

# WELCHE PARAMETER BEEINFLUSSEN DIE STROMPREISENTWICKLUNG IN LIBERALISIERTEN MÄRKTEN?<sup>1</sup>

Reinhard HAAS

Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, TU Wien, Gusshausstrasse 27-29/373-2, 1040 Wien, Tel. ++43-1-58801-37352, Fax. ++43-1-58801-37397, E-mail: Reinhard.Haas@tuwien.ac.at

## 1. Motivation und zentrale Fragestellung

Die Realisierung von Wettbewerbspreisen ist eines der wichtigsten Motive für die Liberalisierung der Strommärkte. In bezug auf die langfristige Preisentwicklung werden aber oft wichtige Einflussparameter ignoriert. Vor allem das potenzielle strategische Verhalten von Stromerzeugern wird oft völlig ignoriert. In verschiedenen Aufsätzen wurde allerdings bereits argumentiert, dass strategische Aspekte und Überkapazitäten von zentraler Bedeutung für die Preisentwicklung sind und warum Liberalisierung im Bereich der Elektrizitätswirtschaft nicht automatisch zu Wettbewerbspreisen führen wird.

In diesem Beitrag wird anhand von empirischen Daten für die Strommärkte England&Wales, Nordpool, Mitteleuropa analysiert, welche der folgenden Parameter die kurz- und langfristige Preisentwicklung in liberalisierten Strommärkten beeinflussen:<sup>2</sup>:

- Stromverbrauch
- Historisch gebaute Kraftwerks- und Netz-(Über-)kapazitäten;
- Natürliche Verfügbarkeit (z.B. Volatilität der Wasserkraft)
- Anzahl der Unternehmen und deren potenzielle Marktmacht im Bereich der Stromerzeugung:

## 2. Grundlagen der Preisbildung in einem freien Markt

Das Grundprinzip der Einführung von Wettbewerb im Bereich der Stromwirtschaft basiert auf dem Übergang von historischen Durchschnittskosten zu Grenzkosten in den Wettbewerbssegmenten Erzeugung und Vertrieb, vgl. Abb. 1. Im Idealfall ergibt sich dabei der Preis jeweils aus den kurz- oder langfristigen Grenzkosten (plus einer akzeptablen Rendite für den Erzeuger). Eine entscheidende Rolle spielen dabei jedoch die entsprechenden Randbedingungen in bezug auf Überkapazitäten und Wettbewerbsbedingungen.

---

<sup>1</sup> Dieser Artikel ist eine Kurzfassung eines gleich lautenden Vortrags bei der IEWT2003 an der TU Wien.

<sup>2</sup> Es gibt natürlich noch weitere Parameter, die den Marktpreis für Strom beeinflussen, wie z.B. die Brennstoffpreise und die Baukosten, die aber in diesem Beitrag nicht näher analysiert werden.

