittel und -konditionen nur grob abgeschätzt werden können. Für den schienengebundenen Transport von Steinkohlen inner-

halb Deutschlands zum Kraftwerk ist auf Grundlage eigener Recherchen und Berechnungen ein Kostenwert von 0,82 €/MWh<sub>th</sub> als geeigneter Ansatz gefunden worden – allerdings mit einer Bandbreite von etwa 0,67 bis 2,76 €/MWh<sub>th</sub> (bei Transporten bis zu 500 km Länge). Die Kosten des Schiffstransports liegen grundsätzlich unter denjenigen der Bahn. Für die Transportkosten von Erdgas und leichtem Heizöl mussten Annahmen getroffen werden. Um die Unsicherheit der tatsächlichen Transportkosten angemessen zu berücksichtigen, wurden Kostenvariationen um die gesamten Brennstoffkosten frei Kraftwerk gebildet, die in Tabelle A.4 dargestellt sind.

**Tabelle A.3: Energieträgerpreise**

– Steinkohlen:	$6,31^1 + 2 \cdot 0,20^2 + 0,19^3 + 0,82^4$ = 7,72 [€/MWh <sub>th</sub> ]
– Braunkohlen:	3,77 <sup>5</sup> [€/MWh <sub>th</sub> ]
– Kernbrennstoff:	1,75 <sup>6</sup> [€/MWh <sub>th</sub> ]
– Erdgas:	$(19,53^7 + 1,84^8)/0,90^9 + 2,02^{10}$ = 25,76 [€/MWh <sub>th</sub> ]
– Heizöl EL:	$49,29^{11} + 0,82^{12}$ = 50,11 [€/MWh <sub>th</sub> ]

<sup>1</sup> ARGUS MEDIA LTD : *Argus/McCloskey's Coal Price Index Report 177* (2006).

[www.argusmediagroup.com](http://www.argusmediagroup.com) – TFS API#2 (cif ARA), Wochenindex für Importkohlen-Großhandel: 52,20 \$/t. Umrechnung mit Heizwert H<sub>u</sub> = 6000 kcal/kg (ebd.) und hist. Wechselkurs \$/€ = 0,8431.

<sup>2</sup> KONSTANTIN, P. : *Praxisbuch Energiewirtschaft*. Berlin : Springer, 2006. – Preis für Kohlenumschlag ca. 1,60 €/tSKE

<sup>3</sup> BUNDESAMT FÜR WIRTSCHAFT UND AUSFUHRKONTROLLE : *Allgemeine Hinweise zu den Meldebogen K*. Eschborn, 2006. <http://www.bafa.de> – Kostenansatz für Steinkohlentransport mit Binnenschiff (ARA bis Emmerich, deutsche Grenze): 1,53 €/t. Umrechnung mit Heizwert H<sub>u</sub> = 29,309 GJ/t.

<sup>4</sup> RAILION DEUTSCHLAND AG : *Entfernungsabhängige Preise DB Cargo – BPL 100 Kohle Ganzzug*. Duisburg, 2007. – Transportkosten Steinkohlen auf deutschen Bahntrassen, Grundlage eigener Untersuchung

<sup>5</sup> VGB POWERTECH E.V. : *Konzeptstudie Referenzkraftwerk Nordrhein-Westfalen*. Essen, 2004. – Braunkohlenpreis frei Kraftwerk: 11 €/t. Umrechnung mit Heizwert H<sub>u</sub> = 10,5 GJ/t (ebd.).

<sup>6</sup> Brennstoffkreislaufkosten auf Basis Endlagerung, frei Kraftwerk – eigene Berechnung

<sup>7</sup> BUNDESAMT FÜR WIRTSCHAFT UND AUSFUHRKONTROLLE : *Monatliche Erdgasbilanz und Entwicklung der Grenzübergangpreise ab 1991*. Eschborn, 2006. <http://www.bafa.de> – Monatspreis, frei deutsche Grenze, ohne Steuern, bezogen auf Brennwert: 5426 €/TJ.

<sup>8</sup> (Ermäßigter) Steuersatz für Elektrizitätserzeugung aus Erdgas

<sup>9</sup> BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND TECHNOLOGIE: *Allgemeine Informationen zur Gaswirtschaft : Umrechnungsfaktoren*. Berlin, 2007. <http://www.bmwi.de> – Verhältnis H<sub>u</sub>/H<sub>o</sub> für Erdgas: 0,90.

