

Politische Rahmenbedingungen für Kraftwerksneuinvestitionen

Dietmar Dürr

Die Bundesregierung beabsichtigt, bis zur Sommerpause eine Reihe von energiepolitischen Initiativen zu verabschieden. Dazu gehören u.a. das Zuteilungsgesetz (ZuG2012) und die GWB-Novelle (GWB-N). Die konkrete Gesetzesgestaltung wird vom Unmut über die Energiepreisentwicklung und der Klimadebatte diktiert. Darüber ist die Gestaltung der Rahmenbedingungen für die benötigten Neu- und Ersatzinvestitionen im Kraftwerkspark in den Hintergrund geraten.

Wegen der Altersstruktur des Kraftwerksparks müssen bis 2020 **32.000 MW** Kraftwerkskapazitäten aus Steinkohle, Braunkohle und Gas erneuert werden, zusätzliche **22.000 MW** mit dem Atomkraftausstieg. Trotz anspruchsvoller Ziele bei Erneuerbaren Energien und Energieeffizienz gehen ehrgeizige Studien davon aus, daß „noch ein beträchtlicher Spielraum für den Neubau moderner fossiler Kraftwerke“ besteht ¹. Der Ersatz fossiler Kraftwerke erfordert Investitionen von etwa **27 bis 30 Milliarden €** mit dem Atomkraftausstieg müssen **35 bis 40 Milliarden €** aufgebracht werden.

Dieses Investitionsprogramm am Standort Deutschland werden Investoren, seien es internationale oder deutsche Unternehmen, nur in Angriff nehmen, wenn

- a) die politischen Rahmenbedingungen in Deutschland **langfristig verlässlich** sind und
- b) die Investitionen über ein **rentierliches Niveau** der Strompreise über einen langen Zeitraum (>20 Jahre) refinanziert werden können.

Angesichts der Oligopolsituation im Erzeugungsbereich möchte die Bundesregierung zur **Wettbewerbsintensivierung** neue Wettbewerber gewinnen. Darüber hinaus hat sie angekündigt, den Emissionshandel so auszugestalten, dass er **Anreize zum Neubau** von effizienten und umweltfreundlichen Kraftwerken gibt ². Diese beiden Ziele drohen in den Hintergrund zu geraten:

Noch im April 2006 wurden auf dem Energiegipfel 32.400 MW an Neubauprojekten angekündigt, davon die Hälfte von **neuen Marktteilnehmern**, die bisher noch nicht in der Stromproduktion aktiv sind (siehe Tabelle 1) ³. Im Sommer 2007 sind viele dieser Neubauprojekte nur mehr „Absichtserklärungen“, die aufgrund der Unsicherheit über die politischen Rahmenbedingungen nicht weiterverfolgt werden ⁴. Das hat vor allem drei Gründe:

1. Der deutsche NAP und das Zuteilungsgesetz (ZuG2007) wurden *bisher* als investitionsfreundlich eingestuft, weshalb es eine Sogwirkung für Kraftwerksinvestitionen nach Deutschland gab. Die EU-Kommission hat diese Sogwirkung kritisiert und eine Zuteilungsgarantie über 2012 hinaus untersagt ⁵. Damit fehlen z.Zt. aber **investive Langfristperspektiven**.
2. Die Bundesregierung hat im revidierten NAP II (und ZuG2012) einer Verschärfung des CO₂-Reduktionsziels zugestimmt, die die CO₂-Preisrisiken verstärkt. Über die Verschärfung des Caps hinaus, der mit **Abschöpfung von Windfall Profits** gerechtfertigt wird, wird z.Zt. eine nochmalige Verschärfung der CO₂-Kosten über eine **Auktionierung** diskutiert.

3. Die deutsche Politik setzt, in ihrem - teilweise verständlichen Unmut - über Energiepreisentwicklungen, auf preiskontrolläquivalente Mechanismen, die die wettbewerbliche Preisbildung an den Großhandelsmärkten behindern. Damit wird aber die langfristige **Funktion der Preisbildung** für Investitionsentscheidungen mißverstanden:

Investitionsentscheidungen in neue Kraftwerke erfolgen auf der Basis der Kapital- und Betriebskosten, der Brennstoffkosten und der CO₂-Kosten. Dazu müssen sich die Großhandelspreise dauerhaft in einem Niveau bewegen, das es auch neuen Wettbewerbern erlaubt, die Investitionen für neue Kraftwerke zu refinanzieren. Diese Kapitalkosten, die bei der derzeitigen Grenzkostenpreisbetrachtung unberücksichtigt bleiben, belaufen sich bei einem typischen Steinkohlekraftwerk (600 MW) auf ca. 62 bis 67 Mio. €/a, bei einem Gaskraftwerk (600 MW) auf ca. 52 bis 58 Mio. €/a. Zur Finanzierung der Kapitalkosten benötigen neue Kraftwerke über 20 Jahre eine zusätzliche Prämie zu bereits abgeschriebenen Kraftwerken von etwa 23 €/je Megawattstunde (2,3 cent je / kWh) ⁶.

In der Anfangsphase des Wettbewerbs in Deutschland war das lange Zeit nicht möglich ⁷. Erst seit zwei Jahren bewegen sich die Großhandelspreise in einem Bereich von 38-50 €/MWh, der eine **Refinanzierung der Kapitalkosten** für Neuinvestitionen zulassen würde. Das Großhandelspreisniveau wird jedoch zunehmend politisch angefochten. Zudem wird das Investitionsrisiko, das in den bisherigen Investitionsberechnungen der Neuinvestoren über eine kostenlose Zuteilung von CO₂-Zertifikaten abgedeckt werden konnte, durch die Debatte um eine **Auktionierung** verschärft:

Die Auktionierung von CO₂-Zertifikaten wird mit der Begründung gerechtfertigt, es handele sich um die **Abschöpfung von Windfall Profits**, d.h. Gewinnen ohne Gegenleistung. Dieses Argument ist bei neu zu errichtenden Kraftwerken nicht gegeben: Diese Kraftwerke erhalten eine Ausstattung nach dem Stand der verfügbaren Technik. Die Frage der kostenlosen Zuteilung vs. Auktionierung ist aber die Frage, ob Neuinvestitionen zusätzlich zum Kapitalkostenrisiko, das abgeschriebene Kraftwerke nicht aufweisen, auch das **CO₂-Preisrisiko** tragen müssen.

Es erstaunt nur vordergründig, dass die neuen Wettbewerber, bei denen es sich um **Stadtwerke** und **ausländische Unternehmen** handelt, der Erosion ihrer Rahmenbedingungen apathisch zusehen: Sie sind untereinander Wettbewerber, in verschiedenen Verbänden organisiert und verfügen über unterschiedliche Rückzugsmöglichkeiten. Ausländische Investoren verweisen darauf, dass sie bei unzureichenden Rahmenbedingungen in **andere europäische Teilmärkte** ausweichen. Diese Option steht deutschen Investoren, insbesondere von Stadtwerkeseite, nur bedingt offen.

Geplante unabhängige * Kraftwerksinvestitionen in Deutschland (ohne Big4 und STEAG)

Unternehmen	Standort	Leistung	Energieträger
Ausländische Investoren:			
DONGenergy	Lubmin	2 x 800 MW	Steinkohle
Electrabel	Norddeutschland	2 x 800 MW	Steinkohle
Statkraft	Südwestdeutschland	400 MW	Erdgas
	Herdecke	400 MW	Erdgas
Concord Power	Hürth	812 MW	Erdgas
	Lubmin I	1200 MW	Erdgas
Advanced Power AG	Lubmin II	1200 MW	Erdgas
	Bocholt	400 MW	Erdgas
Deutsche Essent	Lippstadt	260 MW	Erdgas
Iberdrola	Mecklar-Marbach	1000 MW	Erdgas
	Brunsbüttel	800 MW	Steinkohle
Deutsche Zusammenschlüsse			
Trianel Power	Hamm	800 MW	Erdgas
	Lünen	750 MW	Steinkohle
	Uerdingen	750 MW	Steinkohle
Südweststrom	Wertheim	400 MW	Erdgas
Ges. f. Stromhandel	Ruhrgebiet	400 MW	Erdgas
	EWMR	Ruhrgebiet	1100 MW

Deutsche Stadtwerke			
N-Ergie	Irsching 5	400 MW	Erdgas
	Dettelbach	800 MW	Erdgas
28 Stadtwerke, STEAG *	Herne	700 MW	Steinkohle
Braunschweiger VAG	Braunschweig	400 MW	Erdgas
MVV, SW Kiel, E.ON *	Kiel	800 MW	Steinkohle
SW Hannover, E.ON *	offen	1100 MW	Steinkohle
SW Düsseldorf	Düsseldorf	500 MW	Steinkohle
SWB	Bremen	910 MW	Steinkohle
Rheinenergie	Köln	800 MW	Steinkohle