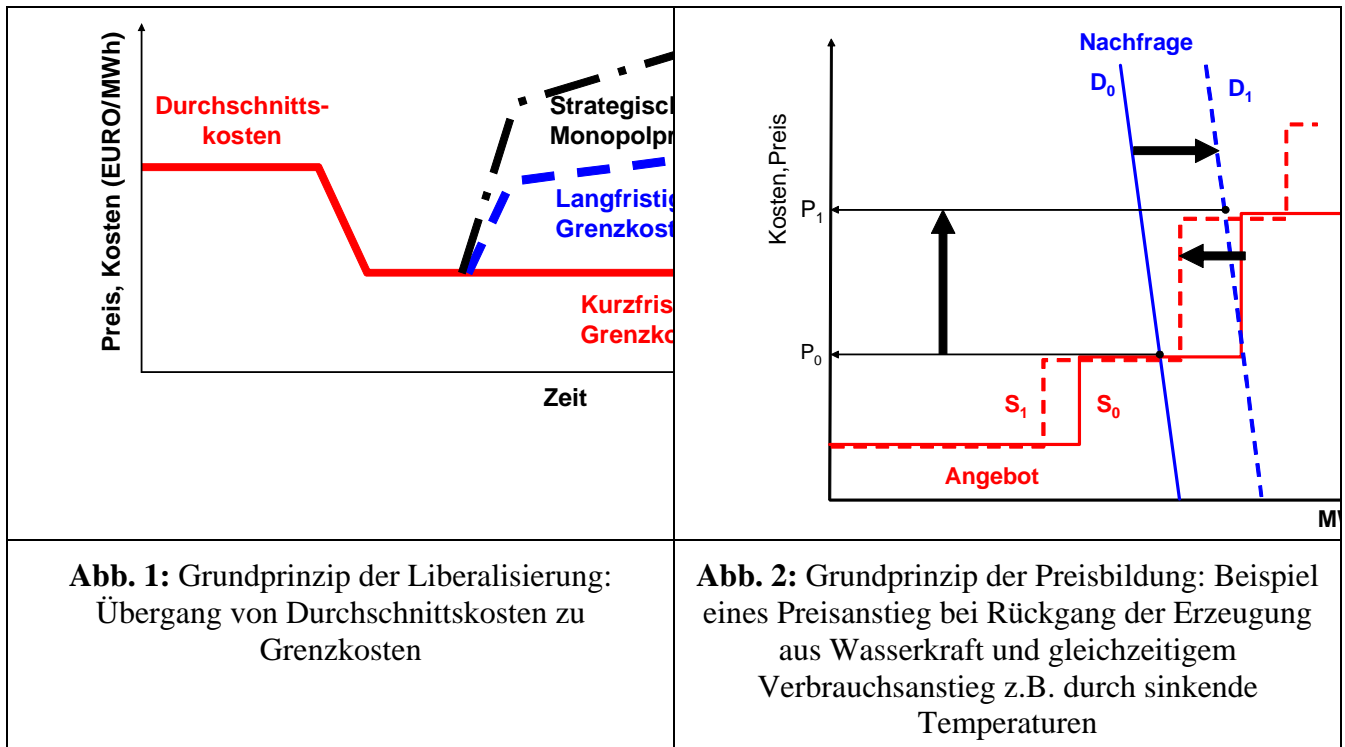


Abb. 2 zeigt das Prinzip der Preisbildung beispielhaft: Bei einem Rückgang der Erzeugung aus Wasserkraft verschiebt die Angebotskurve von  $S_0$  nach  $S_1$ , gleichzeitiger Anstieg der Nachfrage, z.B. durch einen Kälteeinbruch, verschiebt die Nachfragekurve von  $D_0$  nach  $D_1$ . Dies kann innerhalb von kürzester Zeit zu einem substantiellen Preisanstieg von  $p_0$  auf  $p_1$  führen.

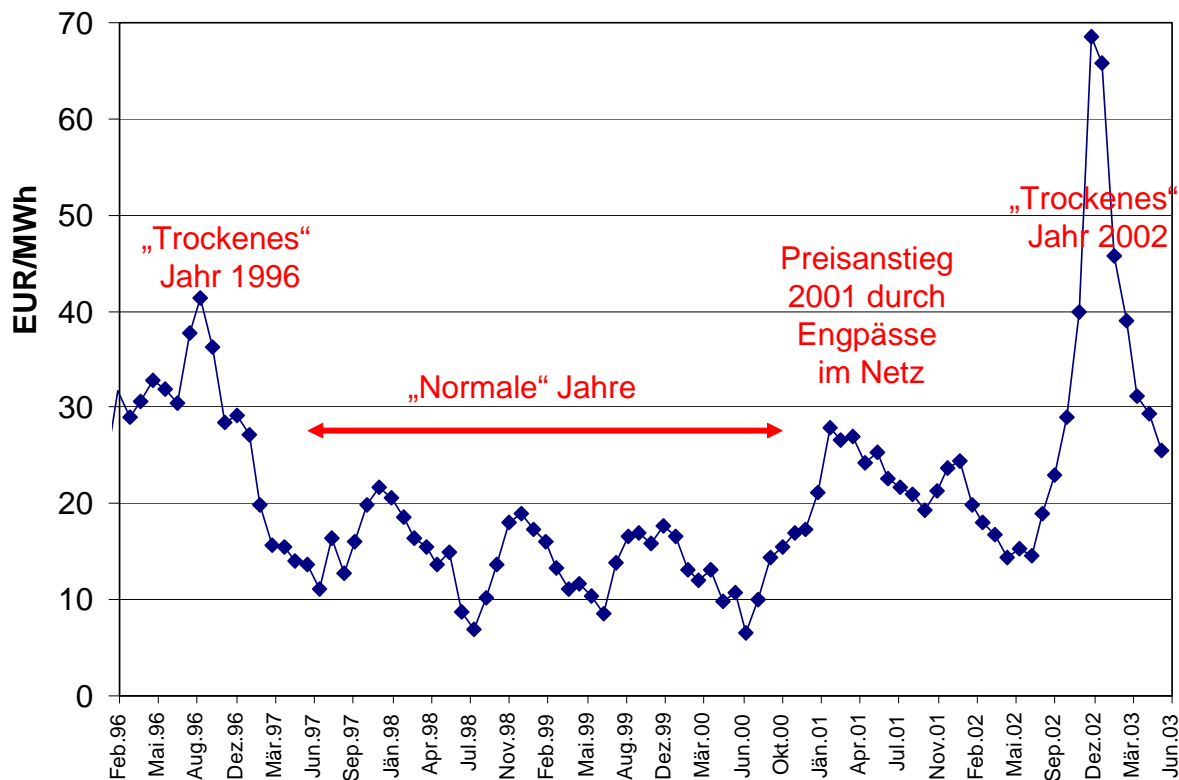
### 3. Länderbeispiele Spotmarktpreise

In diesem Kapitel wird für die am längsten liberalisierten Strommärkte in der EU analysiert, welche Parameter bisher die Spotmarktpreise beeinflusst haben.

