

## Energiewirtschaftliche Bewertung Braunkohletagebau Garzweiler I/II

Freiburg im Breisgau, Februar 2004

Dierk Bauknecht, Dipl.-Politologe, MSc  
Veit Bürger, Dipl.-Physiker, Dipl.-Energiewirt (FH)

Auftraggeber:  
Bund für Umwelt- und Naturschutz Deutschland  
Landesverband Nordrhein-Westfalen e.V.  
(BUND NRW e.V.)

**Öko-Institut e.V.**  
Hauptgeschäftsstelle Freiburg  
Binzengrün 34a  
D-79114 Freiburg im Breisgau  
fon 0761-452 95-0  
fax 0761-47 54 37  
info@oeko.de

Büro Darmstadt  
Elisabethenstraße 55-57  
D-64283 Darmstadt  
fon: 06151/8191-0  
fax: 06151-8191-33

Büro Berlin  
Novalisstraße 10  
D-10115 Berlin  
fon: 030-28 04 86 80  
fax: 030-28 04 86 88



## Inhalt

|          |                                                                                                                                            |           |
|----------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| <b>1</b> | <b>Zusammenfassung .....</b>                                                                                                               | <b>5</b>  |
| 1.1      | Veränderung der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen.....                                                                             | 6         |
| 1.2      | Bewertung der von RWE zitierten Prognosen (Prognos 2000, Esso 2001) .....                                                                  | 7         |
| 1.3      | Kritik der energiewirtschaftlichen Thesen im Grundabtrittsungsantrag .....                                                                 | 8         |
| 1.4      | Deckt sich das Interesse von RWE mit dem Gemeinwohlinteresse? .....                                                                        | 13        |
| <b>2</b> | <b>Hintergrund, Aufgabenstellung und Vorgehensweise.....</b>                                                                               | <b>15</b> |
| <b>3</b> | <b>Argumentationslinien von RWE zum Beleg des Gemeinwohls an<br/>Garzweiler I/II .....</b>                                                 | <b>17</b> |
| 3.1      | Energiewirtschaftliche Notwendigkeit .....                                                                                                 | 17        |
| 3.2      | Langfristige Wirtschaftlichkeit der Braunkohleverstromung.....                                                                             | 19        |
| 3.3      | Regionalwirtschaftliche Bedeutung.....                                                                                                     | 19        |
| 3.4      | Umweltverträglichkeit der Braunkohleverstromung .....                                                                                      | 20        |
| 3.5      | Unternehmerische Ausgleichsleistungen.....                                                                                                 | 20        |
| 3.6      | Zusammenfassung der zentralen Thesen im Grundabtrittsungsantrag von<br>RWE 22                                                              |           |
| <b>4</b> | <b>Veränderung der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen .....</b>                                                                     | <b>23</b> |
| 4.1      | Liberalisierung des Strommarktes .....                                                                                                     | 23        |
| 4.1.1    | Die Folgen der Liberalisierung.....                                                                                                        | 23        |
| 4.1.2    | Die Entwicklung in Deutschland.....                                                                                                        | 25        |
| 4.2      | Klimaschutz und CO <sub>2</sub> -Emissionshandel.....                                                                                      | 28        |
| 4.3      | Novellierung des Atomgesetzes .....                                                                                                        | 30        |
| 4.4      | Entwicklung neuer Technologien .....                                                                                                       | 31        |
| 4.4.1    | Dezentrale Erzeugungstechnologien .....                                                                                                    | 31        |
| 4.4.2    | Steuerungs- und Regelungstechnik (z.B. virtuelle Kraftwerke, Smart<br>Homes) .....                                                         | 32        |
| 4.4.3    | CO <sub>2</sub> -Sequestrierung.....                                                                                                       | 33        |
| <b>5</b> | <b>Kritik der Argumentation von RWE.....</b>                                                                                               | <b>37</b> |
| 5.1      | Bewertung der Prognosen von Prognos und Esso .....                                                                                         | 37        |
| 5.1.1    | Darstellung der Prognosen und Szenarien.....                                                                                               | 38        |
| 5.1.1.1  | Prognos 2000 und Esso 2001 .....                                                                                                           | 38        |
| 5.1.1.2  | Die Langfristszenarien von Wuppertal-Institut und DLR .....                                                                                | 44        |
| 5.1.1.3  | Szenarien der Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung unter den<br>Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung“ ..... | 48        |
| 5.1.1.4  | Fazit: Große Szenarien-Bandbreiten .....                                                                                                   | 52        |
| 5.1.2    | Methodische Kritik.....                                                                                                                    | 54        |
| 5.1.2.1  | Schwächen linearer Optimierungsmodelle .....                                                                                               | 54        |
| 5.1.2.2  | Garzweiler II als exogene Vorgabe .....                                                                                                    | 54        |
| 5.1.2.3  | Prognosen vs. Szenarien .....                                                                                                              | 55        |
| 5.1.2.4  | Risikobewertung bei RWE .....                                                                                                              | 59        |

|                                                                                                                            |            |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------|
| 5.1.3 Zusammenfassung der Prognosenbewertung.....                                                                          | 61         |
| 5.2 Kritik der energiewirtschaftlichen Thesen im Grundabtretungsantrag.....                                                | 63         |
| 5.2.1 RWE-These 1: Der Stromverbrauch wird weiter ansteigen .....                                                          | 63         |
| 5.2.1.1 Fazit: Prognose des Stromverbrauchs beruht auf unzureichenden und einseitigen Annahmen .....                       | 66         |
| 5.2.2 RWE-These 2: Gas nicht relevant und keine Alternative .....                                                          | 67         |
| 5.2.2.1 Zukünftige Auslastung von Gaskraftwerken .....                                                                     | 68         |
| 5.2.2.2 Auswirkung und Zukunft der Gassteuer .....                                                                         | 72         |
| 5.2.2.3 Mangelnde Liberalisierung des Gasmarktes .....                                                                     | 74         |
| 5.2.2.4 Fazit: Gaskraftwerke sind eine Alternative zu Braunkohle-Kraftwerken .....                                         | 76         |
| 5.2.3 RWE-These 3: Braunkohle auch unter veränderten Rahmenbedingungen wirtschaftlich .....                                | 76         |
| 5.2.3.1 Wettbewerbsfähigkeit der Braunkohle: Alte vs. neue Kraftwerke, Grenzkosten vs. Vollkosten .....                    | 77         |
| 5.2.3.2 Liberalisierung verschlechtert die Wirtschaftlichkeit von Braunkohlekraftwerken .....                              | 80         |
| 5.2.3.3 Braunkohle und CO <sub>2</sub> -Handel .....                                                                       | 81         |
| 5.2.3.4 Subventionierung der Braunkohle .....                                                                              | 87         |
| 5.2.3.5 Fazit: Wichtige Faktoren, die die Wirtschaftlichkeit beeinflussen, werden im Grundabtretungsantrag ignoriert ..... | 88         |
| 5.2.4 RWE-These 4: Braunkohleverstromung erhöht die Versorgungssicherheit.....                                             | 89         |
| 5.2.4.1 Was bedeutet Versorgungssicherheit? .....                                                                          | 89         |
| 5.2.4.2 Beurteilung der physischen Versorgungssicherheit .....                                                             | 91         |
| 5.2.4.3 Beurteilung der ökonomischen Versorgungssicherheit .....                                                           | 93         |
| 5.2.4.4 Fazit: Begriff der Versorgungssicherheit einseitig ausgelegt .....                                                 | 95         |
| 5.2.5 RWE-These 5: Umweltverträglichkeit der Braunkohleverstromung .....                                                   | 96         |
| 5.2.5.1 Braunkohleverstromung mit Klimaschutzzielen nicht vereinbar .....                                                  | 96         |
| 5.2.5.2 Nicht berücksichtigte ökologische Problemfelder des Braunkohleabbaus .....                                         | 97         |
| 5.2.5.3 Fazit: Beurteilung des Gemeinwohlinteresses hinsichtlich der Umweltverträglichkeit der Braunkohleverstromung ..... | 98         |
| 5.2.6 RWE-These 6: Regionalwirtschaftliche und arbeitsmarktpolitische Bedeutung .....                                      | 98         |
| 5.2.6.1 Arbeitsplatzabbau durch Rationalisierungsmaßnahmen .....                                                           | 98         |
| 5.2.6.2 Alternativen und Chancen für den regionalen Arbeitsmarkt .....                                                     | 101        |
| 5.2.6.3 Fazit: Arbeitsmarktpolitische Überbewertung .....                                                                  | 102        |
| 5.2.7 RWE-These 7: Überprüfung und Neubewertung des Braunkohleplanes Garzweiler II nicht notwendig .....                   | 103        |
| 5.3 Deckt sich das Interesse von RWE mit dem Gemeinwohlinteresse?.....                                                     | 104        |
| <b>6 Quellen .....</b>                                                                                                     | <b>109</b> |

## Tabellen

|            |                                                                                                       |    |
|------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Tabelle 1: | Zunahme der Planungsunsicherheit durch die Liberalisierung .....                                      | 24 |
| Tabelle 2: | Prognose der Wirkungsgrade von GuD- und Braunkohlekraftwerken .....                                   | 40 |
| Tabelle 3: | Vergleich BoA 1995 und BoA 2002 .....                                                                 | 60 |
| Tabelle 4: | Verschlechterung der Investitionsbedingungen im liberalisierten Markt<br>laut RWE .....               | 60 |
| Tabelle 5: | Spezifische Investitionskosten von GuD- und Braunkohle-Kraftwerken<br>(EUR/kW, real, Basis 1999)..... | 80 |
| Tabelle 6: | Auswirkung verschiedener Allokationsmethoden auf die Vollkosten von<br>BoA und GuD-Kraftwerken .....  | 83 |

## Abbildungen

|               |                                                                                                                                                 |    |
|---------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Abbildung 1:  | Spotpreisentwicklung an der European Energy Exchange (2000-2003).....                                                                           | 27 |
| Abbildung 2:  | Mögliche Sterbelinie der deutschen Kernkraftwerke .....                                                                                         | 31 |
| Abbildung 3:  | Entwicklung der Bruttostromerzeugung nach Prognos 2000 .....                                                                                    | 42 |
| Abbildung 4:  | Bruttostromerzeugung: Vergleich Prognos 1996 und Prognos 2000<br>(Prognos 2000 minus Prognos 1996) .....                                        | 43 |
| Abbildung 5:  | Entwicklung der Anteile am Primärenergiemix im<br>Nachhaltigkeitsszenario von Wuppertal-Institut/DLR .....                                      | 46 |
| Abbildung 6:  | Entwicklung der gesamten Netto-Engpassleistung des deutschen<br>Stromsektors .....                                                              | 50 |
| Abbildung 7:  | Entwicklung der installierten Kraftwerksleistung nach Energieträgern.....                                                                       | 51 |
| Abbildung 8:  | Vergleich der Entwicklung der Braunkohleverstromung in Prognos 2000<br>und im Nachhaltigkeitsszenario von Wuppertal Institut, DLR 2002 .....    | 53 |
| Abbildung 9:  | Stilisierte Darstellung möglicher zukünftiger Entwicklungspfade im<br>Szenarientrichter.....                                                    | 56 |
| Abbildung 10: | Entwicklung des Stromverbrauchs in den Prognosen von Prognos und<br>den Trendszenarien ausgewählter Studien. ....                               | 65 |
| Abbildung 11: | Langfristige Entwicklung des Stromverbrauchs in den Szenarien der<br>Enquete-Kommission. ....                                                   | 66 |
| Abbildung 12: | Auslastung von Erdgas-GuD-Kraftwerken in Großbritannien.....                                                                                    | 68 |
| Abbildung 13: | Auslastung von Erdgas-GuD-Kraftwerken in Großbritannien und<br>Braunkohlekraftwerken von RWE im Vergleich .....                                 | 69 |
| Abbildung 14: | Einsatz von Erdgas-GuD-Kraftwerken in Deutschland.....                                                                                          | 70 |
| Abbildung 15: | Auslastung Erdgas-GuD-Kraftwerke in Großbritannien und Prognos-<br>Prognose für die Auslastung von Gaskraftwerken in Deutschland .....          | 71 |
| Abbildung 16: | Vergleich der Vollkosten einer BoA-Anlage mit einer GuD-Anlage mit<br>und ohne Gassteuer .....                                                  | 74 |
| Abbildung 17: | Wettbewerbsfähigkeit alter und neuer Braunkohle-Kraftwerke (stilisierte<br>Darstellung) .....                                                   | 79 |
| Abbildung 18: | Einfluss des Zertifikatspreises auf die Grenzkosten der Stromerzeugung .....                                                                    | 82 |
| Abbildung 19: | Stromerzeugungs-Kosten von BoA-Braunkohle-Kraftwerken und Erdgas-<br>GuD-Kraftwerken, kein Aufschlag für CO <sub>2</sub> .....                  | 84 |
| Abbildung 20: | Stromerzeugungs-Kosten von BoA-Braunkohle-Kraftwerken und Erdgas-<br>GuD-Kraftwerken, CO <sub>2</sub> -Aufschlag 10 EUR/t CO <sub>2</sub> ..... | 85 |

|                                                                                                                                                           |    |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Abbildung 21: Stromerzeugungs-Kosten von BoA-Braunkohle-Kraftwerken und Erdgas-GuD-Kraftwerken, CO <sub>2</sub> -Aufschlag 20 EUR/t CO <sub>2</sub> ..... | 85 |
| Abbildung 22: Entwicklung der Beschäftigten des Braunkohlenbergbaus im rheinischen Revier (ohne Kraftwerke), sowie der Braunkohlefördermenge.....         | 99 |

## 1 Zusammenfassung

Die RWE Rheinbraun AG<sup>1</sup> hat vor der Bezirksregierung Arnsberg (Abteilung 8 – Bergbau und Energie in Nordrhein-Westfalen) die Enteignung eines Grundstücks des BUND Landesverband Nordrhein-Westfalen nach §§ 77 ff. Bundesberggesetz (Grundabtretung) beantragt. Das betroffene Grundstück liegt im räumlichen Geltungsbereich des Braunkohlenplans Frimmersdorf (Garzweiler I) sowie des Rahmenbetriebsplanes Garzweiler I/II. Gleichzeitig grenzt es an den im Braunkohlenplan Garzweiler II festgelegten Abbaubereich „Garzweiler II“ an.

RWE begründet den Grundabtretungsantrag mit der Behauptung, dass Bedürfnisse des Gemeinwohls an der Fortführung des Braunkohletagebaus Garzweiler bestünden. Insbesondere stützt sich die Argumentation von RWE auf die Annahme, dass die langfristige Verstromung der Braunkohle aus Garzweiler energiewirtschaftlich notwendig sei. Darüber hinaus versucht RWE das Gemeinwohlinteresse mit der angeblichen Wettbewerbsfähigkeit und Umweltverträglichkeit der Braunkohle und deren Bedeutung für den Arbeitsmarkt zu begründen.

Die im Rahmen des Grundabtretungsverfahrens von RWE angeführten Argumentationslinien, die das Gemeinwohlinteresse an Garzweiler I/II untermauern sollen, sind jedoch an zahlreichen Stellen oberflächlich und lückenhaft. Die vorliegende Untersuchung zeigt die Schwächen des Antrags in vier Schritten auf:

1. Zunächst wird dargestellt, wie sich die energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen in den letzten Jahren verändert haben und welchen Einfluss diese Veränderungen auf die Entwicklung des Strommarktes haben.
2. Gleichzeitig wird untersucht, welche Schwächen die von RWE im Rahmen des Grundabtretungsantrags zitierten energiewirtschaftlichen Studien (Prognos 2000) und (Esso 2001) der mittel- bis langfristigen Entwicklung des deutschen Strommarktes haben und inwieweit die von RWE vorgenommene Fokussierung auf diese beiden Prognosen zulässig ist, um ein angebliches Allgemeinwohlinteresse an Garzweiler II abzuleiten.
3. Darauf aufbauend werden die zentralen sieben Thesen, die RWE im Grundabtretungsantrag aufstellt, um die Notwendigkeit von Garzweiler II zu begründen, bewertet.
4. Abschließend wird die Frage diskutiert, inwieweit das Interesse von RWE an der Weiterführung von Garzweiler mit dem Gemeinwohlinteresse identisch ist oder wodurch die beiden Interessen auseinanderfallen.

---

<sup>1</sup> Der Grundabtretungsantrag wurde von der RWE Rheinbraun AG am 29.1.2003 gestellt. Am 1.10.2003 fusionierten die RWE-Tochtergesellschaften RWE Rheinbraun AG und RWE Power AG zur RWE Power AG. Nachfolgend wird sowohl das antragsstellende Unternehmen als auch die neue, fusionierte RWE-Kraftwerksgesellschaft mit RWE bezeichnet.

## 1.1 Veränderung der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen

RWE argumentiert im Grundabtretungsantrag, dass sich seit der Genehmigung des Braunkohlenplanes Garzweiler II im Jahr 1995 keine Änderungen der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen ergeben hätten, die Anlass geben würden zu einer Neubewertung und damit zu einer Überprüfung des Braunkohlenplanes Garzweiler II und damit der Braunkohlennutzung.

Entgegen dieser Argumentation haben sich die energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen in den vergangenen Jahren stark verändert. Dadurch ist in der deutschen Stromwirtschaft vieles in Bewegung geraten. Folgende Änderungen sind für die Bewertung der Zukunft der Braunkohle von zentraler Bedeutung:

1. Mit der EU-Binnenmarktrichtlinie (Richtlinie 96/92/EG) von Dezember 1996 sowie der Liberalisierung des deutschen Strommarkts durch die Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) im Jahr 1998 wurden Entwicklungen angestoßen, die zahlreiche energiewirtschaftliche Parameter verändert haben und in den kommenden Jahren weiter verändern werden.
2. Neben der Liberalisierung haben sich im vergangenen Jahrzehnt auch die klimapolitischen Rahmenbedingungen weiterentwickelt. Deutschland verpflichtete sich im Rahmen des Kyoto-Prozesses sowie der Vereinbarungen innerhalb der EU zum "Burden Sharing", die Emissionen von sechs Treibhausgasen in der ersten Budgetperiode 2008 bis 2012 um 21% bzgl. des Basisjahrs 1990 zu reduzieren. Die Vereinbarung von nationalen Reduktionszielen wird durch die Einführung eines EU-weiten Emissionshandelssystems begleitet, in dessen Rahmen die Reduktionsziele auf einzelne Wirtschaftsbereiche bzw. einzelne Kraftwerke heruntergebrochen werden. Dies wird insbesondere die Wirtschaftlichkeit von Prozessen mit hohen spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen wie die Braunkohleverstromung direkt beeinflussen.
3. Durch die Vereinbarung zwischen der Bundesregierung und den Atomkraftwerksbetreibern („Atomkonsens“) und die entsprechende Novelle des Atomgesetzes vom Dezember 2001 wurde die Strommenge, welche die 19 deutschen Atomkraftwerke noch erzeugen dürfen, festgelegt.
4. Schließlich haben im vergangenen Jahrzehnt technologische Entwicklungen dazu geführt, dass die technischen Möglichkeiten der Stromerzeugung – nicht nur im Bereich der Erneuerbaren Energien – zugenommen haben. Es ist damit zu rechnen, dass sich diese Entwicklung fortsetzen wird.

Sowohl die Liberalisierung als auch die Entwicklung der Klimaschutzpolitik verschlechtern die Investitionsbedingungen für Braunkohlekraftwerke. Mit der Entwicklung neuer Technologien eröffnen sich Entwicklungsmöglichkeiten, die jenseits der bisherigen, von Großkraftwerken geprägten Stromerzeugungsstruktur liegen.

Durch die im Atomgesetz festgelegte sukzessive Stilllegung der Kernkraftwerke stellt sich die Frage, wie diese wegfallende Kapazität ersetzt werden kann. Die Auswertung der von RWE zitierten Prognosen von Prognos (2000) und Esso (2001), der Szenarien



der Bundestags-Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung“ (Enquete 2002) und der Langfristszenarien von Wuppertal Institut und DLR (2002) zeigt, dass in diesen Projektionen trotz unterschiedlicher Herangehensweise nicht damit gerechnet wird, dass die Lücke, die durch die Stilllegung der Kernkraftwerke entsteht, durch eine Erhöhung der Braunkohle-Verstromung geschlossen wird.

Alle oben genannten Veränderungen werden im Grundabtrittsungsantrag höchstens kurz erwähnt. Die Entwicklung der klimapolitischen Ziele, die Einführung des Emissionshandels und dessen Auswirkungen auf die Braunkohleverstromung werden vollständig ignoriert.

Vor dem Hintergrund der gravierenden Veränderungen der letzten Jahre, die einen erheblichen Einfluss auf die Entwicklung der nationalen und europäischen Energiemärkte gehabt haben und diese auch zukünftig maßgeblich bestimmen werden, ist die Aussage von RWE im Grundabtrittsungsantrag nicht nachzuvollziehen, dass es keinen Anlass zu einer Neubewertung und damit zu einer Überprüfung des Braunkohleplanes Garzweiler II gebe.

## **1.2 Bewertung der von RWE zitierten Prognosen (Prognos 2000, Esso 2001)**

Zur Untermauerung der energiewirtschaftlichen Argumentation zugunsten von Garzweiler I/II im Grundabtrittsungsantrag stützt sich RWE auf die energiewirtschaftlichen Prognosen der Prognos AG (2000) und Esso (2001).

Die Analyse der Prognosen von Esso und Prognos zeigt, dass diese nicht dazu dienen können, ein Allgemeinwohlinteresse an der Fortführung von Garzweiler zu begründen. Auch wenn beide Prognosen eine jeweils in sich konsistente Beschreibung der zukünftigen Entwicklung des Stromsektors darstellen, kann das Allgemeinwohlinteresse an Garzweiler I/II mit diesen Studien aus folgenden Gründen nicht belegt werden:

- Weder RWE (im Rahmen des Grundabtrittsungsantrags) noch die beiden von RWE zitierten Prognosen von Prognos (2000) und Esso (2001) berücksichtigen das grundsätzliche Problem der zukünftigen Unsicherheit und der Risiken, die sich infolge der Liberalisierung für Kraftwerksprojekte ergeben. Beide Prognosen ignorieren den State-of-the-art des Umgangs mit zukünftiger Unsicherheit, die z.B. in Form von Szenarien abgebildet werden kann. Stattdessen versuchen sie – wie bisher – mit klassischen linearen Optimierungsmodellen die Zukunft zu prognostizieren.
- Während Prognos eine bis 2020 mehr oder weniger gleichbleibende Braunkohleverstromung prognostiziert, verzeichnet z.B. das Nachhaltigkeitsszenario von Wuppertal/DLR (2002) eine Halbierung des Braunkohlestroms bis 2020 und danach einen weiteren Rückgang bis 2050 auf nur noch ca. 10°TWh. Angesichts der großen Bandbreite an Projektionen der zukünftigen Braunkohleverstromung ist es nicht zulässig, eine Annahme der Erforderlichkeit des Tagebaus Garzweiler II für das Allgemeinwohl ausschließlich auf die sich sehr ähnlichen Prognosen von Prognos und

Esso zu stützen, welche beide am oberen Rand des Spektrums möglicher Entwicklungen liegen und andere plausible Entwicklungen ignorieren.

- Während RWE im Grundabtretungsantrag den Eindruck erweckt, die relevanten energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen hätten sich seit 1995 nicht verändert, betont das Unternehmen außerhalb des Grundabtretungsverfahrens wiederholt die zahlreichen neuen Risiken, die sich z.B. aus der Liberalisierung und der Klimapolitik der Bundesregierung ergeben. Und während RWE im Grundabtretungsantrag lediglich herkömmliche Prognosen zitiert, betont RWE an anderer Stelle die Notwendigkeit neuer Risiko-Management-Instrumente zu Bewertung von Investitionsentscheidungen im Kraftwerkssektor.
- Die von RWE zitierten Prognosen können nach Aussage der Modell-Autoren sehr sensibel auf Veränderungen der Inputparameter reagieren. Gleichzeitig befindet sich der Strommarkt in einer Phase starker Veränderungen. Dadurch wird die Aussagekraft dieser Prognosen im Grundabtretungsverfahren weiter geschwächt.
- Sowohl (Prognos 2000) als auch (Esso 2001) prognostizieren eine stabile Rolle der Braunkohle. Dabei setzen allerdings beide Prognosen voraus, dass Garzweiler II aufgeschlossen wird. Garzweiler II ist eine explizite Annahme und kein Ergebnis der Modelle. Diese Annahme ist für sich legitim. Werden diese Prognosen jedoch in einem Grundabtretungsverfahren verwendet, in dem es darum geht, dass Allgemeinwohlinteresse an Garzweiler II festzustellen, liegt ein unzulässiger Zirkelschluss vor: Die Prognosen bauen darauf auf, dass RWE Garzweiler fortführen will und dafür auch politische Unterstützung findet; gleichzeitig versucht RWE das Allgemeinwohlinteresse an Garzweiler mit genau diesen Berechnungen zu belegen. Aus den Ergebnissen der beiden Prognosen kann also nicht gefolgert werden, dass Garzweiler II energiewirtschaftlich erforderlich ist.
- Prognos beschreibt zwar im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse ganz knapp ein Szenario „Kein Aufschluss von Garzweiler II“, nennt dort aber keinerlei negative Konsequenzen eines solchen Szenarios.

### 1.3 Kritik der energiewirtschaftlichen Thesen im Grundabtretungsantrag

Die folgenden sieben Thesen spielen eine zentrale Rolle in der Argumentation von RWE im Grundabtretungsantrag, mit der das Unternehmen versucht, die Notwendigkeit von Garzweiler I/II zu belegen. Wie die folgende Übersicht zeigt, sind die Thesen jedoch ungenügend begründet und sind insgesamt ungeeignet, das Allgemeinwohlinteresse an Garzweiler I/II zu begründen.

**RWE-THESE 1**

*In der Bundesrepublik Deutschland wird der Stromverbrauch weiter zunehmen.*

RWE beruft sich zur Beurteilung der Entwicklung des Stromverbrauchs auf eine Prognose (Prognos 2000), die zum einen im Jahr 2020 endet, zum anderen keine wesentlichen Sprünge in der Instrumentierung des Stromverbrauchs<sup>2</sup> berücksichtigt. Hinsichtlich der langen Laufzeit eines Braunkohle-Kraftwerks reicht der von Prognos betrachtete Zeitraum bei weitem nicht aus, eine robuste Bewertung der Notwendigkeit neuer Braunkohle-Kraftwerke und der dafür notwendigen Braunkohleförderung abzugeben. Hierzu wären Szenarien notwendig, die eine Zeitspanne bis etwa 2050 abdecken.

Außerdem kann davon ausgegangen werden, dass in Anbetracht langfristiger Klimaschutzziele neue politische Instrumente eingeführt werden, um die Stromeffizienz zu steigern und gleichzeitig den Stromverbrauch zu senken. Entsprechend müssen im Sinne einer konservativen Betrachtung gerade die Szenarien berücksichtigt werden, denen eine entsprechende Instrumentierung zugrunde liegt.

Abweichend von der RWE-Annahme, dass der Stromverbrauch steigen werde, zeigen viele dieser Effizienzszenarios (z.B. die RRO-Szenarien der Enquete-Kommission) einen langfristig sinkenden absoluten Stromverbrauch, mit entsprechenden negativen Auswirkungen auf die Braunkohle-Verstromung.

**RWE-THESE 2**

*Für die Grundlast-Stromerzeugung, für die bevorzugt Kernenergie und Braunkohle genutzt werden, ist der Einsatz von Erdgas nicht relevant.*

Die These, Gas sei für die Grundlaststromerzeugung in Deutschland nicht relevant, berücksichtigt ausschließlich die aktuelle Situation der Gasverstromung. Sie ignoriert, dass Gas-Stromerzeugung in Zukunft nicht auf Gasturbinen beschränkt sein wird, sondern dass zunehmend Erdgas-GuD-Kraftwerke eingesetzt werden. Diese sind nicht auf die Spitzenlast-Stromerzeugung beschränkt. Englische GuD-Anlagen beispielsweise können mit der Auslastung von Kernkraftwerken und deutschen Braunkohlekraftwerken konkurrieren. Auch in Deutschland werden schon einige GuD-Anlagen betrieben, die keineswegs als Spitzenlast-Kraftwerke gefahren werden, sondern teilweise auch in der Grundlast betrieben werden. Allerdings ist auch zu fragen, ob in Deutschland zukünftig überhaupt die gleiche Menge Grundlaststrom benötigt wird.

Der Einsatz von Gas in der Stromerzeugung wird in Deutschland bislang durch die äußerst mangelhafte Liberalisierung des Gasmarktes und die Gassteuer behindert. In Folge der EU-Beschleunigungsrichtlinie und der anstehenden Einrichtung einer Regulierungsbehörde für Strom und Gas ist jedoch damit zu rechnen, dass der Gasmarkt in den nächsten Jahren weiter geöffnet wird und die Gaspreise dadurch sinken.

---

<sup>2</sup> Hierunter sind politische Instrumente zu verstehen, die mehr oder weniger auf die Entwicklung des Stromverbrauchs wirken (z.B. Ökosteuer, Verbrauchskennzeichnung,...).

Eine weitere Verbesserung der Wirtschaftlichkeit von GuD-Kraftwerken kann durch die Abschaffung der nicht zu rechtfertigenden Diskriminierung von Gas durch die Gassteuer erreicht werden. Das Ende dieser Diskriminierung wird durch die neue Energiebesteuerungsrichtlinie der EU eingeleitet.

### **RWE-THESE 3**

*Braunkohle hat aufgrund ihrer niedrigen Grenzkosten in bestehenden Kraftwerken eine hohe Einsatzpriorität und bleibt auch in neu zu errichtenden Kraftwerken wettbewerbsfähig.*

RWE argumentiert, die langfristige Wirtschaftlichkeit der Braunkohleverstromung sei trotz erheblichen Kostendrucks infolge der Liberalisierung des Strommarktes nach wie vor gegeben. Durch weitere Maßnahmen zur Kostenreduktion sei die Wettbewerbsfähigkeit auch langfristig gesichert. Auch unter veränderten Rahmenbedingungen sei es wirtschaftlich, in neue Braunkohle-Kraftwerke zu investieren.

Wenn im Grundabtretungsantrag von der Wettbewerbsfähigkeit der Braunkohle die Rede ist, dann müsste es vor allem um die Wettbewerbsfähigkeit neu zu errichtender Kraftwerke gehen. Denn Voraussetzung für den langfristigen Weiterbetrieb von Garzweiler ist der Ersatz bestehender Kraftwerke durch neue Anlagen. Es ist zwar theoretisch auch denkbar, dass die bestehenden Braunkohle-Kraftwerke erneuert und über die bislang angenommene Lebensdauer hinaus betrieben werden. Das würde jedoch gegen die Vereinbarung zum Kraftwerkserneuerungsprogramm verstoßen. Zudem würde dann der sowieso ungenügende Beitrag der Braunkohle zur Reduktion von CO<sub>2</sub>-Emissionen ganz entfallen.

Die knappe Begründung im Grundabtretungsantrag, warum neue Braunkohle-Kraftwerke wirtschaftlich seien, ist unvollständig und irreführend. RWE verweist zwar mehrfach auf die Wirtschaftlichkeit bestehender Kraftwerke, vernachlässigt jedoch dabei den Unterschied zwischen der Wirtschaftlichkeit neu zu errichtender und bereits bestehender Kraftwerke. Denn neu zu bauende Braunkohle-Kraftwerke können im Vollkosten-Wettbewerb unwirtschaftlicher sein als andere Kraftwerke, auch wenn alte Braunkohle-Kraftwerke im Grenzkostenwettbewerb bestehen können.

Entgegen der Behauptung im Grundabtretungsantrag, es habe sich in den vergangenen Jahren nichts geändert, was eine Neubewertung der Braunkohleverstromung notwendig macht, steigen mit der Liberalisierung die Kapitalkosten von neuen Kraftwerken. Dadurch erhöhen sich vor allem die Kosten kapitalintensiver Stromerzeugungstechnologien, zu denen die Braunkohleverstromung gehört. Außerhalb des Grundabtretungsverfahrens betont auch RWE, dass sich die Investitionsvoraussetzungen durch die Liberalisierung dadurch deutlich verschlechtert haben.

Des weiteren erwähnt RWE die Auswirkungen neuer klimapolitischer Instrumente, insbesondere die Einführung des Emissionshandels, im Grundabtretungsantrag mit keinem Wort, obwohl gerade die klimapolitischen Vorgaben erheblichen Einfluss auf die Kostensituation von Braunkohle-Kraftwerken haben können. Auch auf diesen Sachverhalt

weist RWE außerhalb des Grundabtretungsantrags in der Debatte um Investitionen in neue Kraftwerke immer wieder hin.

Implizite Subventionen, die bei einer Abwägung des Gemeinwohlinteresses an Garzweiler II ebenso berücksichtigt werden müssten, erwähnt RWE ebenfalls mit keinem Wort.

#### **RWE-THESE 4**

*Vor dem Hintergrund eines unsicheren Ressourcenzugangs sowie starken Preisunsicherheiten bei Importenergien ist ein großer Beitrag des heimischen und preisgünstigen Energieträgers Braunkohle für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit unverzichtbar.*

RWE beschränkt die Diskussion über die Versorgungssicherheit auf die Frage, in welcher Verteilung und in welchem Ausmaß Primärenergieträger nach Deutschland importiert werden. Mit dieser Beschränkung wird RWE dem Anspruch einer umfassenden Analyse der Versorgungssicherheit nicht gerecht. Der verstärkte Einsatz heimischer Braunkohle hilft zwar, die mittelfristige physische Versorgungssicherheit im Bereich der Rohstoffversorgung zu erhöhen. Mit Blick auf die geografische Verteilung der Reserven sowie ausgehend von den langjährigen Erfahrungen mit Rohstoffimporten in den vergangenen Jahrzehnten kann die physische Versorgungssicherheit jedoch kaum als gefährdet eingestuft werden. Die Argumentation von RWE, Garzweiler sei zur Sicherung der physischen Versorgungssicherheit notwendig, ist daher nicht schlüssig.

Als wesentlich bedeutendere Aspekte rücken infolge der Liberalisierung des Strommarktes die Versorgungszuverlässigkeit (technische Systemzuverlässigkeit) und die ökonomische Versorgungssicherheit (z.B. kalkulierbare Preise) in den Blickwinkel der Diskussion. Beide Aspekte sind eng mit der Ausgestaltung des Wettbewerbs auf dem Strommarkt verbunden.

Hinsichtlich der ökonomischen Versorgungssicherheit muss zwischen den ökonomischen Interessen des Unternehmens RWE und der ökonomischen Versorgungssicherheit der Stromkunden unterschieden werden. Es ist es zwar richtig, dass durch die kalkulierbaren Kosten der Braunkohle für RWE auch die Kosten der Stromerzeugung kalkulierbarer werden. Dies dient jedoch nicht automatisch dem Gemeinwohl. Denn steigen die Preise für Importenergien und damit die Kosten der damit befeuerten Kraftwerke, dann wird der stabile Braunkohlepreis kaum zu einer Stabilisierung der Strompreise zum Wohle der Kunden beitragen, sondern RWE wird die Differenz zwischen den steigenden Strompreisen und den stabilen Kosten der Braunkohle-Kraftwerke als zusätzliche Produzentenrente abschöpfen.

### **RWE-THESE 5**

*Die im Rahmen des Kraftwerk-Erneuerungsprogramms von RWE schon realisierten und zukünftig geplanten Maßnahmen führen dazu, dass die Braunkohleverstromung auf einem hohen ökologischen Niveau stattfindet.*

Die Stromerzeugung in Braunkohle-Kraftwerken ist mit den langfristigen Klimaschutzzielen Deutschlands nicht vereinbar. Die Steigerung der Wirkungsgrade von Braunkohle-Kraftwerken reicht nicht aus, um aus der Braunkohle langfristig einen nachhaltigen Energieträger zu machen und die notwendige Klimaentlastung herbeizuführen.

Neben den negativen klimarelevanten Auswirkungen stellt die Förderung von Braunkohle einen tiefen Eingriff in die Umwelt dar (z.B. großflächige Grundwasserabsenkungen, Versauerung der Tagebau-Restseen und des Grundwassers). Über diese ökologischen Folgewirkungen verliert RWE im Grundabtretungsantrag kein Wort. Dies wäre jedoch notwendig, um eine umfassende ökologische Bewertung in Hinblick auf das Gemeinwohlinteresse vorzunehmen.

### **RWE-THESE 6**

*Sowohl der Braunkohle-Bergbau als auch die Braunkohleverstromung sichern langfristig Tausende von Arbeitsplätzen und sind deswegen von großer regionalwirtschaftlicher sowie arbeitsmarktpolitischer Bedeutung.*

Im Verhältnis zur Gesamtbeschäftigung Nordrhein-Westfalens ist die Bedeutung der Braunkohleförderung und -verstromung für den Arbeitsmarkt des Landes gering und wird infolge zukünftiger Rationalisierungsmaßnahmen weiter zurückgehen.

Wenn RWE – wie im Grundabtretungsantrag geschehen – eine energiewirtschaftliche Notwendigkeit des Neuaufschlusses von Garzweiler II aus der Entwicklung des gesamten deutschen Strommarktes ableitet, sollte sich die arbeitsplatzpolitische Beurteilung nicht nur auf die rheinische Förderregion beschränken. Vielmehr sollte die Diskussion, in welchem Ausmaß Garzweiler II arbeitsplatzpolitisch gemeinwohlfördernd bzw. mindernd zu bewerten ist, das gesamte Bundesgebiet umfassen. Es wäre also eine zu enge Betrachtungsweise, die Beurteilung des Gemeinwohls auf die Frage der absoluten Zahl der im Falle eines Nicht-Aufschlusses regional wegfallenden Arbeitsplätzen zu reduzieren.

Vielmehr müssen auch die Beschäftigungsverhältnisse berücksichtigt werden, die im Falle des Verzichts auf Garzweiler II bundesweit in anderen Technologien und an anderen Standorten (z.B. an neuen Kraftwerksstandorten bzw. in Effizienztechnologien) entstehen, um die Strommenge aus Garzweiler II zu kompensieren.

### **RWE-THESE 7**

*Seit der Genehmigung des Braunkohleplanes Garzweiler II im Jahr 1995 haben sich keine Änderungen ergeben, die Anlass zu einer Neubewertung und damit zu einer Überprüfung des Braunkohleplanes Garzweiler II und damit der Braunkohlennutzung ergeben müssten.*

Diese These steht in eklatantem Widerspruch zu den massiven Veränderungen der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen der vergangenen Jahre (insbesondere der Liberalisierung des Strommarktes). Viele dieser Veränderungen werden jedoch von RWE im Grundabtretungsantrag weitgehend ignoriert. Insbesondere vernachlässigt RWE die von Wissenschaft und Politik geführte Diskussion langfristiger klimapolitischer Ziele sowie die bevorstehende Einführung des Emissionshandels mitsamt seiner Auswirkungen auf die Braunkohleverstromung. Dies ist umso bemerkenswerter, als Braunkohlekraftwerke höhere spezifische CO<sub>2</sub>-Emissionen verursachen als Steinkohle- oder Gaskraftwerke der gleichen Generation. Das gilt auch für neue BoA-Kraftwerke.

Die Behauptung, es haben sich keine relevanten Änderungen ergeben, wird auch dadurch unglaublich, dass RWE außerhalb des Grundabtretungsverfahrens selbst immer wieder betont, dass sich die Investitionsbedingungen für Braunkohlekraftwerke vor allem durch die Strommarktliberalisierung und den anstehenden Emissionshandel deutlich verschlechtert hätten.

RWE stützt seine Argumentation auf zwei Prognosen aus den Jahren 1999<sup>3</sup> und 2001. Jüngere Studien zur zukünftigen Entwicklung des Stromsektors werden im Grundabtretungsantrag nicht berücksichtigt. Während RWE im Grundabtretungsantrag den Eindruck erweckt, es sei auf dem deutschen Strommarkt alles beim alten geblieben, ist inzwischen nicht nur der Strommarkt in Bewegung gekommen, sondern mit ihm auch die Instrumente, mit denen zukünftige Entwicklungsoptionen analysiert werden. Im Grundabtretungsantrag werden solche Entwicklungen ausgeblendet.

## **1.4 Deckt sich das Interesse von RWE mit dem Gemeinwohlinteresse?**

Das wirtschaftliche Interesse von RWE an der Fortführung von Garzweiler deckt sich nicht mit dem Gemeinwohlinteresse an einer preisgünstigen Energieversorgung. Das Interesse von RWE kollidiert darüber hinaus mit dem Gemeinwohlinteresse an einer umweltverträglichen Energieversorgung.

RWE entspricht nicht mehr dem Bild des ehemaligen Monopolunternehmens, dem die Stromversorgung anvertraut wurde und das mit Hilfe von Optimierungsmodellen den optimalen Kraftwerksmix bestimmt. Einem solchen Unternehmen wäre es im Prinzip gleichgültig, ob Braunkohle oder Gas die wirtschaftlichere Kraftwerksvariante ist. Heute jedoch sind die Interessen an den Brennstoffen ungleich verteilt: Neue Akteure sind vor allem auf den Bau von Gaskraftwerken angewiesen, um in Markt eintreten zu kön-

---

<sup>3</sup> Die Prognose von Prognos ist 2000 als Buch erschienen und wird deshalb nachfolgend mit Prognos 2000 zitiert. Die Prognose wurde jedoch bereits 1999 fertig gestellt.

nen. RWE dagegen hat ein Interesse daran, dass Braunkohle die wirtschaftlichere Alternative auch für neue Kraftwerke ist, denn dadurch entsteht eine Marktzutrittsschranke für neue Akteure, die keinen Zugang zu Braunkohle-Reserven haben.

Bei der Diskussion um neue Braunkohle-Kraftwerke geht es für RWE also nicht nur um die wirtschaftlichste Form der Stromerzeugung. Vielmehr geht es RWE auch darum, Marktzutrittsbarrieren für Neueinsteiger zu errichten. Neue Akteure wären jedoch für einen funktionierenden Wettbewerb und damit niedrige Preise auf dem Strommarkt notwendig.

RWE hingegen versucht, seine dominante, oligopolistische Position auf dem deutschen Strommarkt zu verteidigen. Diese kann jedoch nicht im Interesse des Allgemeinwohls sein, da sie tendenziell zu einem erhöhtem Preisniveau und damit zum Nachteil der Stromkunden führt.



## 2 Hintergrund, Aufgabenstellung und Vorgehensweise

In der langjährigen Auseinandersetzung um den Braunkohletagebau Garzweiler I/II geht es um eine Abwägung verschiedener Interessen, vor allem energiewirtschaftlicher, energiepolitischer, umweltpolitischer Art und der Interessen der Betroffenen vor Ort. Dabei wurden in der Leitentscheidung der Landesregierung zur Braunkohlepolitik aus dem Jahr 1991 zur Sicherung der Energieversorgung die Notwendigkeit zum Aufschluss von Garzweiler II und die Aufrechterhaltung der Option eines Fördervolumens von insgesamt 120 Mio. t/a Braunkohle postuliert. Diese Position war auch Grundlage von nachfolgenden Verwaltungsentscheidungen (Genehmigung Braunkohleplan, Zulassung Rahmenbetriebsplan), die jedoch z. T. noch nicht bestandskräftig sind.

Die RWE Rheinbraun AG<sup>4</sup> hat vor der Bezirksregierung Arnsberg, Abteilung 8 Bergbau und Energie in Nordrhein-Westfalen, nach §§ 77 ff. Bundesberggesetz (Grundabtretung) die Enteignung eines Grundstücks des BUND LV Nordrhein-Westfalen beantragt, welches im räumlichen Geltungsbereich des Braunkohlenplans Garzweiler I, angrenzend an den Bereich „Garzweiler II“ liegt. Im Grundabtretungsantrag werden von RWE zur Begründung des Antrages Bedürfnisse des Allgemeinwohls an der Fortführung des Tagebaus behauptet. Das Unternehmen begründet seinen Antrag insbesondere mit behaupteten Anforderungen der zukünftigen Stromversorgung in Deutschland und Nordrhein-Westfalen sowie der angeblichen Wettbewerbsfähigkeit und Umweltverträglichkeit der Braunkohle und deren Bedeutung für den Arbeitsmarkt (Kapitel 1). RWE lässt es jedoch vermissen, einen Zusammenhang zwischen diesen Punkten und einer vermeintlichen Erforderlichkeit des Aufschlusses und Betriebes des Tagebaus Garzweiler II zu deren Erreichung aufzuzeigen

Seit der Leitentscheidung der Landesregierung Nordrhein-Westfalen zur Braunkohlepolitik im Jahr 1991, der Genehmigung des Braunkohleplanes Garzweiler II im Jahr 1995 und der Zulassung für den Rahmenbetriebsplan Garzweiler I/II im Jahr 1997 haben sich die Rahmenbedingungen allerdings einschneidend geändert, vor allem durch die Liberalisierung des Strommarktes. Daneben spielen jedoch auch umwelt- und vor allem klimapolitische Entwicklungen sowie Neuerungen auf technologischer Seite eine Rolle für die Bewertung von Garzweiler I/II.