Tabelle 1: Quelle: VDEW, eigene Recherchen (* = mit Beteiligung Big-4 oder STEAG)

In der Folge werden die Investitionsberechnungen der neuen Wettbewerber, die das vorherrschende **Erzeugungsoligopol** aufbrechen könnten, zunehmend obsolet. Die etablierten Anbieter, deren Preisgebaren kritisiert wird, können andererseits „entsprechende Neubauten auch ohne allzu große Preisschwankungen realisieren“, da sie über Durchmischungseffekte verfügen⁸.

Um die Investitionen für **hocheffiziente Kraftwerke** und mehr **Wettbewerb im Erzeugungsbereich** zu stimulieren, sollte die Bundesregierung verstärktes Augenmerk auf die investiven Folgen des Emissionshandels für neue Wettbewerber lenken: Es erschiene sachgerecht, Neuanlagen mit Fixkostenrisiko durch eine **kostenlose Zuteilung** zumindest vom CO₂-Preisrisiko zu entlasten. Dabei würde der Nettobarwert der Zuteilung (bei CO₂-Preisen von 20 €/je Zertifikat) in etwa das Kapitalkostenrisiko eines Neubaukraftwerks (600 MW) aufwiegen und somit die Investitionsrisiken vermindern.

Darüber hinaus sollte die Bundesregierung– angesichts der europäischen Konkurrenz um Kraftwerksneuinvestitionen – ein **günstiges Investitionsklima** für Neuinvestitionen am Standort Deutschland schaffen. Dass die ehrgeizigen klima- und versorgungspolitischen Ziele Deutschlands ohne den **substanziellen Beitrag neuer fossiler Kraftwerke** nicht erreicht werden können, schlägt sich bisher nicht in der politischen Würdigung nieder. Die bisherigen Initiativen (Kraftwerksanschlußverordnung, Anreizregulierungsverordnung, Infrastrukturbeschleunigungsgesetz) verbessern zwar den Zugang zu den Netzen; sie schaffen aber per se keine Investitionssicherheit für die Errichtung neuer Kapazitäten. Dazu bedarf es langfristiger ökonomischer Rahmenbedingungen:

- a) Schaffung von **Investitionssicherheit** über Legislatur- und Emissionshandelsperioden hinaus;
- b) Berücksichtigung der **wettbewerbsintensivierenden Funktion** neuer Teilnehmer in den Erzeugungsmärkten;
- c) Investitionssichernde Gestaltung des EU-Emissionshandels, durch
 - d) **Harmonisierung** der Zuteilungsregeln in der EU,
 - e) Differenzierung einer evtl. **Auktionierung** nach 2012 nach Bestands- und Neuanlagen,
 - f) **Verlängerung der Emissionshandelszeiträume** (z.B. 10 Jahre) bzw. Vorgabe eines EU-einheitlichen Zielpfades (**Cap**) über 20 Jahre, der nur instrumental adjustiert werden muß;
- g) Kartellrechtliche Kontrolle, aber **keine Unterdrückung von Preismechanismen**;
- h) Nutzung der verbliebenen nationalen Gestaltungsspielräume, die **Investitionen am Standort Deutschland** zulassen.

1 J. Nitsch: Leitstudie 2007. Aktualisierung und Neubewertung der „Ausbaustrategie Erneuerbare Energien“ [...], Untersuchung im Auftrag des BMU, Februar 2007, S. 36f.

2 Koalitionsvertrag CDU, CSU, SPD v. 11.11.2005, 7.2. Emissionshandel, S. 55

3 VDEW: Stand Kraftwerksprojekte in Deutschland, 27.10.2006

4 Veränderte Rahmenbedingungen. Strombranche zögert mit Investitionen, Handelsblatt, 10.04.2007

5 BMU: Antworten der Bundesregierung zu den Fragen der Kommission der Europäischen Union zum nationalen Zuteilungsplan 2008-2012 [...], 26.09.07, S. 23

6 U. Wagner: CO₂-Vermeidungskosten im Kraftwerksbereich, Gutachten für das BMU, April 2004

7 W. Pfaffenberger et al.: Investitionen im liberalisierten Energiemarkt, Januar 2004, S. 8-24

8 ebd., S. 9-10