#### 3.1 Nordpool

Abb. 3 zeigt die Entwicklung des Spotmarktpreises im nordischen Pool auf monatlicher Basis 1996-2003. Es ist deutlich zu erkennen, dass die Schwankungen aus Wasserkraft in diesem Markt der wichtigste Einflussparameter sind. So sind die Preisspitzen in den Jahren 1996 und Ende 2002 eindeutig auf die verminderte Wasserkraftverfügbarkeit zurückzuführen. In bezug auf das Jahr 2002 ist weiters festzustellen, dass auch die Nachfrage entsprechend gestiegen ist und zu den höheren Preisen deutlicher beigetragen hat, als 1996. Darüber hinaus ist es ab 2000 zunehmend zu Kapazitätsengpässen im Netz im Süden gekommen, die sich in Preissteigerungen niedergeschlagen haben.

## Spotmarktpreis Nordpool

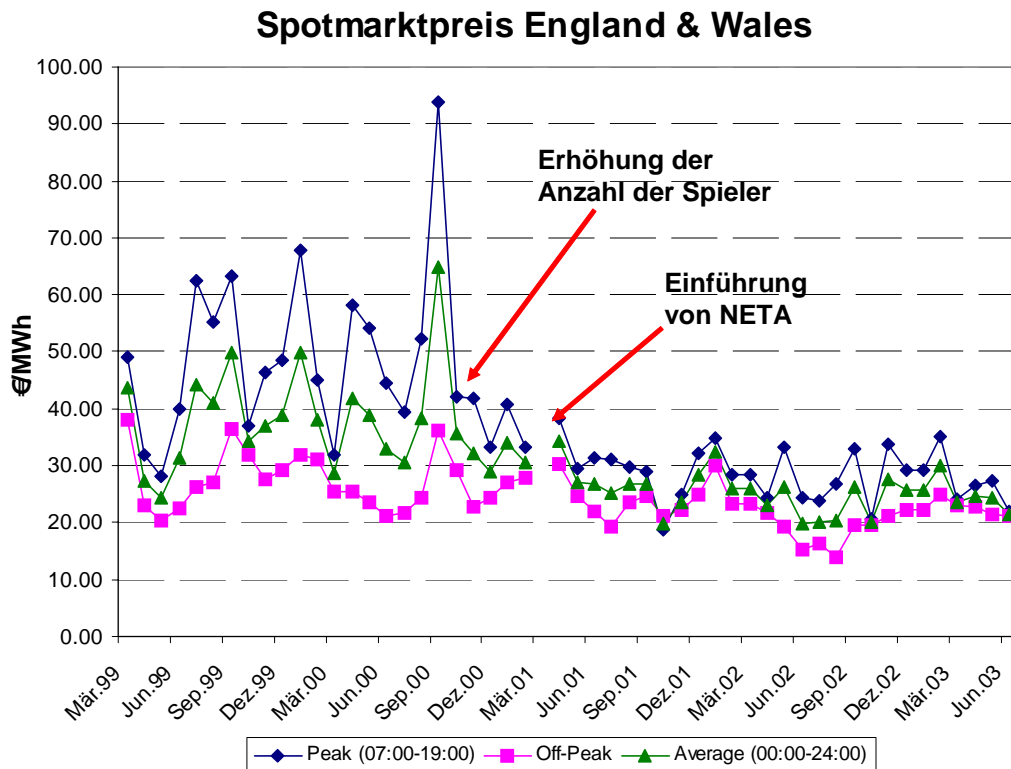


**Abb. 3** Entwicklung des Spotmarktpreises im nordischen Pool auf monatlicher Basis (gewichtete Mittelwerte für Grund- und Spitzenlast) 1996-2003

### 3.2 England&Wales

In bezug auf die Entwicklung der Strompreise in England&Wales sind die folgenden Aspekte von Bedeutung:

- Da der englische Kraftwerkspark von kalorischen und nuklearen Kapazitäten dominiert wird, sind keine bedeutenden Preisschwankungen auf die Verfügbarkeit volatiler natürlicher Ressourcen (z.B. Wasserkraft) zurückzuführen. Vielmehr kann eine deutliche Abhängigkeit von den Gaspreisen nachgewiesen werden;
- Von 1990 bis 1993 hat es einen kontinuierlichen Anstieg der Pool-Preise gegeben, der letztendlich auf strategisches Verhalten ("Gaming") der wenigen Spieler, die es damals gab (insgesamt zwei: *PowerGen* und *National Power*), zurückgeführt wurde (vgl. Bunn [2]); Dieses "Gaming" ist auch als Ursache für die Preisspitzen in den Folgejahren 1994-1996 anzusehen.
- Ab 1999 kam es zu einer Zerschlagung einiger großer Anbieter und damit zu einer Steigerung der Zahl der Spieler auf dem Erzeugermarkt. Dies führte – noch vor der Einführung von NETA – zu einer Preisreduktion ab Ende 2000;