Das vorliegende Gutachten hat die Aufgabe, die energiewirtschaftliche Argumentation von RWE zugunsten der Weiterführung von Garzweiler I/II und die Szenarien, auf die sich diese Argumentation stützt, den veränderten Rahmenbedingungen und aktuellen Entwicklungen gegenüberzustellen und einer kritischen Diskussion zu unterziehen.

---

<sup>4</sup> Der Grundabtretungsantrag wurde von der RWE Rheinbraun AG am 29.1.2003 gestellt. Am 1.10.2003 fusionierten die RWE-Tochtergesellschaften RWE Rheinbraun AG und RWE Power AG zur RWE Power AG. Nachfolgend werden wir sowohl das antragsstellende Unternehmen als auch die neue, fusionierte RWE-Kraftwerksgesellschaft mit RWE bezeichnen.

Dazu werden die im Rahmen des Grundabtretungsverfahrens verwendeten Argumentationslinien, die das Gemeinwohlinteresse untermauern sollen, in vier Schritten untersucht:

1. In Kapitel 1 wird dargestellt, wie sich die energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen in den letzten Jahren verändert haben und welchen Einfluss diese Veränderungen auf die Entwicklung der nationalen und europäischen Energiemärkte haben.
2. In Kapitel 5.1 wird untersucht, welche Schwächen die von RWE im Rahmen des Grundabtretungsantrags zitierten energiewirtschaftlichen Studien (Prognos 2000) und (Esso 2001) haben und inwieweit sich die Allgemeinwohl-Argumentation von RWE im Grundabtretungsantrag auf die Studien von Esso und Prognos stützen kann.
3. Daran anschließend werden in Kapitel 5.2 die sieben zentralen Thesen, die RWE im Grundabtretungsantrag aufstellt, um die Notwendigkeit von Garzweiler II zu begründen, untersucht und bewertet.
4. Im vierten Schritt (Kapitel 5.3) setzen wir uns mit der Frage auseinander, inwieweit das Interesse von RWE an der Weiterführung von Garzweiler mit dem Gemeinwohlinteresse identisch ist oder wodurch die beiden auseinanderfallen.

### 3 Argumentationslinien von RWE zum Beleg des Gemeinwohls an Garzweiler I/II

Im folgenden werden die wichtigsten Argumentationslinien beschrieben, die RWE im Rahmen des Grundabtretungsverfahrens gegen den BUND LV NRW e.V. anführt, um das Allgemeinwohlinteresse an der Weiterführung des Braunkohletagebaus Garzweiler I/II zu belegen. Neben den angeführten Aspekten zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit umfasst die Darstellung die behauptete langfristige Wirtschaftlichkeit der Verstromung von Braunkohle, die regionalwirtschaftliche Bedeutung von Garzweiler I/II v.a. hinsichtlich des Arbeitsmarktes sowie die Umweltverträglichkeit der Braunkohle-verstromung.

RWE stützt seine Argumentationslinien im Rahmen des Grundabtretungsantrags im wesentlichen auf einige externe Gutachten, die Einzelaspekte der angeführten Argumentationslinien untersuchen und untermauern sollen.<sup>5</sup> Darüber hinaus verweist RWE auf verschiedene von der Landesregierung Nordrhein-Westfalen in der Vergangenheit getätigte Aussagen, wie insbesondere die energiepolitische Leitentscheidung aus dem Jahr 1991.

Im folgenden werden die wesentlichen Argumentationslinien des Grundabtretungsantrags beschrieben.

#### 3.1 Energiewirtschaftliche Notwendigkeit

##### Steigender Energiebedarf

RWE geht davon aus, dass in Deutschland trotz sinkendem Primärenergieverbrauchs der Stromverbrauch mittelfristig moderat steigen wird. Diese Prognose der Entwicklung des Stromverbrauchs würde durch diverse Gutachten gestützt, welche die Prognos AG in den letzten Jahren verfasst hat. Ein Abgleich der Prognosen aus verschiedenen Jahren mit den tatsächlichen IST-Werten zeige keine allzu starken Differenzen. Die Prognosen seien damit eine belastbare Grundlage für die mittel- bis langfristige Planung in der Stromversorgung.

Vor allem global, aber auch europaweit würde der Primärenergieverbrauch zukünftig stark steigen. Die Energiebereitstellung würde deswegen auch langfristig in starkem Maße auf Basis fossiler Primärenergieträger erfolgen. Bis zum Jahr 2020 würde der Anteil fossiler Primärenergieträger weltweit sogar noch steigen, da der Anteil der erneuerbaren Energien lediglich auf dem derzeitigen Niveau konstant bliebe und der Anteil der Kernenergie eher abnehmen würde.

---

<sup>5</sup> Z.B. (Prognos 1991), (Prognos 1994)

### Substitutionsbedarf bei mangelnden Alternativen

Die Rolle bzw. der Beitrag der Braunkohle hinsichtlich des Substitutionsbedarfs des deutschen Kraftwerksparks müsse vor dem Hintergrund der energiepolitischen und – wirtschaftlichen Rahmenbedingungen und der möglichen Alternativen gesehen werden:

- Infolge der Vereinbarung der Bundesregierung mit den großen deutschen Energiekonzernen über die Begrenzung der absoluten Strommengen, die in den 19 deutschen Kernkraftwerken noch erzeugt werden dürfen, seien in den nächsten zwei Jahrzehnten rund ein Drittel der Stromerzeugungskapazitäten auf die Basis anderer Energieträger zu stellen. Der Substitutionsbedarf falle hierbei in der Grundlast an, zu der die Braunkohle-Kraftwerke beitragen würden.
- Die Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energieträger und Technologien sei mittelfristig nicht wettbewerbsfähig, ihr Beitrag zur Stromversorgung damit begrenzt. Darüber hinaus würde die Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien keinen Beitrag zur Deckung der Grundlast leisten.
- Erdgas würde in der deutschen Stromerzeugung primär in Spitzenlast-Kondensationskraftwerken und in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen eingesetzt. Erdgas spiele in der Grundlast keine Bedeutung.<sup>6</sup> Auf Grund ihres unterschiedlichen Einsatzbereiches im Erzeugungssektor stünden Braunkohle (Grundlast) und Erdgas (Spitzenlast) in keinem direkten Verdrängungswettbewerb zueinander.

Vor dem Hintergrund obiger Annahmen geht RWE davon aus, dass mittelfristig die Braunkohle bundesweit mit konstanten jährlichen Einsatzmengen (ca. 160 Mio.°t) zur Stromerzeugung beitragen wird. Der Versorgungsbeitrag der Braunkohle bliebe damit bei moderat steigendem Stromverbrauch in absoluten Mengen auf einem gleichbleibenden Niveau.

### Versorgungssicherheit

RWE hält den Beitrag der Braunkohle auch vor dem Hintergrund der Versorgungssicherheit für unverzichtbar. Mittelfristig würden in der EU und insbesondere in Deutschland die Importabhängigkeit bei Primärenergieträgern weiter steigen. So ginge die EU-Kommission in ihrem Grünbuch zur Versorgungssicherheit (Europäische Kommission 2001) davon aus, dass in der EU bis 2030 der Anteil importierter Primärenergieträger auf rund 70% steigen würde. Ähnliches gelte auch für den deutschen Stromsektor.

Infolge des absehbaren weiteren Rückgangs der deutschen Steinkohleförderung sei zu erwarten, dass der Importanteil an der Steinkohle-Verstromung mittelfristig weiter steigen wird. Erdgas weise aufgrund einer größeren Importabhängigkeit noch viel unkalkulierbare Risiken auf: Zum einen sei Erdgas infolge seiner Preiskopplung an den Erdöl-

---

<sup>6</sup> "Billiger Grundlaststrom könnte in einer Größenordnung, die bei einem Verzicht auf Garzweiler II ersetzt werden müsste, realistisch allenfalls in der Auswahl zwischen Kernenergie und Importkohle erzeugt werden." ... "Die Stromerzeugung in konventionellen Gaskraftwerken und durch KWK auf Gasbasis als Ersatz für Braunkohlestrom ist keine tragfähige Alternative" (Bezirksregierung Köln 1995)

preis starken, nicht prognostizierbaren Preisschwankungen ausgesetzt. Zum anderen konzentrierten sich die globalen Erdöl- und Erdgasreserven auf politisch unsichere Regionen (Naher Osten, Staaten der ehemaligen Sowjetunion) mit entsprechenden Unsicherheiten auf den Ressourcenzugriff. Die weltweiten Kohlereserven hingegen wiesen eine größere geografische Streuung und damit eine größere Zugangs- und Preissicherheit auf.

Die großen Unsicherheiten (v.a. Preis und Zugang), die mit steigenden Rohstoffimporten verbunden seien, stünden im Widerspruch zu den Anforderungen an ein hohes Maß an Versorgungssicherheit. In Hinblick auf eine verbesserte Versorgungssicherheit müsse vielmehr das Ziel verfolgt werden, den Importanteil an Primärenergieträgern zu reduzieren oder zumindest zu stabilisieren. Vor dem Hintergrund eines unsicheren Ressourcenzugangs sowie starken Preisunsicherheiten bei Importenergien sei ein großer Beitrag des heimischen und preisgünstigen Energieträgers Braunkohle zur Sicherung einer import-unabhängigen Stromversorgung unverzichtbar.

### **3.2 Langfristige Wirtschaftlichkeit der Braunkohleverstromung**

Die langfristige Wirtschaftlichkeit der Braunkohleverstromung sei trotz erheblichen Kostendrucks infolge der Liberalisierung des Strommarktes nach wie vor gegeben. Durch weitere Maßnahmen zur Kostenreduktion sei die Wettbewerbsfähigkeit auch langfristig gesichert. So sei geplant, die Kosten der Stromerzeugung aus rheinischer Braunkohle bis Mitte 2004 um weitere 30 % gegenüber dem Stand von 1999/2000 zu reduzieren. Davon sei zum Zeitpunkt der Antragstellung (Grundabtreitungsantrag) schon rund die Hälfte erreicht.

Ein weiterer Beleg für die Wettbewerbsfähigkeit der Braunkohleverstromung sei in der Tatsache zu sehen, dass im Zuge der zum Teil erheblichen Kraftwerksstilllegungen der letzten Jahre keine Braunkohle-Kraftwerke betroffen waren.

### **3.3 Regionalwirtschaftliche Bedeutung**

Sowohl der Braunkohle-Bergbau als auch die Braunkohleverstromung seien von großer regionalwirtschaftlicher sowie arbeitsmarktpolitischer Bedeutung. Rheinische Braunkohle sichere langfristig Tausende von Arbeitsplätzen über verschiedene Wertschöpfungsketten (Bergbau, Verstromung, Zulieferung und Anlagenbau). RWE stützt sich hierbei auf das Gutachten "Bedeutung der rheinischen Braunkohle für den Arbeitsmarkt unter den Bedingungen des liberalisierten Strommarkts" des Rheinisch-Westfälischen Instituts für Wirtschaftsforschung (RWI 2000). Die Verfasser des Gutachtens geben an, die Verwendung rheinischer Braunkohle würde in Zukunft in ganz Deutschland über 35.000 Arbeitsplätze langfristig sichern. Rund drei Viertel davon würden auf Nordrhein-Westfalen entfallen.

Bei der Substitution von heimischer Braunkohle durch importierte Primärenergieträger (z.B. Steinkohle, Gas) würde ein Teil der Wertschöpfung (v.a. Abbau, d.h. Rohstoffge-

winnung und z.T. Transport) in die Exportländer verlagert. Auch würden neu entstehende Arbeitsplätze in den Kraftwerken, die dann den Zuwachs an importierten Energieträgern verstromen würden, nicht unbedingt in Nordrhein-Westfalen errichtet, d.h. die Wertschöpfung im Kraftwerksbereich nur teilweise der Region zugute kommen.

### 3.4 Umweltverträglichkeit der Braunkohleverstromung

Die Verstromung der rheinischen Braunkohle würde in Nordrhein-Westfalen auf einem ökologisch hohen Niveau erfolgen. Die spezifischen Emissionen der bestehenden Braunkohle-Kraftwerke seien zum einen infolge der im Rahmen des Kraftwerks-Erneuerungsprogramms (10 Milliarden Euro-Programm) erfolgten Ertüchtigungsmaßnahmen (z.B. Retrofit) schon deutlich reduziert worden. RWE<sup>7</sup> habe sich darüber hinaus verpflichtet, durch die sukzessive Substitution des bestehenden Kraftwerksparks durch effizientere Kraftwerkstechnologien die spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen bis zum Jahr 2030 um ca. 27 % zu reduzieren. Mit dem Bau des BoA-Kraftwerks in Niederaußem sei hierbei ein erster Schritt erfolgt.

Des Weiteren argumentiert RWE, dass die zukünftige Braunkohleverstromung hinsichtlich ihrer Umweltverträglichkeit nicht isoliert betrachtet werden dürfe. Nicht der Ersatz von Braunkohle durch andere Energieträger sei der Schlüssel für einen zielgerichteten Klimaschutz. Viel bedeutender seien die angestrebten Effizienzsteigerungen im bestehenden Kraftwerkspark.

Auf die ökologischen Folgen des Braunkohletagebaus (z.B. großflächige Grundwasserabsenkungen, Versauerung des Restsees und des Grundwassers) wird im Grundabtrittungsantrag nicht eingegangen.

### 3.5 Unternehmerische Ausgleichsleistungen

Im Bewusstsein der ökologischen Probleme der weiteren Braunkohleverstromung forderte die Landesregierung die rechtlichen Vorgänger der RWE Rheinbraun AG<sup>8</sup> auf, den Neuaufschluss von Garzweiler II mit zahlreichen Maßnahmen (Ausgleichsmaßnahmen) zu flankieren, um die klimarelevanten Auswirkungen in gewissen Grenzen abzufedern. Im Rahmen der Vereinbarungen zum Kraftwerk-Erneuerungsprogramms, die die Landesregierung mit der unternehmerischen Verantwortung von RWE zum innovativen, sparsamen und rationellen Umgang mit Energie begründet (z.B. Landesregierung NRW 1991), verpflichtete sich RWE 1994 zu folgenden Maßnahmen:

---

<sup>7</sup> Das Kraftwerkserneuerungsprogramm wurde 1994 zwischen der Landesregierung Nordrhein-Westfalen und den beiden Rechtsvorgängern der RWE Energie AG, der Rheinbraun AG sowie der früheren RWE Energie AG, verhandelt.

<sup>8</sup> Das Kraftwerkserneuerungsprogramm wurde 1994 zwischen der LR Nordrhein-Westfalen und den beiden Rechtsvorgängern der RWE Rheinbraun AG, der Rheinbraun AG sowie der RWE Energie AG, verhandelt.

- Flächendeckende Maßnahmen zur Steigerung der Wirkungsgrade der Bestandsanlagen (durch Verbesserungen an den Dampfturbinen). Dadurch soll bei rund 70% der Braunkohle-Kraftwerksleistung der Wirkungsgrad um 3,5% erhöht werden.
- Neubau eines BoA-Kraftwerks mit einer installierten Leistung von 900 MW
- Auflegung eines Forschungs- und Entwicklungsprogramms (Volumen 50 Mio DM) zur Entwicklung der sogenannten KoBra-Technologie
- Rasche Investitionsentscheidungen zum Bau und Betrieb moderner Kraftwerke mit höheren Wirkungsgraden (Erwartung der Landesregierung, dass 2005 rund 10-20%, 2010 rund 33% und bis 2020 rund 50% der Braunkohle-Kraftwerke als KoBra-Kraftwerke betrieben werden)
- Reduktion der spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen aus der Braunkohleverstromung um 27% bis zum Jahr 2030
- Verstärkte Auskopplung von Fernwärme (d.h. Abwärmenutzung der Braunkohle-Kraftwerke)
- Wirkungsvolle Beiträge zum Stromsparen und zur Nutzung erneuerbarer Energien durch Auflegung zusätzlicher Förderprogramme und Dienstleistungsangebote für erneuerbare Energien und Energiesparmaßnahmen
- Verstärkter Einsatz von Braunkohle in KWK-Anlagen

### **3.6 Zusammenfassung der zentralen Thesen im Grundabtretungsantrag von RWE**

Im folgenden haben wir die zentralen Thesen aus dem Grundabtretungsantrag zusammengefasst, die wir in Kapitel 5.2 näher untersuchen werden:

#### **RWE-THESE 1**

In der Bundesrepublik Deutschland wird der Stromverbrauch weiter zunehmen (Grundabtretungsantrag S. 10).

#### **RWE-THESE 2**

Für die Grundlaststromerzeugung, für die bevorzugt Kernenergie und Braunkohle genutzt werden, ist der Einsatz von Erdgas nicht relevant (Grundabtretungsantrag S. 9).

#### **RWE-THESE 3**

Braunkohle hat aufgrund ihrer niedrigen Grenzkosten in bestehenden Kraftwerken eine hohe Einsatzpriorität und bleibt auch in neu zu errichtenden Kraftwerken wettbewerbsfähig (Grundabtretungsantrag S. 11)

#### **RWE-THESE 4**

Vor dem Hintergrund eines unsicheren Ressourcenzugangs sowie starken Preisunsicherheiten bei Importenergien ist ein großer Beitrag des heimischen und preisgünstigen Energieträgers Braunkohle für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit unverzichtbar (Grundabtretungsantrag S. 6).

#### **RWE-THESE 5**

Die im Rahmen des Kraftwerk-Erneuerungsprogramms von RWE schon realisierten und zukünftig geplanten Maßnahmen führen dazu, dass die Braunkohleverstromung auf einem hohen ökologischen Niveau stattfindet (Grundabtretungsantrag S. 12).

#### **RWE-THESE 6**

Sowohl der Braunkohle-Bergbau als auch die Braunkohleverstromung sichern langfristig Tausende von Arbeitsplätzen und sind deswegen von großer regionalwirtschaftlicher sowie arbeitsmarktpolitischer Bedeutung (Grundabtretungsantrag S. 12).

#### **RWE-THESE 7**

Seit der Genehmigung des Braunkohleplanes Garzweiler II im Jahr 1995 haben sich keine Änderungen ergeben, die Anlass zu einer Neubewertung und damit zu einer Überprüfung des Braunkohleplanes Garzweiler II und damit der Braunkohlennutzung ergeben müssten (Grundabtretungsantrag S. 6).



## 4 Veränderung der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen

Entgegen der Aussage im Grundabtretungsantrag, es gebe keinen Anlass zu einer Neubewertung und damit zu einer Überprüfung des Braunkohleplanes Garzweiler II (s.o. These 7), werden wir in diesem Kapitel darstellen, dass sich die energiewirtschaftlichen Rahmenbedingen seit der Genehmigung des Braunkohleplanes Garzweiler II im Jahr 1995 und der Zulassung für den Rahmenbetriebsplan Garzweiler I/II im Jahr 1997 einschneidend geändert haben, und zwar aufgrund der folgenden Entwicklungen:

1. Liberalisierung des Strommarkts
2. Klimaschutz und CO<sub>2</sub>-Emissionshandel
3. Novellierung des Atomgesetzes
4. Entwicklung neuer Technologien

Sowohl die Liberalisierung als auch die Entwicklung der Klimaschutzpolitik verschlechtern die Investitionsbedingungen für Braunkohlekraftwerke. Mit der Entwicklung neuer Technologien eröffnen sich Entwicklungsmöglichkeiten, die jenseits der bisherigen, von Großkraftwerken geprägten Stromerzeugungs-Struktur liegen.

Durch die im Atomgesetz festgelegte Stilllegung der Kernkraftwerke stellt sich die Frage, wie diese wegfallende Kapazität ersetzt werden kann. Die Auswertung der Prognosen und Szenarien in Kapitel 5.1.1 zeigt, dass in diesen Projektionen der künftigen Stromversorgung trotz unterschiedlicher Herangehensweise nicht damit gerechnet wird, dass die Lücke, die durch die Stilllegung der KKW's entsteht, durch eine Erhöhung der Braunkohle-Verstromung geschlossen wird.

### 4.1 Liberalisierung des Strommarktes

Zahlreiche Wirtschaftssektoren sind in den vergangenen Jahren liberalisiert und dadurch in ihrer Struktur verändert worden. Kaum ein Sektor hat sich jedoch so stark verändert wie der Versorgungssektor. Die Märkte für Telekommunikation, Gas und Strom waren über Jahrzehnte von staatlich garantierten Monopolen geprägt, die durch die Liberalisierung aufgelöst wurden und einem Wettbewerbsmarkt weichen mussten. Wir werden hier einige wichtige Veränderungen darstellen. Diese umfassen sowohl allgemeine Folgen von Liberalisierung als auch die Entwicklung in Deutschland seit der Marktöffnung im Jahr 1998.

#### 4.1.1 Die Folgen der Liberalisierung

Ein wichtiges Merkmal von Monopolmärkten ist eine relativ hohe Planungssicherheit. Das Monopolunternehmen hat Zugriff auf die meisten Daten, die es für die Zukunftsplanung benötigt. Es muss nicht befürchten, dass sich die von ihm zu deckende Nachfrage dadurch ändert, dass seine Kunden zu anderen Unternehmen wechseln. Die Preise in einem Monopolmarkt sind mehr oder weniger stabil, und das Monopolunternehmen

kann in der Regel zusätzliche Kosten, die z.B. durch eine Überschätzung der Nachfrageentwicklung und daraus resultierenden Überkapazitäten entstanden sind, an die Kunden weitergeben.

In einem Wettbewerbsmarkt dagegen sinkt die Planungssicherheit. Die Preise werden volatiler. Es geht nicht mehr nur um die Prognose der Gesamtnachfrage, sondern auch um die Prognose, wie viele und welche Kunden das Unternehmen in Zukunft versorgen wird. Viele relevanten Daten befinden sich nun nicht mehr in der Hand eines Monopolunternehmens, sondern werden teilweise von der Konkurrenz gehütet.

Die folgende Tabelle 1 gibt einen Überblick, wie sich die Unsicherheit verschiedener Faktoren im liberalisierten Markt erhöht.

*Tabelle 1: Zunahme der Planungsunsicherheit durch die Liberalisierung*

| Input in den Planungsprozess | Unsicherheit von Schlüsselvariablen |                  |
|------------------------------|-------------------------------------|------------------|
|                              | Monopolmarkt                        | Wettbewerbsmarkt |
| Preis                        | Niedrig                             | Mittel/Hoch      |
| Information                  | Niedrig                             | Hoch             |
| Nachfrage                    | Mittel                              | Hoch             |
| Kundenwahl                   | Niedrig                             | Mittel/Hoch      |
| Regulierung                  | Niedrig                             | Hoch             |

*Quelle: (Dyner, Larsen 2000: 1147) (Übersetzung durch d. Verf.)*

Durch das gestiegene Risiko im Wettbewerbsmarkt ändern sich auch die Rahmenbedingungen für Investitionen in neue Kraftwerke. Die massiven Auswirkungen, die die Liberalisierung auf die Investitionsentscheidungen in der Stromwirtschaft haben kann, werden eindrucksvoll durch die Liberalisierung in England zu Beginn der 90er Jahre demonstriert. Während vor der Liberalisierung Kohle- und Kernkraftwerke die dominanten Technologien waren, haben mit Beginn der Liberalisierung GuD-Kraftwerke<sup>9</sup> im sogenannten ‚dash for gas‘ einen rapiden Aufschwung erlebt. Vor der Liberalisierung war in England kein einziges GuD-Kraftwerk in Betrieb, heute, nur 15 Jahre später, verzeichnet die Dukes-Statistik des britischen Wirtschaftsministeriums eine GuD-Kapazität von über 22°GW<sup>10</sup>. In Kohle- und Kernkraftwerke wurde dagegen nicht mehr investiert (MacKerron, Watson 1996: 207).

Diese rapide Wandel kann zwar nicht ausschließlich mit der Liberalisierung erklärt werden. Neben technischen Fortschritten bei GuD-Anlagen und umweltpolitischen Faktoren war jedoch die Liberalisierung die wichtigste Ursache für diesen Umschwung. Marktliberalisierung führt zu einer Veränderung der Kalkulationsgrundlagen der Elektrizitätsversorgungsunternehmen. Wie oben dargestellt (s. Tabelle 1) bestand in den

<sup>9</sup> GuD: Gas- und Dampfturbinenkraftwerk

<sup>10</sup> Quelle: [http://www.dti.gov.uk/energy/inform/energy\\_stats/electricity/dukes5\\_7.xls](http://www.dti.gov.uk/energy/inform/energy_stats/electricity/dukes5_7.xls)

durch Monopolen geschützten Absatzmärkten eine hohe Sicherheit für die Kalkulation von Investitionen. Diese drückte sich in langen Abschreibungszeiträumen und niedrigen Kapitalverzinsungsansprüchen aus.

Im Wettbewerbsmarkt dagegen steigt das Risiko von Investitionen in neue Kraftwerke, und zwar sowohl das Preis- als auch das Mengenrisiko. Der Kraftwerksbetreiber kann sich nicht mehr sicher sein, über die Lebensdauer des Kraftwerks einen mehr oder weniger stabilen Preis erzielen zu können (Preisrisiko), geschweige denn eventuelle Mehrkosten problemlos auf die Kunden abwälzen zu können. Auch kann sich der Kraftwerksbetreiber nicht mehr sicher sein, ein stabiles Stromvolumen auf dem Markt verkaufen zu können (Mengenrisiko).

Als Folge dieses erhöhten Risikos steigen die Zinsen für das eingesetzte Kapital, in denen sich das Risiko der Investition widerspiegelt. Durch das erhöhte Risiko steigen also die Kapitalkosten. Zudem verzeichnen liberalisierte Märkte kürzere Abschreibungszeiträume: Der Investor möchte sein Geld angesichts des erhöhten Risikos schneller zurückhaben. Die Stromgestehungs-Kosten eines Kraftwerks im liberalisierten Markt können dadurch erheblich über den Kosten eines identischen Kraftwerks im Monopolmarkt liegen.

Durch höhere Kapitalkosten steigen die Kosten aller Kraftwerke. Je kapitalintensiver eine Technologie jedoch ist, desto stärker ist dieser Effekt. Die Kosten von kapitalintensiven Kraftwerkstechnologien, wie z.B. Kern- und Braunkohle-Kraftwerke, steigen also stärker als die Kosten von Kraftwerken mit relativ niedrigen Kapitalkosten, wie z.B. GuD-Anlagen. Die Wirtschaftlichkeit von GuD-Kraftwerken verbessert sich damit gegenüber der Wirtschaftlichkeit von Braunkohlekraftwerken (s. Kapitel 5.2.3.2).

Ein liberalisierter Markt begünstigt nicht nur Technologien mit geringer Kapitalintensität, sondern auch solche, die ihre Erzeugung flexibel an sich ändernde Marktbedingungen und volatile Preise anpassen können. Auch dadurch verändern sich die Investitionsbedingungen zuungunsten von Braunkohle-Kraftwerken.

Unter anderem ausgelöst durch die neuen Unsicherheiten des liberalisierten Marktes, sind auch neue Methoden entwickelt bzw. teilweise bereits umgesetzt worden, um mit den Risiken des liberalisierten Marktes umzugehen. Das betrifft sowohl kurzfristige Risiken, wie sie z.B. im Stromhandel auftreten, als auch langfristige Risiken, die z.B. mit der Entscheidung über Kraftwerksneubauten verbunden sind. Dazu gehören auch neue Planungs- und Strategieentwicklungsmethoden, auf die wir in Kapitel 5.1.2.3 näher eingehen werden, in welchem wir die Methoden der von RWE zitierten Studien diskutieren.

#### **4.1.2 Die Entwicklung in Deutschland**

Seit der Genehmigung des Braunkohleplans Garzweiler II im Jahr 1995 haben sich der deutsche und der europäische Strommarkt grundlegend gewandelt. Mit der EU-Binnenmarktrichtlinie (Richtlinie 96/92/EG) vom Dezember 1996 sowie der Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) im Jahr 1998 wurden Entwicklungen an-

gestoßen, die zahlreiche energiewirtschaftliche Parameter verändert haben und in den kommenden Jahren weiter verändern werden. Die Entwicklung hin zu einem liberalisierten EU-Binnenmarkt wird durch die im Juni 2003 verabschiedete EU-Beschleunigungsrichtlinie Strom und Gas (Richtlinie 2003/54/EG), die die Richtlinie von 1996 ablöst, weiter vorangetrieben.

Um diese „Beschleunigungsrichtlinien Strom und Gas“ in deutsches Recht umzusetzen, wird zum Zeitpunkt der Erstellung dieser Studie eine Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) erarbeitet. Ein zentraler Baustein ist der Übergang vom System des verhandelten Netzzugangs zu einer staatlichen Regulierung der Netzzugangsbedingungen, wie es in allen anderen Mitgliedstaaten der EU heute schon faktisch praktiziert wird. Es ist damit zu rechnen, dass die Netznutzungsgebühren dadurch im Durchschnitt sinken werden, mit positiven Auswirkungen auf den Wettbewerb.

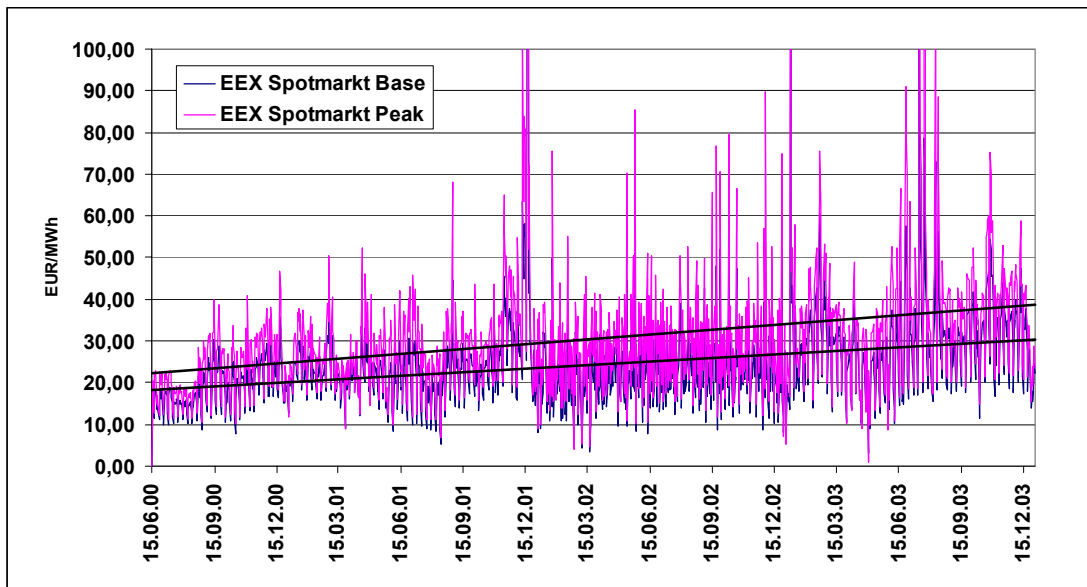
Die EU-Richtlinie sieht außerdem vor, dass sich vertikal integrierte Unternehmen sowohl auf der Übertragungs- als auch Verteilnetzebene in Zukunft rechtlich entflechten müssen (legal unbundling). Bisher wurde in diesem Bereich lediglich eine buchhalterische Entflechtung gefordert, die erhebliche Spielräume für die unternehmensinterne Quersubventionierung ließ. Die rechtliche Entflechtung tritt für Unternehmen auf der Übertragungsebene in 2004 in Kraft, für Unternehmen der Verteilebene ab 2007. Von der Bestimmung ausgenommen sind allerdings Versorgungsunternehmen, die weniger als 100.000 angeschlossene Kunden versorgen.

Die Einführung einer staatlichen Regulierung und die verschärften Unbundling-Anforderungen zeigen, dass die politischen Bemühungen, den Wettbewerb auf dem Strommarkt zu stärken, auch weiterhin zu Veränderungen führen werden.

Die Liberalisierung des Strommarktes hat dazu geführt, dass die Strompreise auf dem Großhandelsmarkt zwischenzeitlich auf Grenzkostenniveau fielen. Seit einiger Zeit steigen die Preise jedoch wieder, u.a. in Folge des Abbaus von Überkapazitäten im Erzeugungsbereich und der Marktmacht der großen Erzeuger.

Die folgende Abbildung 1 zeigt diesen Preisanstieg auf dem Spotmarkt der European Energy Exchange. Sie macht auch deutlich, dass der liberalisierte Strommarkt durch erhebliche Preisschwankungen gekennzeichnet ist, die zudem mit der Zeit noch zugenommen haben. Kraftwerksinvestoren und -betreiber können nicht mehr mit stabilen Preisen kalkulieren. Dadurch verringert sich, wie oben dargestellt, die Planungssicherheit und es erhöht sich das Risiko.

Abbildung 1: Spotpreisentwicklung an der European Energy Exchange (2000-2003)



Quelle: European Energy Exchange ([www.eex.de](http://www.eex.de))

Die Liberalisierung hat zu einer erheblichen Kostenreduktion auf der Erzeugungsseite geführt. Überkapazitäten wurden abgebaut und auch an den noch bestehenden Standorten wurden Kosten eingespart, vor allem durch massiven Personalabbau (siehe Kapitel 5.2.5.3). In vielen Fällen wurde zum Beispiel das Wartungspersonal für mehrere Kraftwerke zusammengelegt.

Die im Lauf der Liberalisierung sukzessiv sinkende Anzahl an Marktteilnehmern hat zu einer zunehmenden Marktkonzentration geführt (Öko-Institut 2002). Dies vor allem durch die Fusionen zwischen den Verbundunternehmen RWE und VEW zu RWE, Bayernwerk und PreussenElektra zu E.ON und HEW, BEWAG und VEAG als Teil des schwedischen Vattenfall-Konzerns. Daneben ist EnBW der vierte wichtige Spieler auf dem Erzeugungsmarkt. Mit dieser Marktkonzentration steigt auch die Marktmacht, d.h. die Möglichkeit der Preisbeeinflussung durch einzelne Unternehmen.

Die vier Großen haben zusammen einen Anteil von 75-80 % an der Stromerzeugung. E.ON und RWE verfügen gemeinsam über rund die Hälfte der deutschen Erzeugungskapazitäten. Gleichzeitig bilden die beiden Unternehmen auf den bundesweiten Märkten für die Belieferung von industriellen/gewerblichen Großkunden sowie für die Belieferung weiterverteilender EVU ein marktbeherrschendes symmetrisches Duopol. Weder Vattenfall Europe noch Energie Baden-Württemberg (EnBW), die beiden anderen großen Stromunternehmen mit Anteilen am Übertragungsnetz, können die Verhaltensspielräume des Duopols wirksam begrenzen. Das Bundeskartellamt geht deswegen davon aus, dass die Strompreise nicht durch Wettbewerbshandlungen bestimmt werden, sondern aus oligopolistischem Parallelverhalten resultieren (BKartA 2002).

Es ist damit zu rechnen, dass die Marktkonzentration weiter zunehmen wird, insbesondere auf der Ebene der Endkundenversorgung. Die großen Verbundunternehmen wer-

den versuchen, über Beteiligungen ihren Anteil am Endkundenmarkt zu erhöhen und sich so Absatzmärkte zu sichern. Im Rahmen dieser Strategie suchen sie beispielsweise zunehmend Kooperationen mit Stadtwerken. So hat die E.ON-Tochter Thüga bereits Beteiligungen an rund 150 Stadtwerken, RWE an rund 130.

Neue Wettbewerber, insbesondere ausländische Unternehmen, konnten den Wettbewerb nur in der Anfangsphase der Liberalisierung beleben, sind inzwischen aber wieder weitgehend vom Markt verschwunden. In der Zukunft wird es jedoch wichtig sein, eine weitere Oligopolisierung durch Marktneueintritte zu verhindern. Akteure wie z.B. Intergen, die ein Erdgas-GuD-Kraftwerk errichten wollen, spielen deshalb auch für die Stärkung des Wettbewerbs eine wichtige Rolle.

## 4.2 Klimaschutz und CO<sub>2</sub>-Emissionshandel

Neben der Liberalisierung haben sich in den vergangenen Jahren auch die klimapolitischen Rahmenbedingungen weiterentwickelt. Das Ziel, die Summe der CO<sub>2</sub>-Emissionen nachhaltig zu reduzieren, ist eine der Leitplanken der Energie- und Umweltpolitik der Bundesregierung. Hierzu verfolgt sie den Plan, die CO<sub>2</sub>-Emissionen bis 2005 gegenüber 1990 um ein Viertel zu verringern.<sup>11</sup>

Im Klimaschutzprotokoll von Kyoto verpflichtete sich die EU, die Emissionen von sechs Treibhausgasen in der ersten Verpflichtungsperiode 2008 bis 2012 um 8% zu reduzieren (Basisjahr 1990). Innerhalb der EU haben die Mitgliedsstaaten eine Lastenverteilung vereinbart, nach der die einzelnen Länder unterschiedliche Reduktionsziele erfüllen müssen, um zum EU-Ziel beizutragen. Deutschland verpflichtete sich im Rahmen dieses "Burden Sharing", die Emissionen von sechs Treibhausgasen in der ersten Budgetperiode 2008-2012 um 21 % (Basisjahre 1990 / 1995)<sup>12</sup> zu reduzieren.

Neben diesen mittelfristigen Zielen werden auch weitergehende langfristige Reduktionsziele formuliert. So hatte die Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung“ des 14. Deutschen Bundestages (Enquete-Kommission 2002) den Auftrag, Strategien zu entwickeln, wie eine Reduzierung der energiebedingten Treibhausgasemissionen um 40% bis zum Jahre 2020, um 50% bis 2030 und um 80% bis zum Jahre 2050 möglich ist.

Die Vereinbarung von mittelfristigen nationalen Reduktionszielen im Rahmen des Kyoto-Protokolls bzw. des EU-Burden-Sharing wird durch die Einführung eines EU-weiten Emissionshandelssystems begleitet, das zunächst allerdings nur CO<sub>2</sub>-Emissionen erfasst. Die im Juli 2003 verabschiedete europäische Emissionshandelsrichtlinie (Richtlinie 2003/87/EG) schreibt vor, dass Anlagen, die unter diese Richtlinie fallen, ab dem 1. Januar 2005 eine Genehmigung (Emissionszertifikat) benötigen, um emittieren zu dürfen.

---

<sup>11</sup> Zwischen 1990 und 2001 sanken die absoluten CO<sub>2</sub>-Emissionen des Energiesektors um rund 17 % (DIW 2003).

<sup>12</sup> Basisjahr für CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O 1990; H-FKW, FKW, SF<sub>6</sub> 1995.

Alle EU-Mitgliedsstaaten müssen bis zum 31. März 2004 einen „Nationalen Allokationsplan“ (NAP) aufstellen, in dem die nationalen Reduktionsziele auf einzelne Wirtschaftsbereiche bzw. einzelne Kraftwerke heruntergebrochen werden und die anfängliche Verteilung der Zertifikate an die einzelnen Anlagen festgelegt wird. Von 2005 bis 2007 läuft dann die erste Handelsphase. Wer mehr Zertifikate hat als er Emissionen verursacht, kann den Überschuss verkaufen. Wer mehr CO<sub>2</sub> emittiert als er Zertifikate nachweisen kann, muss zukaufen. Entscheidend ist, dass die Gesamtzahl der Zertifikate entsprechend den Gesamtreduktionszielen verringert wird.

Die anfängliche Verteilung der Zertifikate kann nach verschiedenen Verfahren erfolgen. Die Zertifikate können entweder kostenlos verteilt werden, oder die Emittenten müssen bereits zu Beginn für die Zertifikate bezahlen, wobei der Preis z.B. in einer Auktion ermittelt werden kann. Die EU-Richtlinie schreibt vor, dass bei Erstallokation für die Handelsperiode 2005-2007 mindestens 95 % der Zertifikate kostenlos zugeteilt werden müssen. Für die zweite Handelsperiode 2008-2012 sinkt dieser Wert auf 90 %. Erst ab 2013 können die Mitgliedsstaaten alle Zertifikate versteigern, was deutliche Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit verschiedener Kraftwerkstypen hätte (s. Kapitel 5.2.3.3).

Im Gegensatz zur entgeltlichen Zuteilung, bei der ein Verfahren für die Preisermittlung benötigt wird, muss bei einer unentgeltlichen Zuteilung festgelegt werden, nach welcher Methode die Emissionsrechte auf die einzelnen Anlagen verteilt werden.

1. Bei der Vergabe nach Großvaterrechten (Grandfathering) werden die Zertifikate auf der Grundlage der Emissionen zugeteilt, die die Anlage in einem festgelegten Zeitraum in der Vergangenheit verursacht hat. Je weiter dieser Zeitraum zurückliegt, desto stärker werden durch diese Form der Allokation Vorleistungen („early action“) berücksichtigt, d.h. Maßnahmen zur Reduktionsminderung, die bereits vor Einführung des Emissionshandels durchgeführt wurden.
2. Beim Benchmarking wird für jeden Kraftwerkstyp ein Emissionsfaktor vorgegeben, der sich beispielsweise an der besten verfügbaren Technologie oder am Durchschnitt der bereits bestehenden Anlagen orientiert. Letzteres kann entweder für jeden Brennstoff separat (brennstoffspezifisches Benchmarking) oder für den Durchschnitt aller Anlagen – unabhängig vom jeweiligen Brennstoff – erfolgen. Wird dieser Emissionsfaktor mit dem Anlagenoutput multipliziert, erhält man die Zahl der Zertifikate, die einer Anlage nach dieser Methode zustehen.

Ziel des Emissionshandels ist es, das politisch vereinbarte CO<sub>2</sub>-Ziel zu den geringst möglichen Kosten zu erreichen, indem der Handel dafür sorgt, dass Reduktionen in jenen Anlagen durchgeführt werden, in denen diese am effizientesten sind. Es geht also nicht darum, die Kosten der Stromerzeugung insgesamt zu erhöhen oder alle Anlagen gleichmäßig zu einer Reduktion ihrer Emissionen zu bewegen. Vielmehr ist das Ziel eine Veränderung des Erzeugungsmixes, d.h. ein veränderter Einsatz von Brennstoffen und Energieerzeugungsanlagen, und zwar zuungunsten von Prozessen mit hohen spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen wie die Braunkohleverstromung.

### 4.3 Novellierung des Atomgesetzes

Der Deutsche Bundestag verabschiedete am 14.12.2001 das Gesetz zur geordneten Beendigung der Kernenergienutzung zur gewerblichen Erzeugung von Elektrizität. Mit dieser Novelle des Atomgesetzes (AtG) setzte die Bundesregierung die Vereinbarungen um, die innerhalb der Konsensverhandlungen über einen Ausstieg aus der Kernenergienutzung in Deutschland mit den großen Stromkonzernen VEBA AG (ehem. PreussenElektra), VIAG AG (ehem. Bayernwerk) - jetzt beide E.ON AG -, RWE AG und EnBW AG getroffen wurden.<sup>13</sup>

Kernpunkt des novellierten Atomgesetzes ist die geänderte Zielsetzung des Gesetzes. Verfolgte das Atomgesetz ehemals den Zweck, die Nutzung der Kernenergie zu friedlichen Zwecken zu fördern, dient es nun dem Zweck, die kommerzielle Stromgewinnung mittels Kernenergie "geordnet zu beenden und bis zum Zeitpunkt der Beendigung den geordneten Betrieb (der Kraftwerke) sicherzustellen" (§1 Abs.1 AtG). So verbietet das neue AtG die Genehmigung neuer Kernkraftwerke.

Das AtG enthält keine fixen Stilllegungsdaten für einzelne Reaktoren. Vielmehr einigten sich Bundesregierung und Energiewirtschaft auf eine Begrenzung der absoluten Strommenge, die von den 19 deutschen Kernreaktoren ab dem Stichtag 01.01.2000 insgesamt noch erzeugt werden darf. Zwar wurde die Gesamtstrommenge in Höhe von rund 2.600 TWh anlagenscharf auf die verschiedenen Reaktoren verteilt, gleichzeitig jedoch die Flexibilität eingeräumt, Stromkontingente zwischen verschiedenen Anlagen zu verschieben. Generell ist es zulässig, Strommengen von einer Anlage auf eine Anlage jüngerer Inbetriebnahmedatums (relevant ist hier der Zeitpunkt der kommerziellen Inbetriebnahme) zu übertragen. Die Übertragung auf eine ältere Anlage bedarf der Zustimmung des Bundesumweltministeriums im Einvernehmen mit dem Kanzleramt und dem Bundeswirtschaftsministerium. Die Berechtigung zum Betrieb eines Kernkraftwerks endet, wenn die Anlage die im Rahmen des Atomgesetzes festgelegte bzw. durch Übertragung geänderte Strommenge erreicht hat.

