

Sven Bode

# Kernenergieausstieg und Strompreis

*Der 2002 beschlossene langfristige Ausstieg aus der Kernenergienutzung wird derzeit kritisch diskutiert. Sind mit dem Ausstieg steigende Strompreise und CO<sub>2</sub>-Emissionen verbunden? Welche direkten und indirekten Wirkungen hat ein Rückgang der Kraftwerkskapazitäten? Wie würde sich ein Umsteuern in der Kraftwerkspolitik auswirken?*

Nach derzeitiger Gesetzeslage gelten für die Kernkraftwerke in Deutschland bestimmte Restlaufzeiten gemessen in Reststrommengen. Im Rahmen der Diskussion um Klimaschutz und die Strompreisentwicklung wird regelmäßig geäußert, dass mit dem Kernenergieausstieg ein Anstieg des Strompreises und der CO<sub>2</sub>-Emissionen verbunden sei. Der folgende Beitrag geht auf die Argumente ein. Es wird zum einen gezeigt, dass beide Größen in der Tat ansteigen können. Zum anderen wird verdeutlicht, dass auch die Diskussion über eine mögliche Umkehr des Ausstiegsbeschlusses selbst schon zu einem höheren Strompreis führen kann.

Nach der Atomgesetzgebung gibt es für die Kernkraftwerke in Deutschland zurzeit so genannte Restlaufzeiten, die in Form erlaubter Stromproduktion in den einzelnen Kraftwerken konkretisiert sind.<sup>1</sup> Während das Kernkraftwerk (kurz: KKW) Stade die Stromproduktion bereits eingestellt hat, werden andere Standorte vermutlich noch bis 2020 produzieren. Genaue Angaben sind nicht möglich, da die verbleibenden Strommengen grundsätzlich von einem zum anderen Kraftwerk übertragen werden können.<sup>2</sup> Der Ausstiegsbeschluss wird seit langem in der politischen Diskussion immer wieder kritisiert,<sup>3</sup> wobei zum einen das Thema „Versorgungssicherheit“ – wie jüngst im Kontext der geschlossenen Ölpipeline aus Russland zu sehen – zum anderen der Anstieg von Strompreis und CO<sub>2</sub>-Emissionen vorgebracht werden.

Bei der Analyse dieser beiden Punkte wird eine direkte und eine indirekte Wirkung unterschieden. Während die direkte Wirkung ausschließlich auf den Strommarkt zielt und auf die dort vorhandene Kraftwerkskapazität eingeht, wird bei der indirekten Wirkung auch der Markt für CO<sub>2</sub>-Emissionsberechtigungen berücksichtigt. Darüber hinaus ist zu bedenken, dass von der Entscheidung für einen Kraftwerksneubau bis zum Betriebsbeginn je nach geplanter Anlage mehrere Jahre vergehen können. Diese zeitliche Dimension wurde in

der Vergangenheit wenig berücksichtigt. Auch dieser Aspekt wird nachfolgend näher diskutiert. Die Analyse erfolgt qualitativ, eine quantitative Untersuchung wäre allerdings ebenso möglich.

## Direkte Wirkung: Kraftwerkskapazität und Strompreis

Die direkte Wirkung stellt auf den Strommarkt ab. Nach gängigem Verständnis bieten Stromerzeuger auf dem Spotmarkt zu Grenzkosten an.<sup>4</sup> Die Grenzkosten hängen stark vom verwendeten Brennstoff auf. Aber auch innerhalb einer Brennstoffklasse variieren die Grenzkosten in Abhängigkeit des Wirkungsgrades der Anlagen. Der gleichgewichtige Strompreis, nachfolgend  $p^*$  genannt, ergibt sich im Schnittpunkt von aggregierter Angebots- und Nachfragekurve. Die aggre-

<sup>1</sup> Siehe Gesetz zur geordneten Beendigung der Kernenergienutzung zur gewerblichen Erzeugung von Elektrizität vom 22. April 2002, Anlage 3.