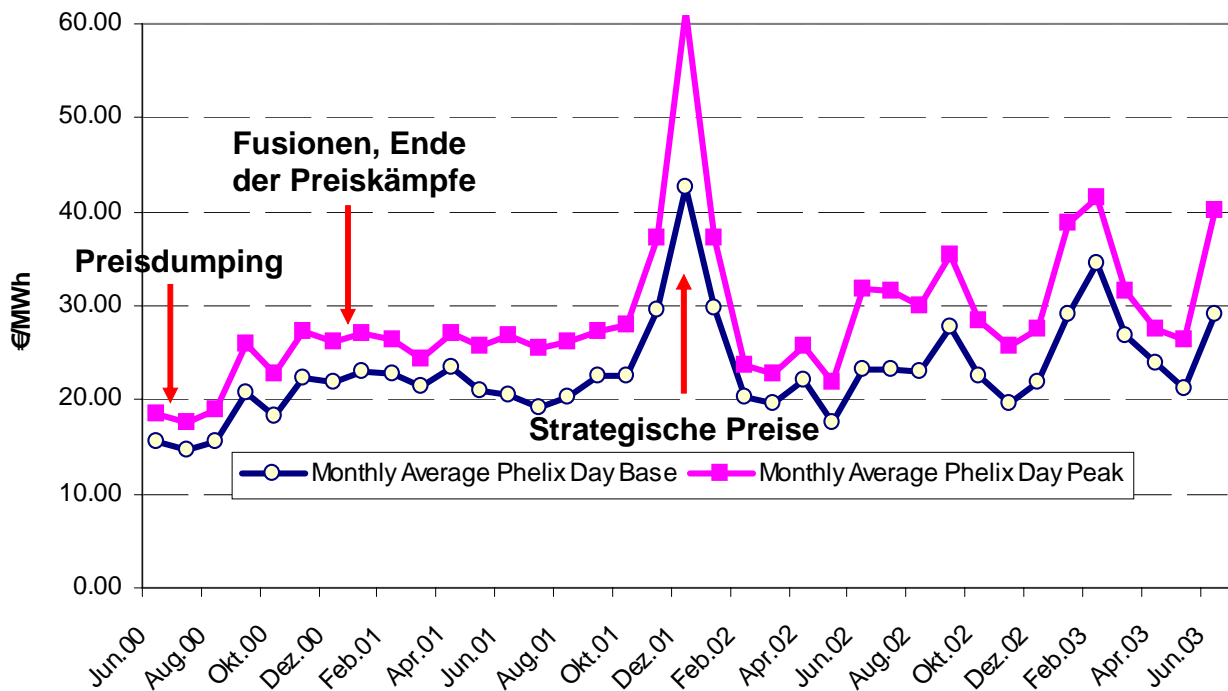
**Abb. 4:** Entwicklung des Spotmarktpreises im englischen Pool auf monatlicher Basis (gewichtete Mittelwerte für Grund- und Spitzenlast) 1999-2003

- Mit der Einführung von NETA im Jahr 2001 wurde neben dem Pool (=Spotmarkt) auch die Möglichkeit für langfristige Verträge geschaffen. Weiters wurden die *capacity payments* abgeschafft. Mittlerweile scheint NETA in dem Sinne "zu gut" zu funktionieren, daß die Pool-Preise auf ein so niedriges Niveau gesunken sind, vgl. Abb. 4, dass mehrere Kraftwerksbetreiber an den Rand des Ruins getrieben wurden. D.h., da die Preise praktisch gleich sind den variablen Kosten werden keine Deckungsbeiträge mehr für Investitionen erwirtschaftet!

### 3.3 Deutschland

Die Entwicklung des Spotmarktpreises in Deutschland seit 2000 zeigt Abb. 5. Es ist deutlich zu erkennen, dass die Preise seit Beginn der Liberalisierung kontinuierlich gestiegen sind. Wichtige Gründe dafür waren die Fusionen 2000, die zu einer deutlichen Reduktion der Spieler geführt hatten, und die von Mitte 1999 bis Anfang 2001 kontinuierlich gestiegenen Gaspreise. Allerdings ist ab Mitte 2001 kein Zusammenhang mehr erkennbar. Während sich die Gaspreise bis 2002 wieder halbiert haben, sind die Strompreise tendenziell weiter leicht gestiegen. Die bisher zunehmende Volatilität der Strompreise in Deutschland ist vor allem auf temporäre und im liberalisierten Markt unkoordinierte Kraftwerksrevisionen zurückzuführen. Weiters können diese temporären Preisspitzen auch als erstes Anzeichen für strategische Preise betrachtet werden.

## Spotmarktpreis Deutscher Markt



**Abb. 5:** Entwicklung der Spotmarktpreise in Deutschland auf monatlicher Basis aufgeschlüsselt nach Grund- und Spitzenlast 2000-2003