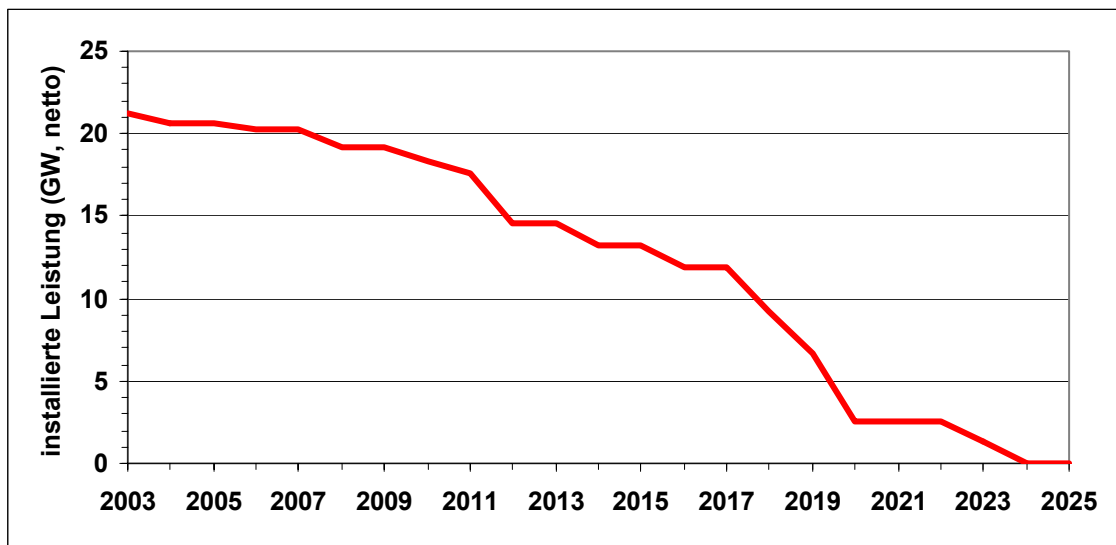
Mit der Festlegung des absoluten noch zu erzeugenden Stromkontingents wird die Gesamtlaufzeit der Anlagen auf einen Zeitraum (abhängig von der Entwicklung der Jahresauslastung) von rund 30-35 Jahren begrenzt. Unter Zugrundelage des Inbetriebnahmedatums sowie der durchschnittlichen Jahreserzeugung der einzelnen Anlagen in den letzten fünf Jahren könnten die Anlagen nach folgendem Fahrplan außer Betrieb gehen:

---

<sup>13</sup> Vereinbarung zwischen der Bundesregierung und den Energieversorgungsunternehmen vom 14.Juni 2000, unterzeichnet am 11.06.2001.



Abbildung 2: Mögliche Sterbelinie der deutschen Kernkraftwerke



Quelle: Eigene Berechnung

#### 4.4 Entwicklung neuer Technologien

Die Beurteilung der energiewirtschaftlichen Bedeutung und Notwendigkeit der mittel- bis langfristigen Braunkohleverstromung muss auch vor dem Hintergrund der Entwicklung neuer Technologien gesehen werden. Neben technologischen Entwicklungen im Bereich der Großkraftwerke, worunter auch die neuen Kraftwerkstypen oder -konzepte (z.B. BoA-Konzept) zur Verstromung der Braunkohle fallen (z.B. BMWi 1999; Cooretec 2003; Enquete-Kommission 2002), werden wir im folgenden v.a. auf die neuen Entwicklungen bei den dezentralen Technologien eingehen. Hierzu gehören zum einen Neuentwicklungen im Erzeugungsbereich, zum anderen in den Bereichen Steuerung, Regelung und Kommunikation.

Darüber hinaus wird im Bereich der Verstromung fossiler Brennstoffe die CO<sub>2</sub>-Abscheidung intensiv diskutiert (z.B. im Rahmen der sogenannten „Clean Coal“ Strategie<sup>14</sup>). Auch deren Wechselwirkung mit der Verstromung von Braunkohle wird im folgenden diskutiert.

##### 4.4.1 Dezentrale Erzeugungstechnologien

Dezentrale Erzeugungstechnologien werden mittel- bis langfristig zunehmend an Bedeutung gewinnen und die Stromversorgung aus Großkraftwerken ergänzen und partiell substituieren. Vor allem erlauben die technischen Innovationen in der Kommunikations-, Steuerungs- und Regelungstechnik, eine Vielzahl dezentraler Erzeugungseinheiten in

<sup>14</sup> Als „Clean Coal“ Technologien werden im folgenden Kohlekraftwerke mit vor- oder nachgeschalteter CO<sub>2</sub>-Abscheidung und Deponierung bezeichnet (im Gegensatz dazu werden oftmals schon Kohlekraftwerkskonzepte mit erhöhtem Wirkungsgrad als „Clean Coal“ Kraftwerke bezeichnet).

die Netzstruktur zu integrieren und durch gegenseitige Vernetzung ihren Einsatz zu optimieren. Weitere Optimierungsoptionen bestehen in der Einbindung von Energiemanagementsystemen (verbesserte Prognoseverfahren, intelligente Haustechnik), die es erlauben, Energiebereitstellung und Nachfrage besser zu prognostizieren und optimal aufeinander abzustimmen.

Zu den dezentralen Technologien gehören u.a. die erneuerbaren Energiequellen. In diesem Bereich sind lediglich bei der Wasserkraft die Potenziale heute schon weitgehend ausgeschöpft. Neben der Windenergie (hier v.a. Offshore<sup>15</sup>) stellen insbesondere die Verstromung von Biomasse und Biogas sowie die Geothermie in Deutschland erhebliche technische Potenziale bereit (DLR et al. 1999; TAB 2003). Beispielsweise werden im Bereich der Biomasseverstromung große Hoffnungen auf die thermochemischen Vergasungsverfahren gelegt, die im Vergleich zu den heute eingesetzten Technologien höhere elektrische Wirkungsgrade erwarten lassen. Biomasse und Geothermie sind zudem steuerbar und deswegen im Gegensatz zu stochastischen Erzeugungsquellen problemlos in der Grundlast einsetzbar. Die Windenergie profitiert von Entwicklungen bei den Wetter-Prognosetools, mit denen sich die Windschwankungen immer genauer und sicherer voraussagen lässt. Bei den meisten Technologien und Energieträgern werden auch in Zukunft die spezifischen Investitionskosten weiter sinken: zum einen, da die Anlagen immer größer werden, zum anderen aufgrund von Lerneffekten in der Anlagenherstellung.

Unter den neuen, im derzeitigen Energiesystem noch nicht etablierten dezentralen Technologien werden unter anderem Brennstoffzellen, Mikrogasturbinen und Stirlingmotoren große Chancen eingeräumt. Die Einsatzmöglichkeiten dieser Technologien sind vor allem vor dem Hintergrund der Fortschritte zu sehen, die in den letzten Jahren im Rahmen ihrer technologischen Entwicklung erzielt wurden. Diese betreffen zum einen die technische Zuverlässigkeit der Anlagen, zum anderen die weitere Senkung von Kosten für Herstellung, Wartung und Betrieb. Bei einigen dieser Technologien könnte die Marktdurchdringung in den nächsten 5-10 Jahren erreicht werden (Wuppertal Institut 2002).

#### **4.4.2 Steuerungs- und Regelungstechnik (z.B. virtuelle Kraftwerke, Smart Homes)**

Das Konzept des "virtuellen Kraftwerks" verfolgt das Ziel, mit Hilfe moderner Kommunikationssysteme und Steuerungselektronik verschiedene dezentrale Erzeugungseinheiten (Quellen) sowie Stromabnehmer (Senken) so miteinander intelligent zu vernetzen, dass dadurch ein virtuelles Kraftwerk entsteht. Dies führt u.a. dazu, dass sich Kraftwerke mit schwankenden Einspeiseprofilen (wie z.B. die Windenergie) z.B. durch das aktive Zu- oder Abschalten von steuerbaren Stromverbrauchern (z.B. Kühllasten)

---

<sup>15</sup> Da Offshore-Windkraftanlagen in großen Parks im zwei- bis dreistelligen MW-Leistungsbereich errichtet werden, gehören sie eigentlich nicht zur Gruppe der dezentralen Erzeugungstechnologien. Aus Gründen der Systematik (erneuerbare Energien) werden sie jedoch hier aufgeführt.

besser in das Gesamtsystem integrieren lassen. Der energiewirtschaftliche Nutzen von stochastischen erneuerbaren Energien wird somit erhöht. Gleichzeitig verringert sich der Bedarf an Reserveleistung.<sup>16</sup>

Die für die aktive Steuerung von Erzeugung und Verbrauch notwendige Kommunikations- und Regelungstechnik wird in Form von Energiemanagementsystemen heute schon erprobt und angeboten.

Die Steuerung sowohl der Angebots- als auch der Nachfrageseite lässt die Erschließung von Effizienz- und damit Kostenpotenzialen zu. Die Einsparpotenziale, die in den nächsten 20 Jahren durch die „intelligente“ Verknüpfung dezentraler Energieeinheiten erschlossen werden können, werden in Hinblick auf die Primärenergie auf mindestens 20 % bei gleichbleibender Versorgungssicherheit geschätzt (Feldmann 2001).

Wie wichtig und aussichtsreich Konzepte zur intelligenten Vernetzung dezentraler Energieeinheiten sind, spiegelt sich auch in der aktuellen Forschungsagenda des Bundes und der Europäischen Kommission wider, die zahlreiche Projekte in diesem Bereich fördern.<sup>17</sup>

Neben dem Konzept der virtuellen Kraftwerke lassen sich durch den Einsatz innovativer Informationstechnologien Einsparpotenziale auch auf kleinerer räumlichen Skala (z.B. Haushaltsbereich, einzelner Industriebetrieb) erschließen. Smart Home Konzepte verfolgen beispielsweise das Ziel, durch das Zusammenspiel von Kommunikations-, Steuerungs- und Regelungstechnik eine Vernetzung hausinterner Subsysteme (zum Beispiel Heizung, Beleuchtung, Beschattung) zu erreichen. So lassen sich durch ein auf den Nutzer und das Gebäude abgestimmtes Energiemanagement Optimierungspotenziale erschließen, beispielsweise durch bedarfsabhängige Lichtregelung oder Lüftungssteuerung. Bis zum heutigen Zeitpunkt wurden schon zahlreiche verschiedene "Smart Home"-Systeme entwickelt und in verschiedenen Gebäudekontexten mit Erfolg eingesetzt (Enquete-Kommission 2002).

#### 4.4.3 CO<sub>2</sub>-Sequestrierung

Bei der CO<sub>2</sub>-Sequestrierung handelt es sich um eine Technologie, die grundsätzlich machbar erscheint, auch wenn heute noch zahlreiche grundlegende Fragen entlang der

<sup>16</sup> Unter das Konzept der virtuellen Kraftwerke gehört z.B. auch das virtuelle Regelkraftwerk, das seit Anfang September von 15 industriellen und kommunalen Kraftwerken aus der Region Saarbrücken gebildet wird. Der Kraftwerkspool besteht hauptsächlich aus KWK-Anlagen und verfügt zusammen über eine Regelleistung von 140 MW. Organisiert wird dieses erste "virtuelle Regelkraftwerk" von den beiden Saarbrückener Unternehmen SFW GmbH und SaarEnergie GmbH.

<sup>17</sup> So fördert der Bund das Projekt EDISON, in welchem ein Konzept und die Komponenten für eine neue, dezentrale Netzstruktur mit integriertem Kommunikationssystem entwickelt werden soll (auf Basis von Photovoltaik, Windkraftanlagen, BHKW, Brennstoffzellen, lokale Energiespeicher, Power Quality Geräte). Die EU-Kommission fördert beispielsweise das Projekt DISPOWER (Distributed Generation with High Penetration of Renewable Energy Sources). In diesem soll die notwendige Hard- und Software für den optimalen Betrieb einer großen Anzahl dezentraler Stromerzeuger inkl. deren Einbindung in vorhandene Netzstrukturen entwickelt werden.

Technologiekette (CO<sub>2</sub>-Abtrennung, Transport und Langzeitspeicherung) beantwortet werden müssen. Die Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung“ des 14. Deutschen Bundestages stuft deswegen in ihrem Abschlussbericht die CO<sub>2</sub>-Sequestrierung als mittel- bis langfristige Vision mit einem Zeithorizont 2020/2025 ein (Enquete-Kommission 2002). Vorbehaltlich der Lösung einer Vielzahl technologischer, ökologischer, sozialer und rechtlicher Fragen sei die CO<sub>2</sub>-Sequestrierung eine potenzielle Option mit (beschränkten) mittel- bis langfristigen Perspektiven.

Aufgrund der regen Forschungstätigkeit und der aktiven Diskussion über die CO<sub>2</sub>-Sequestrierung sollte jedoch heute schon deren mögliche Implikationen für die Zukunft der Braunkohle untersucht werden. Folgende Aspekte müssen dafür berücksichtigt werden:

- Anlagen zur CO<sub>2</sub>-Abtrennung verbrauchen erhebliche Mengen an Energie.<sup>18</sup> Die CO<sub>2</sub>-Abtrennung in einem fossil befeuerten Kraftwerk geht damit bei allen heute diskutierten Abtrennungsverfahren<sup>19</sup> mit erheblichen Verlusten des Nettowirkungsgrads des entsprechenden Kraftwerks einher. Die absoluten Verluste des Nettowirkungsgrads schwanken hierbei zwischen 5-14% (Cooretec 2003; Marsh 2003).
- Die CO<sub>2</sub>-Sequestrierung ist mit hohen Kosten verbunden. Heutige Schätzungen gehen von einer Kostenbandbreite zwischen 40-60 EUR/t CO<sub>2</sub> aus (Enquete-Kommission 2002). Größte Kostenfaktoren sind hierbei die eigentliche CO<sub>2</sub>-Abtrennung und – im Falle langer Transportwege – der CO<sub>2</sub>-Transport.
- Deutschland verfügt nur über begrenzte Kapazitäten für die CO<sub>2</sub>-Speicherung. Die Enquete-Kommission geht von einer relativ gesicherten nutzbaren Speicherkapazität von rund 2 Mrd. t CO<sub>2</sub> aus.<sup>20</sup> Die verfügbaren Lagerstätten (v.a. ausgeförderte Erdöl- und Erdgasfelder)<sup>21</sup> liegen hierbei vorwiegend in Niedersachsen und Schleswig-Holstein und damit mehr als 200 km von den Standorten der Kraftwerke im rheinischen Braunkohle-Revier entfernt.

Vor dem Hintergrund hoher CO<sub>2</sub>-Transportkosten und der geografischen Verteilung möglicher Lagerstätten erscheint es nach derzeitiger Sicht plausibel, dass die CO<sub>2</sub>-Sequestrierung insbesondere für Kraftwerksstandorte nahe den Erdgas- und Erdöllagerstätten in Frage käme. Um den Aufbau einer aufwendigen CO<sub>2</sub>-Transportinfrastruktur zu vermeiden, würden – im Falle neuer Kraftwerke - die Kraftwerke im Idealfall in der unmittelbaren Nähe der entsprechenden Lagerstätte gebaut werden. Die CO<sub>2</sub>-

<sup>18</sup> Dies trifft sowohl für Anlagen zur CO<sub>2</sub>-Abtrennung im Rauchgas (Abgas) eines Kraftwerks zu als auch für Anlagen, die das CO<sub>2</sub> aus dem Brenngas (z.B. bei Kraftwerken mit vorgeschalteter Kohlevergasung) abscheiden.

<sup>19</sup> Z.B. Absorptions- und Adsorptionsverfahren, Membranverfahren.

<sup>20</sup> Diese Menge entspricht in etwa der Summe der CO<sub>2</sub>-Emissionen von 6-7 großen modernen Steinkohlekraftwerken über eine Laufzeit von 40 Jahren.

<sup>21</sup> Aufgrund zu großer Sicherheitsrisiken und Unsicherheitsfaktoren wurden Lagerstätten in stillgelegten Kohlebergwerken sowie tiefen salinaren Aquiferen in dieser Schätzung ausgenommen.

Sequestrierung wäre aus diesem Grund besonders für Steinkohlekraftwerke interessant, da diese aufgrund der höheren Energiedichte der Steinkohle flexibler in ihrer Standortwahl sind. Gleichzeitig würden küstennahe Steinkohle-Standorte im Falle von Importkohle von niedrigeren Transportkosten für den Brennstoff profitieren.

Die Standorte von Braunkohle-Kraftwerken hingegen sind aufgrund der geringen Energiedichte der Braunkohle kostenbedingt an die Abbaugelände gebunden. Im Falle der CO<sub>2</sub>-Sequestrierung würden damit hohe CO<sub>2</sub>-Transportkosten zu den Lagerstätten anfallen. Damit stellt die CO<sub>2</sub>-Sequestrierung – selbst für den Fall, dass alle damit heute noch offenen Fragestellungen befriedigend gelöst werden – für die Braunkohleverstromung nur mit großen Einschränkungen eine Option dar.



## 5 Kritik der Argumentation von RWE

Die Auseinandersetzung mit den in Kapitel 1 dargestellten Argumenten, die das Allgemeinwohlinteresse an der Weiterführung des Braunkohletagebaus I/II belegen sollen, wird in drei Schritten erfolgen, jeweils vor dem Hintergrund der in Kapitel 1 dargestellten Veränderungen:

- Zunächst werden die beiden energiewirtschaftlichen Studien von Prognos und EWI (Prognos 2000) und Esso (Esso 2001), auf die RWE seine Argumentation stützt, in den wichtigen Punkten dargestellt und den Szenarien der Bundestags-Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung“ (Enquete-Kommission 2002) und von Wuppertal Institut und DLR (Wuppertal Institut, DLR 2002) gegenübergestellt. Neben der inhaltlichen Kritik werden wir vor allem ihre Tauglichkeit für den Beleg des Allgemeinwohlinteresses an Garzweiler I/II methodisch hinterfragen.
- Im zweiten Schritt werden die sieben Thesen von RWE, die wir in Kapitel 3.6 herausgearbeitet haben, auf den Prüfstand gestellt.
- Drittens werden wir uns mit der Frage auseinandersetzen, inwieweit das Interesse von RWE an der Weiterführung von Garzweiler mit dem Allgemeinwohlinteresse identisch ist oder wodurch die beiden auseinanderfallen.

### 5.1 Bewertung der Prognosen von Prognos und Esso

Zur Untermauerung der energiewirtschaftlichen Argumentation zugunsten von Garzweiler I/II im Grundabtretungsantrag stützt sich RWE auf zwei Prognosen:

- Prognos 2000: Die längerfristige Entwicklung der Energiemärkte im Zeichen von Wettbewerb und Umwelt. Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, Berlin.
- Esso 2001: Energieprognose 2001. Potenzial der Öl- und Gasvorräte. Hamburg.

Im Zentrum dieses Kapitels steht die Frage, inwieweit sich die Allgemeinwohl-Argumentation von RWE im Grundabtretungsantrag auf diese beiden Prognosen stützen kann. Dazu stellen wir zunächst die Prognosen selbst dar, d.h. die Methodik der Prognosenerstellung, die zentralen Annahmen, die der Prognose zugrunde liegen, sowie die – vor allem mit Blick auf die Braunkohle – wichtigsten Ergebnisse.

Dabei ist es wichtig, bei Projektionen zukünftiger Entwicklungen zu unterscheiden zwischen Prognosen und Szenarien. Prognosen gehen davon aus, dass die heutigen wirtschaftlichen („business as usual“) und politischen („policy as usual“) Rahmenbedingungen stabil bleiben und dass es zu keinen einschneidenden Veränderungen kommt. Prognosen sind in ihren Annahmen folglich sehr eingeschränkt und decken nur einen sehr beschränkten Teil zukünftiger Entwicklungsmöglichkeiten ab.

Szenarien berücksichtigen im Gegensatz zu Prognosen ein wesentlich breiteres Set an Annahmen und können eine Vielzahl möglicher Zukünfte abbilden, auch solche, die von einer Fortschreibung gegenwärtiger Trends abweichen. Voraussetzung ist jedoch auch hier, dass die Beschreibungen der Zukunft konsistent sind.

Die Darstellung der von RWE zitierten Prognosen wird ergänzt durch die Beschreibung von zwei Szenario-Studien:

- Wuppertal Institut; DLR 2002: Langfristszenarien für eine nachhaltige Energienutzung in Deutschland. Untersuchung im Auftrag des Umweltbundesamtes, Berlin
- Enquete-Kommission 2002: Endbericht der Enquete-Kommission "Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung" des 14. Deutschen Bundestages, BTDRs 14/9400, Berlin.

Beide Studien sind jüngeren Datums als jene von Esso und Prognos<sup>22</sup>, lagen aber bereits vor, als RWE den Grundabtretungsantrag stellte und hätten somit berücksichtigt werden können, um ein möglichst breites Spektrum möglicher zukünftiger Entwicklungen abzubilden.

Nachdem wir gezeigt haben, dass RWE nur einen kleinen Ausschnitt vorhandener Zukunfts-Projektionen berücksichtigt, werden wir die beiden Studien einer methodischen Kritik unterziehen. Diese betrifft vor allem ihre Tauglichkeit im Kontext des Grundabtretungsantrags, in dem das Allgemeinwohlinteresse an Garzweiler I/II belegt werden soll.

Insgesamt zeigt die Analyse der Prognosen von Esso und Prognos, dass diese nicht dazu dienen können, ein Allgemeinwohlinteresse an der Fortführung von Garzweiler zu begründen.

### 5.1.1 Darstellung der Prognosen und Szenarien

#### 5.1.1.1 Prognos 2000 und Esso 2001

##### *Methodik*

Die Prognos-Studie wurde gemeinsam von Prognos und dem EWI<sup>23</sup> erarbeitet. Sie enthält im Strommarktkapitel den Verweis auf zwei Modelle, die beide vom EWI entwickelt worden sind. Das Modell EUDIS simuliert die kurzfristige Preisbildung im Wettbewerb, d.h. in diesem Modell geht es vor allem um den Einsatz bestehender Kraftwerke und die daraus resultierenden Marktpreise.

---

<sup>22</sup> Die Studie von Prognos ist im Jahr 2000 als Buch erschienen und wird deshalb mit (Prognos 2000) zitiert. Die Studie wurde aber bereits 1999 fertiggestellt.

<sup>23</sup> Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln. Nachfolgend werden wir die Studie mit Prognos 2000 zitieren.



Das Modell EIREM dagegen untersucht die langfristige Entwicklung des Kraftwerksparks, des Stromerzeugungs-Mixes und der dadurch entstehenden Kosten. Für die Bewertung der langfristigen Braunkohleverstromung und des geplanten Neubaus von Braunkohlekraftwerken ist daher vor allem das Modell EIREM relevant. Eine detaillierte Darstellung dieses Modells findet sich bei (Hoster 1996).

EIREM ist ein lineares Optimierungsmodell. Das Modell ist dynamisch, d.h. es betrachtet die Entwicklung des Kraftwerksparks über mehrere Perioden und optimiert, d.h. minimiert, die diskontierten, kumulierten Erzeugungs- und Übertragungskosten zwischen den definierten Regionen. Das Modell ist interregional, d.h. es betrachtet nicht nur den Zubau neuer Kraftwerke und den Einsatz von Kraftwerken in Deutschland, sondern modelliert insgesamt 8 Regionen, davon 4 Kern- und 4 Satellitenregionen. Das Modell errechnet eine innerhalb des Modellrahmens optimale Ressourcenallokation und es kann daher argumentiert werden, dass es die Entscheidungen in einem Wettbewerbsmarkt abbildet.

Die in der Esso-Studie angewandte Methode ist nicht transparent. Die Studie enthält keine Angaben darüber, wie die Prognose methodisch zustande gekommen ist und wie die Annahmen und die Ergebnisse miteinander verknüpft sind. Eine Kritik der Prognose ist deshalb nur bezüglich der spärlich beschriebenen Annahmen möglich. Im Gegensatz zu Prognos enthält die Esso-Prognose kaum Angaben zur Entwicklung des Stromsektors, sondern beschäftigt sich vor allem mit der Entwicklung des Gesamtenergieverbrauchs und dem zukünftigen Anteil der einzelnen Primärenergieträger.

Es ist also sowohl durch die mangelnde Transparenz der Darstellung als auch durch den Fokus der Esso-Studie schwierig, auf der Grundlage dieser Prognose fundierte Aussagen zur zukünftigen Entwicklung des Stromsektors und der Rolle einzelner Kraftwerkstechnologien zu machen, wie sie im Kontext des Grundabtretungsantrags von RWE notwendig wären. Wir werden deshalb nur an einigen Stellen innerhalb der Darstellung der Prognos-Studie relevante Aspekte der Esso-Studie präsentieren.

### *Annahmen*

Prognos betrachtet den Zeitraum bis 2020. Das Institut geht bei allen fossilen Kraftwerkstypen von einem realen Rückgang der spezifischen Investitionskosten und einer Steigerung des Wirkungsgrads aus. Während bei GuD-Kraftwerken eine leichte Zunahme des heute bereits erzielbaren Wirkungsgrades auf 59,5°% angenommen wird, wird bei Braunkohle-Kraftwerken eine Steigerung von 43°% (im neuen BoA-Block in Niederaußem) auf 47,0°% in 2020 unterstellt. Diese Annahmen weichen deutlich von jüngeren Wirkungsgradprognosen ab (s. Tabelle 2), nach denen sowohl die Wirkungsgrade für GuD- als auch für Braunkohlekraftwerke stärker steigen.

Tabelle 2: Prognose der Wirkungsgrade von GuD- und Braunkohlekraftwerken

|                           |            | 2005 | 2010 | 2015 | 2020 |
|---------------------------|------------|------|------|------|------|
| Prognos 2000              | GuD        | 58,0 | 58,5 | 59,0 | 59,5 |
|                           | Braunkohle | 43,1 | 45,0 | 46,0 | 47,0 |
| Markewitz,<br>Vögele 2002 | GuD        | 59,0 | 60,0 | 61,0 | 63,0 |
|                           | Braunkohle | 45,5 | 46,5 | 48,5 | 50,0 |

Quelle: (Prognos 2000) und (Markewitz, Vögele 2002)

Für Kernkraftwerke (KKW) wurde eine maximale Betriebszeit von 35 Jahren für die bestehenden Kraftwerke angenommen und es werden keine neuen Kraftwerke zugebaut. Daraus ergibt sich ein Rückgang der KKW-Kapazität, der in etwa der in Abbildung 2 gezeigten Sterbelinie nach dem 2001 novellierten Atomgesetz entspricht. Auch in der Esso-Prognose wird diese Entwicklung berücksichtigt.

Im Kontext dieser Studie besonders interessant ist, dass Prognos den Aufschluss von Garzweiler II mit einer jährlichen Kapazität von ca. 30-40°Mio.°t ab 2005/6 als extern gesetzte Annahme unterstellt. Dies ist also kein Ergebnis des Modells, sondern eine Annahme, die von den Modellierern getroffen wurde (s. dazu Kapitel 5.1.2.2). Auch die Esso-Prognose setzt voraus, dass Garzweiler II aufgeschlossen wird. Auch hier ist die Entwicklung von Garzweiler II kein Modellergebnis, sondern wird von den Autoren angenommen. Voraussetzung für den Erhalt der Braunkohleverstromung ist laut Esso,

*„...dass die Braunkohle – wie bisher – von Energie-/ CO<sub>2</sub>-Steuern entlastet bleibt“.*

Die anstehende Einführung von CO<sub>2</sub>-Emissionszertifikaten (siehe Kapitel 5.2.3.3) wird zwar nicht explizit erwähnt, doch auch dadurch werden die Kosten der Stromerzeugung in Braunkohle-Kraftwerken steigen.

Sowohl bei einer Energie-/ CO<sub>2</sub>-Steuer als auch beim CO<sub>2</sub>-Emissionshandel hängen die Auswirkungen auf die Braunkohle von der konkreten Umsetzung ab, insbesondere von der Höhe der Steuer bzw. den Reduktionsvorgaben und den daraus resultierenden zusätzlichen Kosten für die Braunkohle. Bemerkenswert bei der Esso-Prognose ist, dass der Erhalt der Braunkohle bei Einführung einer Energie-/ CO<sub>2</sub>-Steuer – unabhängig von deren Höhe – als gefährdet angesehen wird. Entsprechend müsste laut Esso auch jede zusätzliche Belastung durch den anstehenden CO<sub>2</sub>-Emissionshandel das Ende der Braunkohle einleiten.

Das Wachstum des Stromverbrauchs wurde von Prognos mit 0,6% p.a. bis 2020 angenommen. Die Esso-Studie enthält entsprechend ihrer Fragestellung nur Angaben zum Gesamtenergieverbrauch, der danach von 2000 bis 2020 um insgesamt 4,5% zurückgehen wird.

Bei den Brennstoffpreisen geht Prognos davon aus, dass für die Erdgaspreise am Anlegbarkeitsprinzip festgehalten wird. Im Strommarkt bedeutet das laut Prognos, dass sich der Preis für Kraftwerksgas am Konkurrenzenergeträger Importkohle orientieren

wird. Für den Weltkohlemarkt gehen die beiden Institute von real nahezu konstant niedrigen Preisen aus. Entsprechend wird laut Prognos auch der Erdgaspreis auf einem niedrigen Niveau bleiben. Für Braunkohle weisen sie darauf hin, dass es keinen Markt und folglich auch keinen Marktpreis gibt. Die Prognose stützt sich deshalb auf Angaben des DEBRIV,

*„wonach die Brennstoffkosten in Braunkohle-Kraftwerken (vermutlich in neuen Kraftwerksblöcken) etwa halb so hoch seien wie die durchschnittlichen Brennstoffpreise von Erdgas in der Verstromung“ (Prognos 2000).*

### Ergebnisse

Aus den hier kurz dargestellten Annahmen berechnet Prognos mit Hilfe des Modells EIREM die zukünftige Entwicklung des Kraftwerksparks. Bis 2005 geht die Gesamtkapazität aufgrund von Kraftwerksstilllegungen zurück, danach nimmt die Kapazität entsprechend der Nachfragesteigerung wieder zu.

Die Steinkohlekapazität geht leicht von 33,4°GW in 1997 auf 30,7°GW in 2020 zurück, während Braunkohle-Kraftwerke leicht zulegen von 21,1°GW in 1997 auf 22,9°GW in 2020.

Während Prognos in früheren Prognosen (Prognos 1991; Prognos 1996) von einer konstanten Stromerzeugung in Kernkraftwerken ausging, wird in Prognos 2000 mit einem Rückgang der KKW-Produktion gerechnet. Die KKW-Kapazität sinkt stark auf 7,1°GW in 2020 (1999: 23,5°GW), was in etwa der in Abbildung 2 dargestellten KKW-Sterbelinie nach der Novellierung des Atomgesetzes entspricht.

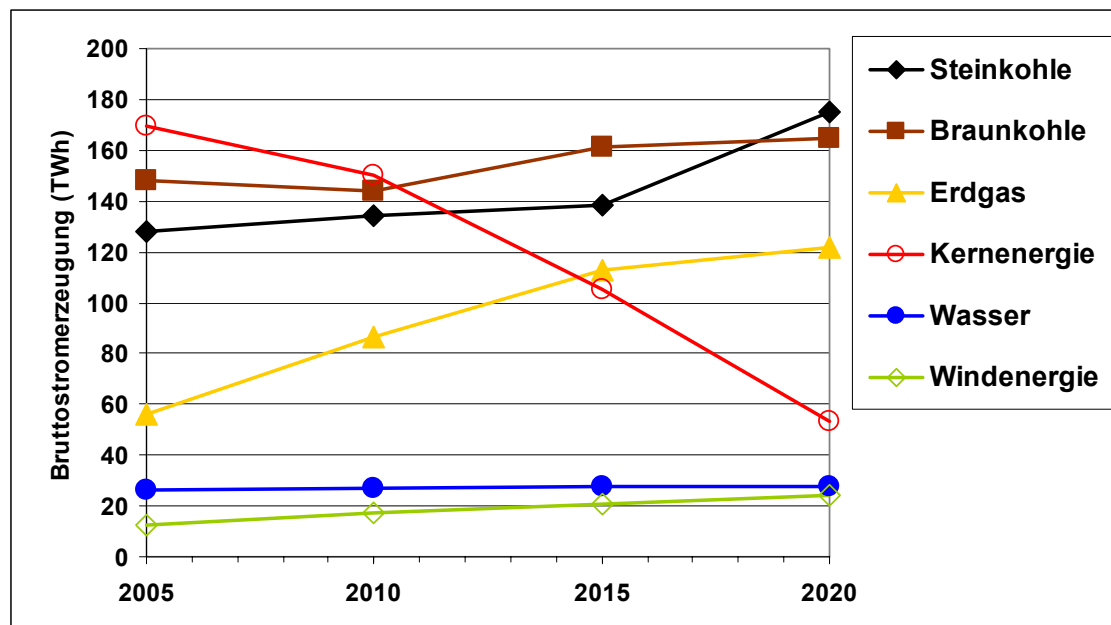
Gaskraftwerke haben in 2020 eine Kapazität von 28,8°GW gegenüber 20,4°GW in 1997. Da sich außerdem die Zahl der Vollbenutzungsstunden für Gaskraftwerke etwa verdoppelt, steigt die Gaserzeugung deutlich von 46,2°TWh in 1997 auf 119,9°TWh in 2020. Auch die Esso-Prognose sieht für Gas

*„im Kraftwerkssektor vor allem durch den Verzicht auf die langfristige Nutzung der Kernenergie erhebliche Wachstumspotenziale“ (Esso 2001: 2),*

allerdings ohne diese Prognose zu quantifizieren.

Die folgende Abbildung 3 zeigt die von Prognos prognostizierte Entwicklung der einzelnen Primärenergieträger in der Stromerzeugung.

Abbildung 3: Entwicklung der Bruttostromerzeugung nach Prognos 2000



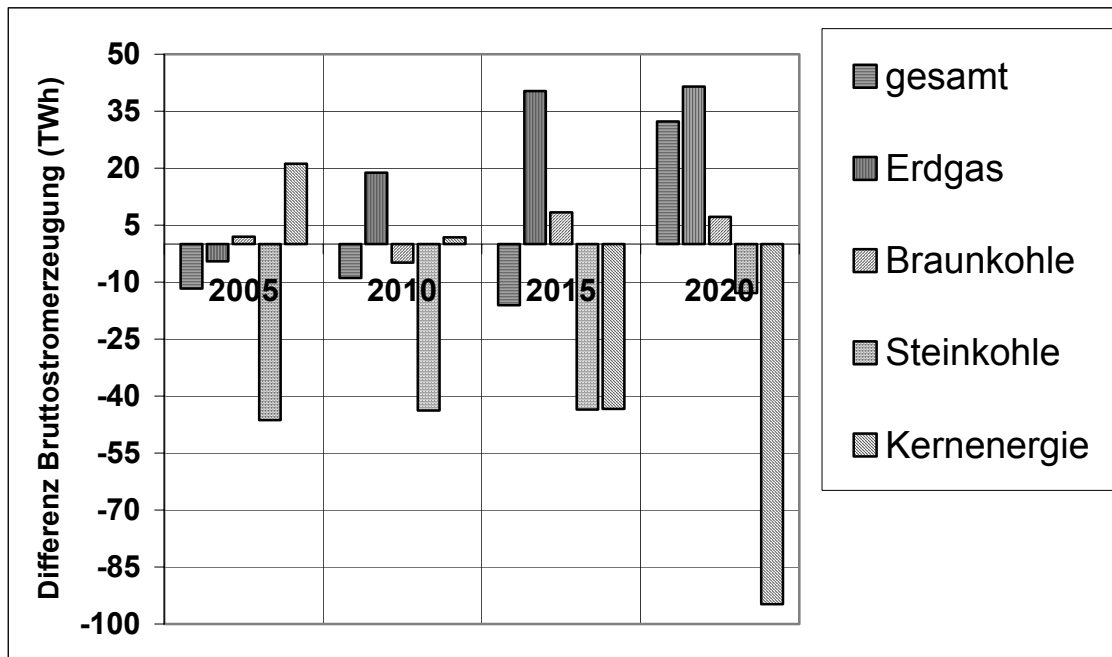
Quelle: Prognos 2000

Es stellt sich die Frage, wie der deutliche Rückgang der Stromproduktion aus Kernkraftwerken bei Prognos kompensiert wird. Ein Vergleich der Prognos-Ergebnisse von 2000 mit der Vorgängerstudie (Prognos 1996) macht deutlich, dass die in 2000 angenommene Stilllegung der Kernkraftwerke kaum Auswirkungen auf die Braunkohleerzeugung hat, die gegenüber der Prognose 1996 nur wenig steigt. Vielmehr geht die Stilllegung von Kernkraftwerken vor allem einher mit einem starken Anstieg der Stromerzeugung in Gaskraftwerken.

Die folgende Abbildung 4 zeigt die Differenz zwischen der Bruttostromerzeugung nach Energieträgern in den beiden Studien von Prognos. Trotz des massiven Rückgangs der KKW-Erzeugung, die in der 2000er-Studie für 2020 ca. 95°TWh unter der 1996er-Studie liegt, verzeichnet die Prognose-Studie von 2000 für das Jahr 2020 eine um nur 5°TWh höhere Braunkohleerzeugung im Vergleich zu der Prognose von 1996. Der stärkste Unterschied ist dagegen bei der Gaserzeugung zu beobachten, die in Prognos 2000 am Ende des Prognosezeitraums mehr als 40°TWh über der Prognose von 1996 liegt<sup>24</sup>. Hinzu kommt, dass die Prognose für das Wachstum der Gesamt-Bruttostromerzeugung bis 2020 in der zweiten Studie um mehr als 30°TWh nach unten korrigiert wurde.

<sup>24</sup> Prognos präsentiert in der Studie von 2000 zwei voneinander abweichende Prognosen für die Entwicklung der Stromerzeugung aus Gas. Während nach der Tabelle°8.1-4 auf S.°373 die Gaserzeugung auf 119,9°TWh in 2020 anwächst, liegt dieser Wert laut Tabelle°8.1-5 auf S. 381 bei 121,9°TWh. Auch für Steinkohle, Heizöl und andere Brennstoffe differieren die Werte teilweise erheblich, ohne dass dafür ein Grund erkennbar ist.

Abbildung 4: Bruttostromerzeugung: Vergleich Prognos 1996 und Prognos 2000  
(Prognos 2000 minus Prognos 1996)



Quelle: Prognos 1996 und Prognos 2000

Die verbleibende Lücke wird durch die Zunahme der Windkapazität abgedeckt<sup>25</sup>. Neben der Gaskapazität nimmt laut Prognos 2000 auch die Windkapazität deutlich zu, nämlich auf 6,1°GW in 2005 und 11,8 GW in 2020. Wie beim Rückgang der Kernenergie ist vermutlich auch die Zunahme der Windenergie kein Ergebnis des Modells, sondern eine Annahme der Modellierer, denn der Windzubau als Folge der EEG-Förderung kann im Kostenminimierungsansatz von EIREM nicht modell-endogen abgebildet werden.

Bei dieser Annahme hat sich Prognos jedoch deutlich verschätzt und die Effektivität der EEG-Förderung nicht vorhergesehen. Denn schon in 2003 waren in Deutschland mehr als 13°GW Windkapazität installiert<sup>26</sup>, und die Entwicklung von Offshore-Anlagen mit großem zusätzlichen Kapazitätspotenzial hat gerade erst begonnen. Zudem werden bei Offshore-Anlagen die Vollbenutzungsstunden höher liegen als die von Prognos prognostizierten 2.075 Stunden<sup>27</sup>.

Die Prognose von Prognos bleibt insgesamt weit hinter den im Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG) festgelegten Ausbauzielen für Erneuerbare Energien zurück. In der EEG-

<sup>25</sup> Das bezieht sich nur auf die Gesamtbilanz und bedeutet nicht, dass Windkraftwerke in der Grundlast eingesetzt werden, um KKW's in diesem Lastbereich zu ersetzen.

<sup>26</sup> Quelle: (DEWI 2004). Am 30.9.2003 betrug die installierte Windkapazität 13.407°GW.

<sup>27</sup> Laut (DEWI 2002) „ist je nach WEA-Typ mit einer äquivalenten jährlichen Vollaststundenzahl von ca. 4.000-4.200 für eine freistehende einzelne Windenergieanlage zu rechnen“. Auch wenn diese Abschätzung noch mit erheblichen Unsicherheiten behaftet ist, zeigt sie zumindest, dass die Offshore-Werte deutlich über den Onshore-Werten liegen werden.

Novelle, die im Dezember 2003 vom Bundeskabinett verabschiedet worden ist und die voraussichtlich im Frühjahr 2004 in Kraft treten wird, wird in §1 das Ziel festgelegt,

*„den Anteil Erneuerbarer Energien an der Stromversorgung bis zum Jahr 2010 auf mindestens 12,5°Prozent und bis zum Jahr 2020 auf mindestens 20°Prozent zu erhöhen“ (EEG-Entwurf 2003).*

Die Esso-Prognose weist den Braunkohleanteil in der Stromerzeugung nicht explizit aus sondern verzeichnet nur die Entwicklung des gesamten Primärenergieverbrauchs, wobei der überwiegende Teil der Braunkohle zur Stromerzeugung eingesetzt wird. In der Esso-Prognose von 2001, die im Grundabtrittsungsantrag von RWE zitiert wird, bleibt die Braunkohle ziemlich konstant bei etwa 50°Mio°t°SKE (2000: 52,6; 2020: 48).

Auch bei Esso führt der Rückgang der KKW-Produktion also nicht zu einer Zunahme des Braunkohleverbrauchs. In der neuen Esso-Prognose von 2003 (Esso 2003) geht der Braunkohleverbrauch sogar leicht auf 43°Mio°t°SKE im Jahr 2020 zurück.

#### **5.1.1.2 Die Langfristszenarien von Wuppertal-Institut und DLR**

Die Studie des Wuppertal Instituts für Klima, Umwelt, Energie und des DLR Stuttgart, Institut für technische Thermodynamik entwickelt „Langfristszenarien für eine nachhaltige Energienutzung in Deutschland“ (Wuppertal Institut, DLR 2002). Die Studie ist 2002 erschienen. Sie ist also etwas aktueller als die von RWE zitierten Prognosen, lag aber bereits vor, als der Grundabtrittsungsantrag gestellt wurde und hätte dort berücksichtigt werden können.

Während Prognos und Esso die Entwicklung nur bis 2020 beschreiben, untersucht die Wuppertal/DLR-Studie den Zeitraum bis 2050. Auch hat diese Studie eine andere Zielsetzung als die beiden im Grundabtrittsungsantrag zitierten Prognosen. Während Prognos und Esso versuchen, zu prognostizieren, wie sich die Stromversorgung innerhalb der bestehenden Struktur und ausgehend von den aktuellen Trendentwicklungen weiterentwickeln wird (business as usual, policy as usual), geht die Untersuchung von Wuppertal Institut und DLR von einem vorgegebenen Ziel aus, nämlich der Minderung der CO<sub>2</sub>-Emission um 80°% bis zum Jahr 2050 gegenüber 1990<sup>28</sup>. Was getan werden muss, um dieses Ziel zu erreichen, wird in der Studie im sogenannten Nachhaltigkeitsszenario untersucht.

Gefragt wird, wo die technischen Möglichkeiten liegen, dieses Ziel zu erreichen, ob und wie das Ziel ökonomisch tragfähig verwirklicht werden kann und ob und wie dieses Ziel auch mit anderen Zielen der Energiepolitik, z.B. der Versorgungssicherheit vereinbar ist. Bei diesem Ansatz können die Entwicklungen, die zur Zielerreichung führen, auch außerhalb der aktuellen Trendentwicklungen liegen und im Extremfall auch Strukturbrüche voraussetzen.

---

<sup>28</sup> Das entspricht dem Reduktionsziel der Enquete-Kommission des Deutschen Bundestags: „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung“ (s. Kapitel 4.2).

Die Studie kommt zu dem Ergebnis, dass die Reduktionsziele erreicht werden können, allerdings nur dann,

*„wenn die begonnene Dynamik der verstärkten Nutzung erneuerbarer Energien konsequent fortgesetzt wird, der anstehende Ersatz- und Erneuerungsbedarf im Kraftwerkspark konsequent zu einer Effizienzsteigerung und Umorientierung auf eine im Wesentlichen gekoppelte Strom- und Wärmeerzeugung genutzt wird und mit der Energieeinsparung ein neuer Schwerpunkt der Energiepolitik etabliert wird“ (Wuppertal Institut, DLR 2002).*

Die beiden Institute untersuchen drei Szenarien:

- Das Status Quo-Szenario, das von einer business/policy as usual-Entwicklung ausgeht. In diesem Szenario werden nur solche Maßnahmen berücksichtigt, deren Umsetzung heute bereits absehbar bzw. beschlossen ist. Es werden keine Zielvorgaben gemacht. Dieses Szenario entspricht in weiten Teilen der Prognose von Prognos 2000.
- Das Effizienzscenario, in dem ebenfalls keine Zielvorgaben gemacht werden, in dem aber angenommen wird, dass gegenüber dem Status Quo Szenario deutlich mehr Effizienztechniken eingesetzt werden. Dabei werden vor allem solche Maßnahmen berücksichtigt, die unter den gegebenen Bedingungen wirtschaftlich realisiert werden können, wobei allerdings vor allem nicht-wirtschaftliche Hemmnisse bestehen bleiben. Daneben werden auch die Erneuerbaren Energien verstärkt ausgebaut, ebenfalls im Rahmen der wirtschaftlichen Realisierbarkeit.
- Das Nachhaltigkeitsszenario beschreibt eine Entwicklung, in der die Treibhausgasemissionen um 80% bis 2050 gegenüber 1990 reduziert werden können. Die politischen Maßnahmen, die dazu ergriffen werden, gehen über die Maßnahmen im Effizienzscenario hinaus. Darüber hinaus wird in diesem Szenario auch ein Wertewandel bei den Verbrauchern angenommen, der die Ausschöpfung von Effizienzpotenzialen erleichtert. Um das Reduktionsziel im Nachhaltigkeitsszenario zu erreichen, wird sowohl der Energieverbrauch reduziert als auch der verbleibende Verbrauch mit einem deutlich geänderten Energiemix bereitgestellt.