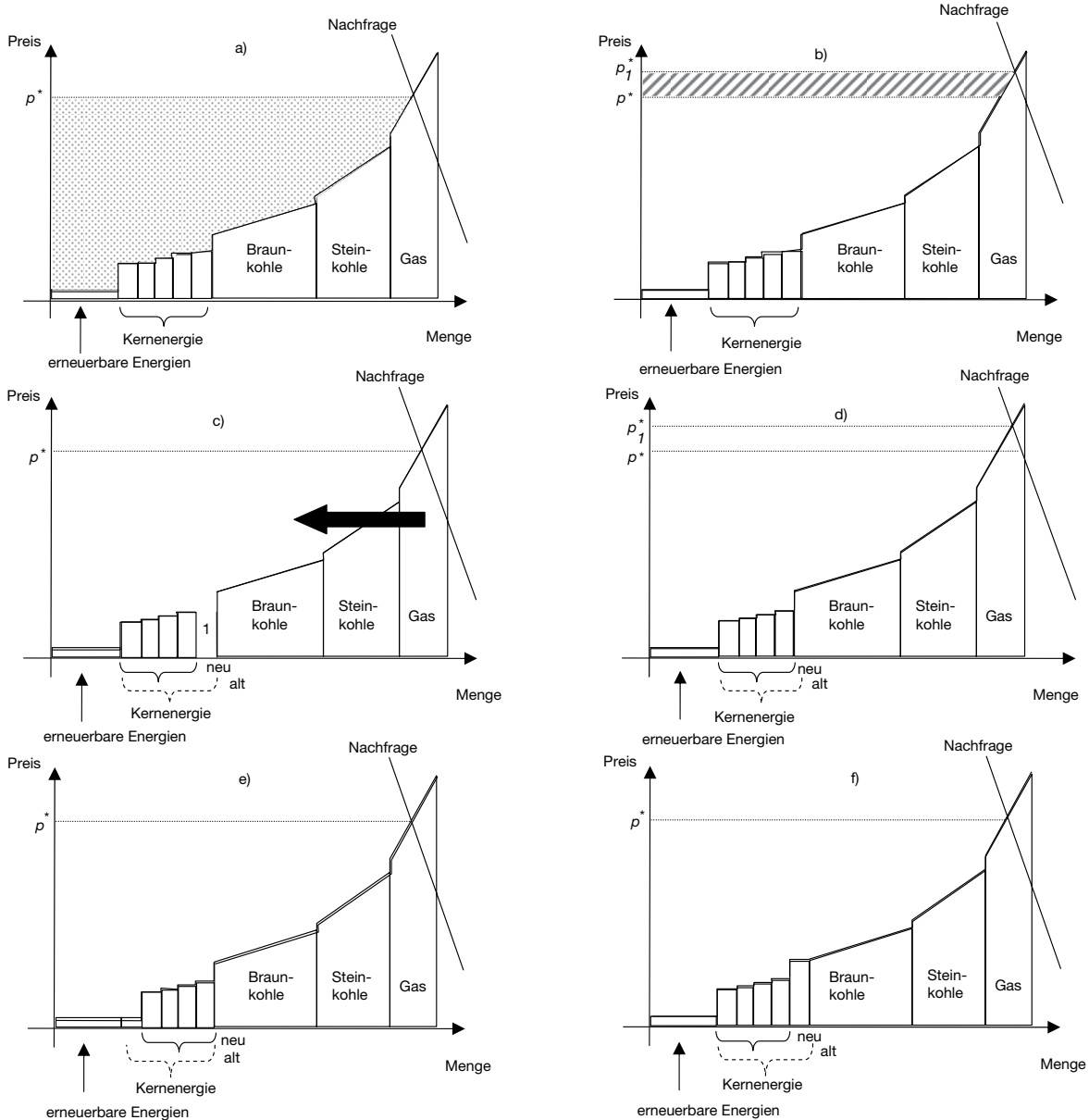
<sup>2</sup> In § 7 (1b) Atomgesetz heißt es: „Elektrizitätsmengen nach Anlage 3 Spalte 2 können ganz oder teilweise von einer Anlage auf eine andere Anlage übertragen werden, wenn die empfangende Anlage den kommerziellen Leistungsbetrieb später als die abgebende Anlage begonnen hat. Elektrizitätsmengen können abweichend von Satz 1 auch von einer Anlage übertragen werden, die den kommerziellen Leistungsbetrieb später begonnen hat, wenn das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit im Einvernehmen mit dem Bundeskanzleramt und dem Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie der Übertragung zugestimmt hat. Die Zustimmung nach Satz 2 ist nicht erforderlich, wenn die abgebende Anlage den Leistungsbetrieb dauerhaft einstellt und ein Antrag nach Absatz 3 Satz 1 zur Stilllegung der Anlage gestellt worden ist.“ So ist beispielsweise für das KKW Neckarwestheim 1, das den kommerziellen Betrieb am 1.12.1976 aufgenommen hat, eine Reststrommenge für die Zeit nach dem 1.1.2000 von 57,35 TWh festgelegt. Eine Übertragung dieser Reststrommenge auf ein anderes Kernkraftwerk, das den Betrieb nach dem 1.12.1976 aufgenommen hat, ist demnach ohne weitere Genehmigung möglich. Eine Übertragung von Reststrommengen eines anderen KKW auf das Kraftwerk Neckarwestheim 1 wäre – ohne Genehmigung – nur vom KKW Biblis A möglich, das den Betrieb am 26.2.1975 aufgenommen hat. Für einen Übertrag von Reststrommengen neuerer Kernkraftwerke (in Betriebnahme nach 1.12.1976) ist die genannte Zustimmung des Umweltministeriums notwendig. Vgl. hierzu auch Fußnoten 16 und 20.