<sup>10</sup> Transportkosten Erdgas (deutsche Grenze zum Kraftwerk) – eigene Annahme

<sup>11</sup> STATISTISCHES BUNDESAMT: *Daten zur Energiepreisentwicklung : Lange Reihen von Januar 2000 bis Dezember 2006*. Wiesbaden, 2007. <http://www.destatis.de/> – Monatspreis, Rheinschiene: 48,83 €/hl. Umrechnung mit Heizwert H<sub>u</sub> = 42801 kJ/kg und Dichte ρ = 833,3 kg/m<sup>3</sup> gemäß mündlicher Kommunikation

<sup>12</sup> Transportkosten Heizöl EL (Rheinschiene zum Kraftwerk) – eigene Annahme

**Tabelle A.4: Variation Brennstoffpreise**

– Steinkohlen:	– 10 % bis + 20 %
– Erdgas:	– 15 % bis + 15 %
– Heizöl EL:	– 5 % bis + 5 %

Bei Erdgas erfolgt die notwendige Umrechnung auf den (unteren) Heizwert als Bezugsgröße. Weiterhin wird bei ölgefeuerten Kraftwerken der Preis für leichtes Heizöl zugrunde gelegt.

Die vom Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle und dem Statistischen Bundesamt veröffentlichten Steinkohlen-, Erdgas- bzw. Heizölpreise sind Monatswerte. Aufgrund kurzfristiger Preisschwankungen dieser Primärenergieträger auf den Rohstoffmärkten und im Sinne einer *Mark to Market* Bewertung sollten möglichst tages- bzw. wochenscharfe Preise zugrunde gelegt werden, allerdings sind solche Börsenpreise in der Regel kostenpflichtige Informationen. Zumindest für den Preis von Steinkohlen wird in diesem Zusammenhang der geeignet erscheinende TFS API#2 Wochenindex für Importkohlen-Großhandel herangezogen, welcher *ex-post* zum Beispiel im Newsletter der niederländischen Essent Trading auf <http://www.essenttrading.com> veröffentlicht wird.

#### A.4 CO<sub>2</sub>-Zertifikatepreis

Der CO<sub>2</sub>-Zertifikatepreis stellt Opportunitätskosten dar, die in die Bestimmung kurzfristiger Grenzkosten einfließen müssen. Entsprechende Daten sind über die Internetseite der EEX <http://www.eex.de> erhältlich.

**Tabelle A.5:** CO<sub>2</sub>-Zertifikatepreis

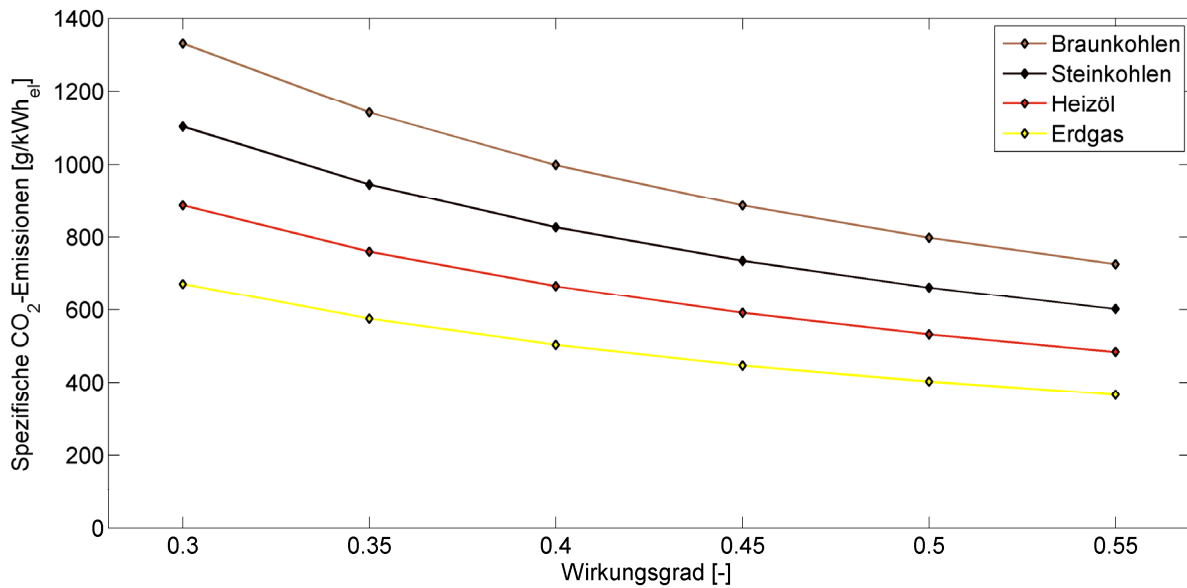
---

– 21.12.2005
Intraday Auction Price: 20,75 [€/tCO <sub>2</sub> ]