Die Studie betont, dass der Stromsektor für das Erreichen der CO<sub>2</sub>-Minderungsziele eine entscheidende Rolle spielt, da dieser Sektor etwas mehr als 36% zum energiebedingten absoluten CO<sub>2</sub>-Ausstoß beiträgt.

Die Studie bietet detaillierte Vorschläge und Beschreibungen, wie die Ziele des Nachhaltigkeitsszenarios erreicht werden können, die in dieser Studie nicht im Einzelnen erläutert werden können. Als zentrale Strategieelemente für eine nachhaltigere Stromversorgung nennt die Studie die folgenden fünf Punkte, mit denen die Stromerzeugung nachhaltiger gestaltet werden kann. Daneben werden auch nachfrageseitige Maßnahmen zur Senkung der Stromnachfrage beschrieben.

- *„Ausbau der gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung (Kraft-Wärme-Kopplung: KWK),*

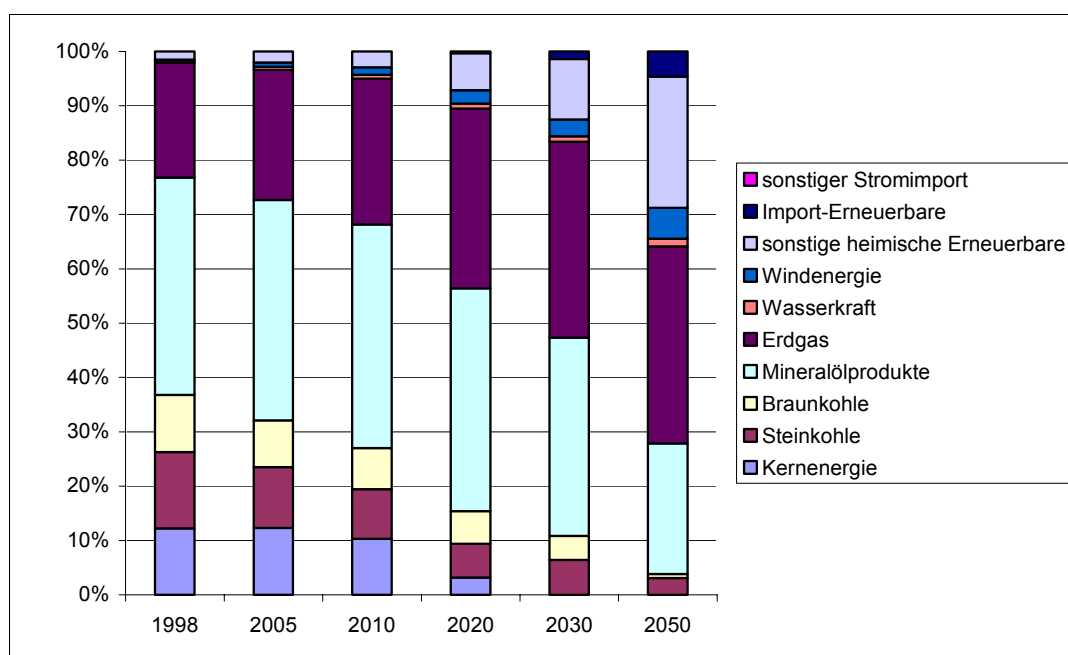
- Erhöhung des Stromerzeugungswirkungsgrades durch die Ertüchtigung bestehender Anlagen oder den Neubau effizienterer Kraftwerke,
- Verringerung von Transportverlusten durch eine Verlagerung der Stromerzeugung an den Standort der Stromanwendung (dezentrale Stromerzeugung), die sich zugleich günstig in das Lastmanagement der Verbraucher einpassen lassen (virtuelle Kraftwerke),
- Substitution kohlestoffreicher Brennstoffe für die Stromerzeugung (z.B. Stein- und Braunkohle) durch kohlenstoffärmere Energieträger und
- Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energie

Der Stromverbrauch entwickelt sich in den drei Szenarien wie folgt

- Im Status Quo Szenario steigt die Nettostromerzeugung bis 2020 um ca. 14°%.
- Im Effizienz-Szenario wird der Bedarf in etwa konstant gehalten.
- Im Nachhaltigkeitsszenario sinkt die Stromnachfrage bis 2030 um ca. 12°% und bis 2050 um fast 20°%.

Die folgende Abbildung 5 zeigt die Veränderung der relativen Anteile der verschiedenen Energieträger am Gesamtenergieverbrauch im Nachhaltigkeitsszenario. Während sowohl die Kernenergie als auch die Braunkohle von Beginn an zurückgehen und bis 2020 ganz verschwinden bzw. bis 2050 auf einen unbedeutenden Anteil von 0,7°% zurückgehen, verzeichnen Erdgas und Erneuerbare Energien ein starkes Wachstum.

Abbildung 5: Entwicklung der Anteile am Primärenergiemix im Nachhaltigkeitsszenario von Wuppertal-Institut/DLR



Quelle: (Wuppertal Institut, DLR 2002)



Im Stromsektor verzeichnet das Nachhaltigkeitsszenario einen deutlichen Rückgang der Braunkohle, und zwar nicht erst nach 2020, sondern bereits in den kommenden Jahren. Erzeugten Braunkohle-Kraftwerke 1998 über 140°TWh, werden es in diesem Szenario in 2020 nur noch knapp 73°TWh sein. In 2050 werden dann nur noch knapp 10°TWh aus Braunkohle-Kraftwerken geliefert.

Der oben dargestellte Anstieg des Anteils von Gas als Primärenergieträger spiegelt sich auch in der zunehmenden Bedeutung dieses Brennstoffs in der Stromerzeugung wider. Von 47°TWh im Jahr 1998 erhöht sich sein Beitrag um mehr als das Dreifache auf 158°TWh in 2020. Danach geht die Stromerzeugung aus Gas wieder leicht zurück, auf 137°TWh in 2050. In dieser letzten Entwicklung spiegelt sich der Rückgang des Stromverbrauchs bei gleichzeitiger Zunahme der Erneuerbaren Energien.

Wichtig ist, dass die Zunahme der Gasverstromung einhergeht mit einer strukturellen Änderung des Kraftwerksparks. Der überwiegende Anteil der Gaskraftwerke sind KWK-Anlagen, wobei sich der Anteil von Mikrogasturbinen, Brennstoffzellen, HKW und BHKW in diesem Szenario bis 2020 mehr als verdoppeln wird, bis 2040 kommt es zu einer Erhöhung um 143 %. Die Studie zeigt also einen Entwicklungspfad, in dem nicht mehr nur Großkraftwerke durch Großkraftwerke ersetzt werden, sondern in dem kleine, dezentrale Kraftwerke an Bedeutung gewinnen. Die Plausibilität dieses Pfades wird gestützt durch die in Kapitel 4.4 beschriebenen Entwicklungen im Bereich dezentraler Technologien.

Auch die Zunahme der regenerativen Energien im Nachhaltigkeitsszenario bedeutet eine zunehmende Dezentralisierung der Stromversorgung. Gleichzeitig beinhaltet das Nachhaltigkeitsszenario aber auch eine Vernetzung der dezentralen Einheiten zu virtuellen Kraftwerken und einen zunehmenden überregionalen Import von regenerativer Elektrizität.

Die Studie untersucht nicht nur, wie die Energieversorgungsstruktur verändert werden kann, um das Treibhausgas-Reduktionsziel zu erreichen, sondern enthält im Gegensatz zu den Studien von Prognos und Esso auch Angaben zu den gesamtwirtschaftlichen Auswirkungen der dargestellten Szenarien, also unter anderem Angaben zu den Differenzkosten des Nachhaltigkeitsszenarios gegenüber dem Status Quo Szenario. Die durchschnittlichen jährlichen Zusatzkosten für die Volkswirtschaft werden mit 3,8 °Mrd°EUR beziffert. Die höchsten zusätzlichen Kosten fallen in den Jahren zwischen 2020 und 2030 an, wenn die kostengünstigen Investitionen in Einsparmaßnahmen allmählich ausgeschöpft sind und gleichzeitig die steigenden Investitionen in erneuerbare Energien noch steigende Differenzkosten bewirken.

Die Studie zeigt allerdings auch, dass diese Differenzkosten sehr stark von der angenommenen Entwicklung der Preise für fossile Energieträger abhängen. Die Studie stellt zwei Alternativen zum Status Quo-Szenario mit höheren Preisen für fossile Energieträger vor, in denen die jährlichen Zusatzkosten des Nachhaltigkeitsszenarios auf 1,8°Mrd.°EUR bzw. 0,3°Mrd.°EUR sinken. Die Studie weist darauf hin, dass sich die Zusatzkosten des Nachhaltigkeitsszenarios in einer Größenordnung bewegen, die der

jährlichen Subventionierung des deutschen Steinkohlebergbaus in den vergangenen Jahrzehnten entspricht.

### **5.1.1.3 Szenarien der Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung“**

Ein sehr heterogenes Bild möglicher zukünftiger Entwicklungen zeigen die verschiedenen Szenarien, die im Rahmen der Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung“ des 14. Deutschen Bundestages (Enquete-Kommission 2002) erstellt wurden.

#### *Methodik und Annahmen*

Im Auftrag der Enquete-Kommission hat eine Arbeitsgemeinschaft aus der Prognos AG, dem Institut für Energiewirtschaft und rationelle Energieanwendung (IER) und dem Wuppertal Institut (WI) Szenarien zur zukünftigen energiewirtschaftlichen Entwicklung in Deutschland erstellt. Die Szenarien sollen unterschiedliche Wege aufzeigen, die Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2050 um 80 % gegenüber 1990 zu senken sowie die damit verbundenen gesamtwirtschaftlichen Kosten quantifizieren. Die für die Szenarienerstellung erforderlichen Modellrechnungen wurden mit den jeweiligen Energie-Modellsystemen des IER und des WI in Modellkonkurrenz durchgeführt. Eine Beschreibung der den Szenarien zugrunde liegenden Modelle enthält (Prognos et al. 2002).

Das Referenzszenario beschreibt eine Entwicklung des Stromsektors, der die bisherigen Verhaltensweisen von Politik, Wirtschaft und Verbraucher zugrunde liegen<sup>29</sup>. Vor allem die Energiepolitik verfolgt explizit keine auf eine nachhaltige Entwicklung (z.B. Klimaschutz) ausgerichtete Strategie.

Neben dem Referenzszenario entwickelten die Gutachter drei verschiedene Szenariengruppen („UWE“, „RRO“, „FNE“), mit Hilfe derer unterschiedliche Entwicklungspfade untersucht werden, im Rahmen derer ein fest vorgegebener Fahrplan für Minderung von Treibhausgasemissionen erreicht wird. Dabei gehen alle Varianten von der Reduktion der Treibhausgasemissionen bis 2050 um 80 % relativ zum Basisjahr 1990 aus:<sup>30</sup>

- Im Szenario UWE (Umwandlungseffizienz) wird eine Strategie der forcierten Steigerung der Effizienz in der Energieumwandlung und -anwendung gewählt. Die Nutzung der Kernenergie wird nicht fortgesetzt. Die CO<sub>2</sub>-Sequestrierung wird zugelassen.
- Im Szenario RRO (REG/REN-Offensive) wird bis 2030 vollständig aus der Kernenergie und bis 2050 aus der Nutzung der fossilen Energieträger soweit ausgestie-

<sup>29</sup> Das Referenzszenario ist also nach der von uns in Kapitel 5.1.2.3 eingeführten Definition eine Prognose.

<sup>30</sup> Die disaggregierten Vorgaben zur Veränderung der energiebedingten Treibhausgasemissionen betragen: -21 % (2010), -35 % (2020), -50 % (2030), -65 % (2040) und -80 % (2050).

gen, dass die Klimaschutzziele erreicht werden können. Zur Kompensation werden Energieeffizienz und erneuerbare Energiequellen massiv forciert. Der Anteil der erneuerbaren Energiequellen soll nach den Vorgaben im Jahr 2050 mindestens 50 % des Primärenergieverbrauchs betragen.

- Im Szenario FNE (Fossil-nuklearer Energiemix) wird die Nutzung der Kernenergie fortgesetzt und ein Ausbau ermöglicht. Der Ausbau der erneuerbaren Energien sowie die Energieeffizienz werden insofern nicht forciert. Die CO<sub>2</sub>-Sequestrierung wird ebenfalls zugelassen.

Das Referenzszenario sowie die drei verschiedenen Szenariogruppen unterliegen (trotz identischer sozioökonomischer Randbedingungen) sehr unterschiedlichen Annahmen über die Entwicklung des Stromverbrauchs. Eine detaillierte Darstellung dieser Annahmen enthält Kapitel 5.2.1.

Bei den Investitionskosten wird für alle verfügbaren Technologien von einer Reduktion der realen spezifischen Investitionskosten ausgegangen. Für Braunkohle-Kraftwerke sinken die spezifischen Investitionskosten zwischen 2000 und 2030 um rund 12 %, von 2.600 EUR/kW (2000) auf 2.300 EUR/kW (2030). Im gleichen Zeitraum sinken für Erdgas-GuD-Anlagen die spezifischen Investitionskosten um rund 29 %. Für die erneuerbaren Energien wird ein stärkerer Rückgang der Investitionskosten erwartet. Beispielsweise wird angenommen, dass sich die Investitionskosten der Windenergie im Onshore-Bereich um 37 % und im Offshore-Bereich um rund 54 % verringern.

Der Einsatz heimischer Braunkohle im gesamten Energiesektor (nicht nur Strombereich) wird im Referenzszenario bis 2020 konstant auf 1.400 PJ/a gehalten. Den Zielszenarien wurden für die Braunkohle Mindestvorgaben gemacht. Der heimischen Braunkohle wurde in 2010 ein Mindestanteil von 500 PJ und in 2010 von 200 PJ zugestanden. Für den Zeitraum nach 2020 werden in keinem der Szenarien Vorgaben für den Einsatz der Braunkohle gemacht.

Für den Einsatz erneuerbarer Energien werden nur in der Szenariovariante „RRO“ Mindestvorgaben gemacht, die über das EU-Ziel eines REG-Anteils von 12,5 % in 2010 hinausgehen (Richtlinie 2001/77/EG). In der Variante „RRO“ steigt der REG-Mindestanteil bis 2050 sukzessive auf 50 % der Stromerzeugung.

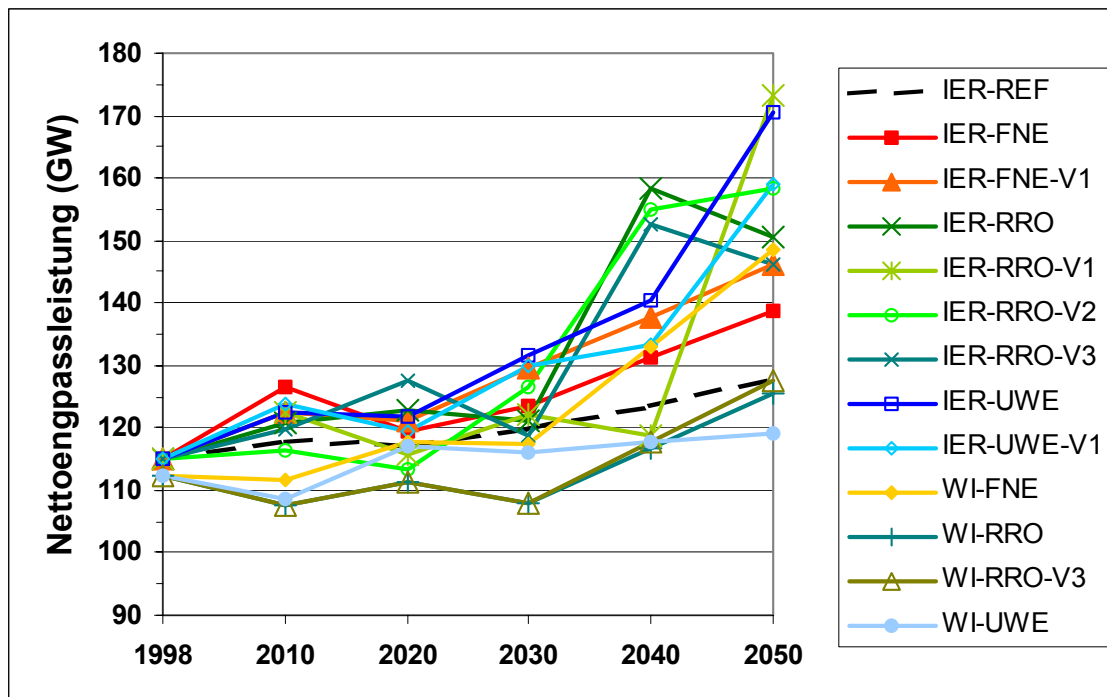
Weitere Annahme aller Szenarien ist, dass (abgesehen von REG-Stromimporten) die Stromerzeugung in Deutschland erfolgen muss.

### *Ergebnisse*

Abbildung 6 gibt einen Eindruck von der großen Bandbreite der möglichen Zukünfte der Kraftwerksstruktur. Bis 2030 tritt im deutschen Kraftwerkspark in allen Szenarien (selbst bei Szenarien unterschiedlicher Gruppe und damit unterschiedlicher Philosophie) keine starke Änderung der installierten Gesamtleistung auf. Erst ab dem Jahr 2030 laufen die Ergebnisse stark auseinander. Die meisten Szenarien gehen hierbei – insbesondere bedingt durch einen starken Zubau von Kraftwerken auf Basis erneuerbarer Energieträger, bei denen einige niedrigere Vollbenutzungstunden aufweisen (z.B.

Windkraft) – von einem Anstieg (unterschiedlicher Ausprägung) der Gesamtleistung aus.

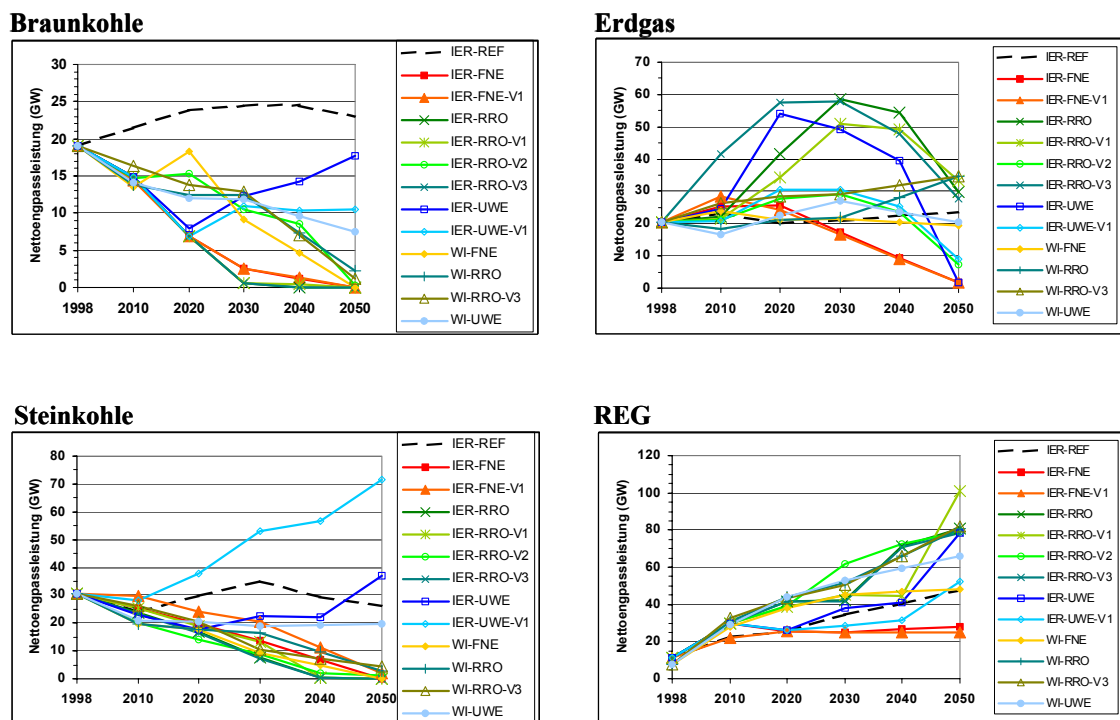
Abbildung 6: Entwicklung der gesamten Netto-Engpassleistung des deutschen Stromsektors



Quelle: (Enquete-Kommission 2002)

Ähnlich unterschiedlich stellen sich die möglichen Zukünfte für die einzelnen Energieträger dar. Abbildung 7 zeigt hierzu die Entwicklung der Netto-Engpassleistung für Kraftwerke auf der Basis Stein- und Braunkohle, Erdgas sowie der erneuerbaren Energien.

Abbildung 7: Entwicklung der installierten Kraftwerksleistung nach Energieträgern



Quelle: (Enquete-Kommission 2002)

Aus den Szenarien lassen sich folgende Entwicklungen ableiten:

- Fossile Energieträger: Die Zielvorgaben für die Minderung der Treibhausgasemissionen führen in den meisten Zielszenarien zu einer erheblichen Reduzierung der gesamten fossilen Kraftwerksleistung. Dies betrifft vor allem durchgängig die Braunkohle und die Steinkohle. Im Referenzszenario bleibt die gesamte fossile Kraftwerksleistung nahezu konstant.
- Braunkohle: Alle Szenarien weichen stark von der Entwicklung des Referenzszenarios ab. Während im Referenzszenario die Braunkohle-Leistung leicht zunimmt, geht in den meisten Zielszenarien – bedingt durch eine klimapolitische Instrumentierung zur Erreichung der Reduktionsziele – die Braunkohleverstromung mittelfristig übereinstimmend zurück. In mehr als der Hälfte der Zielszenarien geht die Leistung der Braunkohle-Kraftwerke bis 2020 sogar um mehr als die Hälfte zurück.
- Erdgas: Die Leistungsentwicklung in erdgasbefeuerten Kraftwerken zeigt deutlich, dass Erdgas in den meisten Zielszenarien die Funktion einer Brückenenergie übernimmt; nach einer anfangs starken Zunahme nimmt die installierte Leistung in erdgasbefeuerten Kraftwerken ab 2040 durchgehend wieder stark ab.
- REG: Alle Szenarien zeigen einen Zuwachs der REG-Leistung; der Anstieg erfolgt allerdings mit unterschiedlicher Ausprägung.

Aufgrund der spezifischen Annahmen unterscheiden sich die verschiedenen Szenarien auch in der Entwicklung der Treibhausgasemissionen. Abweichend von den Zielszenarien, in denen die Entwicklung der Treibhausgasemissionen vorgegeben wird (s.o.), ergibt das Referenzszenario einen wesentlich flacheren Reduktionstrend bei den Emissionen. Diese gehen zwar insgesamt zurück, u.a. bedingt durch die Annahme einer rückläufigen Bevölkerungszahl. Zwischen 1998 und 2050 um rund 17 %, von rund 900 Mio. t CO<sub>2,äqu</sub> in 1998 auf 715 Mio. t CO<sub>2,äqu</sub>. Trotz dieses Rückgangs verfehlt das Referenzszenario allerdings deutlich die von der Enquete-Kommission formulierten Reduktionsziele.

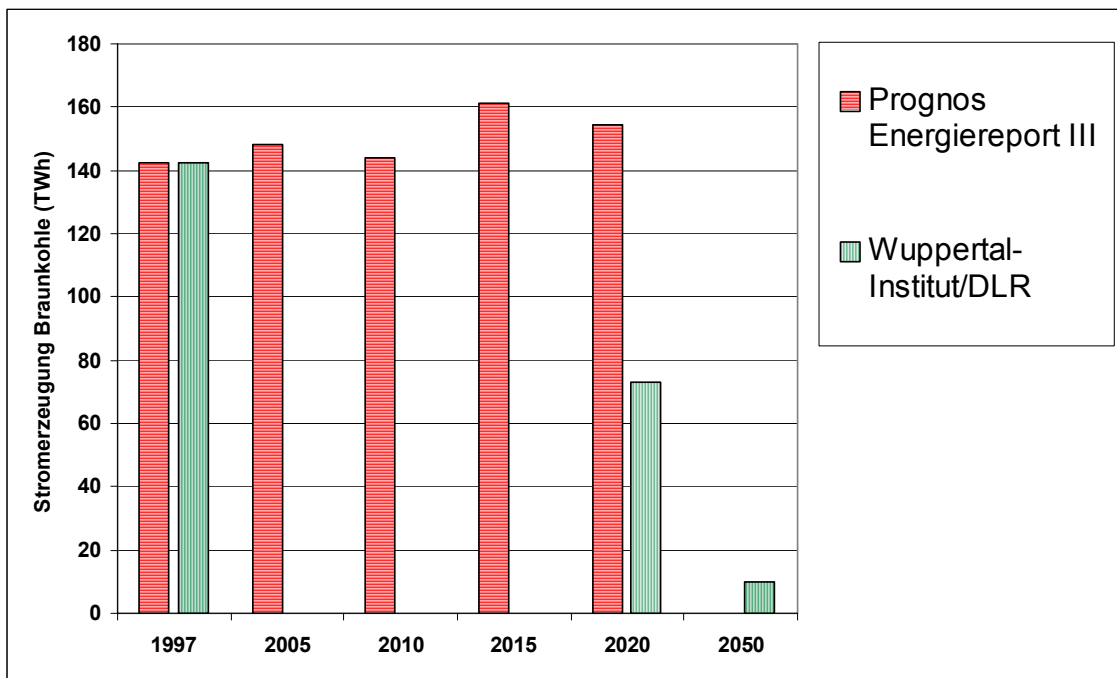
#### **5.1.1.4 Fazit: Große Szenarien-Bandbreiten**

Die Darstellung der Prognosen bzw. Szenarien von Prognos, Esso, Wuppertal Institut/DLR und Enquete-Kommission zeigt eine große Bandbreite an Methoden, Annahmen und Ergebnissen auf.

Während die im Grundabtretungsantrag zitierten Studien von Prognos und Esso lediglich eine Prognose beschreiben, die die Trendentwicklung fortschreibt und auf business-as-usual- und policy-as-usual-Annahmen beruht, untersuchen die anderen Studien Szenarien, die auch Entwicklungen jenseits der Trendentwicklung aufzeigen. Teilweise handelt es sich bei diesen Szenarien um Zielszenarien, die untersuchen, wie bestimmte Zielvorgaben, insbesondere CO<sub>2</sub>-Reduktionsziele erreicht werden können. Diese Zielvorgaben sind zwar zum Teil ambitioniert, jedoch vor dem Hintergrund der Klimaveränderung durchaus geboten.

Schon alleine die verschiedenen Szenarien der Enquete-Kommission verdeutlichen die große Bandbreiten möglicher zukünftiger Entwicklungen, sowohl für den Stromsektor insgesamt als auch für die Braunkohleverstromung. Die folgende Abbildung 8 zeigt diese Bandbreite, indem sie die Entwicklung der Braunkohleverstromung in der Prognose von Prognos und im Langfristszenario von Wuppertal Institut/DLR gegenüberstellt. Während Prognos eine bis 2020 mehr oder weniger gleichbleibende Braunkohleverstromung prognostiziert, verzeichnet das Nachhaltigkeitsszenario eine Halbierung des Braunkohlestroms bis 2020 und danach einen weiteren Rückgang bis 2050 auf nur noch ca. 10°TWh.

Abbildung 8: Vergleich der Entwicklung der Braunkohle-Verstromung in Prognos 2000 und im Nachhaltigkeitsszenario von Wuppertal Institut, DLR 2002



Quelle: (Prognos 2000) und (Wuppertal Institut, DLR 2002)

Angesichts dieser Bandbreite an Projektionen der zukünftigen Braunkohleverstromung, reicht es nicht aus, das Vorliegen eines Allgemeinwohlinteresses an Aufschluss und Betrieb des Tagebaus Garzweiler II ausschließlich auf die Prognosen von Prognos und Esso zu stützen, die beide am oberen Rand des Spektrums liegen. In Kapitel 5.1.2.3 werden wir diese Kritik an der Verwendung dieser beiden Prognosen im Grundabtretungsantrag weiter ausführen.

Ein weiteres wichtiges Ergebnis der Betrachtung der Prognosen und Szenarien ist, dass trotz der großen Bandbreite an Methoden und Annahmen keine der Projektionen zu dem Ergebnis kommt, dass das Auslaufen der KKW-Produktion durch eine erhöhte Braunkohleverstromung kompensiert wird.

Sowohl die 2000er-Prognose von Prognos als auch die Studie von Esso gehen vom Ausstieg aus der KKW-Nutzung aus. Die Braunkohlenutzung bleibt dabei jedoch konstant. Dass der Wegfall der KKWs nicht zu einer höheren Braunkohle-Verstromung führt, wird besonders deutlich, wenn man die Prognos-Prognose von 2000 mit der von 1996 vergleicht. In der Studie von 1996 ging Prognos im Gegensatz zu der jüngsten Studie noch von einer konstanten KKW-Verstromung aus. In Sachen Braunkohle unterscheiden sich die beiden Prognosen jedoch kaum. Die wegfallenden KKWs werden also nicht durch Braunkohle-Kraftwerke ersetzt. Die entstehende Lücke wird vielmehr vor allem durch Gas-Kraftwerke geschlossen.

## 5.1.2 Methodische Kritik

### 5.1.2.1 Schwächen linearer Optimierungsmodelle

Der von Prognos verwendete Modellierungsansatz – ein lineares Optimierungsmodell – hat einige prinzipielle Schwächen. Eine dieser Schwächen ist das sogenannte „penny-switching“. Hoster, der das Modell entwickelt hat, weist selbst darauf hin,

*„dass bereits kleine Parameteränderungen große qualitative Sprünge in den Ergebnissen auslösen können. Daher besitzt die Qualität des Dateninputs in das Modell eine große Bedeutung. Insbesondere sind die Abschätzungen der künftigen Strombedarfsentwicklung, wie auch der technischen und ökonomischen Parameter zukünftiger Kraftwerkstechnologien für die Modellergebnisse entscheidend“ (Hoster 1996: 19).*

Das bedeutet, dass nur geringfügige Änderungen z.B. der angenommenen zukünftigen Investitions- oder Brennstoffkosten oder der Wirkungsgrade der einzelnen Kraftwerkstechnologien zu erheblichen Verschiebungen beim zukünftigen Kraftwerksmix führen können.

In Kapitel 1 haben wir gezeigt, dass sich die energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen in den vergangenen Jahren stark verändert haben und sich in den kommenden Jahren weiter ändern werden. In Kapitel 5.1.1.1 haben wir zudem dargestellt, dass die von Prognos verwendeten Annahmen inzwischen in zahlreichen Punkten veraltet sind.

#### Fazit

Die von RWE zitierten Prognosen können nach Aussage der Modell-Autoren sehr sensibel auf Veränderungen der Inputparameter reagieren. Gleichzeitig befindet sich der Strommarkt in einer Phase starker Veränderungen. Dadurch wird die Aussagekraft dieser Prognosen im Grundabtriebsverfahren weiter geschwächt.

### 5.1.2.2 Garzweiler II als exogene Vorgabe

Sowohl die Esso-Prognose als auch der Energiereport von Prognos behandeln die Fortführung von Garzweiler als exogene Variable, d.h. die Modellierer müssen dem Modell vorgeben, ob Garzweiler fortgeführt wird oder nicht. Beide Studien, die von RWE zitiert werden, gehen von der Annahme aus, dass Garzweiler II aufgeschlossen wird. Dass in Garzweiler weiter Braunkohle abgebaut wird, ist damit kein Ergebnis der Modellrechnungen, sondern wird von den Modellierern vorausgesetzt und das Modell selbst hat keinen Einfluss auf die zukünftige Versorgung mit Braunkohle.

Daraus lässt sich keine Kritik an den Prognosen an sich ableiten. Erstens ist es legitim, die Verfügbarkeit von Braunkohle in einer Kraftwerkszubauoptimierung nicht modellendogen zu bestimmen. Zweitens ist die Weiterführung des Tagebaus eine plausible Annahme, auch wenn in den beiden Gutachten keine ökonomische Analyse des Tagebaus zu finden ist. Aber schließlich gehört die Fortführung des Tagebaus zu den erklär-



ten Zielen von RWE. Für den neutralen Gutachter ist ein solches Vorgehen also gerechtfertigt.

Wenn solche Prognosen allerdings dazu verwendet werden, das Gemeinwohlinteresse an Garzweiler zu belegen, dann liegt ein unzulässiger Zirkelschluss vor: Die Prognosen bauen darauf auf, dass RWE Garzweiler fortführen will und dafür auch politische Unterstützung findet. Gleichzeitig versucht RWE das Gemeinwohlinteresse an Garzweiler mit genau diesen Berechnungen zu belegen.

Prognos (2000: 478) beschreibt zwar im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse ganz knapp ein Szenario „Kein Aufschluss von Garzweiler II“, nennt dort aber keinerlei negativen Konsequenzen eines solchen Szenarios. Braunkohle-Kraftwerke würden angesichts der getroffenen Preisannahmen nicht durch Gas-, sondern durch Steinkohlekraftwerke ersetzt, die CO<sub>2</sub>-Emissionen würden zurückgehen. Die von den Modellierern getroffene Annahme, dass Garzweiler II aufgeschlossen wird, führt im Modell also zu einer mehr oder weniger konstanten Braunkohleverstromung. Bei der entgegengesetzten Annahme, dass das Projekt Garzweiler II aufgegeben wird, sind in der Studie von Prognos aber keine negativen Auswirkungen für das Allgemeinwohl zu erkennen.

### *Fazit*

RWE zitiert im Grundabtretungsantrag zwei Prognosen, die eine stabile Rolle der Braunkohle prognostizieren. Dabei setzen allerdings beide Prognosen voraus, dass Garzweiler II aufgeschlossen wird. Die Fortführung von Garzweiler ist damit kein Ergebnis der Modellrechnung, sondern eine Annahme der Modellierer. Diese Annahme ist für den neutralen Gutachter zwar legitim.

Werden diese Prognosen jedoch in einem Grundabtretungsverfahren verwendet, in dem es darum geht, das Allgemeinwohlinteresse an Garzweiler II festzustellen, liegt ein unzulässiger Zirkelschluss vor. Die Prognosen bauen darauf auf, dass RWE Garzweiler fortführen will und dafür auch politische Unterstützung findet. Gleichzeitig versucht RWE das Gemeinwohlinteresse an Garzweiler mit genau diesen Berechnungen zu belegen.

Prognos beschreibt zwar im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse ganz knapp ein Szenario „Kein Aufschluss von Garzweiler II“, nennt dort aber keinerlei negative Konsequenzen eines solchen Szenarios.

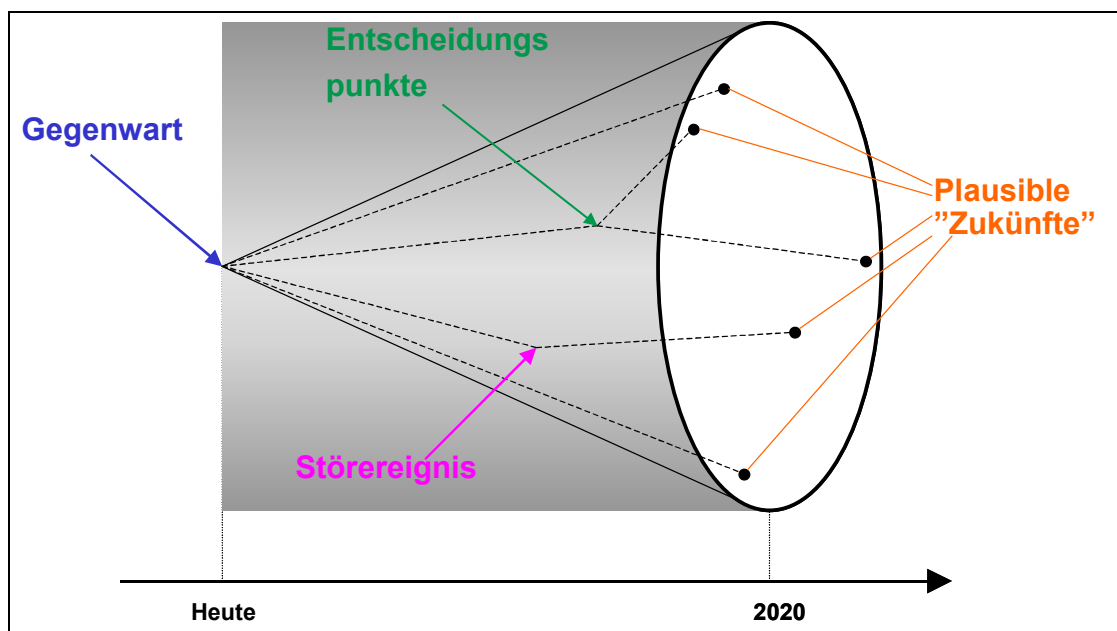
### **5.1.2.3 Prognosen vs. Szenarien**

Zukünftige Entwicklungen sind grundsätzlich unsicher und diese Unsicherheit lässt sich mit keiner Methode umgehen. Die folgende Abbildung 9 zeigt den „Szenariotrichter“, der illustriert, wie sich der Möglichkeitsraum zukünftiger Entwicklungspfade immer weiter öffnet und damit auch die Unsicherheit zunimmt, je weiter man sich von der Gegenwart entfernt.

Es gibt eine Vielzahl plausibler „Zukünfte“, die bereits aus heutiger Perspektive eine relevante Eintrittswahrscheinlichkeit besitzen. Zudem kann es in der Zukunft zu heute

nicht absehbaren Ereignissen kommen, die neue Entwicklungslinien ermöglichen. Aus heutiger Sicht lineare Entwicklung können durch bestimmte „Stör-Ereignisse“, wie z.B. technologische Entwicklungen, in eine andere Richtung gelenkt werden. Auch kann es zukünftige „Entscheidungspunkte“ geben, an denen die Entwicklung durch bestimmte Akteure stark beeinflusst werden kann.

Abbildung 9: Stilisierte Darstellung möglicher zukünftiger Entwicklungspfade im Szenarientrichter



Quelle: Eigene Darstellung

Projektionen zukünftiger Entwicklungen können unterteilt werden in Prognosen und Szenarien. Prognosen gehen davon aus, dass die heutigen wirtschaftlichen („business as usual“) und politischen („policy as usual“) Rahmenbedingungen stabil bleiben und dass es zu keinen einschneidenden Veränderungen kommt. Prognosen sind in ihren Annahmen folglich sehr eingeschränkt und decken nur einen sehr begrenzten Raum im Szenarientrichter ab.

Einen anderen Ansatz verfolgen Szenarien, wie sie in den in Kapitel 5.1.1.2 und 5.1.1.3 beschriebenen Studien der Enquete-Kommission und von Wuppertal Institut/DLR entwickelt worden sind. Szenarien berücksichtigen im Gegensatz zu Prognosen ein wesentlich breiteres Set an Annahmen und können eine Vielzahl möglicher Zukünfte abbilden, auch solche, die von einer Fortschreibung gegenwärtiger Trends abweichen. Voraussetzung ist jedoch auch hier, dass die Beschreibungen der Zukunft konsistent sind.

Gerade in einer Zeit, in der sich die energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen massiv verändern (s. Kapitel 1) und dadurch die Anzahl möglicher „Entscheidungspunkte“ und „Stör-Ereignisse“ zugenommen hat, wird die Aussagekraft von Prognosen deutlich eingeschränkt. Die zunehmende Anwendung von Szenarien ist u.a. eine Folge dieser

Umbrüche und der größer gewordenen Planungsunsicherheit, sowohl im politischen Bereich als auch auf der Ebene von Unternehmen.

Dazu schreiben z.B. (Dyner, Larsen 2001):

*„Mit der Zunahme an Unsicherheit müssen Optimierungs- und harte Modellierungsansätze<sup>31</sup> durch andere Planungsmethoden ergänzt werden (...). Optimierung wird jedoch nicht in gleicher Art und Weise genutzt, wie im Fall einer geringen Unsicherheit. Im Falle einer hohen Unsicherheit werden Optimierungsmodelle eher als eine Art des Benchmarking für Planungsprozesse und in manchen Fällen als ein Input für Szenarioprozesse oder beispielsweise Simulationsmodelle verwendet. Mit anderen Worten liefern sie nicht die Antworten, wie das in einer monopolistischen Welt häufig der Fall war“<sup>32</sup> (Dyner, Larsen 2001).*

Sowohl Esso als auch Prognos bieten lediglich Prognosen, d.h. die bisherige Entwicklung wird fortgeschrieben und es wird unterstellt, dass bereits beschlossene und absehbare Maßnahmen erfolgreich umgesetzt werden und keine unerwarteten Ereignisse eintreten, die die Entwicklung in eine andere Richtung lenken. Beide Prognosen setzen voraus, dass sich an den bestehenden Rahmenbedingungen, innerhalb derer sich die Energiewirtschaft bewegt, nur wenig ändert.

Bei Prognos wird diese Beschränkung explizit formuliert:

*„Die vorliegende Studie (...) soll die künftige energiewirtschaftliche Entwicklung Deutschlands im Rahmen einer Status-quo-Prognose aufzeigen (...). Entscheidendes Merkmal einer Status-quo-Prognose (...) ist die fundamentale These, dass es innerhalb des Prognosehorizonts (...) zu keinen dramatischen Veränderungen und Umwälzungen (...) kommt. Vielmehr gehen wir generell davon aus, dass die derzeit absehbaren Entwicklungstrends sich künftig fortsetzen werden“ (Prognos 2000).*

So wird in der Prognose von Prognos beispielsweise vorausgesetzt, dass sich an der bestehenden Struktur der Stromversorgung, die von Großkraftwerken dominiert wird, nichts ändern wird. Dem EIREM-Modell stehen für die Entscheidung über den Kraftwerkszubau nur Großkraftwerke zur Verfügung. Deshalb werden innerhalb dieses Modellrahmens Großkraftwerke, die abgeschaltet werden, zwangsläufig durch neue Großkraftwerke, wie z.B. Braunkohle-Kraftwerke, ersetzt. Zwar enthalten auch diese Prognosen Veränderungen im Erzeugungsmix (Rückgang der KKW-Kapazität, Gas und Erneuerbare gewinnen an Bedeutung). Neue technische Entwicklungen, die – wie wir in

<sup>31</sup> Hierzu zählt das von Prognos verwendete EIREM-Modell (Anmerkung d. Verf.).

<sup>32</sup> Originalzitat in Englisch (Übersetzung durch d. Verf.):

*„As the level of uncertainty increases, optimisation and ‘hard modelling’ approaches need to complemented with other planning methods (...). However, optimisation is not used in the same way as it was in the case of low uncertainty. In the case of high uncertainty, optimisation models are used more as a way of benchmarking for the planning process, and in some cases, as an input to e.g. the scenario process or simulation model. In other words, they do not provide the answers, as was often the case in a monopolistic world.“*

Kapitel 4.4 dargestellt haben – zunehmend dezentrale Erzeugungsstrukturen in kleineren Kraftwerken ermöglichen, können in diesem Modellrahmen jedoch nicht berücksichtigt werden.

Prognos verweist zwar darauf, dass im Energiereport III (Prognos 2000) erstmals das Optimierungsmodell EIREM verwendet wurde, um den neuen Bedingungen eines liberalisierten Strommarkts gerecht zu werden. Gleichzeitig ist jedoch gerade durch die Liberalisierung die Aussagekraft solcher Optimierungsmodelle eingeschränkt worden<sup>33</sup>.

Prognos und Esso bilden bedingt durch ihre Zielsetzung und ihre Methode nur einen kleinen Teil möglicher zukünftiger Entwicklungen ab. Wie das Kapitel 5.1.1.3 gezeigt hat, stehen den von RWE zitierten Prognosen Szenarien für die Energiewirtschaft in Deutschland gegenüber, die sich teilweise deutlich von Prognos und Esso unterscheiden und mehrere Entwicklungsmöglichkeiten im Szenarientrichter untersuchen.

Die Arbeiten der Enquete-Kommission und von Wuppertal Institut/DLR sind insofern umfassender, als sie verschiedene Szenarien untersuchen und gegenüberstellen. Die Studie von Wuppertal Institut/DLR z.B. berücksichtigt die Prognose von Prognos als Status Quo-Szenario und stellt den Szenarien Nachhaltigkeit und Effizienz gegenüber.

Prognos und Esso dagegen beschränken sich auf nur eine Prognose und blenden damit viele mögliche Entwicklungen aus. Selbst wenn man davon ausgeht, dass die von Prognos und Esso beschriebene Entwicklung in sich konsistent ist und eine plausible Beschreibung von Trendentwicklungen bietet,

- ist damit noch nicht gesagt, dass diese Entwicklung auch aus der Perspektive des Allgemeinwohls die beste ist. Die Vor- und Nachteile gegenüber alternativen Entwicklungen können dabei nicht untersucht werden, solange man sich auf die Prognose beschränkt.
- werden bei dieser Vorgehensweise andere Entwicklungen ausgeblendet, die in der Summe wahrscheinlicher sein können als die Prognosen.