<sup>3</sup> Schon im Juni 2001 äußerte beispielsweise der Vorstandsvorsitzende der RWE Power AG auf die Frage, ob das Ausgangsszenario umkehrbar sei, dass in einer demokratischen Gesellschaft nichts unumkehrbar sei (...) „Der Atomausstieg tut uns weh“, Interview in: Welt am Sonntag vom 10. 6. 2001, S. 50.

<sup>4</sup> Auf anderen Märkten ist dies anders. Im Bereich der Primär- und Sekundärreserve wird beispielsweise ein Leistungspreis bezahlt. Siehe hierzu auch D. Naillis, M. Ritzau: Studie zur Marktgestaltung der Regel- und Ausgleichsenergie vor dem Hintergrund des neuen EnWG, BET, Aachen 2006.

*Dr. Sven Bode, 32, ist Senior Research Associate am Institut für Energie- und Klimapolitik Hamburg.*

**Abbildung 1**  
**Auswirkungen von Änderungen der Kraftwerksparks auf den Strompreis (direkte Wirkung)**



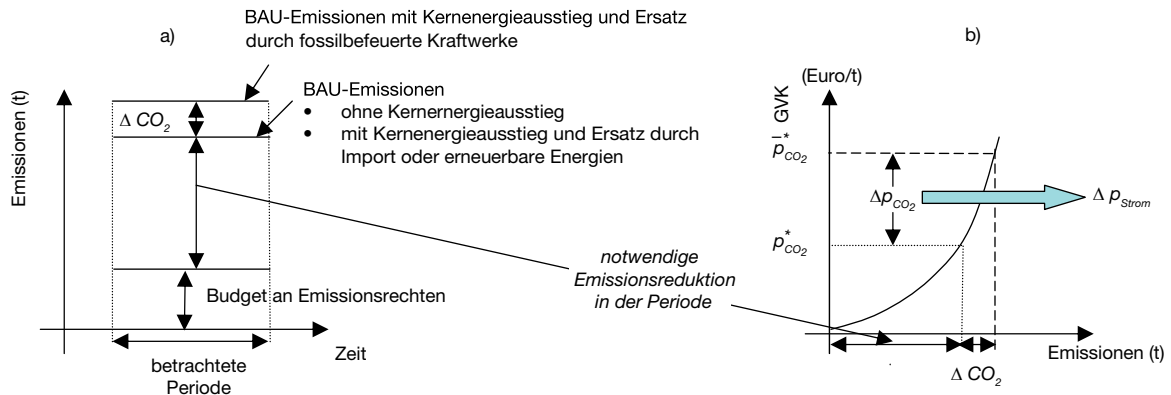
gierte Angebotskurve setzt sich aus den individuellen Angebotskurven der Kraftwerksbetreiber zusammen, die wiederum auf den Grenzkosten basieren.<sup>5</sup> Das letzte Kraftwerk, das gerade noch zum Zug kommt, wird Grenzkraftwerk genannt. Die Strompreisbildung zeigt schematisch Abbildung 1a. Die grau gepunktete Fläche unterhalb der gestrichelten Preislinie und oberhalb der Grenzkosten der Stromproduktion stellt die kumulierten Deckungsbeiträge oder Produzentenrente dar. Der Preis kann sich durch eine Verschiebung der

Nachfrage- oder der Angebotsfunktion ändern. Wie in Abbildung 1b zu sehen, steigen mit zunehmendem Preis auf Grund einer Nachfragesteigerung die Deckungsbeiträge aller Kraftwerksbetreiber, die bei diesem Preis produzierenden (schraffierte Fläche in Abbildung 1b).