---

#### A.5 Spezifische CO<sub>2</sub>-Emissionen

Zur Gewichtung des CO<sub>2</sub>-Zertifikatepreises sind die spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen zu berücksichtigen, die entsprechend der Energieträger und des Wirkungsgrades variieren.



**Bild A.2:** Spezifische CO<sub>2</sub>-Emissionen

## A.6 Kraftwerksverfügbarkeiten

Erst seit April 2006 werden zentral auf der Internetseite der EEX Daten zur installierten und verfügbaren Kraftwerkskapazität sowie der tatsächlich erzeugten elektrischen Arbeit ausgewählter deutscher und österreichischer Kraftwerksbetreiber veröffentlicht. Die derzeit bekannt gemachten Kraftwerksdaten beziehen sich lediglich auf eine Kraftwerksleistung von etwa 70 GW<sub>el</sub> und beinhalten keinerlei Informationen zu Pumpspeicherkraftwerken und Windenergiekonvertern. Zudem handelt es sich nicht um die zu verwendenden Arbeitsverfügbarkeiten, sondern um Zeitverfügbarkeiten (vgl. Diskussion in Abschnitt 3.3).

Zu einer tagesscharfen Beurteilung der Preisbildung am Spotmarkt sind genauere Daten zu Arbeitsverfügbarkeiten unentbehrlich. Für das Referenzdatum 21.12.2005 und den umliegenden Zeitraum hat die EEX noch keine Daten bekannt geben können und neben den (kostenpflichtigen) Datenanbietern powermonitor (<http://www.powermonitor.org/>) und Genscape (<http://www.genscape.com/na/power.shtml#europe>), die ihrerseits nur Informationen über einen beschränkten Teil des deutschen Kraftwerksparks liefern, sind bisher keine weiteren, zugänglichen Bezugsquellen für tagesbezogene Kraftwerksverfügbarkeitsdaten bekannt.

Lediglich die Arbeitsverfügbarkeit von Laufwasser- und Speicherkraftwerken kann mit Hilfe des wöchentlich erscheinenden Hydrology Report von Markedskraft und den hierfür zugrunde gelegten Daten abgeschätzt werden. Markedskraft Deutschland GmbH berechnet bzw. ermittelt für einzelne Tage einen Stundenwert, der mit der insgesamt wöchentlichen elektrischen Erzeugung aus Laufwasser- und Speicherkraftwerken verglichen werden kann, um auf die Verfügbarkeit der Speicher zu schließen.

Für Kernkraftwerke werden die im Jahresbericht des Deutschen Atomforum e.V. veröffentlichten kraftwerksscharfen Meldungen bezüglich längerfristiger, geplanter und ungeplanter Stillstände und länger andauernder Leistungsabsenkungen berücksichtigt. Tagesbezogene Daten sind allerdings nicht in der erforderlichen Detaillierung erhältlich.

Verfügbarkeiten der übrigen Wärmekraftwerke können für den Referenztag gegenwärtig nur auf einem aggregierten zeitlichen Niveau angegeben werden. Hierzu sind Arbeitsverfügbarkeiten des Jahres 2005 des aktuellen technisch-wissenschaftlichen Berichtes des Vereins der Großkesselbetreiber VGB PowerTech e.V. verwendet worden. Die breite Datenbasis dieser Untersuchung bilden Betriebskennwerte von insgesamt 370 Kraftwerksblöcken im Zeitraum von 1996 bis 2005. Die Annahme einer jährlichen Verfügbarkeit führt aufgrund saisonaler Schwankungen (mit der deutlichen Tendenz zu geringeren Verfügbarkeiten in den warmen Sommermonaten) zu einer Unterschätzung der Verfügbarkeiten bezogen auf den Referenztag im Dezember 2005. Andererseits werden Reserven (sowohl beim Netzbetreiber als auch beim Erzeuger) nicht berücksichtigt. Tabelle A.6 zeigt die in dieser Untersuchung verwendeten Verfügbarkeitsfaktoren in einer Übersicht.