### *Fazit*

Weder RWE (im Rahmen des Grundabtretungsantrags) noch die beiden von RWE zitierten Prognosen berücksichtigen das grundsätzliche Problem der zukünftigen Unsicherheit und der Risiken, die sich infolge der Liberalisierung für Kraftwerksprojekte ergeben. Beide Prognosen ignorieren den State-of-the-art des Umgangs mit zukünftiger Unsicherheit, die z.B. in Form von Szenarien abgebildet werden kann. Stattdessen ver-

---

<sup>33</sup> Geht es um kurzfristige Entscheidungen, wie z.B. beim Stromhandel auf Spotmärkten, können Modelle, die einer Optimierungsphilosophie folgen, nach wie vor nützlich sein, obwohl auch in diesem Bereich die Gesamtsystemoptimierung durch das strategische Kalkül der einzelnen Marktteilnehmer ergänzt werden muss, z.B. mit spieltheoretischen Ansätzen. Geht es jedoch um langfristige Entscheidungen, verlassen sich Unternehmen immer weniger auf mathematische Optimierungsmodelle wie zu Monopolzeiten, sondern nutzen zunehmend andere Methoden wie z.B. Szenarien.

suchen sie – wie bisher – mit klassischen linearen Optimierungsmodellen die Zukunft zu prognostizieren.

Durch das Ausblenden von Unsicherheit beschreiben die zitierten Prognosen nur eine von zahlreichen möglichen Entwicklungen des Strommarkts. Es ist nicht zulässig, das Allgemeinwohlinteresse mit nur 2 Prognosen zu untermauern, die sich sehr ähnlich sind, beide am oberen Rand des Spektrums möglicher Entwicklungen liegen und andere plausible Entwicklungen ignorieren.

#### **5.1.2.4 Risikobewertung bei RWE**

Während RWE im Grundabtretungsantrag zwei Prognosen zitiert, die das Allgemeinwohlinteresse an Garzweiler untermauern sollen, kann man sich nur schwer vorstellen, dass sich RWE – insbesondere angesichts der großen strukturellen Veränderungen im Stromsektor – bei seinen internen Investitionsüberlegungen ausschließlich auf zwei Prognosen stützt, die praktisch keine Angaben zur Wahrscheinlichkeit der Prognosen oder Sensitivitätsanalysen enthalten. Wer Milliarden investieren möchte, muss sicherstellen, dass seine Investition nicht nur in die Prognose passt, sondern in verschiedenen Szenarien robust ist. Dazu müssen diese Szenarien entwickelt und die in ihnen jeweils enthaltenen Risiken durchgespielt werden.

Wie wir oben dargestellt haben, ist es gerade auch durch die zunehmende Unsicherheit als Folge der Liberalisierung notwendig geworden, neue Instrumente der Risikobewertung zu entwickeln. Während im Grundabtretungsantrag der Eindruck erweckt wird, es sei alles beim alten geblieben (These 7), ist inzwischen nicht nur der Strommarkt in Bewegung gekommen, sondern mit ihm auch die Instrumente, mit denen zukünftige Entwicklungsoptionen analysiert werden.

Im Grundabtretungsantrag ist von den Risiken, die seit 1995 entstanden sind, keine Rede – im Gegenteil, es wird der Eindruck erweckt, es gebe keinen Anlass für eine Neubewertung. An anderer Stelle werden die neuen Risiken von RWE jedoch immer wieder betont, so z.B. in einer Präsentation von Frank-Detlef Drake (Drake 2003: 11-12), Vize-Präsident der Kraftwerksabteilung der RWE Rheinbraun AG, der explizit die Bedingungen für eine BoA-Investition 1995 und 2002 gegenüberstellt:

Tabelle 3: Vergleich BoA 1995 und BoA 2002

|                         | Projektbeginn 1995 | 2002                                                                                                                                                                       |
|-------------------------|--------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Strompreis              | ca. 4,0 EURct/kWh  | ca. 2,3 EURct/kWh                                                                                                                                                          |
| CO <sub>2</sub> -Pönale | -                  | EU-Richtlinie                                                                                                                                                              |
| Umweltregulierung       |                    | Strengere Umwelt- und Emissionsregulierung <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ EU-Großfeuerungsanlagen-Richtlinie</li> <li>▪ EU-Müllverbrennungsrichtlinie</li> </ul> |

Quelle: Drake (RWE) 2003, Übersetzung durch d. Verf.

Tabelle 4: Verschlechterung der Investitionsbedingungen im liberalisierten Markt laut RWE

| Vormals regulierter Markt:                                                                                                                                               | Heutiger liberalisierter Markt:                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                              |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Die gesamten Kosten wurden über die Preise an die Kunden weitergegeben</li> <li>▪ Sehr begrenzte Investitionsrisiken</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Große Bandbreite an Investitionsrisiken</li> <li>▪ Risiken in der Entwicklung des Strompreises</li> <li>▪ Risiken in der Entwicklung des Brennstoffstoffpreises</li> <li>▪ Risiken in der Umweltgesetzgebung</li> <li>▪ Risiken von CO<sub>2</sub>-Pönalen</li> <li>▪ Für Kohle wird diese Situation noch verschärft durch               <ul style="list-style-type: none"> <li>— Lange Finanzierungszeiträume</li> <li>— Hohe Kapitalkosten</li> </ul> </li> </ul> |

Quelle: Drake (RWE) 2003, Übersetzung und Formatierung durch d. Verf.

Auf Grundlage dieser Gegenüberstellung kommt Drake zu folgendem Schluss:

- „Deutliche Verschlechterung der Investitionsbedingungen
- Erheblich erhöhte Risiken im liberalisierten Markt
- Neue Instrumente, die für das Risikomanagement benötigt werden“<sup>34</sup>.

<sup>34</sup> Originalzitat in Englisch (Übersetzung und Formatierung als Tabelle durch d. Verf.): „Serious deterioration in investment conditions

Dass man in einem liberalisierten Strommarkt mit den alten Instrumenten nicht mehr auskommt, sondern neue Instrumente benötigt, um mit Unsicherheit umzugehen, wird also auch von RWE betont. Dies gilt gerade dann wenn es um Entscheidungen wie Kraftwerksneubauten geht, deren Erfolg oder Misserfolg sich erst langfristig zeigen wird.

Vor diesem Hintergrund ist es nicht nachzuvollziehen, dass aus der Perspektive des Allgemeinwohls zwei Prognosen ausreichen sollen, um eine Investition zu bewerten, die nicht nur Milliarden kostet, sondern auch erhebliche Auswirkungen auf Dritte hat. Vielmehr muss gefragt werden, ob das Projekt robust in dem Sinne ist, dass der angebliche Netto-Nutzen für das Allgemeinwohl angesichts erheblicher Kosten für Dritte in verschiedenen Szenarien erhalten bleibt.

### *Fazit*

Während RWE im Grundabtretungsantrag den Eindruck erweckt, die relevanten energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen hätten sich seit 1995 nicht verändert, betont das Unternehmen außerhalb des Grundabtretungsverfahrens wiederholt die zahlreichen neuen Risiken, die sich z.B. aus der Liberalisierung und der Klimapolitik der Bundesregierung ergeben. Und während RWE im Grundabtretungsantrag lediglich herkömmliche Prognosen zitiert, betont RWE an anderer Stelle die Notwendigkeit neuer Risiko-Management-Instrumente zu Bewertung von Investitionsentscheidungen im Kraftwerkssektor.

### **5.1.3 Zusammenfassung der Prognosenbewertung**

Zur Untermauerung der energiewirtschaftlichen Argumentation zugunsten von Garzweiler I/II im Grundabtretungsantrag stützt sich RWE auf die energiewirtschaftlichen Prognosen der Prognos AG (2000) und Esso (2001).

Die Analyse der Prognosen von Esso und Prognos hat gezeigt, dass diese nicht dazu dienen können, ein Allgemeinwohlinteresse an der Fortführung von Garzweiler zu begründen. Auch wenn beide Prognosen eine jeweils in sich konsistente Beschreibung der

---

Significantly increased risks in the liberalized market

Former regulated market:

- Full costs were passed on to the customers via prices
- very limited investment risks

Today's liberalized market:

- Wide range of investment risks
- Electricity price development risks
- Fuel price development risks
- Environmental legislation risks
- CO2 penalty risks
- For coal, the situation is aggravated by
  - Long financing periods
  - High capital expenditure

New instruments required for risk management"

zukünftigen Entwicklung des Stromsektors darstellen, kann das Allgemeinwohlinteresse an Garzweiler I/II mit diesen Studien aus folgenden Gründen nicht belegt werden:

- Weder RWE (im Rahmen des Grundabtretungsantrags) noch die beiden von RWE zitierten Prognosen von Prognos und Esso berücksichtigen das grundsätzliche Problem der zukünftigen Unsicherheit und der Risiken, die sich infolge der Liberalisierung für Kraftwerksprojekte ergeben. Beide Prognosen ignorieren den State-of-the-art des Umgangs mit zukünftiger Unsicherheit, die z.B. in Form von Szenarien abgebildet werden kann. Stattdessen versuchen sie – wie bisher – mit klassischen linearen Optimierungsmodellen die Zukunft zu prognostizieren.
- Während Prognos eine bis 2020 mehr oder weniger gleichbleibende Braunkohleverstromung prognostiziert, verzeichnet z.B. das Nachhaltigkeitsszenario von Wuppertal Institut/DLR (2002) eine Halbierung des Braunkohlestroms bis 2020 und danach einen weiteren Rückgang bis 2050 auf nur noch ca. 10°TWh. Angesichts der großen Bandbreite an Projektionen der zukünftigen Braunkohleverstromung, ist es nicht zulässig, den Grundabtretungsantrag ausschließlich auf die Prognosen von Prognos und Esso zu stützen, die sich sehr ähnlich sind, beide am oberen Rand des Spektrums möglicher Entwicklungen liegen und andere plausible Entwicklungen ignorieren.
- Während RWE im Grundabtretungsantrag den Eindruck erweckt, die relevanten energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen hätten sich seit 1995 nicht verändert, betont das Unternehmen außerhalb des Grundabtretungsverfahrens wiederholt die zahlreichen neuen Risiken, die sich z.B. aus der Liberalisierung und der Klimapolitik der Bundesregierung ergeben. Und während RWE im Grundabtretungsantrag lediglich herkömmliche Prognosen zitiert, betont RWE an anderer Stelle die Notwendigkeit neuer Risiko-Management-Instrumente zu Bewertung von Investitionsentscheidungen im Kraftwerkssektor.
- Die von RWE zitierten Prognosen können sehr sensibel auf Veränderungen der Inputparameter reagieren. Gleichzeitig befindet sich der Strommarkt in einer Phase starker Veränderungen. Dadurch wird die Aussagekraft dieser Prognosen im Grundabtretungsverfahren weiter geschwächt.
- Sowohl (Prognos 2000) als auch (Esso 2001) prognostizieren eine stabile Rolle der Braunkohle. Dabei setzen allerdings beide Prognosen voraus, dass Garzweiler II aufgeschlossen wird. Garzweiler II ist eine explizite Annahme und kein Ergebnis der Modelle. Diese Annahme ist für sich legitim. Werden diese Prognosen jedoch in einem Grundabtretungsverfahren verwendet, in dem es darum geht, dass Allgemeinwohlinteresse an Garzweiler II festzustellen, liegt ein unzulässiger Zirkelschluss vor: Die Prognosen bauen darauf auf, dass RWE Garzweiler fortführen will und dafür auch politische Unterstützung findet; gleichzeitig versucht RWE das Allgemeinwohlinteresse an Garzweiler mit genau diesen Berechnungen zu belegen. Aus den Ergebnissen der beiden Prognosen kann also nicht gefolgert werden, dass Garzweiler II energiewirtschaftlich erforderlich ist.



- Prognos beschreibt zwar im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse ganz knapp ein Szenario „Kein Aufschluss von Garzweiler II“, nennt dort aber keinerlei negative Konsequenzen eines solchen Szenarios.

## 5.2 Kritik der energiewirtschaftlichen Thesen im Grundabtretungsantrag

Nachdem im vorhergehenden Kapitel dargelegt wurde, warum die beiden von RWE zitierten Prognosen nicht ausreichen können, um das Allgemeinwohlinteresse an Garzweiler zu belegen, werden wir nun auf die Argumente im Grundabtretungsantrag im einzelnen eingehen (siehe Kapitel 3 und insbesondere Kapitel 3.6).

### 5.2.1 RWE-These 1: Der Stromverbrauch wird weiter ansteigen

Im Grundabtretungsantrag (S. 10) heißt es zur Entwicklung des Stromverbrauchs in Deutschland:

*„In der Bundesrepublik Deutschland wird der Primärenergieverbrauch zwar nicht insgesamt, wohl aber der Stromverbrauch weiter zunehmen.“*

Auch in diesem Punkt stützt sich RWE auf die beiden zitierten Studien von Prognos und Esso. Wie ist die Einschätzung eines mittel- und langfristigen weiteren Anstiegs des Stromverbrauchs einzuordnen?

Es existiert eine Vielzahl verschiedener Szenarien, die jeweils eine mögliche Zukunft für den Energiesektor und damit für die Entwicklung des Stromverbrauchs beschreiben (s. Kapitel 5.1.2.3). Die Entwicklungen, die durch die Szenarien beschrieben werden, hängen im Wesentlichen vom verwendeten Modell und von den Annahmen ab, mit denen der Modellierer sein Modell laufen lässt. Neben beispielsweise zahlreichen sozio-ökonomischen Rahmendaten – hierunter fallen z.B. die demografische Entwicklung und die Entwicklung des BIP – umfassen die Annahmen die Ausgestaltung der zukünftigen politischen Instrumentierung des Sektors. Will man beispielsweise die zukünftige Entwicklung des Braunkohlepreises prognostizieren, muss man etwa Annahmen über die zukünftige Besteuerung dieses Energieträgers anstellen. Will man Aussagen über die zukünftige Entwicklung des Stromverbrauchs treffen, muss man Annahmen über die Instrumentierung z.B. im Bereich der Verbrauchseffizienz machen.

Um die Wirksamkeit politischer Instrumente quantitativ und qualitativ aufzuzeigen, greifen die meisten Szenarioprojekte auf ein Trendszenario zurück. In diesem wird in der Regel angenommen, dass es im Handeln der Politik, der Wirtschaft und auch der Verbraucher keine gravierenden Sprünge gibt. In der Energiepolitik werden die bis dato getroffenen Maßnahmen konsequent umgesetzt (und gelegentlich etwa der technischen Entwicklung angepasst), jedoch keine darüber hinaus gehenden wirkungstiefen Instrumente eingeführt. Abgaben und Steuern werden in der Regel real konstant gehalten; gegebenenfalls steigen sie lediglich in Anlehnung an die Lebenshaltungskosten. Neue Instrumente mit einschneidenden Auswirkungen auf die Entwicklung des Sektors werden nicht eingeführt.

Beide im Rahmen des Grundabtretungsverfahrens zitierten Szenarien (Prognos, Esso) sind aufgrund ihrer Annahmen der Kategorie der Trendszenarien zuzuordnen. Entsprechend beschreiben sie im Bereich des Stromverbrauchs eine Entwicklung, die ohne große Brüche in der Instrumentierung zu erwarten ist. Abbildung 10 zeigt, dass die Prognosekurven des Stromverbrauchs bei Prognos mit den Trendszenarien anderer Studien und Modellen in dem Zeitraum bis 2020 recht gut übereinstimmen. Esso weist für seine Prognose keine expliziten Werte für die Entwicklung des Stromverbrauchs aus.

Für die Bewertung der Notwendigkeit von Garzweiler II reicht allerdings eine Prognose des Stromverbrauchs, die im Jahr 2020 endet, nicht aus. In Hinblick auf die lange Laufzeit von Braunkohle-Kraftwerken muss dazu mindestens eine Zeitspanne bis 2050 betrachtet werden.<sup>35</sup> Aus diesem Grund ist das im Grundabtretungsantrag zitierte Szenario von Prognos, welches lediglich die Zeitspanne bis 2020 abdeckt, nicht geeignet, eine belastbare Aussage zu liefern.

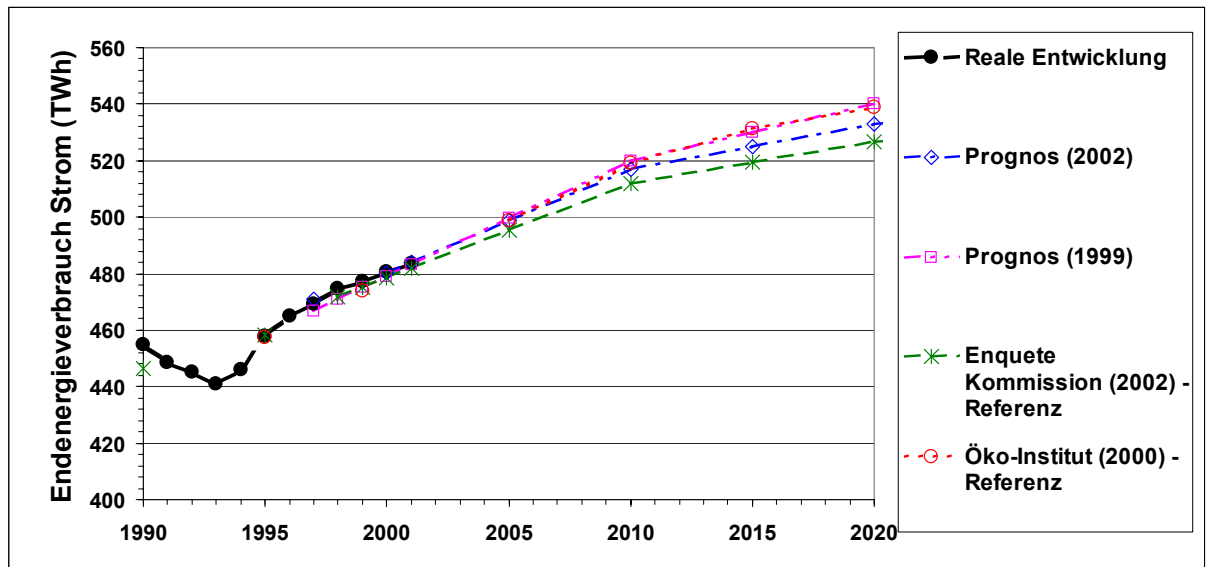
Wie in Kapitel 5.1.2.3 dargestellt, beschreiben Trendszenarien nur einen kleinen Ausschnitt möglicher zukünftiger Entwicklungen des Stromverbrauchs. Insbesondere vor dem Hintergrund der CO<sub>2</sub>-Reduktionsziele Deutschlands und der EU (s. Kapitel 4.2) sowie dem Ziel einer hohen Versorgungssicherheit ist es äußerst unwahrscheinlich, dass die Energiepolitik in Zukunft auf eine weitere Instrumentierung zur Reduktion des Stromverbrauchs – beispielsweise durch eine weitere dynamische Entwicklung der Ökosteuern – verzichten wird. Hinsichtlich der Klimaschutzziele wird vor allem den Bereichen Energieeinsparung und Effizienz (v.a. vor dem Hintergrund großer und teilweise kostengünstiger Potenziale) eine große Bedeutung zugesprochen. Entsprechend ist es eine sehr plausible Annahme, dass die Politik zukünftig neue politische Instrumente einführen wird, um den Stromverbrauch weiter zu senken.

Darüber hinaus vermag infolge des prognostizierten negativen Bevölkerungswachstums der absolute Stromverbrauch ebenfalls weiter sinken. Entsprechend ist es nicht zulässig – wie dies RWE im Grundabtretungsantrag formuliert – langfristig ausschließlich von einem steigenden Stromverbrauch auszugehen. Wahrscheinlicher ist, dass der absolute Stromverbrauch langfristig sinken wird.

---

<sup>35</sup> Hier wird bei einer Inbetriebnahme in 2010 von einer Laufzeit von 40 Jahren ausgegangen.

Abbildung 10: Entwicklung des Stromverbrauchs in den Prognosen von Prognos und den Trendszenarien ausgewählter Studien.



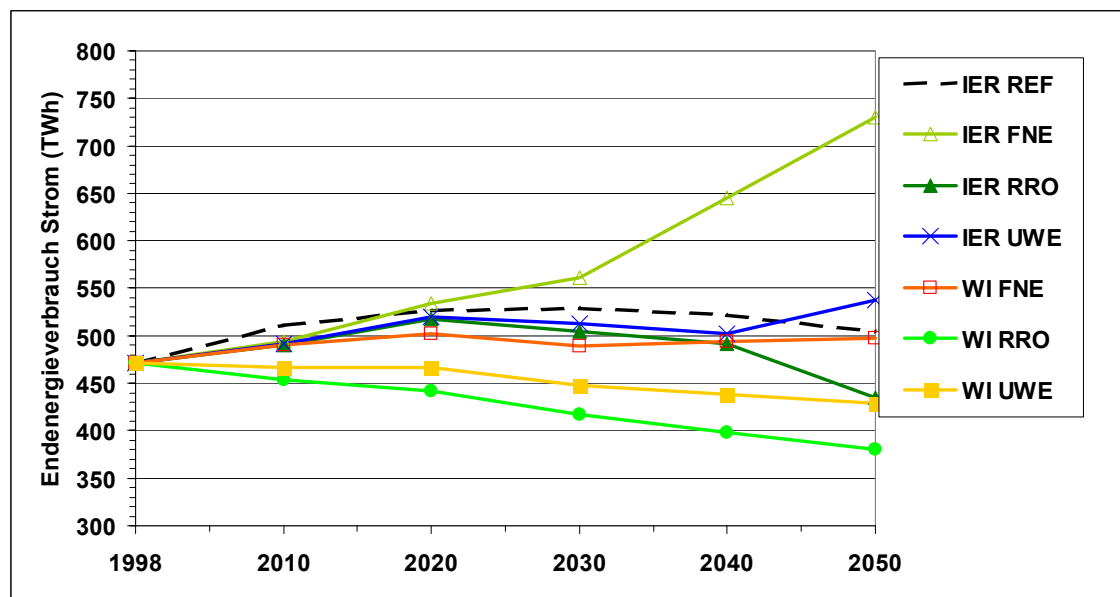
Quelle: (BMWA 2003; Enquete-Kommission 2002; Öko-Institut 2000; Prognos 2000; Prognos 2002), eigene Darstellung (Zwischenwerte wurden interpoliert)

Aus diesem Grund muss der Blick auch auf all die Szenarien gerichtet werden, die – abweichend von den Trendszenarien – eine bestimmte Entwicklung einer neuen und ergänzenden Instrumentierung zur Steuerung des Stromverbrauchs annehmen. Eine gute Auswahl möglicher Zukünfte geben die Zielszenarien der Enquete-Kommission (s. Kapitel 5.1.1.3). Wie in Abbildung 11 dargestellt, zeigen die verschiedenen Zielszenarien ein sehr unterschiedliches Bild.

Entsprechend der sehr unterschiedlichen Annahmen in Bezug auf die langfristige Verfügbarkeit und gesellschaftliche Akzeptanz verschiedener Technologien (z.B. CO<sub>2</sub>-Sequestrierung, Ausbau der Kernenergie) bilden die Szenarien einen breiten Fächer möglicher Stromverbrauchswerte im Jahr 2050 ab. Einen langfristigen Anstieg des Stromverbrauchs verzeichnen nur einige der Szenarien. Ein Anstieg wird insbesondere in jenen Szenarien prognostiziert, die von bestimmten technologischen und gesellschaftlichen Entwicklungen ausgehen und dabei eine weitere Instrumentierung des Stromverbrauchs vernachlässigen. Wie in Kapitel 5.1.1.3 dargestellt, nehmen die Szenariogruppen „FNE“ und „UWE“ an, dass mittelfristig die Sequestrierung von CO<sub>2</sub> zur Reduktion der absoluten CO<sub>2</sub>-Emissionen kostengünstig zur Verfügung steht und auch angewendet wird. Die Szenariogruppe „FNE“ geht des weiteren von einem langfristigen Ausbau der Kernenergie aus.

Die Szenariogruppe „RRO“ hingegen forciert massiv die Steigerung der Effizienz im Stromsektor. Entsprechend sinkt in diesen Szenarien der Stromverbrauch bis 2050 um 10-20%.

Abbildung 11: Langfristige Entwicklung des Stromverbrauchs in den Szenarien der Enquete-Kommission.



Quelle: (Enquete-Kommission 2002)

#### 5.2.1.1 Fazit: Prognose des Stromverbrauchs beruht auf unzureichenden und einseitigen Annahmen

RWE beruft sich zur Beurteilung der Entwicklung des Stromverbrauchs auf eine Prognose, die aus zweierlei Gründen nicht als hinreichend entscheidungsrelevant in Bezug auf die Bewertung der Notwendigkeit an Garzweiler II angesehen werden muss:

1. Die Prognose betrachtet einen zu kurzen Zeitraum (2020).
2. Die Prognose geht davon aus, dass zukünftige Energiepolitik auf eine weitergehende Instrumentierung des Stromverbrauchs verzichtet.

Hinsichtlich der langen Laufzeit eines Braunkohle-Kraftwerks reicht der von Prognos betrachtete Zeitraum bei weitem nicht aus, eine vernünftige Bewertung der Notwendigkeit neuer Braunkohle-Kraftwerke und des dafür notwendigen Braunkohleabbaus abzugeben. Hierzu wären Szenarien notwendig, die eine Zeitspanne bis etwa 2050 abdecken.

Darüber hinaus kann davon ausgegangen werden, dass in Anbetracht langfristiger Klimaschutzziele neue politische Instrumente eingeführt werden, um die Stromeffizienz zu steigern und gleichzeitig den Stromverbrauch zu senken. Entsprechend müssen im Sinne einer konservativen Betrachtung gerade die Szenarien berücksichtigt werden, denen eine entsprechende Instrumentierung zugrunde liegt. Abweichend von der RWE-Annahme eines zunehmenden Stromverbrauchs zeigen viele Effizienzsznarien (z.B. die RRO-Szenarien der Enquete-Kommission) einen langfristig sinkenden absoluten

Stromverbrauch mit entsprechenden negativen Auswirkungen auf den Bedarf zukünftiger Braunkohle-Kraftwerke.

### 5.2.2 RWE-These 2: Gas nicht relevant und keine Alternative

Im Grundabtretungsantrag (S. 9) ist zur Gasverstromung zu lesen:

*„Der Einsatz von Erdgas zur Stromerzeugung konzentriert sich in Deutschland auf Spitzenlastkondensationskraftwerke sowie kundennahe KWK-Anlagen im kommunalen Bereich und in der Industrie. Für die Grundlaststromerzeugung, für die bevorzugt Kernenergie und Braunkohle genutzt werden, ist der Einsatz von Erdgas in Deutschland nicht relevant“.*

Der Grundabtretungsantrag geht davon aus, dass Gas in der Stromerzeugung keine Alternative zur Braunkohle darstellt. Diese Behauptung stützt sich ausschließlich auf den Status Quo und die bislang dominierenden Gaskraftwerkstypen. Hingegen werden GuD-Kraftwerke im Grundabtretungsantrag mit keinem Wort erwähnt, geschweige denn einer Wirtschaftlichkeits- bzw. Einsatz-Analyse relativ zu Braunkohle-Kraftwerken unterzogen.

GuD-Anlagen haben im vergangenen Jahrzehnt weltweit Marktanteile gewonnen. Neben technischen Fortschritten mit großen Wirkungsgradsteigerungen und den ökologischen Vorteilen der Gasverstromung ist diese Entwicklung vor allem eine Folge der Liberalisierung (Kapitel 4.1.1). Die höheren Risiken in einem liberalisierten Strommarkt begünstigen weniger kapitalintensive Technologien. Während sich die niedrigen Kapitalkosten positiv auf die Vollkosten von GuD-Anlagen auswirken, sind die Brennstoffkosten und damit die einsatzrelevanten Grenzkosten zur Zeit relativ hoch. In Deutschland liegt das zum einen an einem hohen Importpreis für Gas, der sich an der Ölpreisentwicklung orientiert. Die Höhe der Gaspreise ist aber auch eine Folge des mangelnden Wettbewerbs auf dem deutschen Gasmarkt.

Bevor wir darauf näher in den Kapiteln 5.2.2.2 und 5.2.2.3 eingehen, werden wir uns zunächst mit der o.g. These auseinandersetzen, Gas sei für die Grundlaststromerzeugung nicht relevant.

Bei dieser Diskussion muss berücksichtigt werden, dass nicht unbedingt davon ausgegangen werden kann, dass der Grundlastbedarf unverändert auf heutigem Niveau verbleibt und sich zukünftig möglicherweise verringern wird. So wie heute ein Überschuss von Grundlaststrom vor allem mit Hilfe von Pumpspeicherkraftwerken, inklusive der entsprechenden Pumpstromverluste, auf den Lastgang der Verbraucher „übersetzt“ wird, wird in der Zukunft eine Herausforderung darin bestehen, die zunehmende Menge an fluktuierenden Energiequellen, vor allem Wind, auszubalancieren.

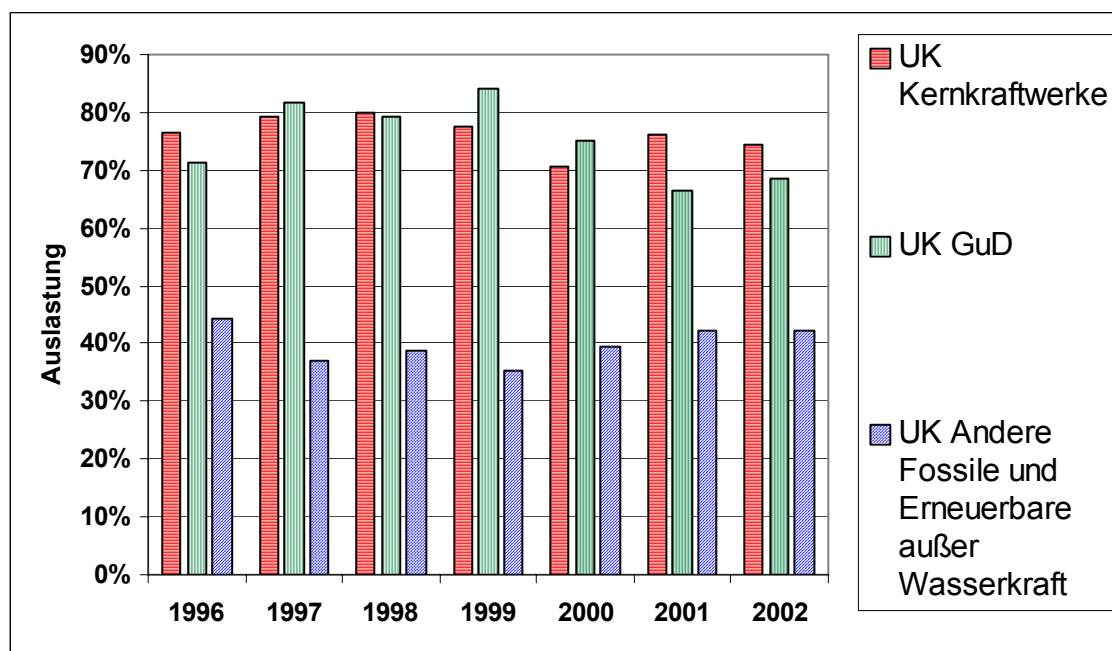
Das zukünftige deutsche Kraftwerkssystem sollte u.a. auf den Ausgleich von großen Windenergieleistungen angepasst werden: technisch hinsichtlich Regelbarkeit, wirtschaftlich hinsichtlich der zu erwartenden geringeren Jahresbenutzungsdauer (Wuppertal Institut, DLR 2002; Zander, Kuhnhenne-Krausmann 2003). Flexiblere Gaskraftwerke sind dafür besser geeignet als Braunkohle-Kraftwerke.

### 5.2.2.1 Zukünftige Auslastung von Gaskraftwerken

Betrachtet man die zukünftige Entwicklung der Gasverstromung in Deutschland, dann werden GuD-Anlagen den Großteil der Gaskraftwerke ausmachen, und nicht mehr die von RWE genannten Spitzenlastkondensationskraftwerke oder Gasturbinen. Die Prognose von Prognos kommt zu dem Ergebnis, dass in Zukunft Gas den größten absoluten Zuwachs an der Stromerzeugung verzeichnen wird, von 48°TWh in 1997 auf 121,9°TWh in 2020. Dieser Zuwachs wird zum allergrößten Teil in Form von Erdgas-GuD-Anlagen erfolgen.

Während RWE im Grundabtretungsantrag argumentiert, Gas spiele für die Grundlaststromerzeugung keine Rolle – ohne diese These allerdings näher zu begründen – können Erdgas-GuD-Kraftwerke durchaus im Grundlastbereich eingesetzt werden und stehen damit in Konkurrenz zur Braunkohle. Die folgende Abbildung 12 zeigt die hohe Auslastung von GuD-Kraftwerken in Großbritannien, wo Erdgas schon seit Beginn der Liberalisierung im Jahr 1990 nicht mehr auf die Spitzenlaststromerzeugung beschränkt ist, sondern in GuD-Kraftwerken in der Grundlast eingesetzt. Deren Auslastung entspricht in etwa der Auslastung von Kernkraftwerken.

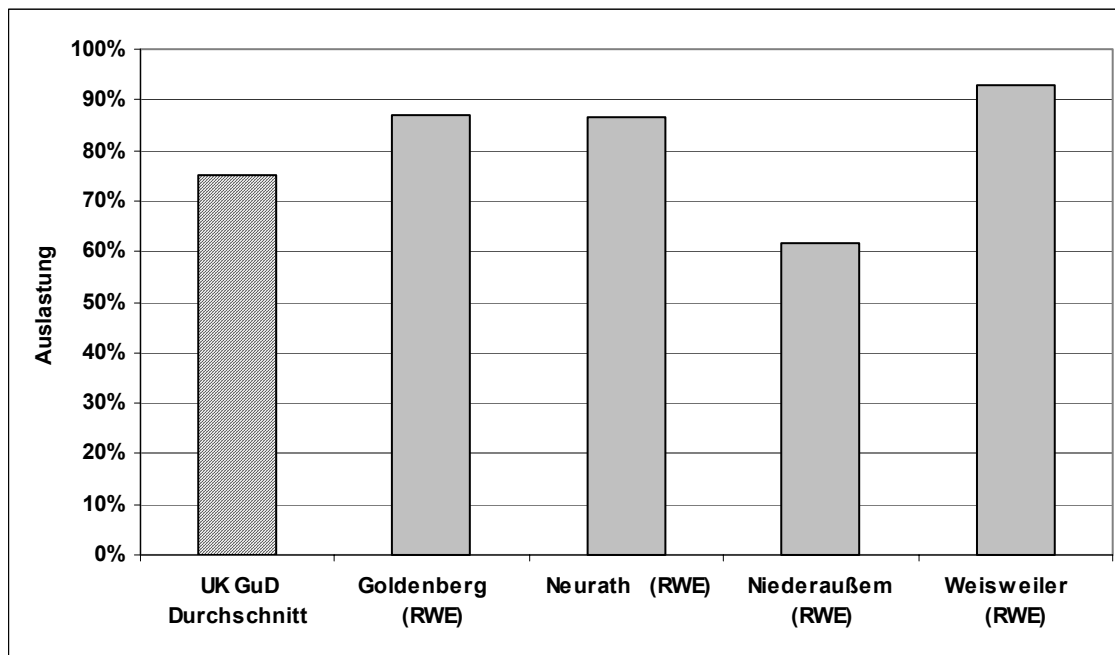
Abbildung 12: Auslastung von Erdgas-GuD-Kraftwerken in Großbritannien



Quelle: (Department of Trade and Industry 2004)

Die folgende Abbildung 13 verdeutlicht zudem, dass die Erdgas-GuD-Kraftwerken in Großbritannien im Durchschnitt der letzten Jahre mit einer ähnlichen Auslastung betrieben wurden wie die Braunkohle-Kraftwerke von RWE.

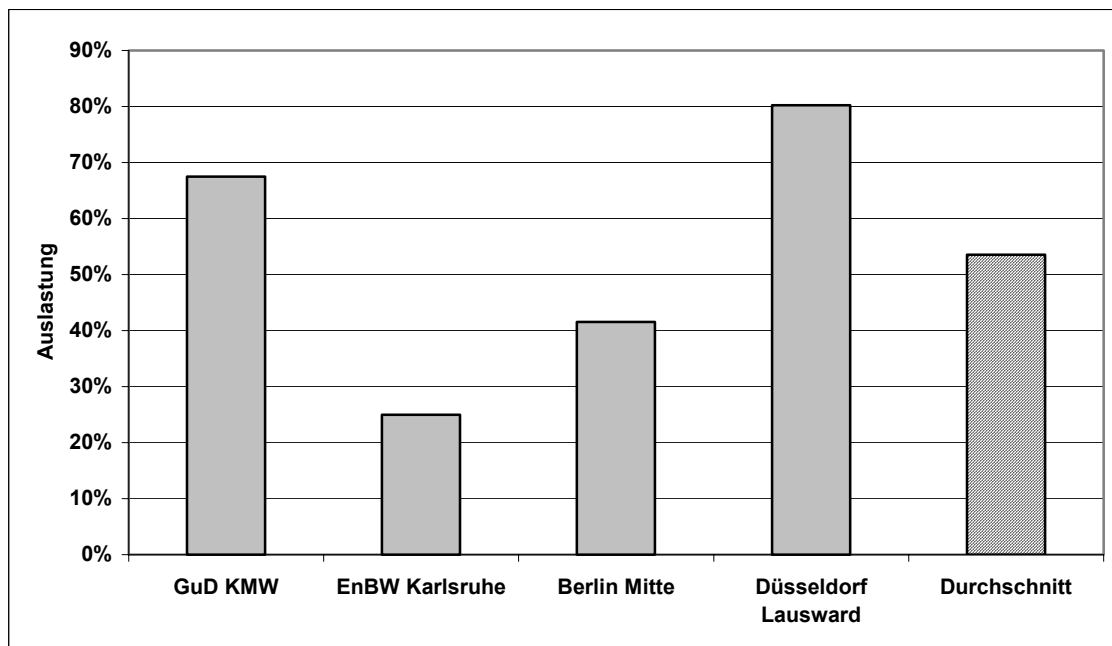
*Abbildung 13: Auslastung von Erdgas-GuD-Kraftwerken in Großbritannien und Braunkohlekraftwerken von RWE im Vergleich*



Quelle: (Department of Trade and Industry 2004) und RWE

Wie in der folgenden Abbildung 14 exemplarisch zu sehen ist, werden auch heute schon Erdgas-GuD-Kraftwerke in Deutschland eingesetzt und teilweise bis in den Grundlastbereich hinein betrieben.

Abbildung 14: Einsatz von Erdgas-GuD-Kraftwerken in Deutschland

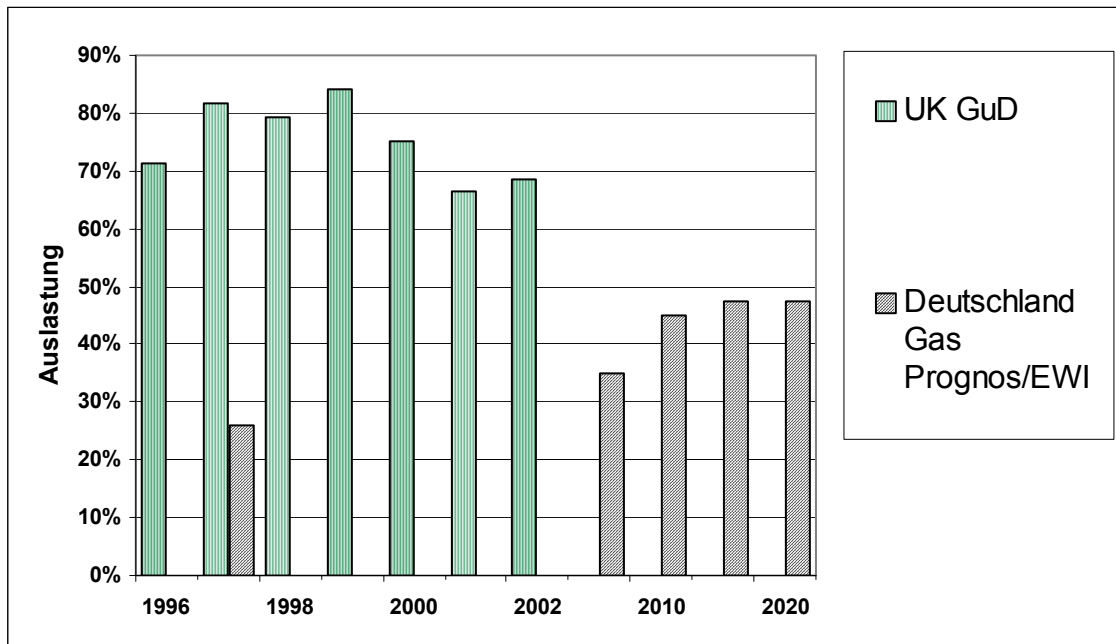


Quelle: Jahresbericht, Internetseite und/oder Auskunft des jeweiligen Unternehmens

Abbildung 15 schließlich zeigt, dass auch in der Auslastungsprognose von Prognos Gaskraftwerke zukünftig eine höhere Auslastung erreichen werden: Sie steigt von ca. 25% im Jahr 1997 auf knapp unter 50% im nächsten Jahrzehnt. Aber auch die Prognose von Prognos ist im Vergleich zu den historischen Auslastungszahlen in Großbritannien relativ niedrig.



Abbildung 15: Auslastung Erdgas-GuD-Kraftwerke in Großbritannien und Prognose für die Auslastung von Gaskraftwerken in Deutschland



Quelle: (Department of Trade and Industry 2004) und (Prognos 2000)

Zwar sind in dieser Prognose auch andere Gaskraftwerke mit einer niedrigeren Nutzungsstundenzahl enthalten, die in der englischen Statistik teilweise der Kategorie „Andere Fossile“ zugerechnet sind. Dennoch ist auch für Deutschland eine höhere durchschnittliche Nutzungsstundenzahl denkbar. Und auch in der von Prognos angegebenen durchschnittlichen Auslastung muss ein erheblicher Kapazitätsanteil mit einer überdurchschnittlichen Auslastung enthalten sein, so dass sich auch hinter diesen Zahlen Kraftwerke verbergen, die im Grundlastbetrieb gefahren werden.

In jedem Fall werden Gaskraftwerke zukünftig in den Grundlastbereich vordringen und damit auch bezüglich des Lastbereichs in Konkurrenz zu Braunkohle-Kraftwerken treten, insbesondere dann, wenn sich die Grenzkosten von Braunkohle-Kraftwerken durch einen Preis für CO<sub>2</sub>-Emissionen relativ zu den Grenzkosten von GuD-Kraftwerken erhöhen (siehe 5.2.3.3)<sup>36</sup> und die Besteuerung von Kraftwerksgas zukünftig wegfällt (siehe 5.2.2.2).

Auch die im Grundabtrittsungsantrag zitierte Prognose von Esso (2001) geht davon aus, dass sich für Gas

*„durch den Verzicht auf die langfristige Nutzung der Kernenergie erhebliche Wachstumspotenziale“ (Esso 2001).*

<sup>36</sup> (UBS 2003) schreiben dazu: „We expect a fundamental shift in the German capacity mix: Combined Cycle Gas Turbine (CCGT) will join lignite as baseload under Emissions Trading Scheme (ETS).“

ergeben, d.h. auch Esso sieht Gaskraftwerke als Ersatz für die in Grundlast betriebenen Kernkraftwerke.

### 5.2.2.2 *Auswirkung und Zukunft der Gassteuer*

Ein wichtiger Faktor in der Wirtschaftlichkeitsrechnung von GuD-Kraftwerken aus Sicht der Betreiber (d.h. in der betriebswirtschaftlichen Perspektive) ist die Gassteuer. Zwar ist Gas, das zur Stromerzeugung genutzt wird, nicht von der Mineralölsteuererhöhung betroffen, die im Rahmen der ökologischen Steuerreform zu einer höheren Gassteuer geführt hat. Für die Stromerzeugung gilt nur der reduzierte Gassteuersatz von ca. 0,18°EURct/kWh (Ho)<sup>37</sup>.

Aber selbst bei diesem reduzierten Steuersatz erhöhen sich die Brennstoffkosten von GuD-Kraftwerken um ca. 3,5°EUR/MWh, d.h. um knapp 10% der Vollkosten einer neuen GuD-Anlage. Dadurch erhöhen sich einerseits die Vollkosten der Anlagen, andererseits aber auch die Grenzkosten, wodurch die Anlage in der Merit Order<sup>38</sup> nach hinten geschoben werden kann und ihre Auslastung entsprechend reduziert wird, weil sie in bestimmten Perioden mit niedrigen Strompreisen nicht mehr wirtschaftlich betrieben werden kann.