Im Hinblick auf die hier untersuchte direkte Wirkung ist die entscheidende Frage, was passiert, wenn ein Kernkraftwerk vom Netz geht. In dem Fall, dass kein Ersatzkraftwerk existiert, das die nun fehlende Stromproduktion zu ähnlichen Grenzkosten ersetzen kann,

<sup>5</sup> Vgl. hierzu auch die gängigen Lehrbücher zur Einführung in die Mikroökonomische Literatur.

**Abbildung 2**  
**Auswirkungen von steigenden Emissionen auf den Preis für CO<sub>2</sub>-Berechtigungen**



BAU= Business-as-usual

GVK= Grenzvermeidungskosten für CO<sub>2</sub>

Quelle: Basierend auf S. Bode: Long-term greenhouse gas emission reductions – what's possible, what's necessary?, in: Energy Policy 34 (2006), S. 971-974.

kommt es zu einer Verschiebung der Angebotsfunktion nach links, in deren Folge sich ein neues Gleichgewicht auf dem Markt einstellt. Wird beispielsweise KKW 1 stillgelegt und existiert kein Ersatzkraftwerk mit Grenzkosten, die geringer als der Preis sind, so bildet sich nun der neue gleichgewichtige Preis  $p_1^*$ , der oberhalb von  $p^*$  liegt – mit anderen Worten: der Strompreis steigt (vgl. Abbildung 1c und 1d), wodurch wiederum für die dann produzierenden Kraftwerke die Deckungsbeiträge steigen. Die verbleibenden Anbieter profitieren in der Summe vom Preisanstieg; für den ausscheidenden Kernkraftwerksbetreiber fallen die Deckungsbeiträge hingegen weg. Gehört das Kernkraftwerk zu einem Unternehmen, das auch noch viele andere (produzierende) Kraftwerke hat, so können die dort zusätzlich erzielten Deckungsbeiträge die im Kernkraftwerk wegfallenden überkompensieren, so dass absolut ein positiver Effekt für diese Unternehmen entsteht. Relativ zu den Wettbewerbern, die kein Kraftwerk abschalten müssen, verschlechtert sich hingegen die Situation. Wird hingegen die entstehende Lücke durch ein anderes Kraftwerk wie zum Beispiel erneuerbare Energieanlagen (vgl. Abbildung 1e) oder ein Braunkohlekraftwerk (vgl. Abbildung 1f) geschlossen, so ändert sich bei der direkten Betrachtung nichts.<sup>6</sup>

Der Strompreis kann also durch Stilllegung eines Kernkraftwerks steigen. Ein steigender Preis kann wiederum Auslöser für Neuinvestitionen sein.

#### Indirekte Wirkung: Emissionen und Strompreis

Bei der indirekten Wirkung wird darauf abgestellt, mit was für einer Art Kraftwerk die durch die Kernkraftwerksabschaltung fehlende Kapazität ersetzt wird

bzw. konkreter, welche CO<sub>2</sub>-Emissionen dieses Kraftwerk hat. Für den Fall, dass das neue Kraftwerk CO<sub>2</sub>-frei ist (z.B. bei erneuerbaren Energien oder bei einem Import), ändert sich an der obigen Betrachtung nichts: CO<sub>2</sub>-freie Stromproduktion wird durch CO<sub>2</sub>-freie Stromproduktion ersetzt. Emittiert das Ersatzkraftwerk dagegen CO<sub>2</sub>-Emissionen, so kann es zu folgender indirekten Wirkung kommen: Durch die höheren Emissionen steigt der Preis für CO<sub>2</sub>-Berechtigungen, was wiederum zu einem Anstieg des Strompreises führt. Der indirekte Wirkung wird im Folgenden etwas detaillierte diskutiert:

1. Der Emissionshandel ist ein Mengeninstrument, bei dem die Gesamtmenge an erlaubten Emissionen für alle Teilnehmer festgelegt ist.<sup>7</sup> Zusammen mit den Emissionen im Business-as-usual-Fall (BAU), d.h. der Emissionen bei Abwesenheit klimapolitischer Instrumente, lässt sich die notwendige Emissionsreduktion bestimmen (siehe Abbildung 2a). Überträgt man diese Menge auf die aggregierte Grenzvermeidungskostenkurve für CO<sub>2</sub>, so erhält man den Preis auf dem Markt für Emissionsrechte (siehe Abbildung 2b). Steigen nun die Emissionen im BAU-Szenario, z.B. in einem überdurchschnittlich kalten Winter, so steigt der Preis der Emissionsberechtigungen. Ebenso steigen die Emissionen, wenn ein Kernkraftwerk durch ein CO<sub>2</sub>-emittierendes Kraft-

<sup>6</sup> Vom Strompreis sind die durchschnittlichen Kosten der Stromproduktion zu unterscheiden. Letztere können auch bei konstantem Preis steigen. Siehe hierzu auch Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI) et al.: Ökonomische Auswirkungen alternativer Laufzeiten von Kernkraftwerken in Deutschland, Gutachten, Köln u.a., Oktober 2005.