**Tabelle A.6:** Verfügbarkeitsfaktoren

– Steinkohlen:	0,821 <sup>4</sup>
– Braunkohlen:	0,847 <sup>4</sup>
– Kernbrennstoff:	0,94 <sup>1</sup>
– Erdgas:	0,887 <sup>4</sup>
– Heizöl:	0,907 <sup>4</sup>
– Heizöl/Erdgas:	0,907 <sup>4</sup>
– Laufwasser:	0,28 <sup>2</sup>
– Wasserspeicher:	0,30 <sup>3</sup>
– Sonstige:	0,907 <sup>4</sup>

<sup>1</sup> DEUTSCHES ATOMFORUM E.V. : *Jahresbericht 2005 : Kernenergie in Deutschland*. Berlin, 2006. <http://www.kernenergie.de> – Am 21.12.2005 befand sich Biblis B in Stillstandsverlängerung. Berechnung der gesamten Arbeitsverfügbarkeit unter der Annahme, dass alle anderen Kernkraftwerke auf Nennarbeitsniveau arbeiteten.

<sup>2</sup> MARKEDSKRAFT DEUTSCHLAND GMBH : *Hydrology Report Germany*. Berlin, 2007. <http://www.markedskraft.com> Telefonate und E-Mail-Korrespondenz – Laufwasserproduktion am 21.12.2005: 1011,233 MWh/h. Berechnung der Verfügbarkeit unter der Annahme von 3670 MW installierter Leistung.

<sup>3</sup> Ebd. – Produktion aus Laufwasser- und Speicherkraftwerken in KW 51 (2005): 211 GWh. Berechnung der Verfügbarkeit für Speicherkraftwerke unter der Annahme von 1010 MW installierter Leistung.

<sup>4</sup> VGB POWERTECH E.V. : *Verfügbarkeit von Wärmekraftwerken 1996 – 2005*. Essen, 2006. <http://www.vgb.org/> – Die Verfügbarkeitsfaktoren für Öl/Gas-Blockanlagen und sonstige Erzeugungsanlagen werden als gleich angenommen.

Aufgrund der hohen Unsicherheiten bei den Verfügbarkeiten der Wärmekraftwerke wurde für alle Verfügbarkeiten außer denjenigen für Laufwasser-, Wasserspeicher- und Kernkraftwerke eine Variation gemäß Tabelle A.7 vorgenommen. Die asymmetrische Variationsbandbreite entspricht einer insgesamten Verringerung der Angebotsleistung um 3208 MW bzw. einer Erhöhung der Erzeugungsleistung um 2566 MW und soll auf diesem

Weg im Ansatz die Anforderungen an die Vorhaltung von Regelenergie- und Ausfallreserve berücksichtigen.

**Tabelle A.7:** Variationsbreite der Verfügbarkeiten

---

–	– 5 % bis + 4 %
–	– 3208 MW bis + 2566 MW

---

### **A.7 Elektrizitätsnachfrage, EEX Spotmarktpreise**

Die UCTE veröffentlicht seit Beginn 2006 tages- und stundenscharfe Daten zur Elektrizitätsnachfrage. Zuvor wurden auch zu den Nachfragedaten lediglich Angaben für den jeweils dritten Mittwoch eines Monats veröffentlicht. Die Angaben berücksichtigen Übertragungsverluste und Importe, jedoch keine Pumpspeichernachfrage. Sie sind über die Internetseite der UCTE <http://www.ucte.org/> erhältlich. Bei den Daten handelt es sich um gemessene Momentanwerte, die nur 91 % der deutschen Netzlast repräsentieren und deshalb von der UCTE auf 100 % skaliert werden.

Die Spotmarktpreise für Elektrizität an der deutschen Großhandelsbörse EEX in Leipzig wurden seit Handelsbeginn auf der Internetseite der EEX veröffentlicht. Tabelle A.8 und A.9 zeigen die Elektrizitätsnachfrage und EEX Spotmarktpreise für den 21.12.2005.