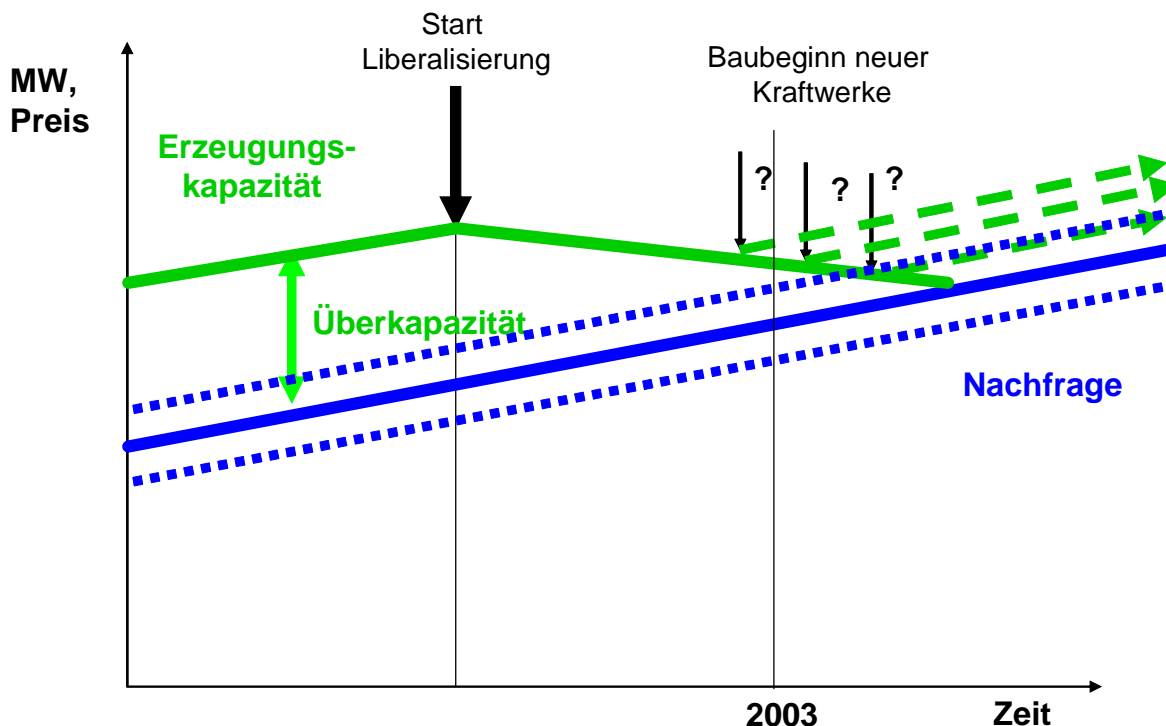
### 4. Zukunftsperspektiven

Welche Erkenntnisse können nun aus diesen Analysen für die zukünftige Preisentwicklung in Österreich abgeleitet werden kann?

In bezug auf die Entwicklung der Nachfrage ist festzustellen, dass diese in den letzten Jahren (1999-2001) um etwa 3% pro Jahr gestiegen ist. Unter der Randbedingung „billiger“ Preise ist auch für die nächsten Jahre mit diesen Steigerungen zu rechnen. Dies könnte sich bei einem Rückgang der Überproduktion aus Wasserkraft schon sehr bald auf die Preise auswirken.

Bezüglich Zahl der Unternehmen im Bereich der Stromerzeugung ist festzustellen, dass diese in den letzten Jahren kontinuierlich gesunken ist, vgl. Haas/Auer [2]. Zentraler Grund dafür ist die Unfähigkeit oder der Unwille der Europäischen Kommission, die Zusammenschlüsse unter den Erzeugern zu verhindern, und es damit einigen großen Spielern zu ermöglichen, marktbeherrschende Stellungen sowohl im Bereich der Erzeugung als auch im Bereich der Übertragung auszuüben D.h., die derzeit praktizierte Vorgangsweise der EU bei der Liberalisierung des europäischen Strommarktes führt zu einem kontinuierlich voranschreitenden Konzentrationsprozeß und zur Bildung von Oligopolen mit marktbeherrschender Stellung nicht aber zu Wettbewerb.