<sup>7</sup> Für Deutschland siehe zum Beispiel Zuteilungsgesetz (ZuG) 2007 oder Zuteilungsgesetz (ZuG) 2012 in der aktuellen Fassung.

werk ersetzt wird. Damit würde auch der  $\text{CO}_2$ -Preis steigen (um  $\Delta p_{\text{CO}_2}$  in Abbildung 2b). Wird das KKW dagegen durch ein nicht emittierendes Kraftwerk ersetzt, so ändert sich der  $\text{CO}_2$ -Preis  $p_{\text{CO}_2}^*$  nicht, da die  $\text{CO}_2$ -Emissionen konstant bleiben.

2. Mit der Einführung des Emissionshandels wird die Senke „Atmosphäre“ zu einem potentiell knappen Gut. Übersteigen die Emissionen im BAU-Fall die Menge der vorhandenen Emissionsrechte, so bildet sich ein  $\text{CO}_2$ -Preis größer null. Kraftwerksbetreiber, die beim Betrieb ihrer Anlage  $\text{CO}_2$  ausstoßen, müssen nun die Kosten für  $\text{CO}_2$ -Emissionen (d.h. für die Verwendung der Emissionsberechtigungen) in ihrer Kostenfunktion berücksichtigen, wobei es unerheblich ist, ob sie die Berechtigungen kostenlos erhalten haben oder kaufen mussten.<sup>8</sup> D.h. die Stromproduktion in  $\text{CO}_2$ -emittierenden Anlagen wird teurer. Emittiert nun das Grenzkraftwerk  $\text{CO}_2$ , was regelmäßig der Fall ist, so steigen die Grenzkosten der Stromproduktion und folglich der Strompreis.<sup>9</sup> Die Höhe des Preisanstiegs hängt dabei von der  $\text{CO}_2$ -Intensität des Grenzkraftwerks sowie des  $\text{CO}_2$ -Preises ab.

Wie bereits beim direkten Effekt erwähnt, steigen mit dem Strompreis die Deckungsbeiträge der produzierenden Unternehmen (siehe Abbildung 1b). Die mit der Einpreisung der  $\text{CO}_2$ -Berechtigungen verbundene Abschöpfung der Knappheitsrente durch die Stromversorger hat bereits in der Vergangenheit zu intensiver Kritik geführt.<sup>10</sup> Steigen die Emissionen aus dem Ersatz eines Kernkraftwerks durch ein  $\text{CO}_2$ -emittierendes Kraftwerk (siehe  $\Delta\text{CO}_2$  in Abbildung 2a), so steigt zunächst der Preis für  $\text{CO}_2$ -Berechtigungen (siehe  $\Delta p_{\text{CO}_2}$  in Abbildung 2b). Dabei ist es zunächst unerheblich, ob es sich bei dem  $\text{CO}_2$ -emittierenden Kraftwerk um ein altes, bereits existierendes (siehe Abbildung 1c und 1 d) oder ein neues (siehe Abbildung 1f) handelt. Über den höheren  $\text{CO}_2$ -Preis steigt schließlich auch der Strompreis.<sup>11</sup> Hiervon profitieren zum einen

die  $\text{CO}_2$ -freien Kraftwerke (erneuerbare Energien und verbleibende Kernkraftwerke), zum anderen, insbesondere solange die Emissionsberechtigungen weiterhin kostenlos vergeben werden, auch die kohlendioxid ausstoßenden Anlagen in Form höherer Deckungsbeiträge. Die Stromverbraucher hingegen sehen sich einem gestiegenen Preis gegenüber. Wird ein Kernkraftwerk durch eine  $\text{CO}_2$ -freie Anlage ersetzt, tritt der indirekte Effekt nicht ein.

### Globale Wirkungen

Kommt es im Rahmen des Kernenergieausstiegs zu mehr Emissionen und damit zu einem steigenden  $\text{CO}_2$ -Preis, so ist der Ausstieg bzw. dessen Wirkung nicht länger nur eine rein deutsche Angelegenheit, sondern hat vielmehr eine globale Dimension.