**Tabelle A.8:** Elektrizitätsnachfrage in Deutschland am 21.12.2005

Uhrzeit	Elektrizitätsnachfrage [MW]
01:00	62637
02:00	59670
03:00	58901
04:00	59010
05:00	60109
06:00	62307
07:00	68351
08:00	76043
09:00	78681
10:00	78901
11:00	79670
12:00	80549
13:00	80109
14:00	78901
15:00	77252
16:00	76703
17:00	78571
18:00	80879
19:00	79450
20:00	75934
21:00	71648
22:00	69120
23:00	67032
24:00	62087

**Tabelle A.9:** Spotmarktpreise in Deutschland am 21.12.2005

Stunde	EEX Spotmarktpreis [€/MWh]
00:00 - 01:00	45,33
01:00 - 02:00	44,88
02:00 - 03:00	39,41
03:00 - 04:00	33,23
04:00 - 05:00	34,62
05:00 - 06:00	42,61
06:00 - 07:00	58,54
07:00 - 08:00	100,09
08:00 - 09:00	130,53
09:00 - 10:00	130,53
10:00 - 11:00	130,56
11:00 - 12:00	100,09
12:00 - 13:00	101,94
13:00 - 14:00	100,06
14:00 - 15:00	98,64
15:00 - 16:00	95,06
16:00 - 17:00	111,02
17:00 - 18:00	120,02
18:00 - 19:00	100,05
19:00 - 20:00	95,05
20:00 - 21:00	88,99
21:00 - 22:00	74,09
22:00 - 23:00	67,64
23:00 - 24:00	37,35

### A.8 Fluktuierende Einspeisung aus Windkraft

Für tagesscharfe Analysen des Spotmarktes besitzen die fluktuierenden Einspeisungen aus erneuerbaren Energien, hier vor allem der Windkraft, eine erhebliche Bedeutung. Bereits ab dem 01.01.2005 veröffentlicht Vattenfall Europe Transmission *ex-post* viertelstündliche Prognose- und aus Hochrechnungen ermittelte tatsächliche Einspeisewerte für Windenergieeinspeisung in die eigene Regelzone. EnBW TNG (seit 01.09.2005), RWE Transportnetz Strom (seit 04.10.2005) und E.ON Netz (seit 01.01.2006) haben sich in der Folgezeit dieser Veröffentlichungspraxis angeschlossen. Die nachfolgende Tabelle stellt die Hochrechnung für die tatsächlich erfolgte Windeinspeisung für den Referenztag dar. Die Angaben für die E.ON Regelzone wurden auf Anfrage durch E.ON Netz zur Verfügung gestellt. Ansonsten sind die Daten über die Internetseiten der angesprochenen Unternehmen zu erhalten.

**Tabelle A.10:** Tatsächliche Windenergieeinspeisung 21.12.2005 (Hochrechnung der ÜNB)

Uhrzeit	EnBW	E.ON	RWE	Vattenfall	Gesamt
01:00	38	619	344	438	1439
02:00	37	545	315	315	1212
03:00	34	538	289	275	1136
04:00	33	481	234	302	1050
05:00	31	449	212	156	848
06:00	29	436	220	103	788
07:00	28	484	213	95	820
08:00	27	551	186	137	901
09:00	25	551	164	210	950
10:00	24	628	210	234	1096
11:00	24	731	215	178	1148
12:00	23	824	232	282	1361
13:00	23	907	267	222	1419
14:00	23	1096	302	259	1680
15:00	23	1048	350	324	1745
16:00	24	1144	381	481	2030
17:00	25	1340	441	653	2459
18:00	26	1535	585	1089	3235
19:00	28	1804	701	1187	3720
20:00	30	2147	795	1266	4238
21:00	33	2679	867	1516	5095
22:00	36	3006	902	1683	5627
23:00	39	2920	963	2063	5985
24:00	41	2590	899	2270	5800

## A.9 Elektrizitätsaußenhandel mit den Nachbarländern

Der Austausch von Elektrizität über die bundesdeutschen Grenzen hinweg wird für jeden dritten Mittwoch für die Zeitpunkte 03:00 und 11:00 Uhr mitteleuropäischer Zeit von der Union für die Koordinierung des Transports von Elektrizität (UCTE) als gemessene Leistungsflüsse veröffentlicht. Diese beiden Momentanwerte können wegen möglicher Fahrplanwechsel des Bilanzkreis austauschs kaum stellvertretend für den Elektrizitätsaußenhandel eines ganzen Tages verwendet werden und sind zudem aufgrund teilweise unklarer Bilanzgrenzen zu Österreich und der Schweiz nur mit Einschränkungen zu verwenden.