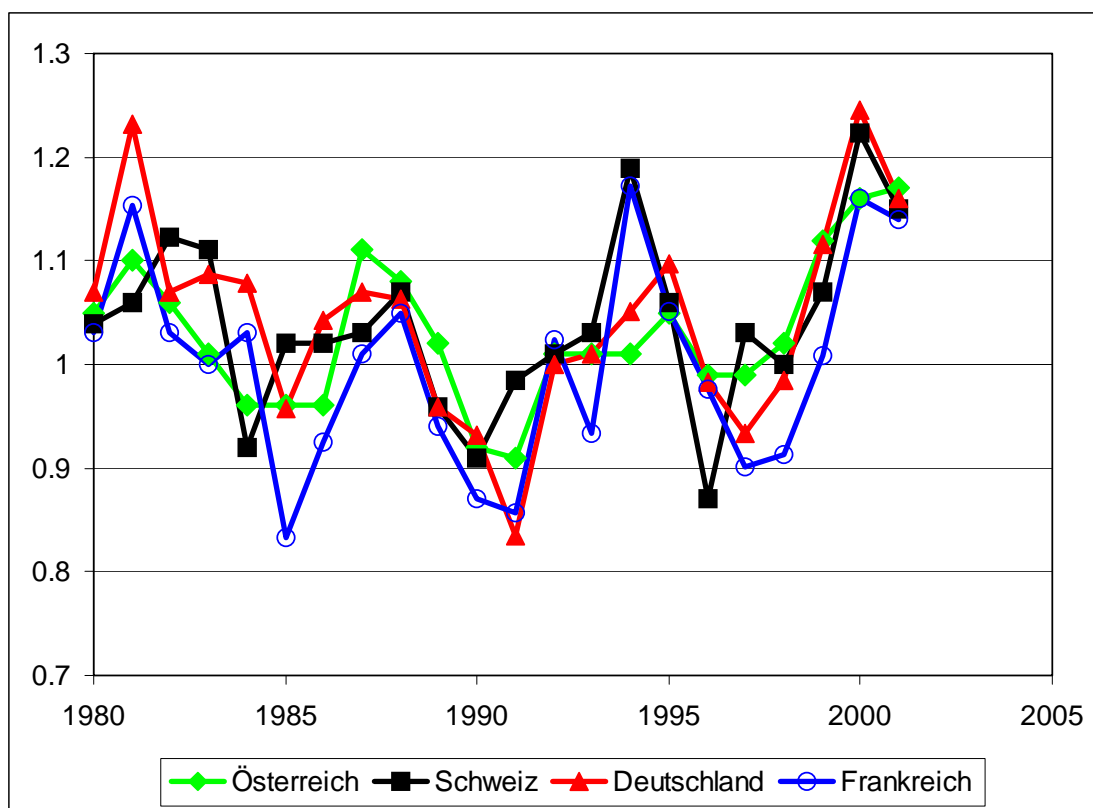
Bei den Kraftwerkskapazitäten existieren derzeit europaweit insgesamt noch mehr als 30% an Überkapazitäten. In manchen Regionen ist das mehr, in anderen (Italien) deutlich weniger. Das Ziel der Erzeuger ist natürlich, diese Überkapazitäten abzubauen, um höhere Preise lukrieren zu können. So haben z.B. bereits unmittelbar nach den großen Fusionen in Deutschland in den Jahren 2000 und 2001 diese Unternehmen RWE und E.ON angekündigt, die Überkapazitäten kontinuierlich abzubauen. Insgesamt ist damit zu rechnen, dass in den nächsten 5 bis 10 Jahren der Abbau an alten Kapazitäten den Kapazitätszubau übersteigt und insgesamt die Schere zwischen Nachfrage und Kapazitäten deutlich abnimmt, vgl. Abb. 6, und die prinzipielle Frage ist, ob rechtzeitig gelingen wird, Anreize für den Bau neuer Kraftwerke zu setzen. Prinzipiell sind für die zukünftige Kapazitätsentwicklung zwei Extremfälle möglich: Jene entsprechend dem Modell Kalifornien (dramatische Engpässe nach einer gewissen Zeit) oder entsprechend dem Beispiel England (mittelfristig gesicherte Überkapazitäten).



**Abb. 6:** Kapazitätsentwicklung in Mitteleuropa

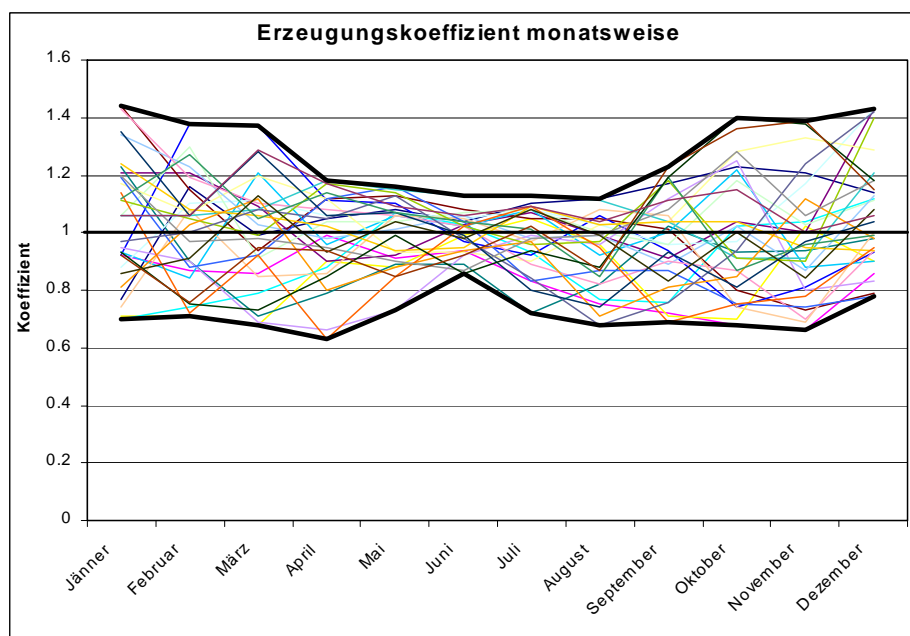
Die verfügbaren Kapazitäten sind darüber hinaus auch von den möglichen jährlichen Schwankungen der Wasserkraft abhängig. Dies veranschaulicht Abb. 7, in der der jährliche Erzeugungskoeffizient der Wasserkraft in Österreich, der Schweiz, Frankreich und Deutschland dargestellt ist. Dieser gibt an, wieviel Prozent vom jährlichen Regelarbeitsvermögen (RAV) tatsächlich erzeugt wurde. Im langjährigen Mittel beträgt der Erzeugungskoeffizient 1. Eine wichtige Erkenntnis für potenzielle zukünftige Probleme in Österreich ist, dass der Verlauf des Erzeugungskoeffizienten aus Wasserkraft in den einzelnen Ländern sehr ähnlich ist, vgl. Abb. 7. D.h., wenn Strom aus Wasserkraft in einem Land knapp wird, ist das auch in den Nachbarländern wahrscheinlich.