Von den höheren Preisen sind zunächst alle Anlagen, die unter die EU-Emissionshandelsrichtlinie fallen,<sup>12</sup> betroffen. Da die Anlagenbetreiber über die so genannte Linking-Direktive<sup>13</sup> auch Emissionsrechte, die unter dem Kyoto-Protokoll generiert werden, zur Zielerfüllung verwenden können, ist der EU-Emissionshandel direkt mit dem internationalen Markt für Treibhausgase gekoppelt. Ein steigender Preis im EU-System führt somit auch zu einem Anstieg der Emissionsrechtspreise auf dem globalen Markt. Mit Blick auf den Preisanstieg gibt es Gewinner und Verlierer:<sup>14</sup> Während sich alle Käufer von Emissionsrechten höheren  $\text{CO}_2$ -Preisen ausgesetzt sehen und somit höhere Kosten zur Zielerreichung haben, können die Verkäufer höhere Preise realisieren und zählen damit zu den Gewinnern. Zu den Verkäufern gehören im Übrigen auch die Entwicklungsländer, die über den Clean Development Mechanism<sup>15</sup> Emissionsrechte generieren können. Die mit einem Kernenergieausstieg in Deutschland möglicherweise verbundenen zusätzlichen  $\text{CO}_2$ -Emissionen werden daher – sofern das internationale Klimaregime auch noch 2012 in ähnlicher Form weiter besteht – durch zusätzliche Emissionsminderungen in Entwicklungsländern kompensiert werden.

<sup>8</sup> Die Verwendung kostenlos erhaltener Emissionsrechte im Falle der Stromproduktion bringt Opportunitätskosten mit sich. Im Falle der Nichtproduktion könnten die entsprechenden Emissionsrechte am Markt verkauft und somit eine Einnahme realisiert werden.

<sup>9</sup> Zur Rationalität der Einpreisung siehe vorherigen Abschnitt.

<sup>10</sup> Es sei angemerkt, dass die Einpreisung ökonomisch rational ist und nur dadurch eine Lenkungswirkung über Preise erzielt wird. Warum die EU-Kommission eine Richtlinie vorgeschlagen hat, bei der die Knappheitsrente der  $\text{CO}_2$ -Berechtigungen durch die Emittenten abgeschöpft wird, bleibt unklar. Eine (Teil-)Auktion hätte die gleiche Wirkung und würde die Knappheitsrente zum Teil dem Staat zukommen lassen, ohne dass die Unternehmen unverhältnismäßig belastet werden.

<sup>11</sup> Die Änderung der  $\text{CO}_2$ -Preise kann Änderungen bei der Einsatzreihenfolge der Kraftwerke (merit-order) mit sich bringen, die wiederum das Investitionsverhalten bzw. den Brennstoffverbrauch und -import beeinflussen können. Siehe hierzu auch EWI et al., a.a.O.

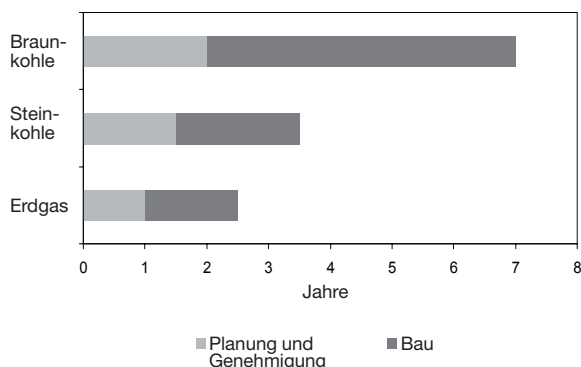
<sup>12</sup> Insgesamt über 11 000 Anlagen, davon ca. 1850 in Deutschland (für mehr Informationen siehe [www.dehst.de](http://www.dehst.de)).

<sup>13</sup> DIRECTIVE 2004/101/EC OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 27 October 2004 amending Directive 2003/87/EC establishing a scheme for greenhouse gas emission allowance trading within the Community, in respect of the Kyoto Protocol's project mechanisms, in: Official Journal of the European Union, 13.11.2004.

<sup>14</sup> Zur Verbindung von Emissionshandelssystemen siehe z.B. S. Bode: Emission trading schemes in Europe: linking the EU emissions trading with national programs, in: B. Hansjürgens (Hrsg.): Emissions Trading for Climate Policy – US and European Perspectives, Cambridge University Press 2005, S. 199-221.