Ausgenommen von dieser Steuer sind nach derzeitiger Rechtslage:

- gasgefeuerte Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen, sofern der Nutzungsgrad des Brennstoffs 70 % übersteigt
- GuD-Kraftwerke mit einem Wirkungsgrad von mindestens 57,5 %, sofern weitere Bedingungen erfüllt sind (s.u.).

Die genauen Bedingungen für die Befreiung hocheffizienter GuD-Kraftwerke waren allerdings lange Zeit ungeklärt, so dass sie für potentielle Investoren keine sichere Planungsgrundlage bieten konnten. Erst im Oktober 2003 konnte die Bundesregierung eine Einigung zu den Ausführungsbestimmungen zur Messung der Wirkungsgrade erzielen. Nach aktuellem Stand wird für GuD-Kraftwerke ab ca. Mitte 2004 eine dreijährige Frist beginnen, innerhalb derer sie in Betrieb genommen werden müssen, um in die Gunst der Steuerbefreiung zu kommen. Können sie diese Frist einhalten, werden sie für die ersten fünf Betriebsjahre von der Erdgassteuer befreit.

Aber auch mit dieser Ausnahmeregelung sind Erdgas-GuD-Kraftwerke Kohlekraftwerken steuerlich nicht gleichgestellt, denn

- Erstens müssen neue Kohlekraftwerke kein entsprechendes Wirkungsgradkriterium erfüllen, um von einer Steuer auf den Brennstoff befreit zu werden,

---

<sup>37</sup> Ho: Der Gassteuersatz bezieht sich auf den oberen Heizwert oder Brennwert.

<sup>38</sup> In der Merit Order werden die Kraftwerke nach ihren Grenzkosten, die die Einsatzzpriorität bestimmen, geordnet.

- Zweitens ist die Ausnahme von der Erdgassteuer zeitlich auf fünf Jahre befristet. Ein zunächst freigestelltes Kraftwerk wird also für den größten Teil seiner Lebensdauer mit der Gassteuer belastet,
- Drittens ist die Drei-Jahres-Frist, innerhalb derer Kraftwerke in Betrieb genommen werden müssen, so eng bemessen, dass vermutlich nur die beiden in der Planung bereits weit vorangeschrittenen Kraftwerksprojekte in Hürth und Lubmin von der Ausnahmeregelung profitieren werden.

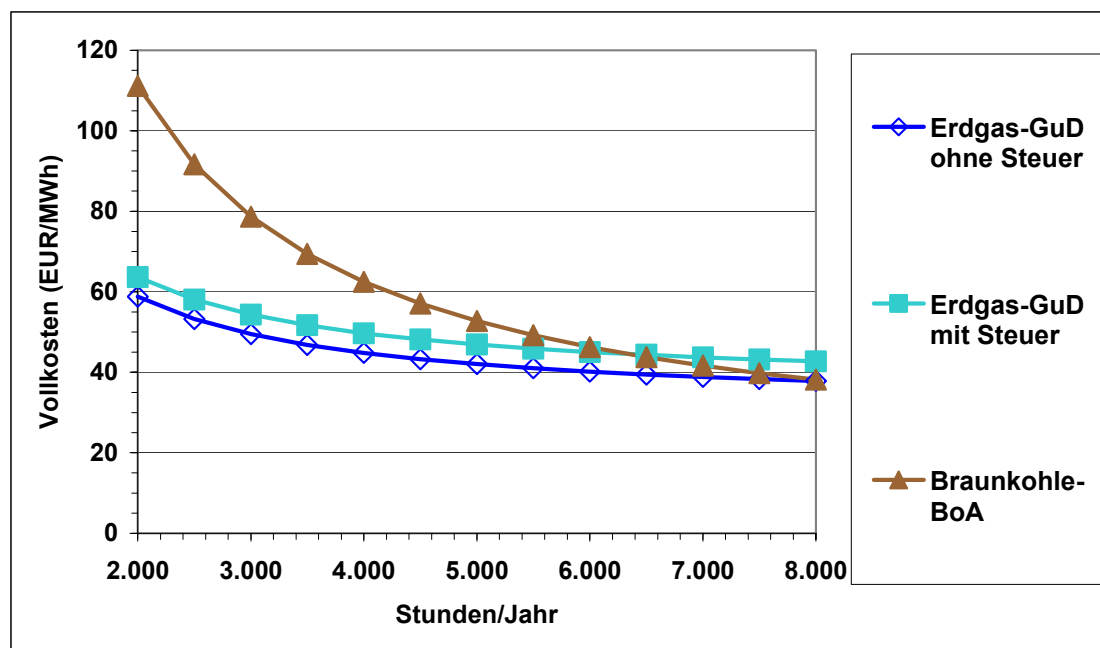
Die Erhebung einer Mineralölsteuer auf Erdgas bei der Verstromung führt zu einer deutlichen Benachteiligung von erdgasbefeuerten Kraftwerken im Verhältnis zur Stromerzeugung mit anderen Brennstoffen wie Braunkohle. Sie kann nicht mit der Internalisierung externer Kosten begründet werden und konterkariert die Einführung von CO<sub>2</sub>-Zertifikaten (siehe 5.2.3.3).

Betrachtet man die zukünftige Struktur des deutschen Kraftwerksparks unter Allgemeinwohlgesichtspunkten, dann muss man die betriebswirtschaftliche Perspektive, die der unternehmerischen Investitionsentscheidung zugrunde liegt, durch eine volkswirtschaftliche Perspektive ergänzen und dem Vergleich verschiedener Optionen die volkswirtschaftlichen Kosten zugrundelegen. Gesellschaftliche Transferzahlungen wie die Gassteuer werden in einer solchen Rechnung nicht berücksichtigt. Betriebswirtschaftliche Perspektive und Gemeinwohlinteresse fallen auseinander, weil Gaskraftwerke mit einer Steuer auf ihren Brennstoff belastet sind, die andere Kraftwerke und insbesondere Braunkohle-Kraftwerke trotz höherer externer Kosten nicht bezahlen müssen.

Allerdings ist es durchaus möglich, dass die Gasbesteuerung in der Stromerzeugung und damit die Diskriminierung von Gaskraftwerken mittelfristig abgeschafft wird. Denn die am 27.10.2003 verabschiedete EU-Energiesteuer-Richtlinie (Richtlinie 2003/96/EG) sieht in Artikel 14 vor, dass Energieträger, die zur Stromerzeugung eingesetzt werden, von Steuern befreit werden sollen. Ausnahmen von dieser Regelung sind nur möglich, wenn die Steuer umweltpolitischen Zielen dient. Die Diskriminierung von Energieträgern bei der Stromerzeugung muss danach ökologisch begründet werden. Da die ausschließliche Besteuerung von Gas ökologisch nicht zu begründen ist, müsste eine in der relativen Höhe ökologisch begründete Steuer auf andere fossile Energieträger eingeführt oder die Gassteuer abgeschafft werden.

Die Wettbewerbsposition von Gaskraftwerken würde sich in beiden Fällen deutlich verbessern. Die folgende Abbildung 16 zeigt, wie die Vollkosten einer GuD-Anlage durch die Abschaffung der Gassteuer sinken würden. Es wird deutlich, dass sich dadurch das Kostenverhältnis von GuD- und BoA-Kraftwerken im Grundlastbereich zugunsten von GuD-Kraftwerken verschieben würde.

Abbildung 16: Vergleich der Vollkosten einer BoA-Anlage mit einer GuD-Anlage mit und ohne Gassteuer<sup>39</sup>



Quelle: Eigene Berechnung

Die EU-Richtlinie zur Energiebesteuerung muss innerhalb von drei Jahren in nationales Recht umgesetzt werden. Die Gasbesteuerung könnte also schon vor Ablauf der o.g. Frist für hocheffiziente Gaskraftwerke entfallen. Jede Betrachtung des zukünftigen deutschen Kraftwerksparks muss eine solche Entwicklung berücksichtigen. Als die beiden im Grundabtretungsantrag genannten Prognosen erstellt wurden, war diese Entwicklung möglicherweise noch nicht absehbar. Entsprechend wurde sie bei der Erstellung der Prognosen nicht berücksichtigt. Der Grundabtretungsantrag selbst hätte diese Entwicklung jedoch bereits in Betracht ziehen müssen.

### 5.2.2.3 Mangelnde Liberalisierung des Gasmarktes

Erdgas-GuD-Kraftwerke haben zwar im Vergleich zu Braunkohlekraftwerken niedrige Kapitalkosten. Die Brennstoffkosten dieser Kraftwerke und damit ihre Grenzkosten sind jedoch zur Zeit relativ hoch. In Deutschland liegt das zum einen an einem hohen Importpreis für Gas, der sich an der Ölpreisentwicklung orientiert, und an der o.g. Gassteuer. Die Höhe der Gaspreise ist aber auch eine Folge des mangelnden Wettbewerbs auf dem deutschen Gasmarkt.

Der Gasmarkt in Deutschland wurde zwar durch die Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes im Jahr 1998 und die Novellierung des Gesetzes gegen Wettbewerbsbe-

<sup>39</sup> Annahmen: Zinssatz: 9%; Abschreibungszeitraum: 30 Jahre, Jahresnutzungsgrad BoA: 44,5%, GuD: 57,5%, Inbetriebnahme 2005

schränkungen (GWB) im Jahr 1999 gemeinsam mit dem Strommarkt de jure liberalisiert. Die Umsetzung dieser rechtlichen Öffnung ist bislang jedoch äußerst ungenügend (Europäische Kommission 2003; Monopolkommission 2002).

Wie im Stromsektor ging die Marktliberalisierung nicht einher mit einer vertikalen Entflechtung zwischen Netzbetrieb und Verteilung. Vielmehr blieben die Netze im Eigentum der etablierten, vertikal integrierten Versorgungsunternehmen.

Die Verflechtung von Netzbetrieb und anderen Stufen der Wertschöpfungskette bietet den vertikal integrierten Unternehmen diverse Möglichkeiten, Konkurrenten den Zugang zum Gasnetz und damit zum Markt zu erschweren, insbesondere durch zu hohe, nicht wettbewerbsgerechte Durchleitungsentgelte.

Wegen dieser Verflechtung wäre es umso notwendiger, die Festlegung der Durchleitungsentgelte nicht den netzbetreibenden Unternehmen zu überlassen, sondern das natürliche Monopol der Gasnetze einer starken Regulierung zu unterwerfen. Dennoch hat Deutschland bislang als einziger EU-Mitgliedsstaat keine staatliche Regulierung der Netzbetreiber eingeführt. Vielmehr wurden die Netzzugangsbedingungen zwischen den involvierten Verbänden verhandelt und in der Verbändevereinbarung Gas (VV Gas) festgelegt.

Ein weiteres Wettbewerbshemmnis besteht in dem umfangreichen Beteiligungsgeflecht zwischen der Ferngasstufe und nachgelagerten Stufen der Erdgasversorgung, das von den etablierten Versorgern als Instrument der Absatzsicherung genutzt wird.

Die Monopolkommission beurteilt in ihrem Sondergutachten zur Fusion zwischen E.ON und Gelsenberg (mit ihren Anteilen an Ruhrgas) die Wettbewerbssituation auf dem deutschen Gasmarkt wie folgt:

*„Ein wirksamer Wettbewerb hat sich im Bereich der Gaswirtschaft nicht zu etablieren vermocht. Trotz aller Bemühungen der Interessenverbände, auf dem Wege entsprechender Vereinbarungen praktikable Rahmenbedingungen zu setzen, funktioniert die Durchleitung von Gas durch fremde Netze in der Praxis nur unzureichend“ (Monopolkommission 2002).*

Die EU-Kommission kommt in ihrem „Zweiten Benchmarking-Bericht über die Vollendung des Elektrizitäts- und Erdgasbinnenmarktes“ vom April 2003 für den deutschen Gasmarkt zu einem ähnlichen Ergebnis:

*„In Deutschland entwickelt sich der Wettbewerb nur zögerlicher und sind die Preise wegen des fehlenden Wettbewerbsdrucks hoch geblieben“ (Europäische Kommission 2003).*

Als Folge der EU-Beschleunigungsrichtlinie (Richtlinie 2003/54/EG) muss nun auch in Deutschland ein Regulierer für die Märkte für Strom und Gas eingerichtet werden. Der Wettbewerb soll dadurch intensiviert und die Preise auf Wettbewerbsniveau gesenkt werden. Dadurch würde sich auch die Wirtschaftlichkeit von Erdgas-Kraftwerken verbessern.

#### 5.2.2.4 *Fazit: Gaskraftwerke sind eine Alternative zu Braunkohle-Kraftwerken*

Die These, Gas sei für die Grundlaststromerzeugung in Deutschland nicht relevant, berücksichtigt ausschließlich die aktuelle Situation der Gasverstromung. Sie ignoriert, dass Gas-Stromerzeugung in Zukunft nicht auf Gasturbinen beschränkt sein wird, sondern dass zunehmend Erdgas-GuD-Kraftwerke eingesetzt werden. Diese sind nicht auf die Spitzenlast-Stromerzeugung beschränkt. Englische GuD-Anlagen beispielsweise können mit der Auslastung von Kernkraftwerken und deutschen Braunkohlekraftwerken konkurrieren. Auch in Deutschland werden schon einige GuD-Anlagen betrieben, die keineswegs als Spitzenlast-Kraftwerke gefahren werden, sondern teilweise auch in der Grundlast betrieben werden. Allerdings ist auch zu fragen, ob in Deutschland zukünftig überhaupt die gleiche Menge Grundlaststrom benötigt wird.

Der Einsatz von Gas in der Stromerzeugung wird in Deutschland bislang durch die äußerst mangelhafte Liberalisierung des Gasmarktes und die Gassteuer behindert. In Folge der EU-Beschleunigungsrichtlinie und der anstehenden Einrichtung einer Regulierungsbehörde für Strom und Gas ist jedoch damit zu rechnen, dass der Gasmarkt in den nächsten Jahren weiter geöffnet wird und die Gaspreise dadurch sinken.

Eine weitere Verbesserung der Wirtschaftlichkeit von GuD-Kraftwerken kann durch die Abschaffung der nicht zu rechtfertigenden Diskriminierung von Gas durch die Gassteuer erreicht werden. Das Ende dieser Diskriminierung wird durch die neue Energiebesteuerungsrichtlinie der EU eingeleitet.

#### 5.2.3 **RWE-These 3: Braunkohle auch unter veränderten Rahmenbedingungen wirtschaftlich**

Eine zentrale Aussage im Grundabtretungsantrag ist, dass es auch unter veränderten Rahmenbedingungen wirtschaftlich sei, in neue Braunkohle-Kraftwerke zu investieren. Belege dafür werden jedoch kaum angeführt und es findet sich keine Analyse, wie sich die Liberalisierung auf die Wirtschaftlichkeit der Braunkohle ausgewirkt hat. Es wird lediglich knapp darauf hingewiesen, dass:

- „im Durchschnitt über alle deutschen Reviere die Kosten der Gewinnung von Braunkohle seit 1995 bis zum 1. Halbjahr 2000 um rund ein Viertel gesunken sind“,
- „die Kosten der Stromerzeugung aus rheinischer Braunkohle bis Mitte 2004 um weitere 30% gegenüber 1999/2000 auf dann rund 18°EUR pro Megawattstunde“ reduziert werden sollen,
- Braunkohle-Kraftwerke im Rheinland nicht von den Stilllegungen in Folge der Liberalisierung betroffen sind,
- Braunkohle „aufgrund ihrer niedrigen Grenzkosten in bestehenden Kraftwerken eine hohe Einsatzpriorität hat“.

These 3 steht vor allem aus zwei Gründen auf einem schwachen Fundament. Erstens haben wir in Kapitel 5.1.2.4 bereits dargestellt, dass RWE im Grundabtretungsantrag zwar behauptet, es habe sich an der Wirtschaftlichkeit von Braunkohle-Kraftwerken

nichts geändert. Tatsächlich hat die Liberalisierung jedoch erhebliche Auswirkungen auf kapitalintensive Stromerzeugungs-Technologien, zu denen die Braunkohleverstromung gehört. Außerhalb des Grundabtretungsverfahrens betont auch RWE, dass sich die Investitionsvoraussetzungen deutlich verschlechtert haben.

Zweitens werden die Auswirkungen auf die Wettbewerbsfähigkeit, die sich aus den klimapolitischen Zielen und der Einführung des CO<sub>2</sub>-Handels ergeben, im Grundabtretungsantrag mit keinem Wort erwähnt, obwohl die klimapolitischen Vorgaben erheblichen Einfluss auf die Kostensituation von Braunkohle-Kraftwerken haben können. Auch darauf weist RWE an anderer Stelle immer wieder hin.

Bevor wir die Auswirkungen des CO<sub>2</sub>-Handels betrachten, beleuchten wir jedoch zunächst die Argumentation von RWE. Am Schluss dieses Kapitels werden wir dann kurz aufzeigen, dass für eine transparente Analyse der Wirtschaftlichkeit von Braunkohle-Kraftwerken auch die Frage nach möglichen impliziten Subventionen der Braunkohle beleuchtet werden muss.

Die Diskussion der Wirtschaftlichkeit der Braunkohleverstromung hängt auch ab von der Wirtschaftlichkeit alternativer Erzeugungs-Technologien. Sie steht damit in direktem Zusammenhang mit Kapitel 5.2.2, wo wir dargestellt, wie sich die Wirtschaftlichkeit von GuD-Kraftwerken durch die Abschaffung der Gassteuer und die weitere Liberalisierung des Gasmarktes verbessern könnte.

### **5.2.3.1 Wettbewerbsfähigkeit der Braunkohle: Alte vs. neue Kraftwerke, Grenzkosten vs. Vollkosten**

Wenn im Grundabtretungsantrag von der Wettbewerbsfähigkeit der Braunkohle die Rede ist, dann müsste es vor allem um die Wettbewerbsfähigkeit neu zu errichtender Kraftwerke gehen. Denn Voraussetzung für den langfristigen Weiterbetrieb von Garzweiler ist der Ersatz bestehender Kraftwerke durch neue Anlagen. Es ist zwar theoretisch auch denkbar, dass die bestehenden Braunkohle-Kraftwerke erneuert und über die bislang angenommene Lebensdauer hinaus betrieben werden. Das würde jedoch gegen die Vereinbarung zum Kraftwerkserneuerungsprogramm verstoßen. Zudem würde dann der sowieso ungenügende Beitrag der Braunkohle zur Reduktion von CO<sub>2</sub>-Emissionen ganz entfallen.

Bei der Darstellung der Wettbewerbsfähigkeit von Braunkohle-Kraftwerken ist also zwischen der Wettbewerbsfähigkeit bestehender und der Wettbewerbsfähigkeit neu zu bauender Kraftwerke zu unterscheiden. Aussagen über die Wettbewerbsfähigkeit bereits bestehender Kraftwerke, wie sie sich im Grundabtretungsantrag finden (niedrige Grenzkosten und hohe Einsatzpriorität bestehender Kraftwerke, bisher keine Stilllegungen) sagen dabei nur begrenzt etwas über die Wettbewerbsfähigkeit neu zu bauender Kraftwerke aus.

Bei bestehenden Kraftwerken stellt sich für den Betreiber erstens die Frage, ob das Kraftwerk grundsätzlich weiterbetrieben oder stillgelegt wird und zweitens, zu welchen Zeiten es rentabel zur Stromerzeugung eingesetzt werden kann. Dieser Entscheidung

liegen andere Kostenelemente zugrunde als der Entscheidung, ein neues Kraftwerk zu bauen. Es ist deshalb irreführend, wenn RWE Aussagen zur Wettbewerbsfähigkeit neuer und bestehender Anlagen vermischt. Denn es ist denkbar, dass bestehende Braunkohle-Kraftwerke, wie von RWE dargestellt, wettbewerbsfähig sind und eine hohe Einsatzpriorität haben, ein Neubau von Braunkohle-Kraftwerken aber dennoch nicht wirtschaftlich ist.

Die Kosten eines Kraftwerks setzen sich zusammen aus den variablen Kosten, den fixen Betriebskosten und den Kapitalkosten. Die variablen Kosten geben an, wie viel eine zusätzliche kWh Strom kostet (Grenzkosten). Es handelt sich vor allem um die Brennstoffkosten, die durch die zusätzliche Erzeugung entstehen. Eventuell müssen auch erzeugungsabhängige Wartungskosten, Kosten für das Anfahren des Kraftwerks oder andere variable Kosten berücksichtigt werden. In die Grenzkosten können zudem Opportunitätskosten einfließen, wie sie beispielsweise durch den Handel mit CO<sub>2</sub>-Zertifikaten entstehen (siehe Kapitel 5.2.3.3). Die Grenzkosten entscheiden darüber, wie ein Kraftwerk in der Angebotskurve positioniert ist und wie viel Strom es bei einem gegebenen Marktpreis wirtschaftlich erzeugen kann.

Fixe Betriebskosten entstehen vor allem durch das Personal und die Instandhaltung des Kraftwerks. Diese Kosten entstehen unabhängig von der erzeugten Strommenge. Wenn ein Kraftwerksbetreiber die variablen Kosten und die fixen Betriebskosten mit dem Erlös aus der Stromerzeugung decken kann, wird er sein Kraftwerk weiterbetreiben, wenn nicht, wird er sein Kraftwerk früher oder später abschalten.

Kapitalkosten entstehen durch den Bau des Kraftwerks. Ist das Kraftwerk gebaut, dann sind diese Kosten „versunken“ und damit nicht mehr entscheidungsrelevant. Auch wenn Einnahmen aus dem Stromverkauf nicht ausreichen, um einen Beitrag zu den Kapitalkosten zu decken, wird das Kraftwerk im Normalfall nicht stillgelegt, vorausgesetzt die variablen und fixen Kosten können gedeckt werden.

Bei bestehenden Kraftwerken (links in der Abbildung 17) sind folglich nur die Grenzkosten und die fixen Kosten entscheidungsrelevant. Die Grenzkosten entscheiden darüber, wie oft das Kraftwerk eingesetzt wird und wie viel Strom es erzeugt. Ein Kraftwerk, dessen Grenzkosten niedrig genug sind, um in Konkurrenz mit den anderen Kraftwerken so viel Strom erzeugen zu können, dass neben den variablen Kosten auch die Fixkosten gedeckt werden, wird weiterbetrieben.

Das war bislang bei alten Braunkohle-Kraftwerken der Fall, die trotz niedriger Wirkungsgrade wettbewerbsfähige Grenzkosten aufweisen können. Ein neues Braunkohle-Kraftwerk wird aufgrund des höheren Wirkungsgrads zwar niedrigere Grenzkosten haben als ein altes. Das sagt jedoch noch nichts darüber aus, ob es aus auch im Neubauwettbewerb (rechts in der folgenden Abbildung 17), in dem auch die Kapitalkosten berücksichtigt werden müssen, wettbewerbsfähig ist. Ein altes Braunkohle-Kraftwerk kann also durchaus wettbewerbsfähig sein, während ein neues trotz niedrigerer Grenzkosten gegenüber anderen Technologien bei der Frage des Neubaus das Nachsehen haben kann.

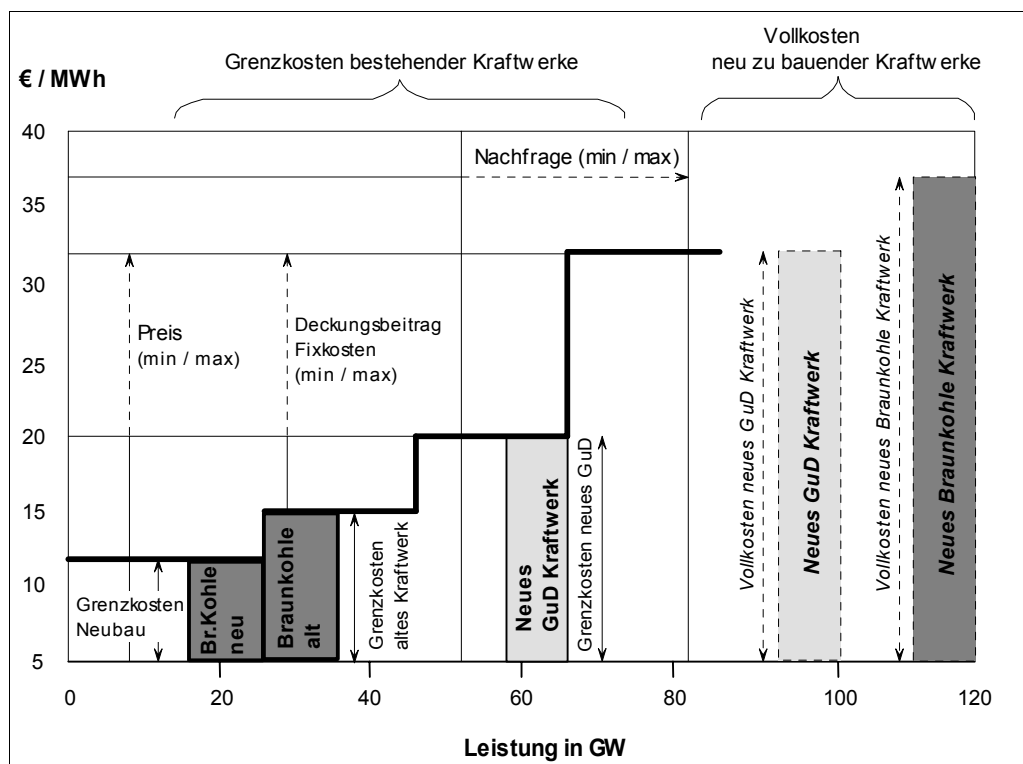


Die folgende Grafik veranschaulicht diesen Unterschied zwischen alten und neu zu bauenden Kraftwerken. Dabei entsprechen die angegebene Kosten nicht unbedingt den tatsächlichen Kosten, es geht hier nur um die grundsätzliche Darstellung des beschriebenen Zusammenhangs. Das alte Braunkohle-Kraftwerk liegt am unteren (linken) Ende der Angebotskurve und hat damit eine hohe Einsatzpriorität. Das neue Braunkohle-Kraftwerk hat noch niedrigere Grenzkosten. Das neue GuD-Kraftwerk liegt mit seinen Grenzkosten über den Grenzkosten beider Braunkohle-Kraftwerke. Es hat zwar einen deutlich höheren Wirkungsgrad, Gas ist jedoch teurer als Braunkohle.

Betrachten wir die beiden Kraftwerkstypen jedoch mit ihren Vollkosten (rechte Seite), die über den Neubau entscheiden, dann kann das GuD-Kraftwerk trotz höherer Grenzkosten dem Braunkohle-Kraftwerk überlegen sein.

Aussagen über die Grenzkosten und die Einsatzpriorität bestehender Kraftwerke sagen also nur bedingt etwas über die Wettbewerbsfähigkeit neu zu bauender Braunkohle-Kraftwerke aus. Die Darstellung der Wirtschaftlichkeit von Braunkohlekraftwerke im Grundabtritts Antrag ist folglich unvollständig und irreführend.

Abbildung 17: Wettbewerbsfähigkeit alter und neuer Braunkohle-Kraftwerke (stilisierte Darstellung)



Quelle: Eigene Darstellung

### 5.2.3.2 Liberalisierung verschlechtert die Wirtschaftlichkeit von Braunkohlekraftwerken

Wie wir in Kapitel 4.1.1 bereits dargestellt haben, steigen durch die Einführung von Wettbewerb im liberalisierten Strommarkt die Kapitalkosten. Durch das erhöhte Risiko im Wettbewerbsmarkt steigen die Zinsen für das eingesetzte Kapitals. Zudem verzeichnen liberalisierte Märkte kürzere Abschreibungszeiträume, wodurch sich die Stromgestehungs-Kosten weiter erhöhen.

Dies betrifft alle Kraftwerkstechnologien. Je kapitalintensiver eine Technologie jedoch ist, desto stärker werden ihre Kosten ansteigen. Die Kosten von kapitalintensiven Kraftwerkstechnologien, wie z.B. Kern- und Braunkohle-Kraftwerke, steigen also stärker als die Kosten von Kraftwerken mit relativ niedrigen Kapitalkosten, wie z.B. GuD-Anlagen. Die Wirtschaftlichkeit von GuD-Kraftwerken verbessert sich damit gegenüber der Wirtschaftlichkeit von Braunkohle-Kraftwerken.

Die folgende Tabelle 5 zeigt anhand der Annahmen von (Prognos 2000) den deutlichen Unterschied der Investitionskosten von Braunkohle- und GuD-Anlagen.

Tabelle 5: Spezifische Investitionskosten von GuD- und Braunkohle-Kraftwerken (EUR/kW, real, Basis 1999)

|            | 2005  | 2010  | 2015  | 2020 |
|------------|-------|-------|-------|------|
| Gas GuD    | 475   | 450   | 425   | 425  |
| Braunkohle | 1.100 | 1.075 | 1.000 | 975  |

Quelle: (Prognos 2000)

Braunkohlekraftwerke sind gegenüber GuD-Kraftwerken außerdem dadurch benachteiligt, dass sie längere Bauzeiten aufweisen. Bei gleichzeitigem Baubeginn fängt das Braunkohle-Kraftwerke dadurch erst später an, Geld zu verdienen. Das wirkt sich deshalb nachteilig auf die Wirtschaftlichkeit von Braunkohle-Kraftwerken aus, weil die Einnahmen aus dem Stromverkauf in einer Investitionsrechnung auf den heutigen Zeitpunkt abdiskontiert werden, um den Barwert zu berechnen. Beginnen die Einnahmen erst zu einem späteren Zeitpunkt in der Zukunft, fällt der Barwert entsprechend geringer aus. Steigt nun in einem Wettbewerbsmarkt der Zinssatz, wird dieser Nachteil verschärft. Denn durch das Abdiskontieren mit einem höheren Zinssatz führt ein späterer Baubeginn zu einem weiter verringerten Barwert.

Insgesamt ist festzustellen, dass sich durch die Liberalisierung die Investitionsbedingungen für Braunkohlekraftwerke deutlich verschlechtert haben. In Tabelle 4 haben wir bereits dargestellt, dass dies außerhalb des Grundabtretungsverfahrens auch von RWE bestätigt wird. Dabei weist auch RWE auf darauf hin, dass insbesondere die hohen Kapitalkosten zu dieser Verschlechterung beitragen (Drake 2003):

„Heutiger liberalisierter Markt:

- Große Bandbreite an Investitionsrisiken

- (...)
- *Für Kohle wird diese Situation noch verschärft durch*
  - *Lange Finanzierungszeiträume*
  - *Hohe Kapitalkosten*

Die Behauptung im Grundabtretungsantrag, es habe sich nichts geändert, was eine Neubewertung der Braunkohle notwendig mache, kann damit nicht aufrechterhalten werden.

### 5.2.3.3 *Braunkohle und CO<sub>2</sub>-Handel*

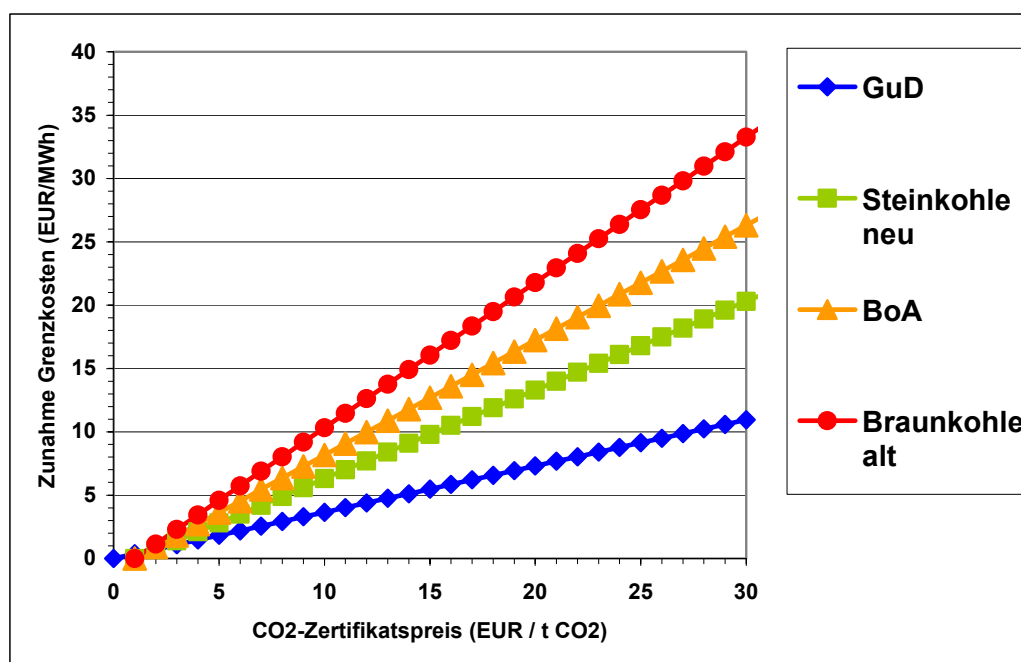
Die Auswirkungen der in Kapitel 4.2 dargestellten Klimaschutzziele und insbesondere des anstehenden CO<sub>2</sub>-Handels auf die Braunkohleverstromung sind schwer abzuschätzen. Es ist jedoch äußerst bemerkenswert, dass im Grundabtretungsantrag mit keinem Wort erwähnt wird, wie sich die jüngsten klimapolitischen Entwicklungen auf die Braunkohleverstromung auswirken werden. Insbesondere im Abschnitt über die Wirtschaftlichkeit der Braunkohle (Grundabtretungsantrag S. 11) stellt sich die Frage, wie die Wirtschaftlichkeit von Braunkohle-Kraftwerke beurteilt werden soll, ohne das Thema CO<sub>2</sub>-Reduktion und CO<sub>2</sub>-Handel zu berücksichtigen.

Die beiden folgenden Punkte lassen vermuten, dass sich die Klimaschutzziele zumindest mittel- bis langfristig stark auf die Braunkohleverstromung auswirken werden:

- Der Energiesektor, in dem die Energieerzeugung und die Energieumwandlung zusammengefasst sind, trägt mit rund 43 % in Deutschland den größten Anteil zu den Gesamt-CO<sub>2</sub>-Emissionen bei. Hiervon ist die Braunkohle mit rund der Hälfte beteiligt (DIW 2003).
- Braunkohle ist in der Stromerzeugung der Primärenergieträger mit den höchsten spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen.

Die nachfolgende Grafik zeigt, wie die Grenzkosten von Braunkohle-Kraftwerken durch die Einführung eines Preises für CO<sub>2</sub>-Emissionen stärker steigen als bei anderen fossilen Großkraftwerken. Neue BoA-Braunkohle-Kraftwerke liegen in der Belastung über neuen Steinkohlekraftwerken und beide werden deutlich stärker belastet als GuD-Anlagen. Die hohe Belastung der Braunkohle ergibt sich einerseits aus dem hohen Kohlenstoffgehalt von Braunkohle relativ zum Energiegehalt, andererseits aus den relativ zu den Konkurrenztechnologien niedrigen Wirkungsgraden, auch bei neuen BoA-Anlagen.

Abbildung 18: Einfluss des Zertifikatspreises auf die Grenzkosten der Stromerzeugung



Quelle: Eigene Berechnung<sup>40</sup>

Die hier dargestellten Kosten der CO<sub>2</sub>-Emissionen bilden – vor allem zusammen mit den Brennstoffkosten – einen Teil der Grenzkosten, die über den Einsatz eines Kraftwerks bestimmen. Dies ist unabhängig davon, ob ein Kraftwerksbetreiber die Zertifikate kostenlos zugeteilt bekommt oder nicht. Denn auch jener Kraftwerksbetreiber, der kostenlose Zertifikate erhält, könnte diese am Markt verkaufen, statt sie selbst zur Stromerzeugung zu nutzen. Verzichtet er auf den Verkauf, entstehen ihm Opportunitätskosten. Diese entsprechen dem Marktpreis der Zertifikate, den er durch den Verkauf hätte erzielen können.

Durch die CO<sub>2</sub>-Zertifikate erhöhen sich die Grenzkosten aller CO<sub>2</sub>-emittierenden Kraftwerke. Unabhängig von der Zuteilung der Zertifikate und dem Zertifikatspreis erhöhen sich die Grenzkosten von Braunkohle-Kraftwerken (ob alt oder neu) stärker als die Grenzkosten anderer fossiler Kraftwerke, wie Abbildung 18 veranschaulicht.

Damit ist jedoch noch nichts darüber ausgesagt, welche Konsequenzen diese Erhöhung der Grenzkosten für die einzelnen Kraftwerke hat. Denn erstens stellt sich für jedes einzelne Kraftwerk die Frage, wie sich durch diese Erhöhung der Grenzkosten seine Position in der Merit Order verändert. Abhängig vom Zertifikatspreis ist es möglich, dass Braunkohle-Kraftwerke mit ihren niedrigen Brennstoffkosten ihre Position am unteren Ende der Merit Order verteidigen können und sich ihre Auslastung nicht verändert. Es könnte aber auch passieren, dass Braunkohle-Kraftwerke ihren Platz in der Merit Order

<sup>40</sup> Angenommene Wirkungsgrade: GuD: 57,5%, Steinkohle neu: 45%, BoA: 43%, Braunkohle alt 34%

an Kraftwerke mit niedrigeren Grenzkosten verlieren und dadurch niedrigere Volllaststundenzahlen aufweisen.

Zweitens kann sich der Strompreis durch den Preis für CO<sub>2</sub>-Emissionen erhöhen, wenn dieser Preis die Grenzkosten jener Kraftwerke erhöht, die den Marktpreis für Strom bestimmen. In diesem Fall würden Kraftwerke, die Zertifikate umsonst zugeteilt bekommen, zusätzliche Gewinne verzeichnen, vor allem dann, wenn sich ihre Position in der Merit Order nicht verändert. Die Auswirkungen des Emissionshandels auf die Wirtschaftlichkeit bestehender Braunkohle-Kraftwerke ist also trotz der hohen CO<sub>2</sub>-Emissionen von Braunkohle-Kraftwerken nicht eindeutig und im Einzelfall abhängig von der Allokationsmethode und der Angebotskurve des Kraftwerksparks empirisch zu klären.

Gleiches gilt für den Bau neuer Braunkohle-Kraftwerke. Die folgende Tabelle zeigt, wie sich die Vollkosten neuer BoA bzw. GuD-Anlagen abhängig vom Zertifikatspreis und der Allokationsmethode verändern. Insbesondere beim brennstoffspezifischen Benchmarking verbessern sich BoA-Anlagen relativ zu GuD-Anlagen. In dieser Berechnung ist allerdings noch nicht berücksichtigt, dass sich die Auslastung der Kraftwerke durch die in Abbildung 18 dargestellte ungleiche Erhöhung der Grenzkosten verändern kann, mit entsprechenden Auswirkungen auf die Vollkosten pro kWh.

Tabelle 6: *Auswirkung verschiedener Allokationsmethoden auf die Vollkosten von BoA und GuD-Kraftwerken*

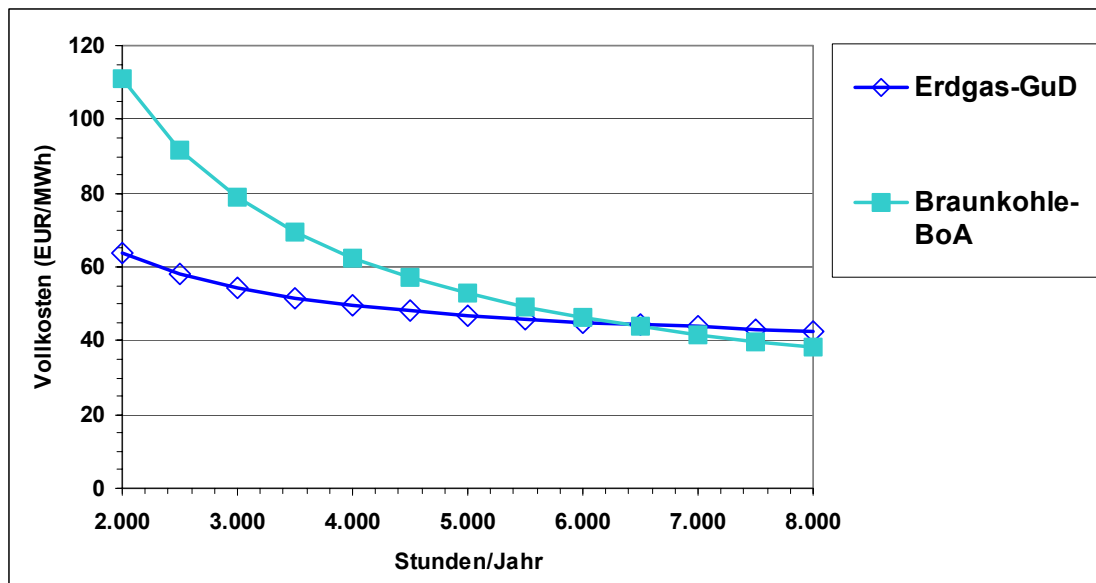
|                                                                                          | Kein Emissions-<br>handel | Versteigerung | Grand-<br>fathering | Durchschnitts-<br>Benchmarking | Brennstoffspez<br>Benchmarking |
|------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------|---------------|---------------------|--------------------------------|--------------------------------|
| <b>Änderung der spezifischen Erzeugungskosten durch Emissionshandel</b>                  |                           |               |                     |                                |                                |
| <b>BoA</b>                                                                               |                           |               |                     |                                |                                |
| 5 €/t CO <sub>2</sub>                                                                    |                           | +6,6%         | +0,5%               | +3,2%                          | -0,2%                          |
| 10 €/t CO <sub>2</sub>                                                                   |                           | +13,1%        | +1,0%               | +6,4%                          | -0,4%                          |
| 15 €/t CO <sub>2</sub>                                                                   |                           | +19,7%        | +1,5%               | +9,5%                          | -0,6%                          |
| <b>GuD</b>                                                                               |                           |               |                     |                                |                                |
| 5 €/t CO <sub>2</sub>                                                                    |                           | +2,3%         | +0,2%               | -0,9%                          | 0,0%                           |
| 10 €/t CO <sub>2</sub>                                                                   |                           | +4,6%         | +0,4%               | -1,7%                          | 0,0%                           |
| 15 €/t CO <sub>2</sub>                                                                   |                           | +7,0%         | +0,5%               | -2,6%                          | +0,1%                          |
| <b>Differenz der spezifischen Erzeugungskosten in einem GuD- und einem BoA-Kraftwerk</b> |                           |               |                     |                                |                                |
| 5 €/t CO <sub>2</sub>                                                                    | +6,2%                     | +2,0%         | +5,9%               | +2,1%                          | +6,4%                          |
| 10 €/t CO <sub>2</sub>                                                                   | +6,2%                     | -1,8%         | +5,5%               | -1,8%                          | +6,7%                          |
| 15 €/t CO <sub>2</sub>                                                                   | +6,2%                     | -5,1%         | +5,2%               | -5,5%                          | +6,9%                          |

Quelle: (Öko-Institut 2003), Übersetzung durch d. Verf.

Die folgenden drei Abbildungen zeigen, wie sich das Verhältnis der Stromerzeugungskosten von BoA-Braunkohle-Kraftwerken und Erdgas-GuD-Kraftwerken bei steigenden CO<sub>2</sub>-Preisen verändert, wenn man annimmt, dass dieser Preis vollständig auf die Vollkosten eines Kraftwerks aufgeschlagen wird.

Abbildung 19 zeigt, dass BoA-Kraftwerke bei den getroffenen Annahmen<sup>41</sup> im Grundlastbereich Kostenvorteile gegenüber GuD-Anlagen haben, wenn es keinen Aufschlag für CO<sub>2</sub> gibt. In anderen Lastbereichen sind dagegen GuD-Anlagen kostenmäßig überlegen.

Abbildung 19: Stromerzeugungs-Kosten von BoA-Braunkohle-Kraftwerken und Erdgas-GuD-Kraftwerken, kein Aufschlag für CO<sub>2</sub>

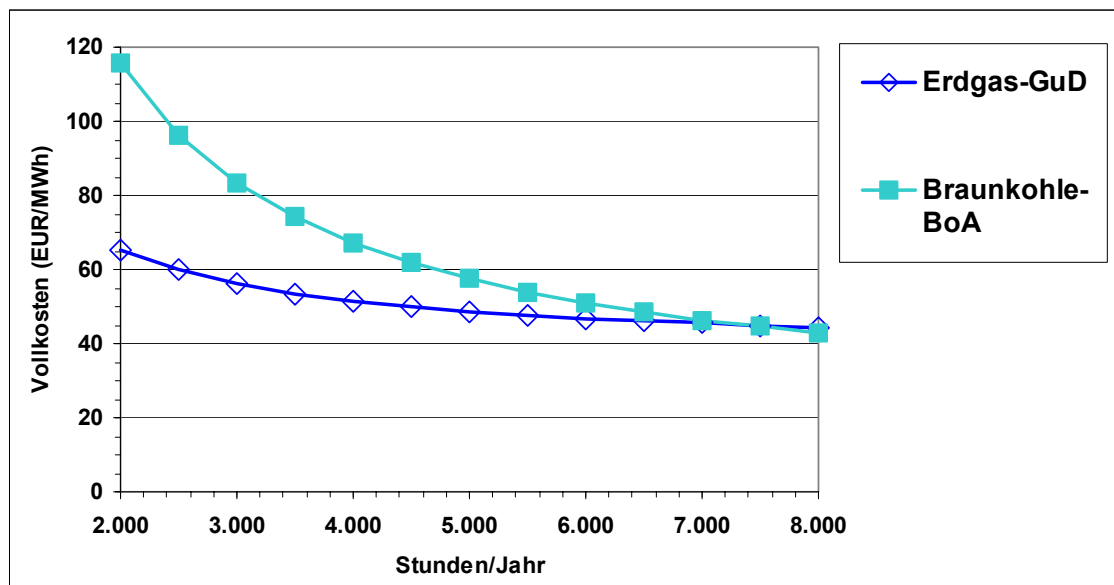


Quelle: Eigene Berechnungen

Führt man nun einen CO<sub>2</sub>-Aufschlag von 10°EUR/t°CO<sub>2</sub> ein, dann wird dieser Kostenvorteil deutlich geringer, wie die folgende Abbildung 20 zeigt. Braunkohle-Kraftwerke haben dann nur noch bei maximaler Auslastung einen leichten Kostenvorteil gegenüber GuD-Anlagen.