In den letzten Jahren (1999-2001) lag die Wasserkrafterzeugung immer deutlich um bis zu 15% über dem langjährigen Durchschnitt, vgl. Abb. 7, und hat die Strompreise in Mitteleuropa (noch) nicht beeinflusst. Wie die Erfahrungen aus den nordischen Ländern aber zeigen, können die potenziellen Wasserkraftschwankungen zumindest kurzfristig das Niveau der Großhandelspreise deutlich beeinflussen!



**Abb. 7:** Jährlicher Erzeugungskoeffizient der Laufkraftwerke (Quelle: Betriebsstatistik)

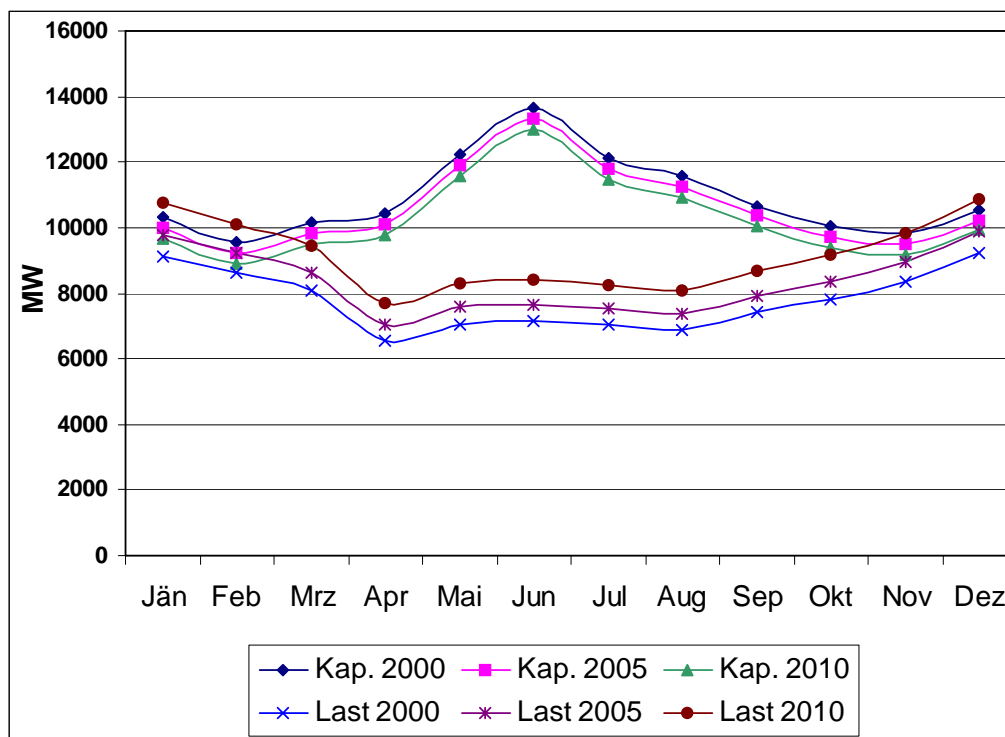
Darüber hinaus sind Stromverbrauch und Wasserdargebot über ein Jahr in allen mitteleuropäischen Ländern prinzipiell gegenläufig. In den Sommermonaten ist der Verbrauch – noch – geringer als im Winter. Die Wintermonate sind durch höheren Strombedarf bei geringem Wasserdargebot gekennzeichnet.



**Abb. 8:** Streuung des monatlichen Erzeugungskoeffizienten der Laufkraftwerke in Österreich 1970-2000 (Quelle: Betriebsstatistik)

Weiters sind die Schwankungen des Stromangebots aus Wasserkraft in den Wintermonaten, in denen das RAV der Wasserkraftwerke ohnehin am niedrigsten ist, am größten und können praktisch zwischen dem 0,7- und dem 1,4-fachen des monatlichen RAV streuen, vgl. Abb. 8. Werden nun die

prognostizierten Höchstlasten der Verbraucher in den einzelnen Monaten der langjährigen Minimalaufbringung gegenübergestellt, zeigt sich entsprechend Abb. 14, dass für Österreich die Versorgungssituation in den nächsten Jahre. Demnach könnte bei einem Rückgang der Wasserkraft auf die Minimalwerte schon jetzt in einzelnen Monaten der Inlandsbedarf nicht mehr gedeckt werden.



**Abb. 9:** Monatliche Last und verfügbare Kapazität bei minimaler Wasserkraftaufbringung

Zusammenfassend kann somit für die zukünftige Preisentwicklung unter der Randbedingung, dass es zu keinen rigorosen regulatorischen Eingriffen im Wettbewerbssegment Aufbringung kommt, die Entwicklung nach Abb. 10 erwartet werden:

Nach der Liberalisierung steigt typischerweise – vor allem auch bedingt durch die Versprechungen Strom im liberalisierten Markt sei langfristig billig – der Verbrauch an. Sobald letztendlich die (Kraftwerks- und/oder Netz-) Kapazitäten knapp werden, dominieren schließlich – zumindest in den Zeiten mit geringer natürlicher Aufbringung – strategische Preise mit deutlichem Marktmachtcharakter bzw. langfristig Monopolpreise.