<sup>15</sup> Siehe § 12 Kyoto-Protokoll.

**Abbildung 3**  
**Durchschnittliche Realisierungsdauer großer thermischer Kraftwerke**



Quelle: Basierend auf S. Bode, L. Hübl, J. Schaffner, S. Twemmann: Discrimination against Newcomers: Impacts of the EU Emission Trading Scheme on the Electricity Sector in Germany, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft, 29 (2005), 4, S. 313-321.

**Zeitliche Dimension**

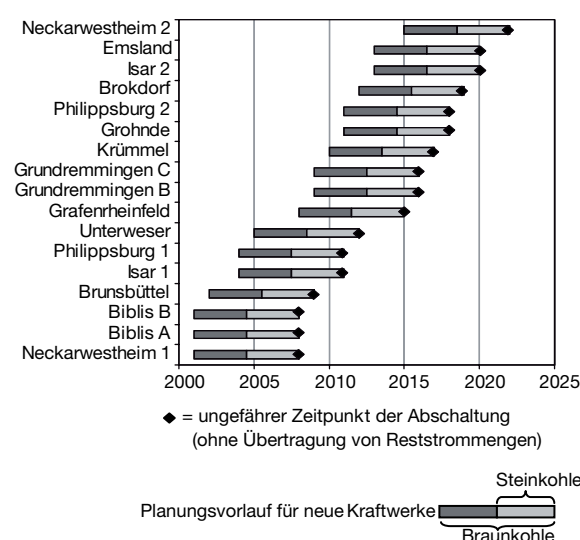
Mit Blick auf die Ausführungen im Abschnitt über die direkten Wirkungen wird deutlich, dass ein einzelner Betreiber eines Kernkraftwerks ein Interesse daran hat, die Produktion in seinen Anlagen fortzusetzen, um somit zusätzliche Deckungsbeiträge erwirtschaften zu können. Mit einem Weiterbetrieb wird einer relativen Verschlechterung gegenüber den Konkurrenten vorgebeugt.<sup>16</sup> Technisch erscheint eine Verlängerung der Restlaufzeiten möglich. Im Ausland werden längere Laufzeiten als in Deutschland genehmigt.

Sollte nun ein einzelner Kraftwerksbetreiber mit Sicherheit wissen, dass er sein Kraftwerk nach der derzeit gültigen Reststrommenge abschalten muss, so hat er ein Interesse, eine Ersatzanlage zu bauen, mit der er dann entsprechende Deckungsbeiträge, gegebenenfalls Gewinne erwirtschaften kann. Die Entscheidung für eine Neuinvestition hängt also unter anderem davon ab, mit welcher (subjektiven) Wahrscheinlichkeit der KKW-Betreiber mit einer Revision des Ausstiegsbeschlusses rechnet. Je höher er die Wahrscheinlichkeit schätzt, desto später wird er sich für eine Neuinvestition entscheiden.

Problematisch ist nun, dass vom Zeitpunkt der Entscheidung für einen Neubau bis zur Inbetriebnahme mehrere Jahre vergehen (siehe Abbildung 3). Dabei ist die Zeit der Entscheidungsfindung (d.h. die Zeit bis zum Entschluss) noch nicht berücksichtigt.

<sup>16</sup> In diesem Zusammenhang kann auch die beantragte Übertragung von Reststrommengen vom Kernkraftwerk Neckarwestheim II auf das Kernkraftwerk Neckarwestheim I gesehen werden. Siehe hierzu, Presseerklärung der EnBW Energie Baden-Württemberg AG vom 21. Dezember 2006.

**Abbildung 4**  
**Spätester Zeitpunkt der Investitionsentscheidung<sup>1</sup> für ein neues Kraftwerk**



<sup>1</sup> Bei geplanter Inbetriebnahme des neuen (Ersatz-)Kraftwerkes unmittelbar nach Abschaltung des Kernkraftwerks.