<sup>41</sup> Annahmen für die nachfolgenden Berechnungen der Stromerzeugungskosten: Zinssatz: 9%; Abschreibungszeitraum: 30 Jahre, Jahresnutzungsgrad BoA: 44,5%, GuD: 57,5%, Inbetriebnahme 2005, GuD nicht von der Gassteuer befreit, Kosten für CO<sub>2</sub> gehen zu 100% in den Vollkostenberechnung ein.

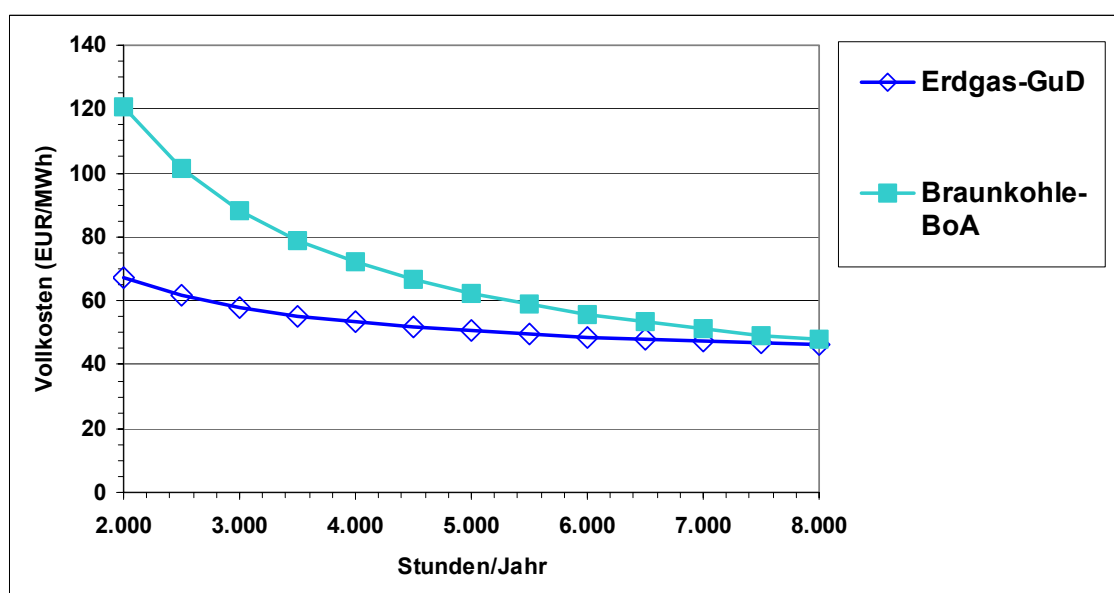
Abbildung 20: Stromerzeugungs-Kosten von BoA-Braunkohle-Kraftwerken und Erdgas-GuD-Kraftwerken, CO<sub>2</sub>-Aufschlag 10 EUR/t CO<sub>2</sub>



Quelle: Eigene Berechnungen

Erhöht man den CO<sub>2</sub>-Aufschlag weiter auf 20°EUR/t°CO<sub>2</sub>, dann verschiebt sich die relative Wirtschaftlichkeit weiter zugunsten von GuD-Kraftwerken, die dann bis in den Grundlastbereich hinein niedrigere Stromerzeugungs-Kosten haben als BoA-Braunkohle-Kraftwerke.

Abbildung 21: Stromerzeugungs-Kosten von BoA-Braunkohle-Kraftwerken und Erdgas-GuD-Kraftwerken, CO<sub>2</sub>-Aufschlag 20 EUR/t CO<sub>2</sub>



Quelle: Eigene Berechnungen

Wie diese Berechnungen zeigen, kann die Bepreisung von CO<sub>2</sub> als Folge der Einführung des Emissionshandels erhebliche Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeitsrelationen zwischen BoA-Kraftwerken und Konkurrenztechnologien, in diesem Fall GuD-Kraftwerke, haben.

Da die Zertifikate in der ersten Phase des Emissionshandels jedoch weitgehend kostenlos zugeteilt werden und möglicherweise sogar Windfall-Profite durch steigende Strompreise entstehen können, wirkt sich der Emissionshandel zunächst nicht unbedingt negativ auf Braunkohle-Kraftwerke aus und es ist sogar möglich, dass RWE in der Anfangsphase des Zertifikatehandels zusätzliche Gewinne verbuchen wird.

Allerdings reicht es nicht aus, nur die kurzfristigen Auswirkungen auf Braunkohle-Kraftwerke zu betrachten, die sich aus der Zuteilung der Zertifikate in der ersten Handelsperiode und den mittelfristigen CO<sub>2</sub>-Reduktionszielen ergeben.

Denn erstens – aus der Perspektive des Kraftwerksbetreibers – werden die Zertifikate in den ersten Perioden zwar noch fast vollständig kostenlos zugeteilt. In der Zukunft ist aber damit zu rechnen, dass ein immer größer werdender Anteil der Zertifikate gekauft werden muss, wodurch sich die wirtschaftliche Situation von Braunkohle-Kraftwerken aufgrund ihrer relativ hohen CO<sub>2</sub>-Emissionen verschlechtern würde. Außerdem würden die Zertifikatspreise steigen, wenn die zukünftigen Reduktionsvorgaben erhöht werden.

Langfristig ergeben sich aus dem Ziel der CO<sub>2</sub>-Reduktion also erhebliche Risiken für die Braunkohleverstromung, die im Grundabtretungsantrag, z.B. im Abschnitt über die „Wettbewerbsfähigkeit der Braunkohle“, mit keinem Wort erwähnt sind. An anderer Stelle weist RWE dagegen immer wieder auf dieses Risiko hin, so z.B. Drake (2003), der die deutliche Verschlechterung der Investitionsbedingungen für BoA-Kraftwerke u.a. auf die EU-Richtlinie zum CO<sub>2</sub>-Emissionshandel zurückführt (siehe Kapitel 5.1.2.4).

Die Esso-Prognose (2001: 2) dagegen weist ausdrücklich darauf hin, dass die Prognose einer gleichbleibenden Braunkohleverstromung auf der Annahme beruht,

*„dass die Braunkohle – wie bisher – von Energie-/°CO<sub>2</sub>-Steuern entlastet bleibt“ (Esso 2001).*

die eine ähnliche Wirkung hätte wie der Zertifikatehandel kombiniert mit Reduktionszielen. Die Annahmen und Ergebnisse der Esso-Studie, die dem Antrag zugrunde liegen, sind also nach Einführung des Emissionshandels nicht mehr haltbar.

Zweitens – aus der Perspektive einer langfristig orientierten Klimaschutzpolitik – ist fraglich, ob die Treibhausgas-Reduktionspotenziale, die durch neue Braunkohle-Kraftwerke erschlossen werden können, ausreichen, um langfristige Reduktionsziele zu erreichen. Durch den Ersatz alter Braunkohle-Kraftwerke durch neue BoA-Anlagen können zwar die spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen der Braunkohleverstromung gesenkt werden. Laut Grundabtretungsantrag (S. 12) ist es das Ziel, „bis zum Jahre 2030 die spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen, die durch die Braunkohleverstromung hervorgerufen werden, um 27 Prozent zu vermindern“.



Das ist zwar eine deutliche relative Emissionsminderung. Jedoch werden die von RWE geplanten neuen Braunkohle-Kraftwerke bis in die zweite Hälfte dieses Jahrhunderts betrieben werden. Als Folge der langen Lebensdauer von Braunkohle-Kraftwerken wird damit langfristig ein erheblicher Kraftwerkssockel festgeschrieben, der dann kaum noch weitere Emissionsminderungen ermöglicht, obwohl langfristige Reduktionsziele deutlich über die genannten 27°% hinausgehen (s. Kapitel 4.2)<sup>42</sup>.

Neue BoA-Anlagen, die bei Betriebsbeginn noch stolz auf ihre reduzierten spezifischen Emissionen verweisen können, werden noch während ihrer geplanten Betriebsdauer solchen langfristigen Zielen im Weg stehen und können bei zu erwartenden verschärften Klimaschutz-Politiken unwirtschaftlich werden.

#### 5.2.3.4 Subventionierung der Braunkohle

Im Grundabtretungsantrag wird mehrfach darauf hingewiesen, dass Braunkohle in Deutschland nicht subventioniert wird. Es ist sicherlich richtig, dass Braunkohle im Gegensatz zur deutschen Steinkohle keine expliziten staatlichen Subventionen erhält.

Allerdings sollten nicht nur explizite Subventionen berücksichtigt werden, die im Rahmen staatlicher Budgets und/oder der Subventionsberichterstattung offen ausgewiesen werden, sondern auch Subventionen, die unter einen weiteren Subventionsbegriff fallen.

Der Begriff der Subvention ist in verschiedenen Kontexten unterschiedlich gefasst.

Erstens sind unter den expliziten Subventions-Definitionen hervorzuheben:

- die Subventions-Definition der Bundesregierung,
- der deutlich weiter gefasste Subventionsbegriff des Instituts für Weltwirtschaft (Kiel) sowie
- die nochmals abweichende Beihilfen-Definition der Europäischen Kommission

Für die energie- und klimapolitische Diskussion sind jedoch *zweitens* noch weitere Facetten zu berücksichtigen, die durch keine der genannten Subventionsdefinitionen erfasst werden (implizite Subventionen), bei denen jedoch Transfers über staatliche Stellen oder von Dritten veranlasst werden bzw. veranlasst werden können:

- Haftungsregelungen
- Altlastenregelungen
- Übertragungs- und Enteignungsregelungen

---

<sup>42</sup> Es ist zu unterscheiden zwischen den spezifischen Emissionsreduktionen durch den Bau neuer Braunkohlekraftwerke und den absoluten Minderungszielen. Die Emissionsreduktion von 27 % in neuen Braunkohlekraftwerken bezieht sich auf eine erzeugte Kilowattstunde, während die Minderungsziele eine Reduktion der gesamten Emissionen vorgeben, d.h. unabhängig von der Zahl der erzeugten Kilowattstunden. Bei gleichbleibender Stromerzeugung ist der Beitrag neuer Braunkohlekraftwerke zu den absoluten Minderungszielen auf die spezifische Reduktion von 27 % begrenzt.

Drittens existieren eine Reihe von Ungleichbehandlungs-Tatbeständen im Vergleich zu anderen Energieträgern (Erdgas/Erdgasförderung) bzw. vergleichbaren Tätigkeiten (z.B. Kiesabbau). Hierzu gehören auch Regelungen, die als Ungleichbehandlung bei der Internalisierung externer Kosten interpretiert werden können (Steuern, Abgaben), insbesondere die Besteuerung von Kraftwerksgas (s. Kapitel 5.2.2.2).

Ein weiteres Beispiel für diese Form von Ungleichbehandlung ist die Befreiung der Braunkohle vom „Wassercent“, der in Nordrhein-Westfalen für Wasserentnahmen eingeführt wurde. RWE Power hat laut Jahresbericht 2001 des Erftverbandes (Erft-Verband 2001) 557,4 Mio. m<sup>3</sup>/a Grundwasser gefördert. Bei einem „Wassercent“ von 4,5 cent/m<sup>3</sup> entspricht dies einer Vergünstigung von ca. EUR°25 Mio.

Zu untersuchen wäre in diesem Zusammenhang auch, inwiefern durch die Förderung der Entwicklung neuer Kraftwerkstechnologien einzelne Energieträger oder Unternehmen begünstigt werden.

Zur Subventionierung der Braunkohle nach diesen weiteren Subventionsbegriffen liegen bislang keine Studien vor, jedoch ist das Wuppertal-Institut vom Umweltbundesamt beauftragt worden, die implizite Subventionierung der Braunkohle zu untersuchen. Das Institut wird seine Ergebnis voraussichtlich Ende März 2004 vorlegen.

In Ostdeutschland, wo in den vergangenen Jahren zahlreiche alte Braunkohle-Kraftwerke stillgelegt und durch neue ersetzt worden sind, ist es nicht möglich gewesen, Braunkohle-Kraftwerke unter Wettbewerbsbedingungen zu bauen. Bei der Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) im Jahr 1998 wurde deshalb in Art. 4°§ 3 die sogenannte Braunkohleschutzklausel eingeführt, die es dem Kraftwerksbetreiber VEAG ermöglichte, Durchleitungsbegehren abzulehnen, um die Stromerzeugung aus seinen eigenen Braunkohle-Kraftwerken vor Wettbewerb zu schützen.

#### **5.2.3.5 *Fazit: Wichtige Faktoren, die die Wirtschaftlichkeit beeinflussen, werden im Grundabtretungsantrag ignoriert***

RWE argumentiert, die langfristige Wirtschaftlichkeit der Braunkohleverstromung sei trotz erheblichen Kostendrucks infolge der Liberalisierung des Strommarktes nach wie vor gegeben. Durch weitere Maßnahmen zur Kostenreduktion sei die Wettbewerbsfähigkeit auch langfristig gesichert. Auch unter veränderten Rahmenbedingungen sei es wirtschaftlich, in neue Braunkohle-Kraftwerke zu investieren.

Wenn im Grundabtretungsantrag von der Wettbewerbsfähigkeit der Braunkohle die Rede ist, dann müsste es vor allem um die Wettbewerbsfähigkeit neu zu errichtender Kraftwerke gehen. Denn Voraussetzung für den langfristigen Weiterbetrieb von Garzweiler ist der Ersatz bestehender Kraftwerke durch neue Anlagen. Es ist zwar auch denkbar, dass die bestehenden Braunkohlekraftwerke erneuert und über die bislang angenommene Lebensdauer hinaus betrieben werden. Das würde jedoch gegen die Vereinbarung zum Kraftwerkserneuerungsprogramm verstoßen. Zudem würde dann der sowieso ungenügende Beitrag der Braunkohle zur Reduktion von CO<sub>2</sub>-Emissionen ganz entfallen.

Die knappe Begründung im Grundabtretungsantrag, warum neue Braunkohle-Kraftwerke wirtschaftlich sind, ist unvollständig und irreführend. RWE verweist zwar mehrfach auf die Wirtschaftlichkeit bestehender Kraftwerke, vernachlässigt jedoch dabei den Unterschied zwischen der Wirtschaftlichkeit neuer und alter Kraftwerke. Denn neu zu bauende Braunkohle-Kraftwerke können im Vollkosten-Wettbewerb unwirtschaftlicher sein als andere Kraftwerke, auch wenn bestehende Braunkohle-Kraftwerke im Grenzkostenwettbewerb bestehen können.

Entgegen der Behauptung im Grundabtretungsantrag, es habe sich in den vergangenen Jahren nichts geändert, was eine Neubewertung der Braunkohleverstromung notwendig macht, steigen mit der Liberalisierung die Kapitalkosten von neuen Kraftwerken. Dadurch erhöhen sich vor allem die Kosten kapitalintensiver Stromerzeugungstechnologien, zu denen die Braunkohleverstromung gehört. Außerhalb des Grundabtretungsverfahrens betont auch RWE, dass sich die Investitionsvoraussetzungen durch die Liberalisierung dadurch deutlich verschlechtert haben.

Des weiteren erwähnt RWE die Auswirkungen der klimapolitischen Instrumente (z.B. die Einführung des Emissionshandels) im Grundabtretungsantrag mit keinem Wort, obwohl gerade die klimapolitischen Vorgaben erheblichen Einfluss auf die Kostensituation von Braunkohle-Kraftwerken haben können. Auch auf diesen Sachverhalt weist RWE außerhalb des Grundabtretungsantrags in der Debatte um Investitionen in neue Kraftwerke immer wieder hin.

Eventuelle implizite Subventionen, die bei einer Abwägung des Gemeinwohlinteresses an Garzweiler II ebenso berücksichtigt werden müssten, erwähnt RWE ebenfalls mit keinem Wort.

#### **5.2.4 RWE-These 4: Braunkohleverstromung erhöht die Versorgungssicherheit**

Im Grundabtretungsantrag wird die Notwendigkeit der Weiterführung von Garzweiler auch mit der Versorgungssicherheit begründet. Braunkohle sei die einzige nennenswerte heimische Primärenergiequelle, die einerseits ohne Subventionen wirtschaftlich verstromt werden könne, andererseits den starken Preisunsicherheiten bei Importenergien nicht ausgesetzt sei. Zur Verringerung dieser Importabhängigkeiten werde die Braunkohle für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit benötigt.

##### **5.2.4.1 Was bedeutet Versorgungssicherheit?**

Zur Diskussion obiger These ist es zunächst erforderlich, den Begriff der Versorgungssicherheit näher zu bestimmen. Obwohl es keine allgemein gültige Definition des Begriffs gibt, versteht man in der Regel unter Versorgungssicherheit im Stromsektor die konstante, unterbrechungsfreie Versorgung aller Stromkunden (Haushalte, Gewerbe und Handel, Industrie) mit Strom zu angemessen günstigen und v.a. kalkulierbaren Preisen. Die Versorgungssicherheit ist neben der Umweltverträglichkeit sowie der Wirtschaftlichkeit eines der Ziele der deutschen Energiepolitik.

Beschränkt man die Diskussion über die Versorgungssicherheit auf die Frage, in welcher Verteilung und in welchem Ausmaß Primärenergieträger nach Deutschland importiert werden, berücksichtigt man nur einen kleinen Ausschnitt der Problematik. Aber selbst zu dem Aspekt der Importabhängigkeit gibt es keine allgemein anerkannte Definition, ab wann ein Energiesystem als versorgungssicher eingestuft werden kann. Wie groß muss die Quote der Verstromung nationaler Primärenergieträger sein, um von einem "versorgungssicheren" Stromsystem sprechen zu können? Bzw. ab welcher Importquote muss man sich wegen zu geringer Versorgungssicherheit Sorgen machen und gegebenenfalls Gegenmaßnahmen zugunsten heimischer Energieträger einleiten? Aufgrund fehlender allgemein anerkannter Grenzen werden in der Diskussion um die Versorgungssicherheit (z.B. bei Erdgas) bestimmte Importquoten von den einen als akzeptabel, von anderen hingegen als zu hoch bewertet.

Bei der Versorgungssicherheit ist es zunächst sinnvoll, zwei verschiedene Bereiche näher zu betrachten: die physische und die ökonomische Versorgungssicherheit. Beide Bereiche zeigen zwar teilweise starke Wechselwirkungen - beispielsweise haben Änderungen in der physischen Verfügbarkeit eines Rohstoffes in der Regel Auswirkungen auf die Rohstoffpreise; dennoch werden wir die beiden Bereiche zunächst getrennt vorstellen, da sie hinsichtlich der langfristigen Verstromung der Braunkohle unterschiedlich bewertet werden müssen.

1. Hinter der physischen Versorgungssicherheit steht das Risiko, dass die Stromversorgung für einen bestimmten Zeitraum zusammenbricht. Gründe dafür können in allen Stufen der Stromerzeugung auftreten: z.B. die Unterbrechung der Versorgung der Kraftwerke mit den für die Stromerzeugung notwendigen Primärenergieträgern (z.B. Kohle, Gas, Uran,...) oder das Zusammenbrechen der Stromversorgung aufgrund technischer Defekte (z.B. aufgrund von Kraftwerkausfällen oder zu geringer Kraftwerkskapazitäten oder Fehlern in der Netzinfrastruktur). Im Bereich der physischen Versorgungssicherheit sind folgende Fragen von Bedeutung:
  - Verfügbarkeit von Rohstoffreserven und -ressourcen: Wie lange reichen die nationalen und globalen Reserven und Ressourcen bei den Primärenergieträgern, die bei der Stromerzeugung derzeit und mittelfristig eine Rolle spielen (v.a. Kohle, Gas, Uran)? Auf welche Länder und Regionen verteilen sich hierbei die Reserven und Ressourcen?
  - Zugang zu Rohstoffreserven: Aus welchen Ländern und Regionen importiert ein Land seine Rohstoffe? Wie wahrscheinlich ist die politisch motivierte Verknappung oder Unterbrechung der Förderung in den Förderländern und damit der Lieferungen der notwendigen Rohstoffe? Welche alternativen Liefermöglichkeiten bestehen? Wie wahrscheinlich sind Lieferunterbrechungen infolge terroristischer Anschläge auf Förderanlagen oder das Transportnetz (z.B. Gaspipelines) oder durch Unfälle?
  - Technische Systemzuverlässigkeit (im folgenden Versorgungszuverlässigkeit): Wie wahrscheinlich ist die Unterbrechung der Stromversorgung infolge von Störungen in der Netzinfrastruktur oder in Kraftwerken? Wie gut ist der Sektor vor-

bereitet und ausgestattet, etwaige Störungen zügig zu beheben? Welchen Einfluss hat die Erzeugungsstruktur (z.B. Anlagengröße, regionale Verteilung) auf die Versorgungszuverlässigkeit?

2. Hinter der ökonomischen Versorgungssicherheit stehen vor allem Preisrisiken, die wiederum Auswirkungen auf die Erzeugungskosten haben. Die relevanten Fragen bzgl. der Rohstoffbeschaffung sind:

- Wie wahrscheinlich sind starke (und v.a. unkalkulierbare) Preisschwankungen auf den Beschaffungsmärkten (z.B. Erdöl)? Wie stark ist der Stromsektor von diesen Preisschwankungen betroffen? Was bewirken diese Preisschwankungen und wie wirken sie sich auf den Sektor aus? In welchem Maße ist ein Land (z.B. Haushalte, Industrie) abhängig von Strom und den damit verbundenen Preisschwankungen?

Wichtige Fragen zu Preisschwankungen bei stabilen Rohstoffpreisen sind:

- Wie wahrscheinlich und wie groß sind die Schwankungen der Endkundenpreise (Strom) bei relativ stabilen Preisen für Primärenergieträger? Was sind hierfür die Ursachen?

#### **5.2.4.2 Beurteilung der physischen Versorgungssicherheit**

Wie sind nun die Risiken, die mit der physischen Versorgung verbunden sind, zu beurteilen? Bei der für die Kraftwerke wichtigen Versorgung mit Primärenergieträgern muss v.a. die Situation bei Erdgas und Steinkohle betrachtet werden, die beide in starkem Maße nach Deutschland importiert werden.<sup>43</sup> Die Lage auf dem Mineralölmarkt spielt zwar durch die derzeit noch vorhandenen Preiskopplungen von Gas (und Importkohlen) an den Erdölpreis eine große Rolle für die ökonomische Versorgungssicherheit. Sie ist jedoch aufgrund des geringen Erdölanteils an der Stromerzeugung für den Aspekt der physischen Versorgungssicherheit unerheblich.

Es spricht vieles dafür, dass die physische Versorgungssicherheit mittelfristig sowohl bei Steinkohle als auch bei Erdgas gegeben ist:

##### **Steinkohle**

Die statische Reichweite der weltweiten Reserven von Steinkohle belaufen sich nach gegenwärtigen Schätzungen und unter Zugrundlage heutiger Fördermengen auf ca. 210 Jahre (BMWA 2002). Eine Rohstoffverknappung ist damit mittel- bis langfristig nicht gegeben. Gleichzeitig existiert ein etablierter und wettbewerbsfähig ausgerichteter Weltmarkt für Steinkohle. Die wichtigsten Bezugsländer für deutsche Steinkohleimporte sind Polen, Süd-Afrika, Australien, Kolumbien und die ehemaligen SU-Länder. Die Bezugsländer sind geografisch breit verteilt und können als politisch weitgehend stabil eingestuft werden. Eine physische Unterbrechung der Importen aus oben genannten

<sup>43</sup> In 2002 lag der Importanteil bei Erdgas bei rund 80% und bei Steinkohle bei rund 60% (BMWA 2003).

Gründen ist damit ziemlich unwahrscheinlich. Die Internationale Energieagentur beurteilt die Lage folgendermaßen:

*„Das IEA-Team ist der Ansicht, dass das Argument, das die deutsche Regierung für die Fortsetzung der Subventionen der nationalen Kohleproduktion anführt – zum Beispiel die Gewährleistung der Energieversorgungssicherheit – keine starke Grundlage hat. Kohleressourcen sind reichlich vorhanden und geographisch weit über die Welt verteilt – wobei wichtige, wirtschaftlich zugänglichen Reserven in mehreren IEA-Ländern liegen. Der internationale Handel mit Steinkohle ist gut etabliert und höchst wettbewerbsfähig, mit einer großen Zahl an Marktteilnehmern, die beträchtliche Mengen an Steinkohle bewegen, meistens auf dem Seeweg. Das Risiko einer dauerhaften Unterbrechung von Versorgung kann deshalb als gering angesehen werden“ (IEA 2002).<sup>44</sup>*

### **Erdgas**

Die statische Reichweite der weltweiten Reserven von Erdgas belaufen sich nach gegenwärtigen Schätzungen und unter Zugrundlage heutiger Fördermengen auf ca. 60-70 Jahre (BMWA 2002). Die Erdgasimporte nach Deutschland verteilen sich zur Zeit vor allem auf die Länder Russland (41%), Norwegen (32%) und die Niederlande (22%) (BAFA 2003). Derzeit existiert noch kein gut integrierter globaler Erdgasmarkt sondern wenig verknüpfte „regionale“ Teilmärkte.

Vor allem Russland wird aufgrund der politischen und ökonomischen Situation als Exportland oftmals als mittelfristig unsicherer Kandidat bezeichnet. Natürlich kann – wie dies bei den meisten Ländern langfristig nicht möglich ist – auch in Russland nicht ausgeschlossen werden, dass durch politische Instabilitäten oder Regimewechsel die Erdgasversorgung reduziert oder gar unterbrochen wird. Kritiker der russischen Erdgasimporte ignorieren hierbei jedoch die Entwicklung der russischen Gasimporte in den letzten 25 Jahren. So stiegen die Erdgas-Einfuhren aus den ehemaligen SU-Staaten seit 1973 kontinuierlich an und befinden sich seit 1995 auf stabil hohem Niveau (BAFA 2003). Auch in den Phasen des kalten Krieges kam es zu keinen nennenswerten Unterbrechungen der Lieferungen. Die engen Beziehungen zu Russland werden durch Partnerschaften im Energiebereich (z.B. EU-Russia Energy Partnership) weiter gestärkt.

Die Frage der Versorgungssicherheit russischer Gaslieferungen muss zudem vor dem Hintergrund der Interessen des Exportlandes und der exportierenden Unternehmen beurteilt werden. Russland hat ein großes wirtschaftliches und strategisches Interesse an Erdgasexporten in die EU. Zum einen plant Russland, durch Produktionsausweitung

---

<sup>44</sup> Originalzitat auf Englisch (Übersetzung durch d. Verf): "The Review Team considers that the argument the German government uses for continuing its support of domestic coal production – i.e. ensuring energy supply security – does not have a strong basis. Coal resources are abundant and geographically widespread across the world, with important, economically accessible reserves held by a number of IEA countries. International trade in hard coal is well established and highly competitive, with a large number of market players involved in moving sizeable quantities of hard coal, principally by sea. The risk of persistent interruption of supplies can therefore be regarded as minimal".

(gesteigerte Fördermengen) die Position auf dem Weltmarkt weiter auszubauen. Zum anderen haben die Erdgasexporte für Russland einen großen ökonomischen Wert (hierzu zählt z.B. die Einnahme von Devisen). So sorgt das russische Staatsunternehmen Gazprom, Hauptexporteur von russischem Erdgas, für rund ein Viertel des russischen Steueraufkommens. Es scheint aus diesen Gründen mehr als fraglich, inwieweit die physische Verfügbarkeit russischer Gaslieferungen wirklich als Unsicherheitsfaktor im Rahmen der Rohstoffversorgung der deutschen Kraftwerke eingestuft werden kann.

Darüber hinaus besteht auch bei Erdgas die Möglichkeit, die Bezugsländer in gewissen Grenzen zu diversifizieren. Schon heute importieren einige Mittelmeerländer (z.B. Italien, Spanien) über Pipelines Erdgas aus Algerien. In den nächsten Jahren sollen neue Pipelines gelegt werden, um die Lieferung von Erdgas aus Algerien nach Europa weiter zu erhöhen.

Als wesentlich bedeutenderer Aspekt rückt infolge der Liberalisierung des Strommarktes die Versorgungszuverlässigkeit in den Blickwinkel der Diskussion über die physische Versorgungssicherheit (Öko-Institut 2001). Nicht die Importe von Rohstoffen bereiten Probleme, vielmehr ist es die eigentliche Stromversorgung. Bricht diese für einige Zeitabschnitte zusammen, geht dies mit hohen ökonomischen Einbußen einher.<sup>45</sup> Die Stromausfälle in den Vereinigten Staaten, Dänemark, Italien und England im letzten Jahr wurden verursacht durch technische Systemfehler (Netzinfrastuktur). Die Ursache dafür liegt in der Regel in einer Vernachlässigung der Netze infolge von Investitionsunsicherheiten infolge unklarer Netzregulierung. Kurzfristig scheint der Markt nicht in der Lage zu sein, eine ausreichende Netzinfrastuktur sicherzustellen, um die Wahrscheinlichkeit solch großflächiger Stromausfälle zu minimieren.

#### **5.2.4.3 Beurteilung der ökonomischen Versorgungssicherheit**

Neben der Versorgungszuverlässigkeit spielt die ökonomische Versorgungssicherheit eine wichtige Rolle. Unsicherheiten bestehen vor allem in nicht kalkulierbaren Preisschwankungen auf den globalen Beschaffungsmärkten für Steinkohle und Gas.<sup>46</sup> Während der Weltmarkt für Steinkohle ein gut funktionierender Wettbewerbsmarkt ist und infolgedessen die Weltmarktpreise für Steinkohle in den letzten Jahren nur abgeschwächt den Schwankungen auf dem Erdölmarkt folgten, waren die Gaspreise (Grenzübergangspreis) relativ starken Schwankungen unterworfen. Dies ist umso mehr problematisch, als die meisten Kraftwerkstypen für nur einen Brennstoff ausgelegt sind und damit nicht in der Lage sind, durch den Wechsel des Brennstoffs Preisschwankungen auszuweichen.

<sup>45</sup> Darunter fallen nicht nur unmittelbare Einbußen durch Produktionsausfälle sondern auch wohlfahrts-ökonomische Einbußen infolge präventiver Schutzmaßnahmen vor einem drohenden Zusammenbruch.

<sup>46</sup> Gleiches gilt zwar auch für Uran als Rohstoff für die Kernenergie. Da der Anteil der Brennstoffkosten an den Stromgestehungskosten eines Kernkraftwerks jedoch gering ist, sind die ökonomischen Auswirkungen eines Preisanstiegs des Rohstoffs relativ gering.

Da Erdgas ursprünglich primär in Konkurrenz zu Erdöl auf dem Wärmemarkt auftrat und dieser auch heute noch den größten Abnahmesektor darstellt, ist der Gaspreis an den Preis für Erdöl gekoppelt. Der globale Erdölmarkt ist jedoch alles andere als ein Wettbewerbsmarkt. Vielmehr diktiert das OPEC-Kartell die Preisentwicklung durch die Variation der Fördermenge. Aus diesem Grund war der Preis für Erdöl in den letzten Jahren großen und zeitweise sehr kurzfristigen Schwankungen unterworfen. Da die Preisgebung der 11 OPEC Staaten trotz sehr unterschiedlicher politischer Ziele und Kulturen sowie unterschiedlicher nationaler ökonomischer Randbedingungen funktioniert, ist eine Langfristprognose des Gaspreises mit großen Unsicherheiten behaftet und damit äußerst spekulativ. Zur Absicherung vor dem Preisrisiko versuchen Kraftwerksbetreiber aus diesem Grund, langfristige Gaslieferverträge abzuschließen.<sup>47</sup>

Seit längerem wird jedoch vermutet, dass mittelfristig die Bindung des Gaspreises an den Ölpreis fallen wird. Der Hauptgrund dafür ist die prognostizierte zunehmende Bedeutung von Gas für den Kraftwerkssektor (gas to power Markt). Die meisten Langfristszenarien für den Strombereich gehen davon aus, dass mittelfristig der Anteil gasbefeuerter Kraftwerke (z.B. GuD-Kraftwerke) stark ansteigen wird. Gründe hierfür sind die vergleichsweise niedrigen spezifischen Investitionskosten für GuD-Anlagen, deren hohe Wirkungsgrade und die für einen liberalisierten Strommarkt vorteilhafte Fähigkeit der Anlagen zum flexiblen Einsatz.

Sobald jedoch die Ölpreisbindung gefallen ist, sind die Gaspreise nicht mehr den starken Ölpreisschwankungen unterworfen und sollten dann auch mittelfristig besser zu prognostizieren sein. Dazu kommt, dass u.U. die Wettbewerbssituation auf dem deutschen Gasmarkt im Zuge der weiteren Liberalisierung verbessert wird (was jedoch hinsichtlich der Erfahrungen aus der Liberalisierung des Strommarktes keine Selbstverständlichkeit ist).

Die von RWE verfolgte Strategie, sich vor steigenden Rohstoffpreisen durch den vermehrten Einsatz heimischer Braunkohle zu schützen, kann die betriebswirtschaftlichen Kosten der Stromerzeugung für das Unternehmen besser kalkulierbar machen, sie dient jedoch nicht dem Gemeinwohl. Wenn die Strompreise als Folge höherer Gas- oder Steinkohlepreise steigen, profitieren davon auch die Braunkohle-Kraftwerke. Diese bieten natürlich ihren Strom zu dem durch die Grenzkosten des Grenzkraftwerks bestimmten Marktpreis an, der von allen Stromkunden zu zahlen ist. Braunkohle-Kraftwerke erzielen damit lediglich höhere Gewinne, d.h. die Differenz zwischen stabilen Braunkohlepreis und eventuell steigendem Gas-/Importkohlepreis führt zu einer zusätzlichen Produzentenrente der Betreiber der Braunkohle-Kraftwerke. In diesem Fall muss zwi-

---

<sup>47</sup> In UK hat sich im Zuge des massiven Zubaus von Gaskraftwerken (dash for gas) eine völlig andere Risikoverteilung eingestellt: Dort haben Gaslieferanten teilweise das volle Risiko der Gaspreisentwicklung und zusätzlich das Risiko der Entwicklung der Strompreise übernommen und damit den Stromerzeugern das Risiko weitgehend abgenommen.



schen den ökonomischen Interessen des Unternehmens RWE und der ökonomischen Versorgungssicherheit der Stromkunden unterschieden werden.<sup>48</sup>

Preisanstiege auf dem Strommarkt resultieren nicht nur aus steigenden Brennstoffpreisen. Vielmehr führt in der Regel auch mangelnder Wettbewerb zu höheren Preisen. Die Wettbewerbssituation auf dem deutschen Strommarkt ist hierfür das beste Beispiel (s. Kapitel 4.1.2).

#### **5.2.4.4 Fazit: Begriff der Versorgungssicherheit einseitig ausgelegt**

Der verstärkte Einsatz der Braunkohle kann zwar helfen, die physische Versorgungssicherheit zu erhöhen. Daraus kann jedoch nicht geschlossen werden, dass die Rohstoffversorgung in Deutschland ohne Braunkohle gefährdet wäre. Die Argumentation von RWE, Garzweiler sei zur Sicherung der physischen Versorgungssicherheit notwendig, ist daher nicht schlüssig. Darüber hinaus trifft RWE mit der Fokussierung auf die physische Versorgungssicherheit nicht den Kern des Problems. Hinsichtlich der Versorgungssicherheit müssen insbesondere die Versorgungszuverlässigkeit sowie die ökonomischen Aspekte beachtet werden. Die ökonomische Versorgungssicherheit wird v.a. durch die Preisschwankungen auf den globalen Brennstoffmärkten und durch den Grad des Wettbewerbs auf dem Strommarkt beeinflusst.

Wie oben dargestellt, handelt es sich jedoch um eine falsche Annahme, dass die ökonomische Versorgungssicherheit durch einen großen Anteil an heimischer Braunkohle erhöht wird. Vielmehr laufen hier die Interessen von RWE als Braunkohle verstromenden Unternehmen einerseits und die Interessen der Stromkunden andererseits diametral auseinander. Für eine weitere Diskussion dieser Interessensunterschiede verweisen wir auf Kapitel 5.3.

Nachhaltige Maßnahmen zur wirksamen Erhöhung der Versorgungssicherheit und Versorgungszuverlässigkeit wären vielmehr:

- Eine starke Reduktion des Stromverbrauchs durch Energiesparmaßnahmen und die Erhöhung der Verbrauchseffizienz,
- der verstärkte Ausbau erneuerbarer Energien und anderer dezentraler Technologien und
- transparente und faire Regulierung des Wettbewerbs auf dem Strom- und Gasmarkt. Dies betrifft die Marktzutrittsbedingungen für Neueinsteiger, den Netzzugang und die Netznutzung (z.B. Gebühren, Zugangsbedingungen) und klare Regelungen für die Zuständigkeit und Kostenallokation bei Investitionen in die Netzinfrastuktur (z.B. Netzausbau, Wartung).

---

<sup>48</sup> Natürlich sind bei dem geschilderten Fall steigender Strompreise unter wohlfahrtsökonomischen Gesichtspunkten niedrigere Brennstoffpreise für Braunkohle von Vorteil. Der Nutzen daraus fällt jedoch (im geschilderten Fall) erst einmal den Braunkohle-Unternehmen zu.

### 5.2.5 RWE-These 5: Umweltverträglichkeit der Braunkohleverstromung

Zur Untermauerung der Umweltverträglichkeit der Braunkohleverstromung führt RWE zwei Hauptaspekte an:

1. Die Braunkohleverstromung würde aktiv zu den Klimaschutzbemühungen Deutschlands beitragen. Zum einen habe RWE die spezifischen Emissionen der bestehenden Braunkohle-Kraftwerke infolge der in den letzten Jahren durchgeführten Ertüchtigungsmaßnahmen (Steigerung des Wirkungsgrads) schon deutlich reduziert. Zum anderen habe sich RWE dazu verpflichtet, durch den Bau neuer effizienter Kraftwerke (z.B. des BoA-Kraftwerks in Niederaußem) die spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen des rheinischen Braunkohle-Kraftwerksparks bis zum Jahr 2030 um ca. 27% zu senken.
2. Die Braunkohleverstromung dürfe hinsichtlich ihrer Umweltverträglichkeit nicht isoliert betrachtet werden sondern müsse im Vergleich zu alternativen Klimaschutzmaßnahmen gesehen werden. Die angestrebten Effizienzsteigerungen im bestehenden Kraftwerkspark seien in Hinsicht auf einen zielgerichteten Klimaschutz viel bedeutsamer als der Ersatz von Braunkohle durch andere Energieträger.

Diese Betrachtungsweise trifft nur mit Einschränkungen zu und lässt wichtige Aspekte einer ökologischen Gesamtbewertung des Abbaus und der Verstromung der Braunkohle offen.

#### 5.2.5.1 Braunkohleverstromung mit Klimaschutzzielen nicht vereinbar

Braunkohle-Kraftwerkskonzepte nach dem heutigen Stand von Wissenschaft und Technik (z.B. die BoA-Technologie) sowie zukünftige weiterentwickelte oder neue Kraftwerkslinien sorgen durch die höheren Wirkungsgrade zwar für eine beträchtliche Minderung der spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen pro erzeugter Kilowattstunde Strom. Die alleinige Steigerung des Wirkungsgrades reicht jedoch nicht aus, um aus der Braunkohle einen nachhaltigen Energieträger zu machen und die notwendige Klimaentlastung herbeizuführen.

Diese Einschätzung teilt auch der Rat für Nachhaltige Entwicklung. In seinem Beschluss zu Perspektiven der Kohle in einer nachhaltigen Energiewirtschaft vom September 2003 heißt es hierzu zu Neuentwicklungen im Bereich der Steinkohlekraftwerke:

*„Allerdings reicht aus Sicht des Nachhaltigkeitsrates die Initiative in Nordrhein-Westfalen zum Bau eines Referenzkraftwerkes<sup>49</sup> mit hohem Wirkungsgrad nicht aus, weil es die Option einer späteren CO<sub>2</sub>-Abscheidung nicht berücksichtigt. Letztlich muss die Anforderung sein, ein „CO<sub>2</sub>-freies“*

<sup>49</sup> Der Nachhaltigkeitsrat bezieht sich hierbei das sogenannte Kohle-Referenzkraftwerk, für welches in Nordrhein-Westfalen derzeit eine Machbarkeitsstudie erstellt wird. Über das Referenzkraftwerk, für das ein Wirkungsgrad von ca. 47 % angestrebt wird, soll ein Gesamtkonzept für eine Kraftwerkslinie entwickelt werden, die auch unter schwierigen Rahmenbedingungen wirtschaftlich zu betreiben ist.

*Kraftwerk<sub>3</sub> zu entwickeln. Dazu ist auch die Erforschung der Zurückhaltung und Speicherung von CO<sub>2</sub> notwendig. Nur auf diese Weise kann die Kohle einen Beitrag zur CO<sub>2</sub>-emissionsarmen bzw. -freien Stromerzeugung leisten“ (Nachhaltigkeitsrat 2003).*

Wie in Kapitel 4.4.3 dargestellt, wird die CO<sub>2</sub>-Abscheidung und Speicherung aufgrund hoher CO<sub>2</sub>-Transportkosten und der beschränkten Standortflexibilität neuer Braunkohle-Kraftwerke für die Braunkohle vermutlich keine Rolle spielen. Sollten die heute noch erheblichen technologischen, ökologischen, rechtlichen und sozialen Probleme der Sequestrierung gelöst werden, werden voraussichtlich eher Steinkohle-Kraftwerke (Importkohle) im Rahmen einer „Clean Coal“-Strategie zum Zuge kommen.

Die o.g. Ziele der Enquete-Kommission sind mit dem Bau vieler neuer Braunkohle-Kraftwerke, wie sie in den Vereinbarungen zwischen der Landesregierung von Nordrhein-Westfalen und RWE im Zuge des Aufschlusses von Garzweiler vorgesehen sind, ebenfalls nicht vereinbar. Mit den in den nächsten Jahren anstehenden Investitionsentscheidungen in neue Kraftwerke wird – legt man Kraftwerkslaufzeiten von 40-50 Jahren zugrunde – das Niveau der Treibhausgasemissionen bis in die Mitte des Jahrhunderts bestimmt. Nimmt man nun einmal als pessimistisches Szenario an, dass in den nächsten Jahren der anstehende Bedarf an Kraftwerkserneuerungen vorrangig durch den Bau von Braun- und Steinkohlekraftwerken gedeckt würde, so würde alleine der Stromsektor in 2050 das gesamte Emissionsniveau übertreffen, welches die Enquete-Kommission als Zielmarke für die Summe der gesamten deutschen Volkswirtschaft formuliert hat. Andere Wirtschaftssektoren dürften in einem solchen Szenario überhaupt keine Treibhausgase mehr emittieren. Es ist offensichtlich, dass ein derartiges Szenario nicht aufgehen kann.

Durch Investitionen in neue Braunkohle-Kraftwerke wird also eine Pfadentscheidung getroffen, die mit den langfristigen Klimaschutzzielen Deutschlands nicht vereinbar ist. Dies wird auch eindrucksvoll durch die Zielszenarien der Enquete-Kommission belegt (s. Kapitel 5.1.1.3). Alle Zielszenarien (auch die fossil orientierten) ergeben einen sukzessiven Rückgang der Braunkohle-Kapazitäten. Nur in zwei Szenarien, denen die Annahme zugrunde liegt, dass ab 2020 die CO<sub>2</sub>-Abscheidung und Speicherung auch für die Braunkohle kostengünstig zur Verfügung steht, steigen nach 2020 die Braunkohle-Kapazitäten wieder an. Dass diese Annahme eher unrealistisch ist, wird in Kapitel 4.4.3 gezeigt.