## Perspektiven der Strompreisentwicklung der Aufbringung beim Übergang zu einem „freien“ privaten Strommarkt ohne regulierende Begleitmaßnahmen

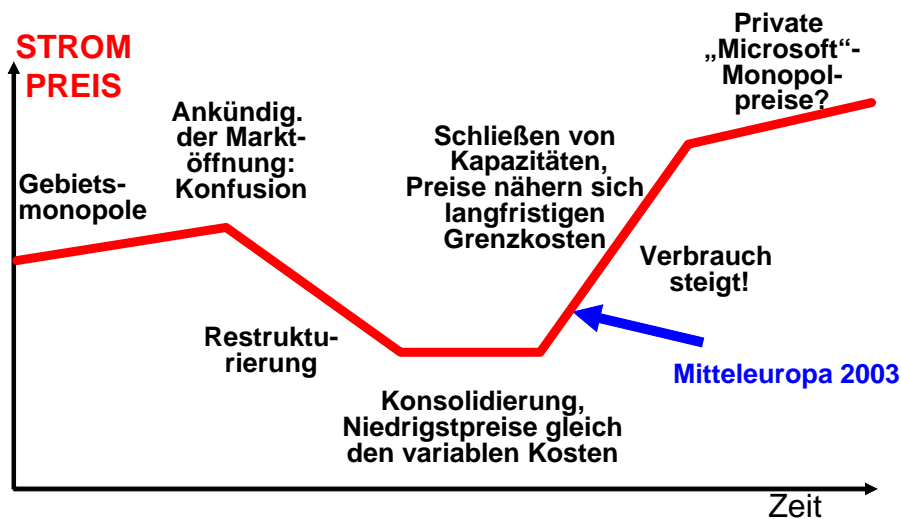


Abb. 10: Strompreisentwicklung in einem freien Strommarkt ohne regulierende Begleitmaßnahmen (siehe auch [2])

## 5. Schlußfolgerungen

Die wichtigsten Schlussfolgerungen aus diesen Analysen sind:

Von zentraler Bedeutung für die Entwicklung der Strompreise im Großhandel ist das Vorhandensein von Überkapazitäten sowohl bei den Kraftwerken als auch bei den Netzen. Wichtig ist weiters die Anzahl der Spieler. Denn nur wenn die Überkapazitäten auf eine ausreichend große Anzahl von Spielern im relevanten Markt aufgeteilt sind, können Wettbewerbspreise zustande kommen. Das bedeutet weiters auf EU-Ebene dass die von der Europäischen Kommission angestrebte 100%ige Liberalisierung der Strommärkte nicht ausreichend ist für die effektive Einführung von Wettbewerb im Strommarkt (vgl. auch Newbery [3]). Um effektiven Wettbewerb herbeizuführen, müssten die folgenden Bedingungen erfüllt werden:

- die Europäische Kommission müsste rasch und ernsthaft daran gehen, die großen Erzeuger zu zerschlagen, indem sie diese zwingt, Kraftwerke zu verkaufen. Nur so kann es tatsächlich eine ausreichend hohe Zahl an Erzeugern geben, die in einem liberalisierten Strommarkt zueinander in Konkurrenz stehen.
- Es sind mittelfristig Anreize für bestimmte Überkapazitäten zu schaffen, z.B. Zahlungen für das Bereithalten von Kraftwerken (capacity payments), die garantieren, dass tatsächlich Wettbewerb möglich ist. Dazu ist von zentraler Bedeutung, dass die europäischen Regulatoren (bzw. ein Regulator in Brüssel), die europaweite Entwicklung der Erzeugungs- und der Übertragungskapazitäten und des Verbrauchs sehr sorgfältig zu beobachten und rechtzeitig ein Anreizsystem für neue Investitionen implementiert wird.
- Schliesslich ist die Nachfragekurve „zu entwickeln“. Es ist notwendig zu erreichen, dass die Nachfrage zunehmend auf Preisschwankungen reagiert. Das bedeutet z. B., dass zu Spitzenlastzeiten der Einsatz von Spitzenlastkraftwerken in Konkurrenz zu der Lastreduktion grosser Industriebetriebe stehen muss. Nur bei Vorhandensein von Flexibilität sowohl auf der Angebots- als auch auf der Nachfrageseite können effektive Wettbewerbspreise zustande kommen.

## LITERATUR

- [1] Bunn D. W., C. Day, K. Vlahos, "Understanding Latent Market Power in the Electricity Pool of England and Wales", Proceedings, EPRI International Conference on Pricing Strategies, 17-19 June, Washington DC, USA, 1998.
- [2] Haas Reinhard, Hans Auer: "Das Ende billigen Stroms in Mitteleuropa", VEÖ-Journal 4/2002, 22-25.
- [3] Newbery David M: „Freer electricity markets in the UK – a progress report“, Energy Policy, 26(10), 1998, 743-749.