Verschiebt nun ein Kernkraftwerksbetreiber die Entscheidung für eine Ersatzinvestition in der Annahme einer Revision des Ausstiegsbeschlusses und kommt diese dann wieder erwarten doch nicht, weil sie politisch nicht durchsetzbar ist, so kann zwischen Abschaltung des Kernkraftwerkes und Inbetriebnahme eines neuen Kraftwerkes ein Zeitraum von mehreren Jahren liegen.<sup>17</sup> Dies wiederum würde wie oben gezeigt (vgl. Abbildung 1c und 1d) zu einem Anstieg des Strompreises führen. Im Hinblick auf einen „niedrigen“ Strompreis ist die derzeitige Diskussion über eine mögliche Revision insofern nicht hilfreich. Wird das Kernkraftwerk von einem Unternehmen betrieben, das noch weitere Kraftwerke betreibt, muss die Situation nicht zwangsläufig schlecht sein. Die mit dem KKW nicht mehr realisierten Deckungsbeiträge können – wie vorne gezeigt – durch die durch den Strompreisanstieg in anderen Kraftwerken zusätzlich erzielten Deckungsbeiträge überkompensiert werden.<sup>18</sup>

Kombiniert man die in Abbildung 3 dargestellten Realisierungszeiten mit den erwarteten Stilllegungs-

<sup>17</sup> Auslöser können z.B. Probleme wie jüngst im schwedischen Forsmark sein.

<sup>18</sup> Der gleiche Mechanismus gilt im Übrigen auch in anderen Zusammenhängen. Es könnte für ein Unternehmen, das viele Kraftwerke betreibt, durchaus ökonomisch sinnvoll sein, einzelne Kraftwerke vorübergehend abzuschalten (z.B. zur Wartung) und damit den Strompreis zu erhöhen. Die dann mit den abgeschalteten Kraftwerken nicht realisierten Deckungsbeiträge können durch die verbleibenden Kraftwerke überkompensiert werden.

zeitpunkten der verschiedenen KKW in Deutschland, so ergibt sich das Handlungsfeld (siehe Abbildung 4). Wie zu sehen, müsste die Investitionsentscheidung für eine Ersatzanlage für einige Kraftwerke schon getroffen sein, sollte ein „fließender“ Übergang von Abschaltung und Neuinbetriebnahme angestrebt werden. Die derzeitigen unsicheren klimapolitischen Rahmenbedingungen insbesondere für die Zeit nach 2012 nach der Revision des internationalen Klimaregimes machen derartige Entscheidungen nicht einfach. Ein massiver, über das derzeit geplante Maß hinausgehende Ausbau der erneuerbaren Energien könnte hier produktionsseitig Entspannung bringen, erfordert allerdings auch Investitionen in die Stromnetze,<sup>19</sup> die ebenfalls eine gewisse Zeit von der Entscheidungsfindung bis zur Inbetriebnahme dauern.

### Zusammenfassung

In der Diskussion um eine mögliche Revision des Kernenergieausstiegs werden von den Befürwortern unter anderem steigende Strompreise und steigende Emissionen angeführt. Die obigen Ausführungen haben gezeigt, dass diese Anstiege möglich, aber nicht zwangsläufig sind. Einwände gegen Äußerungen von Energieversorgern, „wonach im Fall einer Nichtverlängerung der Laufzeit von Biblis die Strompreise steigen würden“, müssen demnach nicht zwangsläufig richtig sein.<sup>20</sup>

Bei der Analyse wurden eine direkte und eine indirekte Wirkung unterschieden. Während die direkte Wirkung einen Strompreisanstieg auf Grund von alternativen Kraftwerken mit höheren Grenzkosten als beim bisherigen Strompreis beschreibt, zielt die indirekte Wirkung auf einen möglichen Anstieg der CO<sub>2</sub>-Emission durch fossil befeuerte Ersatzkraftwerke ab. Potentielle Mehremissionen führen zu höheren CO<sub>2</sub>-Preisen und damit unter anderem zu einem höheren Strompreis. Darüber hinaus wurde gezeigt, dass eine bei der direkten Wirkung erwähnte Kraftwerkslücke wahrscheinlicher wird, wenn Betreiber von Kernkraftwerken mit einer Revision des Kernenergieausstiegs rechnen, dieser dann aber doch nicht eintritt. Dies ist mit den beim Kraftwerksneubau herrschenden langen Zeiten zwischen Investitionsentscheidung und Inbetriebnahme begründet. Mit Blick auf mögliche Verzögerungen bei Investitionsentscheidungen der Kraftwerksbetreiber ist von der Politik heute ein klares, verbindliches Signal für oder gegen eine Revision notwendig.

<sup>19</sup> Insbesondere bei massivem Ausbau von Offshore-Windparks.

<sup>20</sup> Siehe hierzu o.V.: Streit um Biblis A – Gabriel: RWE will Atomausstieg umgehen, in: Die Welt vom 27.9.2006, erhältlich unter: <http://www.welt.de/data/2006/09/27/1052234.html>