Der Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber (ETSO) dokumentiert für den Zeitraum ab 20.03.2005 auf der Internetseite <http://www.etsovista.org/> den grenzüberschreitenden Austausch elektrischer Energie für Deutschland tages- und stundenscharf als Zählwerte. Diese integrierten Energiewerte des von den UCTE-Netzleitzentren gemeinsam betriebenen Informationssystems VULCANUS berücksichtigen auch Schwankungen der Leistungs-

flüsse innerhalb der betrachteten Tagesstunden. Die bei ETSO fehlenden Angaben zum Außenhandel mit Skandinavien sind (kostenpflichtig) über Nordpool und die Internetseite <http://www.nordpool.no/> zu erhalten. Tabelle A.11 zeigt die Austauschsaldo Deutschlands zu den einzelnen Nachbarländern und den Gesamtsaldo für jede Stunde des betrachteten Tages.

**Tabelle A.11:** Import- (+) und Exportüberschüsse (-) für Elektrizität

Stunde	NL	FR	CH	PL	SE	DK	CZ	AT	Saldo
00:00 - 01:00	-3343	-517	-3102	-391	617	1669	1688	305	-3074
01:00 - 02:00	-3282	-598	-3303	-328	617	1676	1735	335	-3148
02:00 - 03:00	-3057	-446	-3220	-305	617	1627	1736	379	-2669
03:00 - 04:00	-2679	58	-2902	-274	424	1564	1815	316	-1678
04:00 - 05:00	-2515	207	-2874	-223	412	1566	1713	419	-1295
05:00 - 06:00	-2555	-81	-3160	-356	605	1779	1536	594	-1638
06:00 - 07:00	-2097	306	-3265	-397	419	1776	1621	318	-1319
07:00 - 08:00	-2270	987	-2311	-259	406	1493	1851	-433	-536
08:00 - 09:00	-3272	70	-1951	-201	604	1402	1991	-670	-2027
09:00 - 10:00	-3534	-2	-2115	-277	617	1415	1943	-501	-2454
10:00 - 11:00	-3520	14	-2071	-262	617	1396	1962	-541	-2405
11:00 - 12:00	-3500	15	-2073	-288	617	1431	1909	-678	-2567
12:00 - 13:00	-3423	156	-1894	-225	617	1417	1997	-779	-2134
13:00 - 14:00	-3443	189	-2125	-261	617	1413	1943	-721	-2388
14:00 - 15:00	-3413	185	-2273	-317	617	1426	1884	-602	-2493
15:00 - 16:00	-3335	242	-2431	-392	617	1453	1851	-516	-2511
16:00 - 17:00	-3702	118	-2191	-400	617	1390	1716	-534	-2986
17:00 - 18:00	-3804	-74	-1792	-366	617	1323	1723	-790	-3163
18:00 - 19:00	-3773	-335	-1957	-399	617	1488	1722	-791	-3428
19:00 - 20:00	-3955	-523	-2381	-511	617	1749	1674	-570	-3900
20:00 - 21:00	-3902	-431	-2722	-622	491	1776	1501	239	-3670
21:00 - 22:00	-3715	-453	-3114	-723	382	1796	1488	230	-4109
22:00 - 23:00	-3684	-620	-3584	-740	601	1790	1425	252	-4560
23:00 - 24:00	-3657	-422	-3247	-762	616	1776	1427	178	-4091

## A.10 Pumpspeicherkraftwerke

Für Pumpspeicherkraftwerke kann davon ausgegangen werden, dass die notwendige Pumpenergie zur Speicherung während der Schwachlastzeiten bezogen wird und infolgedessen zur Abschätzung der variablen Betriebskosten die für diese Zeiten relevanten Spotpreise der EEX herangezogen werden können. Hier kann der Durchschnitt beider Off-Peak Produkte der EEX des zu berücksichtigenden Vortags zugrunde gelegt werden, d. h. die Produktzeiten

---

00:00 Uhr bis 08:00 Uhr und 20:00 Uhr bis 24:00 Uhr. Die Preise werden über die Internetseite der EEX <http://www.eex.de/> veröffentlicht.

**Tabelle A.12:** Annahmen zu Beschaffungskosten für Pumpenergie

---

– 20.12.2005
Durchschnitt Off-Peak I und II 54,74 [€/MWh]

---