#### **5.2.5.2 Nicht berücksichtigte ökologische Problemfelder des Braunkohleabbaus**

Auf die ökologischen Folgen des Braunkohletagebaus (z.B. großflächige Grundwasserabsenkungen, Versauerung des Restsees und des Grundwassers) geht RWE im Grundabtretungsantrag überhaupt nicht ein. Dies ist umso unverständlicher, als sie aufgrund ihres Ausmaßes bei der Abwägung des Gemeinwohls sehr wohl berücksichtigt werden müssen. Zu den ökologischen Problemfeldern des Braunkohleabbaus gehören u.a. (Nachhaltigkeitsrat 2003; SRU 2000):

- die Flächeninanspruchnahme durch Abbauflächen, oftmals verbunden mit großräumige Reliefveränderungen (Restlöcher, Abraumhalden, Senkungen). Des weiteren die teils stark eingeschränkte Nutzbarkeit einiger Abbauflächen nach ihrer Renaturierung bzw. Rekultivierung.
- die Gewässerbelastung (Tagebaurestseen, Grundwasser, andere Oberflächengewässer) durch die Einleitung teils stark belasteter Abwässer (zum Beispiel Sickerwässer bei Abraumhalden) mit hohem Gehalt an verschiedenen Salzen, Schwermetallen und Radionukliden,
- Eingriffe in den natürlichen Wasserkreislauf durch die weiträumige Absenkung des Grundwasserspiegels mit weit reichenden Folgen für die Natur und die Verknappung von Grundwasserreserven um mehrere Milliarden Kubikmeter mit entsprechendem negativen Einfluss auf die zukünftige Trinkwasserversorgung.

Die hier genannten Problemfelder stellen einen großen Eingriff in die Natur dar und sind mit den Zielen einer nachhaltigen Energieversorgung nicht vereinbar.

#### **5.2.5.3 *Fazit: Beurteilung des Gemeinwohlinteresses hinsichtlich der Umweltverträglichkeit der Braunkohleverstromung***

Die Stromerzeugung mittels Braunkohle-Kraftwerke ist mit den langfristigen Klimaschutzzielen Deutschlands nicht vereinbar. Die Steigerung der Wirkungsgrade reicht nicht aus, um aus der Braunkohle einen nachhaltigen Energieträger zu machen und die notwendige Klimaentlastung herbeizuführen. Der Einsatz von Braunkohle muss vielmehr aus Gründen des Klimaschutzes drastisch reduziert werden.

Neben den klimarelevanten Auswirkungen stellt die Förderung von Braunkohle einen tiefen Eingriff in die Umwelt dar. Über diese ökologischen Folgewirkungen verliert RWE im Grundabtretungsantrag kein Wort.

#### **5.2.6 RWE-These 6: Regionalwirtschaftliche und arbeitsmarktpolitische Bedeutung**

RWE führt in seinem Grundabtretungsantrag die regionalwirtschaftliche und arbeitsplatzpolitischen Bedeutung des Neuaufschlusses von Garzweiler II an. Insbesondere die Diskussion der arbeitsplatzpolitischen Bedeutung des Neuaufschlusses bzw. dessen Verzicht muss in Hinblick auf das Gemeinwohlinteresse vor dem Hintergrund der nachfolgend aufgeführten Aspekte erfolgen.

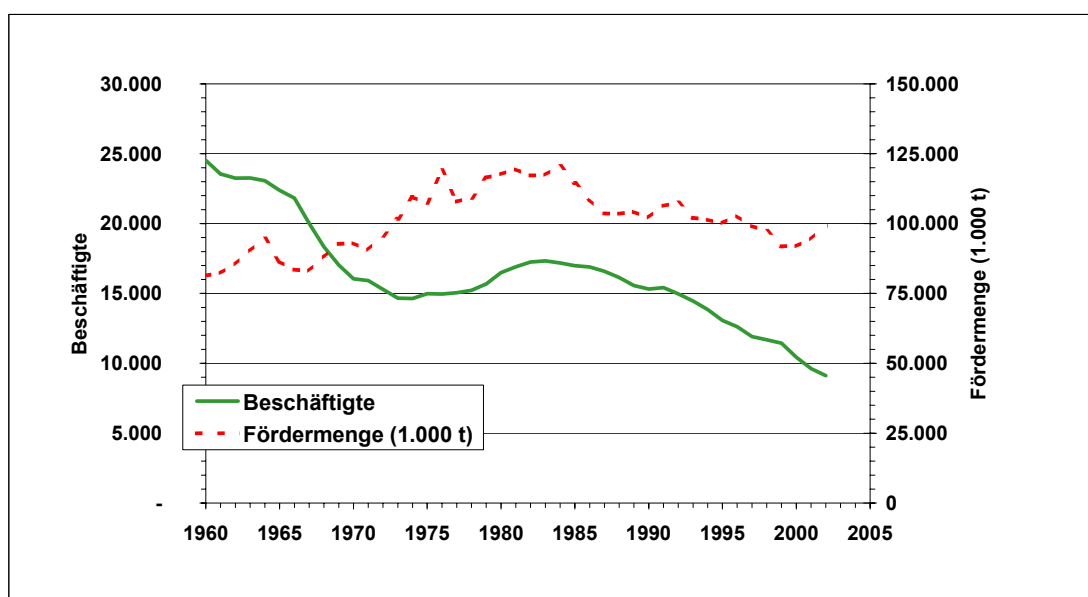
##### **5.2.6.1 *Arbeitsplatzabbau durch Rationalisierungsmaßnahmen***

Ende 2002 beschäftigte RWE in der Braunkohleförderung im rheinischen Revier 9.121 Arbeitnehmer. Dazu kommen 3.572 Arbeitnehmer in den rheinischen Braunkohle-Kraftwerken der öffentlichen Versorgung (Kohlenstatistik e.V. 2002). Setzt man die Summe der Beschäftigten, die unmittelbar mit dem Abbau und der Verstromung der

rheinischen Braunkohle verbunden sind, in Relation zur Summe der Erwerbstätigen in Nordrhein-Westfalen<sup>50</sup>, beläuft sich deren Anteil auf rund 0,15%. Die Bedeutung der Braunkohleförderung und –verstromung für den Arbeitsmarkt des Landes Nordrhein-Westfalen ist demnach (auch unter Berücksichtigung der durch die Braunkohle induzierten indirekten Effekte) äußerst gering und wird mittelfristig weiter abnehmen.

Die Förderung und Verstromung von Braunkohle wird in den letzten 20 Jahren von einem rückläufigen Beschäftigungstrend begleitet. So verringerte sich die Zahl der in den rheinischen Fördergebieten beschäftigten Personen (Beschäftigte des Braunkohlenbergbaus ohne Kraftwerke) zwischen 1983 und 2002 von rund 17.300 auf 9.100 (s. Abbildung 22). Dies entspricht nahezu einer Halbierung der Beschäftigung in den Tagebauen. Im gleichen Zeitraum ging die Braunkohleförderung lediglich geringfügig zurück. Die geförderte Braunkohlemenge sank zwischen 1983 und 2002 von rund 117 auf 99 Mio. t, also um rund 15%. Damit stieg vor allem zwischen den Jahren 2000 und 2002 die Produktivität (geförderte Jahrestonnen Braunkohle pro Beschäftigtem) um fast 25%.

*Abbildung 22: Entwicklung der Beschäftigten des Braunkohlenbergbaus im rheinischen Revier (ohne Kraftwerke), sowie der Braunkohlefördermenge*



Quelle: (Kohlenstatistik e.V. 2002), eigene Darstellung

Der Rückgang der Beschäftigungszahlen in der rheinischen Braunkohle-Region übertrifft hierbei die Prognosen der Gutachten des Wuppertal Instituts (Wuppertal Institut 1997) und des Öko-Instituts (Öko-Institut 1998), die von einigen Seiten (z.B. Prognos 1997) als übertrieben zurückgewiesenen worden waren. Die Gutachter des Wuppertal-

<sup>50</sup> In Nordrhein-Westfalen waren in 2002 im Jahresdurchschnitt rund 8,34 Mio. Menschen erwerbstätig (Statistisches Bundesamt 2003).

Instituts gingen bei einer angenommenen gleichbleibenden Förderquote von rund 100 Mio. t für das Jahr 2000 von 11.000 Beschäftigten und im Jahr 2005 von 10.500 aus. Die derzeitige Beschäftigungszahl von etwas mehr als 9.000 wurde von den Gutachtern erst für das Jahr 2020 prognostiziert. Das Öko-Institut prognostizierte (unter Berücksichtigung geringerer Steigerungsraten bei der Förderproduktivität) erst für das Jahr 2030 eine Beschäftigungszahl von 9.000.

Das gleiche gilt auch für die Zahl der Arbeitsplätze in den Braunkohle-Kraftwerken von RWE. Infolge erheblicher Rationalisierungsmaßnahmen sank die Zahl der Beschäftigten in den Kraftwerken zwischen 1990 (ca. 6.500 Beschäftigte) und 2002 (ca. 3.600 Beschäftigte) bei nahezu gleichbleibender Kraftwerksleistung auf etwas mehr als die Hälfte. Bei der Kraftwerksbeschäftigung gingen die Gutachter des Wuppertal-Instituts davon aus, dass der heutige niedrige Beschäftigungsstand erst in 2030 erreicht würde.

Vor dem Hintergrund weiterer angestrebter Kostenreduktionen wird der Abbau von Arbeitsplätzen langfristig zumindest in abgeschwächter Form weitergehen. Vor allem im Kraftwerksbereich können infolge des angestrebten Neubaus modernerer Anlagen (mit größeren installierten Leistungen pro Kraftwerksblock und stark erhöhtem Automatisierungsgrad) weitere starke Beschäftigungseinbußen erwartet werden. Geht man für das rheinische Braunkohle-Revier von einer gesamten installierten elektrischen Kraftwerksleistung in Höhe von rund 10 GW aus und legt man die Beschäftigungsdichte der BoA-Anlage in Niederaußem<sup>51</sup> zugrunde, verbleiben nach Substitution aller älteren Kraftwerksblöcke lediglich rund 1.000 direkt Beschäftigte im Kraftwerksbereich.

Die Prognosen, wie viel Arbeitsplätze durch einen Verzicht auf den Neuaufschluss von Garzweiler II in der rheinischen Förderregion verloren gehen, schwanken erheblich. Prognos ging in seinem Gutachten von 1991 (Prognos 1991) von Arbeitsplatzverlusten in Höhe von 8.000 bis 9.000 aus (direkte und indirekte Effekte).<sup>52</sup> Die Gutachter des Wuppertal Instituts bezifferten die Verluste auf 4.550 (direkter Effekt) bzw. 6.190 (Summe aus direkten und indirekten Effekten). Hinsichtlich des bis heute (bei nur geringfügig schwankenden Fördermengen) schon realisierten Arbeitsplatzabbaus, erscheinen auch die niedrigeren Schätzwerte des Wuppertal-Instituts als zu hoch. Im Vergleich zur Zahl der Beschäftigten in Nordrhein-Westfalen insgesamt erscheinen die zu erwartenden Arbeitsplatzverluste bei einem Nicht-Aufschluss von Garzweiler II durchaus überschaubar.

In diesem Zusammenhang müssen einige der indirekten Effekte – z.B. die Folgeeffekte der Einkommensänderung der Beschäftigten bei Verlust des Arbeitsplatzes – bei realistischer Betrachtung relativiert werden. Beschäftigte, die einen neuen Arbeitsplatz finden, Arbeitslosengeld beziehen oder im Rahmen von Vorruhestandsregelungen in der

<sup>51</sup> Nach Aussagen von RWE wird die BoA-Anlage in Niederaußem mit rund 100 Mitarbeitern betrieben (RWE 2002). Fremdpersonal (z.B. Wartungs- und Reinigungsfirmen sind in dieser Zahl wahrscheinlich nicht enthalten und werden den indirekten Beschäftigungseffekten zugerechnet).

<sup>52</sup> Hierbei ging Prognos 1991 von einer Belegschaft von rund 15.300 Beschäftigten im Bergbau und rund 6.500 in den Kraftwerken aus.

Region verbleiben, geben einen praktisch gleich bleibenden Anteil ihres Einkommens lokal aus, da sie in der Regel die notwendigen Grundbedürfnisse durch Käufe in der Region abdecken. Selbst bei Einkommenseinbußen dürften diese Grundbedürfnisse kaum reduziert werden. Folglich führt ein möglicher Arbeitsplatzabbau nur in geringem Umfang zu einer zusätzlichen Erhöhung der Arbeitslosigkeit in der Region durch indirekte Effekte (Hohmeyer et al. 2000).

#### **5.2.6.2 Alternativen und Chancen für den regionalen Arbeitsmarkt**

Nordrhein-Westfalen ist traditionsgemäß ein Energiestandort. Hierbei ist der Bereich der Energieerzeugung und -umwandlung einer der bedeutenden Wirtschaftsfaktoren des Landes. Dies gilt nicht nur für den Abbau und die Umwandlung fossiler Energieträger. Vielmehr verfolgt das Land auch Programme zur Breitenförderung der erneuerbaren Energien und der rationellen Energieverwendung (z.B. REN-Programm). Aufgrund seiner energietechnologischen und energiewirtschaftlichen Kompetenzen ist Nordrhein-Westfalen prädestiniert dafür, den Status eines Energiestandortes auch in Zukunft und auch bei einem Verzicht auf Garzweiler II aufrechtzuerhalten.

Vor allem in den Alternativen zu Garzweiler II eröffnen sich dauerhafte Chancen für die Region und das Land. Verzichtet man auf die Kraftwerkskapazitäten, die für die Verstromung der Braunkohle aus Garzweiler II erforderlich wären, müssen alternative Erzeugungskapazitäten oder Effizienzpotenziale verstärkte Beiträge leisten, um die Stromversorgung in Deutschland sicherzustellen.<sup>53</sup> Die alternativen Erzeugungs-, Einspar- und Effizienztechnologien sind ebenfalls mit großen Wertschöpfungspotenzialen verbunden. Bei hinreichenden Anreizen, entsprechende Unternehmen reviernah anzusiedeln, könnten erhebliche Anteile dieser Wertschöpfung in der Region oder zumindest im Land anfallen.

Die Chancen der Region müssen insbesondere vor dem Hintergrund der Qualifikationsprofile des regionalen Arbeitsmarkts gesehen werden. Vor allem die Qualifikationsprofile der Beschäftigten der Kraftwerke (z.B. Elektroingenieure, Kraftwerkstechniker) decken sich in gewissen Grenzen mit den Kompetenzen, die für die Herstellung und den Betrieb der alternativen Technologien erforderlich sind. Dieser Sachverhalt erlaubt es, dass Teile der entlassenen Belegschaft aus dem Kraftwerksbereich (sei es aus Gründen von Rationalisierungsmaßnahmen oder Kraftwerksstilllegungen) ohne größere Probleme auch in den Alternativbereichen Beschäftigung finden können.

Für die mittel - bis langfristigen Entwicklungsszenarien des regionalen Arbeitsmarktes müssen zudem die nationalen Klimaschutzziele (s. Kapitel 4.2) im Blick gehalten wer-

---

<sup>53</sup> Da die Bandbreite der alternativen Erzeugungs- sowie Einspar- und Effizienztechnologien in zahlreichen Studien, Gutachten und Szenarien ausreichend dargestellt wurde, verzichten wir an dieser Stelle auf eine weitere Darstellung. Wir verweisen jedoch vor allem auf die Bedeutung der dezentralen Technologien (s. Kap 4.4.1) für die zukünftige Entwicklung des Strom- und Wärmesektors. Die dezentralen Technologien bieten eine große Chance, neue innovative Arbeitsplätze zu schaffen. So entstanden allein in der Windenergiebranche in den letzten Jahren zwischen 30.000 und 40.000 neue Arbeitsplätze (DEWI 2001).

den. Diese erfordern den langfristigen Ausstieg aus der Braunkohle.<sup>54</sup> Die damit verbundenen politischen Instrumente könnten mittelfristig dazu führen, dass der heute als wirtschaftlich eingestufte Abbau der rheinischen Braunkohle so stark unter Druck gerät, dass er mittelfristig u.U. sogar subventionsbedürftig werden könnte, um dadurch die hohen, langfristig angelegten Investitionen in neue Kraftwerke zu sichern (s. hierzu auch Kapitel 5.2.3.4). Ein solches Szenario würde die Region, die bereits heute wirtschaftsstrukturelle Probleme hat, noch zusätzlich belasten.

Die aus den Klimaschutzziele ableitbaren regionalökonomischen Strukturbrüche sind auf lange Sicht unausweichlich. Um diese Strukturbrüche rechtzeitig anzugehen, sollten heute schon die Weichen für den strukturellen Umbau der Braunkohlenregion gestellt werden.

### 5.2.6.3 *Fazit: Arbeitsmarktpolitische Überbewertung*

RWE begründet den Grundabtretungsantrag damit, dass der Neuaufschluss von Garzweiler II energiewirtschaftlich notwendig sei und damit dem Gemeinwohlinteresse diene. In der Darstellung der unterstellten energiewirtschaftlichen Notwendigkeit beschränkt sich RWE nicht nur auf die Förderregion oder das Bundesland Nordrhein-Westfalen, sondern bezieht den Stromsektor des gesamten Bundesgebiets ein. Eine Beurteilung, in welchem Ausmaß der Neuaufschluss von Garzweiler II arbeitsplatzpolitisch gemeinwohlfördernd bzw. – mindernd zu bewerten ist, darf sich folglich auch nicht nur auf die Förderregion beschränken sondern sollte das gesamte Bundesgebiet umfassen.

Es wäre also eine zu enge Betrachtungsweise, die Beurteilung des Gemeinwohls auf die Frage der durch einen Verzicht auf Garzweiler II regional wegfallenden Arbeitsplätzen zu reduzieren. Vielmehr müssen folgende Aspekte berücksichtigt werden:

- Die Anzahl der betroffenen Arbeitsplätze muss in ihrer Relation zur gesamten Beschäftigungsstruktur des Landes und des Bundes gesehen werden. Im Verhältnis zur Gesamtbeschäftigung Nordrhein-Westfalens ist die Bedeutung der Braunkohleförderung und -verstromung für den Arbeitsmarkt des Landes gering. Infolge zukünftiger Rationalisierungsmaßnahmen wird die Bedeutung mittelfristig weiter abnehmen.
- Es müssen die Beschäftigungsverhältnisse berücksichtigt werden, die bundesweit in anderen Technologien und an anderen Standorten (z.B. an neuen Kraftwerk-Standorten, die Importenergien verstromen bzw. in Effizienztechnologien) zur Kompensation der Strommenge aus Garzweiler II neu entstehen. Aufgrund ähnlicher Qualifikationsprofile stehen diese neuen Arbeitsplätze mit Einschränkungen auch den betroffenen Mitarbeitern (zumindest der Kraftwerke) offen. Zwar entstehen diese neuen Arbeitsplätze nicht automatisch in der unmittelbaren Umgebung des rhei-

---

<sup>54</sup> Zu den Chancen der langfristigen Nutzung der Braunkohle in Zusammenhang mit der Abtrennung und Deponierung von CO<sub>2</sub> verweisen wir auf die Probleme und die kapazitive Beschränkung, die in Kapitel 4.4.3 dargestellt wurden.



nischen Abbaureviers;<sup>55</sup> vielmehr erfordern sie ein gewisses Maß an Mobilitätsbereitschaft der Beschäftigten. Es darf jedoch nicht als gemeinwohlmindernd gewertet werden, wenn in anderen Regionen Deutschlands die in der Abbauregion wegfallenden Arbeitsplätze ersetzt werden.

### 5.2.7 RWE-These 7: Überprüfung und Neubewertung des Braunkohleplanes Garzweiler II nicht notwendig

RWE vertritt im Grundabtretungsantrag folgende Position:

*„Seit der Genehmigung des Braunkohleplanes Garzweiler II im Jahr 1995 haben sich keine Änderungen ergeben, die Anlass zu einer Neubewertung und damit zu einer Überprüfung des Braunkohleplanes Garzweiler II und damit der Braunkohlennutzung ergeben müssten“.*

Angesichts der in dieser Studie dargestellten Entwicklung der vergangenen Jahre ist diese Aussage nicht nachzuvollziehen.

In Kapitel 1 haben wir dargestellt, dass in der deutschen Stromwirtschaft in den vergangenen Jahren vieles in Bewegung geraten ist. Dabei sind die folgenden Änderungen für die Zukunft der Braunkohle-Verstromung von zentraler Bedeutung:

- Liberalisierung des deutschen Strommarktes
- Veränderung der klimapolitischen Rahmenbedingungen: Kyoto-Protokoll, EU-„Burden Sharing“, EU-Emissionshandel
- Technische Entwicklungen: Dezentrale Erzeugungstechnologien, Steuerung und Regelungstechnik (z.B. virtuelle Kraftwerke, Smart Home), CO<sub>2</sub>-Sequestrierung

Diese Entwicklungen werden im Grundabtretungsantrag höchstens kurz erwähnt. Die Entwicklung der klimapolitischen Ziele, die Einführung des Emissionshandels und die Auswirkungen auf die Braunkohleverstromung werden vollständig ignoriert, obwohl Braunkohlekraftwerk höhere spezifische CO<sub>2</sub>-Emissionen verursachen als Steinkohle- oder Gaskraftwerke der gleichen Generation. Das gilt auch für neue BoA-Kraftwerke.

Auch die Auswirkungen der Liberalisierung auf kapitalintensive Technologien wie die Braunkohleverstromung werden im Grundabtretungsantrag nicht berücksichtigt. Die Behauptung, es haben sich keine relevanten Änderungen ergeben, wird auch dadurch unglaublich, dass RWE außerhalb des Grundabtretungsverfahrens selbst immer wieder betont, dass sich die Investitionsbedingungen für Braunkohlekraftwerke deutlich verschlechtert haben (s. Kapitel 5.1.2.4).

These 7 wird zudem dadurch infragegestellt, dass sich RWE in seiner Argumentation auf lediglich zwei Prognosen stützt, wobei das in der Prognos-Studie verwendete Modell zur Prognose des künftigen Kraftwerksparks erklärtermaßen sehr sensibel auf die Veränderung der Inputparameter reagiert (s. Kapitel 5.1.2.1)..

<sup>55</sup> Die Ansiedlung eines wesentlichen Teils dieser neuen Arbeitsplätze in der Region wäre eine wesentliche Aufgabe der Landesregierung.

Jüngere Studien zur zukünftigen Entwicklung der Stromversorgungsstruktur werden von RWE dagegen nicht berücksichtigt. Schon zu Monopolzeiten wäre es riskant gewesen, Investitionsentscheidungen in Milliardenhöhe auf Prognosen zu stützen, die lediglich einen zukünftigen Entwicklungspfad darstellen und alternative Entwicklungen und deren möglichen Auswirkungen auf die Braunkohleverstromung ignorieren.

Angesichts der gestiegenen Unsicherheit im liberalisierten Markt ist eine solche Entscheidungsgrundlage noch ungenügender. Entsprechend werden zunehmend neue Planungsmethoden, wie z.B. Szenarien, genutzt, um zukünftige Unsicherheiten in die Entscheidungen miteinbeziehen zu können. Während im Grundabtrittsungsantrag der Eindruck erweckt wird, es sei alles beim alten geblieben, ist inzwischen nicht nur der Strommarkt in Bewegung gekommen, sondern mit ihm auch die Instrumente, mit denen zukünftige Entwicklungsoptionen analysiert werden (s. Kapitel 5.1.2.3). Im Grundabtrittsungsantrag werden solche Entwicklungen ausgeblendet.

### 5.3 Deckt sich das Interesse von RWE mit dem Gemeinwohlinteresse?

Nach der Überprüfung der zentralen energiewirtschaftlichen Thesen im Grundabtrittsungsantrag werden wir in diesem Kapitel die Argumentation im Grundabtrittsungsantrag verlassen und etwas allgemeiner fragen, wie sich die Interessen von RWE zu den wirtschaftlichen Gemeinwohlinteressen an der Braunkohleverstromung verhalten.

Neben einer preisgünstigen Energieversorgung enthält das Energiewirtschaftsgesetz auch die beiden Ziele einer sicheren und umweltverträglichen Energieversorgung. Das Gemeinwohlinteresse beschränkt sich also nicht auf die wirtschaftlichen Aspekte der Energieversorgung. Die im Energiewirtschaftsgesetz festgelegten Ziele der Energiepolitik können dabei miteinander in Konflikt stehen. Eine preisgünstige Form der Energieversorgung ist nicht unbedingt umweltverträglich oder sicher.

Dass die Fortführung von Garzweiler nicht dem Gemeinwohlinteresse an einer umweltverträglichen Energieversorgung entspricht, haben wir bereits dargestellt (Kapitel 5.2.5). Wir haben auch erläutert, warum die Braunkohleverstromung entgegen der Darstellung im Grundabtrittsungsantrag nicht zur Versorgungssicherheit beiträgt (Kapitel 5.2.4). Aber dient die Fortführung von Garzweiler wenigstens dem dritten Ziel der Energiepolitik, der preisgünstigen Energieversorgung?

Man könnte wie folgt argumentieren: Wenn RWE als ein an Profitabilitäts-Kriterien ausgerichtetes Unternehmen in Braunkohle-Kraftwerke investieren möchte, dann bedeutet das, dass Braunkohle-Kraftwerke eine profitable Form der Stromerzeugung sind. Sie wären demnach auch aus der Perspektive des Allgemeinwohls, in der eine kosteneffiziente und preisgünstige Stromerzeugung angestrebt wird, zu befürworten. Das betriebswirtschaftliche Investitionskalkül von RWE würde damit näherungsweise gleichgesetzt mit einer rein gemeinwohlorientierten Investitionsentscheidung.

Ein Problem bei einer solchen Argumentation ist, dass die betriebswirtschaftlichen Kosten und Nutzen, die die Investitionsentscheidung von RWE bestimmen, nicht identisch sind mit den volkswirtschaftlichen Kosten und Nutzen, die für das Gemeinwohl relevant

sind. Zum Beispiel verursacht die Braunkohleverstromung erhebliche externe Kosten (z.B. die durch CO<sub>2</sub>-Emissionen entstehenden Kosten), die nicht in den Erzeugungskosten für Braunkohlestrom abgebildet werden. Ein anderes Beispiel ist die Gassteuer, die nicht durch externe Kosten zu rechtfertigen ist (siehe 5.2.2.2), die in die betriebswirtschaftliche Investitionsrechnung jedoch mit eingeht. Auch hier fällt die volkswirtschaftliche und die betriebswirtschaftliche Perspektive auseinander.

Die Bewertung des Allgemeinwohlinteresesses an der Braunkohleverstromung muss auch vor dem Hintergrund der Strommarktliberalisierung gesehen werden. Bis vor wenigen Jahren war die Stromversorgung in der Hand von Monopolunternehmen. Diese Unternehmen haben im Laufe des vergangenen Jahrhunderts ein immer größer werdendes technisches System aufgebaut, das sich vom Bergbau, über die Kraftwerke und die Stromnetze zu den Endkunden erstreckte. Im Laufe dieses Mammutprojekts wurden diese Unternehmen gewissermaßen zum Synonym für die zuverlässige und auch einigermaßen preisgünstige Stromversorgung. Die meisten dieser Unternehmen waren zudem gemischtwirtschaftlich, d.h. sie standen zumindest teilweise unter öffentlicher Kontrolle. Etwas zugespitzt gesagt wurde das Verhältnis von Monopolunternehmen und Allgemeinwohl so gesehen: Was gut war für die Monopolversorger war auch gut für die Stromversorgung. Denn schließlich konnte die kapitalintensive Stromversorgungsstruktur nur von diesen Unternehmen aufgebaut und erhalten werden.

Mit der Liberalisierung stellt sich die Situation anders dar. Die Monopole sind in rechtlicher Hinsicht aufgehoben. Auf dem Stromerzeugungsmarkt soll Wettbewerb herrschen, um im Sinne des Allgemeinwohls das effizienteste Ergebnis zu erzielen. Voraussetzung für einen solchen Wettbewerb ist, dass neue Unternehmen die Möglichkeit haben, in den Stromerzeugungsmarkt einzutreten.

Infolge der in Kapitel 4.1.2 dargestellten Unternehmensfusionen seit Beginn der Liberalisierung sind nur vier Unternehmen (RWE, E.ON; Vattenfall Europe und EnBW) mit einem nennenswerten Anteil am Kraftwerkspark übriggeblieben, wobei man davon ausgehen kann, dass RWE und E.ON, die ca. 50% der Erzeugungskapazität besitzen, ein preisbestimmendes Duopol bilden.

Die zuvor rechtlich verankerten Monopole sind zwar aufgehoben worden. Das bedeutet jedoch nicht, dass sich ein funktionierender Wettbewerbsmarkt entwickelt hat. Vielmehr wird der Strommarkt auch nach der Liberalisierung durch marktbeherrschende Unternehmen bestimmt. Entsprechend sind auch die Strompreise keine reinen Wettbewerbspreise, sondern werden durch die Marktmacht der großen Erzeuger beeinflusst.

Diese Situation, die dem mit der Liberalisierung angestrebten Allgemeinwohlziel einer kosteneffizienten Stromversorgung zuwiderläuft, kann nur dadurch aufgehoben werden, indem neue Unternehmen in den Erzeugermarkt eintreten oder zumindest eintreten können. Es ist nicht damit zu rechnen, dass in Deutschland die Konzentration auf dem Erzeugermarkt dadurch verringert wird, dass die dominanten Unternehmen wie etwa in Italien oder Großbritannien staatlicherseits gezwungen werden, einen Teil ihrer Kapazität zu verkaufen. Da sie dies auch nicht freiwillig tun werden, müssen Bedingungen

geschaffen werden, die es neuen Unternehmen erlauben, durch den Bau neuer Kraftwerke in den Markt einzutreten.

Dabei ist klar, dass neue Akteure, die in den Erzeugermarkt eintreten wollen, dies nicht mit Braunkohle-Kraftwerken tun können, denn Braunkohle kann nicht importiert werden<sup>56</sup>, und sowohl die deutschen Braunkohlevorkommen (Rheinland, Ostdeutschland) als auch die in unmittelbarer Nähe liegenden Standorte für Braunkohle-Kraftwerke werden von RWE und Vattenfall Europe kontrolliert. Neue Akteure können daher nur mit Steinkohle- oder Gaskraftwerken in den Markt eintreten.

Damit erscheint das Interesse von RWE an Braunkohle in neuem Licht. RWE entspricht nicht mehr dem Bild des Monopolunternehmens, dem die Stromversorgung anvertraut wurde und das mit Hilfe von Optimierungsmodellen den optimalen Kraftwerksmix bestimmt und implementiert. Einem solchen Unternehmen wäre es im Prinzip gleichgültig,<sup>57</sup> ob Braunkohle oder Gas die wirtschaftlichere Kraftwerksvariante ist.

Heute jedoch sind die Interessen an den Brennstoffen ungleich verteilt: Neue Akteure, wie z.B. Interger in Hürth, sind vor allem auf den Bau von Gaskraftwerken angewiesen, um in den Markt eintreten zu können. RWE dagegen hat ein Interesse daran, dass Braunkohle die wirtschaftlichere Alternative auch für neue Kraftwerke ist, denn dadurch entsteht eine Marktzutrittsschranke für neue Akteure. RWE hat deshalb ein Interesse

- an der Gassteuer,
- an einem Zertifikatshandelssystem, das so ausgestaltet ist, dass es nicht nur die bestehenden Braunkohle-Kraftwerke schont, sondern auch neuen Braunkohle-Kraftwerken gegenüber GuD-Kraftwerken einen Vorteil verschafft,
- an hohen Nutzungsentgelten für das Gasnetz, das Gaskraftwerke verteuert, und an denen RWE über die Gastochter Thyssengas auch direkt verdient.

Das Interesse von RWE an Marktzutrittsschranken für neue Akteure beschränkt sich dabei nicht nur auf andere Großunternehmen, die in der Lage sind, zentrale Großkraftwerke zu bauen und zu betreiben. Auch eine Veränderung der Stromerzeugungsstruktur in Richtung kleinerer, dezentraler Kraftwerke, die von einer Vielzahl kleiner Akteure betrieben werden können, kann nicht im Interesse des Großunternehmens RWE sein. Mit der Fortschreibung einer Großkraftwerksstruktur ist das Feld möglicher Kraftwerksbetreiber von vorneherein auf eine relativ kleine Zahl von Großunternehmen beschränkt.

Dass RWE im Grundabtretungsantrag nur Prognosen zitiert, die durch ihre Annahmen und Methoden zwangsläufig zu dem Ergebnis kommen, dass die bestehende Großkraftwerksstruktur fortgeschrieben wird, muss auch vor diesem Hintergrund gesehen wer-

<sup>56</sup> Unbedeutende Ausnahme ist tschechische Braunkohle in Bayern

<sup>57</sup> Auch das Monopolunternehmen RWE hatte natürlich ein Interesse, vertikal integriert die upstream-Brennstoffversorgung mit Braunkohle zu kontrollieren, um an einem möglichst großen Teil der Wertschöpfungskette teilzuhaben.

den. Würde z.B. das Nachhaltigkeitsszenario von Wuppertal-Institut/DLR (s. Kapitel 5.1.1.2) verwirklicht, mit einem Strukturwandel in Richtung dezentrale, vernetzte Kraftwerke, so würde dies die Tür für zahlreiche neue Akteure öffnen. Die Marktposition von RWE würde dadurch geschwächt, auch dann, wenn RWE selbst zum Betreiber kleiner Kraftwerke würde.

### *Fazit*

Das Interesse von RWE an der Fortführung von Garzweiler kollidiert nicht nur mit dem Gemeinwohlinteresse an einer umweltverträglichen Energieversorgung. Auch das wirtschaftliche Gemeinwohlinteresse an einer preisgünstigen Energieversorgung deckt sich nicht mit dem wirtschaftlichen Interesse von RWE. Bei der Diskussion um neue Braunkohle-Kraftwerke geht es für RWE nicht nur um die wirtschaftlichste Form der Stromerzeugung, sondern es geht auch darum, Marktzutrittsschranken für neue Akteure zu schaffen, die keinen Zugang zu den Braunkohlereserven haben. Diese Akteure sind jedoch notwendig für einen funktionierenden Wettbewerb auf dem Strommarkt. Bei Garzweiler geht es RWE damit auch um die Verteidigung einer dominanten, oligopolistischen Position, die nicht im Interesse des Allgemeinwohls sein kann.



## 6 Quellen

- Department of Trade and Industry 2004: Digest of United Kingdom Energy Statistics 2003. <http://www.dti.gov.uk/energy/inform/dukes/dukes2003/index.shtml>
- DEWI 2004: Zahlen zur Windenergie. <http://www.wind-energie.de/informationen/informationen.htm>
- BAFA (Hg.) 2003: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrollen. Entwicklung der Einfuhr Naturgas in der Bundesrepublik. Eschborn
- Bezirksregierung Köln (Hg.) 1995: Braunkohlenplan Garzweiler II. Textliche Darstellung und Erläuterungsbericht. Köln
- BKartA 2002: Beschluss des Bundeskartellamts in dem Verwaltungsverfahren zur Fusion E.ON/Ruhrgas AG. Bonn
- BMWA (Hg.) 2002: Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit. Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2002. Kurzfassung. Berlin
- BMWA (Hg.) 2003: Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit. Energie Daten 2003. Nationale und internationale Entwicklung. Berlin
- BMWi (Hg.) 1999: Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie. Kohlekraftwerke der Zukunft: sauber und wirtschaftlich. Berlin
- Cooretec (Hg.) 2003: CO<sub>2</sub>-Reduktions-Technologien. Forschungs- und Entwicklungskonzept für emissionsarme fossil befeuerte Kraftwerke. Kurzfassung.
- DEWI (Hg.) 2001: Deutsches Windenergie Institut. Weiterer Ausbau der Windenergienutzung im Hinblick auf den Klimaschutz – Teil 1. Berlin
- DEWI (Hg.) 2002: Deutsches Windenergie-Institut. Weiterer Ausbau der Windenergienutzung im Hinblick auf den Klimaschutz – Teil 2 -. Endbericht. Wilhelmshaven
- DIW (Hg.) 2003: Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung. Nur schwacher Rückgang der CO<sub>2</sub> -Emissionen im Jahre 2002. DIW-Wochenbericht. Berlin
- DLR, Wuppertal Institut, ZSW, IWR, and Forum (Hg.) 31-10-1999: Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt; Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie; Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung; Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien; Forum für Zukunftsenergien. Klimaschutz durch Nutzung Erneuerbarer Energien. Bonn, Münster, Stuttgart, Wuppertal
- Drake, F.-D. 2003: Investment in Coal-Fired Power Generation. Präsentation. Beitrag zur Konferenz IEA/NEA Joint Workshop on "Power Generation Investment in Liberalized ElectricityMarkets"., veranstaltet von IEA/NEA. Paris

- Dyner, I., Larsen, E.R. 2000: From planning to strategy in the electricity industry. Energy Policy (29) Heft 1145-1154
- Dyner, I., Larsen, E.R. 2001: From planning to strategy in the electricity industry. Energy Policy (29) Heft 1145-1154
- EEG-Entwurf 2003: Entwurf der Bundesregierung für ein Gesetz zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren-Energien im Strombereich vom 17.12.2003. Berlin
- Enquete-Kommission (Hg.) 7-7-2002: Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung. Berlin
- EnWG: Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG). In: Bundesgesetzblatt. S.730 Berlin
- Erft-Verband (Hg.) 2001: Jahresbericht 2001. Bergheim
- Esso (Hg.) 2001: ExxonMobil Central Europe Holding. Esso Energieprognose 2001. Potential der Öl- und Gasvorräte. Hamburg
- Esso (Hg.) 2003: ExxonMobil Central Europe Holding. Esso Energieprognose 2003. Schwerpunkt: Der Aufstieg des Diesel. Hamburg
- Europäische Kommission (Hg.) 2001: Grünbuch — Hin zu einer europäischen Strategie für Energieversorgungssicherheit. Luxemburg
- Europäische Kommission (Hg.) 7-4-2003: Kommission der Europäischen Gemeinschaften. Zweiter Benchmarkingbericht über die Vollendung des Elektrizitäts- und Erdgasbinnenmarktes. SEK(2003) 448. Brüssel
- Feldmann, W. 20.11.2001: Interview zum Thema "Stellungnahme zu Systemaspekten (virtuelle Kraftwerke, Steuerung fluktuierender Quellen)", Feldmann, W., SIE-MENS AG.
- Hohmeyer, Olav, Menges, Roland, and Schweiger, Anton (Hg.) 2000: Universität Flensburg; Professur für Energie- und Ressourcenwirtschaft. Arbeitsplatzeffekte einer integrierten Strategie für Klimaschutz und Atomausstieg in Deutschland. Flensburg
- Hoster, F. 1996: Auswirkungen des europäischen Binnenmarktes für Energie auf die deutsche Elektrizitätswirtschaft. Ein Ansatz zur Analyse ordnungs- und umweltpolitischer Instrumente in der Elektrizitätswirtschaft. München
- IEA (Hg.) 2002: International Energy Agency. Energy Policies of IEA Countries. Germany 2002 Review. Paris
- Kohlenstatistik e.V. 2002: Beschäftigte im Braunkohlenbergbau des Bundesgebietes in den Jahren 1950 bis 2002.



- Landesregierung NRW (Hg.) 1991: Landesregierung Nordrhein-Westfalen. Leitescheidungen zum Abbauvorhaben Garzweiler II. Düsseldorf
- MacKerron, G., Watson, J. 1996: The Winners and Losers so far. In: Surrey, J. (Hg.), The British Electricity experiment. Privatization: the record, the issues, the lessons. S.185-214. London
- Markewitz, P. and Vögele, S. (Hg.) 5-9-2002: Programmgruppe Systemforschung und Technologische Entwicklung am Forschungszentrum Jülich. CO<sub>2</sub>-Einsparung durch den Einsatz moderner, fossil befeuerter Kraftwerke in Deutschland. Jülich
- Marsh, G. 2003: Carbon Dioxide Capture and Storage - A Win-Win Option? Harwell; Didcot; Oxon
- Monopolkommission (Hg.) 2002: Sondergutachten zum Zusammenschlussvorhaben der E.ON AG mit der Gelsenberg AG und der E.ON AG mit der Bergemann GmbH. Bonn
- Nachhaltigkeitsrat (Hg.) 30-9-2003: Perspektiven der Kohle in einer nachhaltigen Energiewirtschaft. Beschluss vom 30.09.2003. Berlin
- Öko-Institut (Hg.) 1998: Öko-Institut, Institut für angewandte Ökologie. Zukunft und Arbeit für die rheinische Braunkohlenregion. gutachterliche Stellungnahme. Freiburg, Darmstadt, Berlin
- Öko-Institut (Hg.) 2000: Öko-Institut, Institut für angewandte Ökologie. Energiewende 2020: Der Weg in eine zukunftsfähige Energiewirtschaft. Studie. Berlin
- Öko-Institut (Hg.) 2001: Öko-Institut, Institut für angewandte Ökologie. Versorgungssicherheit als Herausforderung für Energiepolitik in Europa. Freiburg, Berlin, Darmstadt
- Öko-Institut (Hg.) 2002: Öko-Institut, Institut für angewandte Ökologie. Marktkonzentration im Bereich der Stromerzeugung in Europa, 1996-2000. Eine empirische Analyse. Darmstadt, Freiburg, Berlin
- Öko-Institut (Hg.) 2003: Öko-Institut, Institute for Applied Ecology. Emissions trading and Innovation in the German Electricity Industry. Impacts of possible design options of an emissions trading scheme on innovation strategies in the German electricity industry. Freiburg, Berlin, Darmstadt
- Prognos (Hg.) 16-8-1991: Energieszenarien Nordrhein-Westfalen. Der mögliche Beitrag des Landes Nordrhein-Westfalen zur Reduzierung der energiebedingten Schadstoff-Emissionen. Endbericht. Basel
- Prognos (Hg.) 1994: Statement zur energiepolitischen Bewertung einer anhaltend hohen Braunkohleverstromung in Nordrhein-Westfalen. Basel

- Prognos (Hg.) 1996: Energiereport II. Die Energiemärkte Deutschlands im zusammenwachsenden Europa. Perspektiven bis zum Jahr 2020. Stuttgart
- Prognos (Hg.) 1997: Stellungnahme zur Studie des Wuppertal Instituts über "mögliche Alternativen zum Neuaufschluß von Garzweiler II - Energiewirtschaftliche und unternehmensspezifische Auswirkungen -". Basel
- Prognos (Hg.) 2000: Energiereport III. Die längerfristige Entwicklung der Energiemärkte im Zeichen von Wettbewerb und Umwelt. Stuttgart
- Prognos (Hg.) 16-10-2002: Die Rolle der Braunkohle in einer wettbewerbsorientierten, nachhaltigen Energiewirtschaft. Köln, Basel
- Prognos, IER, and Wuppertal Institut (Hg.) 17-6-2002: Prognos AG; Institut für Energiewirtschaft und rationelle Energieanwendung; Wuppertal Institut. Szenarienerstellung.
- Richtlinie 2001/77/EG: Richtlinie zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt. In: Amtsblatt der Europäischen Union. L 283. S.33 -40. Brüssel
- Richtlinie 2003/54/EG: Richtlinie über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 96/92/EG. In: Amtsblatt der Europäischen Union. L 176. S.37 -55. Brüssel
- Richtlinie 2003/87/EG: Richtlinie über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft und zur Änderung der Richtlinie 96/61/EG des Rates. In: Amtsblatt der Europäischen Union. L 275. S.32 -46. Luxemburg
- Richtlinie 2003/96/EG: Richtlinie des Rates zur Restrukturierung der gemeinschaftlichen Rahmenvorschriften zur Besteuerung von Energieerzeugnissen und elektrischem Strom. In: Amtsblatt der Europäischen Union. S.51 -70. Luxemburg
- Richtlinie 96/92/EG: Richtlinie betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt. In: Amtsblatt der Europäischen Union. L 027. S.20 -29. Brüssel
- RWE (Hg.) 2002: RWE Rheinbraun. BoA Niederaußem. Braunkohlenkraftwerk mit optimierter Anlagentechnik. Köln
- RWI (Hg.) 2000: Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung. Liberalisierung der Strommärkte und die Bedeutung der rheinischen Braunkohle für den Arbeitsmarkt. Essen
- SRU (Hg.) 2000: Rat von Sachverständigen für Umweltfragen. Umweltgutachten 2000. Schritte ins nächste Jahrtausend. Berlin
- Statistisches Bundesamt (Hg.) 2003: Statistisches Jahrbuch 2003. Wiesbaden

- TAB (Hg.) 2003: Büro für Technikfolgenabschätzung beim Deutschen Bundestag. Möglichkeiten geothermischer Stromerzeugung in Deutschland. Sachstandsbericht. Arbeitsbericht Nr.84. Berlin
- UBS (Hg.) 16-10-2003: German electricity wholesale market. London
- Wuppertal Institut (Hg.) 1997: Dokumentation zur Gedankenskizze des Wuppertal Instituts "Mögliche Alternativen zum Neuaufschluß von Garzweiler II". Wuppertal
- Wuppertal Institut (Hg.) 2002: Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie. Die technische Entwicklung auf den Strom- und Gasmärkten. Kurzexpertise für die Monopolkommission. Wuppertal
- Wuppertal Institut and DLR (Hg.) 2002: Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH; DLR Stuttgart Institut für technische Thermodynamik. Langfristszenarien für eine nachhaltige Energienutzung in Deutschland. Projektbericht. Berlin
- Zander, W., Kuhnhenne-Krausmann, E. 2003: Stromtransportnetze bei wachsendem Windenergieanteil. Beitrag zur Konferenz Husumwind. Husum