

# **Anmerkungen zur Alternativen- und Gemeinwohlprüfung bezüglich der geplanten Beseitigung der Lacomaer Teichlandschaft**

Potsdam, 8.1.2007

**landesbüro**  
anerkannter Naturschutzverbände GbR

Lindenstraße 34  
14467 Potsdam

## Der Tagebau Cottbus-Nord

Mit dem Aufbau des Braunkohlekraftwerkes Jänschwalde wurden die in unmittelbarer Nähe liegenden Braunkohlelagerstätten Jänschwalde und Cottbus-Nord aufgeschlossen. Der Tagebau Cottbus-Nord befindet sich nordöstlich der ca. 120 000 Einwohner zählenden Stadt Cottbus und liegt fast vollständig auf deren Territorium. Nur ca. 40 m unter der Erde liegt hier das 2. Lausitzer Kohleflöz mit einer Mächtigkeit von etwa 8 - 10 m.

Mit der Abbauführung gemäß dem Braunkohleplan für den Tagebau Cottbus-Nord betragen die nutzbaren Braunkohlevorräte 109 Mio. t (Stand 1996). Aus dem Tagebau Cottbus-Nord ist eine Kohleförderung von ca. 5 - 6 Mio. t/Jahr vorgesehen. Der Aufschluß des Tagebaues begann 1975 mit der Entwässerung des Kohlefeldes. Im Jahre 1978 wurde mit der Baggerung des Abraumes begonnen. 1981 fuhren die ersten Kohlezüge in das Kraftwerk. Bis zu 260 Filterbrunnen fördern jährlich ca. 95 Mio. m<sup>3</sup> Wasser aus bis zu 80 m Tiefe. Das Wasser wird zur Reinigungsanlage in das Kraftwerk Jänschwalde geleitet und dort aufbereitet. Es wird im Kraftwerk selbst als Brauchwasser genutzt, aber auch für ökologische Zwecke verwendet bzw. dem Wasserhaushalt der Spree zugeführt.

Die Freilegung des Kohleflözes erfolgt mittels einer Abraumförderbrücke F 34, der zwei Eimerkettenbagger angeschlossen sind - eine für den Lausitzer Braunkohlebergbau typische und effiziente Technik. Jährlich werden ca. 20 Mio. m<sup>3</sup> Abraum durch die Förderbrücke abgetragen.

Das Kohleflöz wird mit 2 Schaufelradbaggern im Hochschnitt und 2 Eimerkettenbaggern im Tiefschnitt gewonnen. Kohlezüge auf unternehmenseigenen elektrifizierten Gleisanlagen transportieren täglich bis zu 20 000 t Rohbraunkohle zu den Verbrauchern.

Hauptabnehmer der geförderten Rohbraunkohle ist das Kraftwerk Jänschwalde. Das Kraftwerk mit einer installierten elektrischen Leistung von 3000 MW hat einen Kohlebedarf von ca. 18 - 20 t/Jahr. Etwa 25 % dieses Bedarfes wird durch den Tagebau Cottbus-Nord abgedeckt.

Schautafel im Informationszentrum der Tagesanlagen des Tagebau Cottbus-Nord, aufgenommen am 27. April 2005. In der vorletzten Zeile wird der Kohlebedarf des Kraftwerkes Jänschwalde mit 18-20 (Mio.) t pro Jahr angegeben.

## INHALT

|  |    |
|--|----|
| VERWENDETE ABKÜRZUNGEN.....  | 4  |
| 1. VORBEMERKUNG.....   | 5  |
| 2. ZUSAMMENFASSUNG DER ERGEBNISSE .....  | 6  |
| 3. VERSORGUNG DES KRAFTWERKES JÄNSCHWALDE .....  | 7  |
| 3.1. 18 – 20 Mio. t Kohle pro Jahr sichern den Energiestandort Jänschwalde .....         | 7  |
| 3.2. Mehr als 21 Mio. t Kohle pro Jahr stehen auch ohne das Vorhaben zur Verfügung ..... | 8  |
| 4. GEMEINWOHLBELANG ARBEITSPLATZSICHERUNG .....  | 10 |
| 4.1. Mitarbeiterzahl inzwischen unabhängig vom Vorhaben gesunken .....                   | 10 |
| 4.2. Anteil des Tagebaus Cottbus-Nord an der Kohleförderung gesunken.....                | 11 |
| 4.3. Prognose für den Vorhabenszeitraum fehlt.....                                       | 11 |
| 4.4. Indirekte Effekte können nicht doppelt angerechnet werden.....                      | 12 |
| 4.5. Arbeitsplatzsicherung durch das Vorhaben ist nicht langfristig .....                | 12 |
| 4.6. Keine Kraftwerksstilllegung bei Verzicht auf das Vorhaben .....                     | 13 |
| 4.7. Arbeitsplätze im Tagebau werden verlagert.....                                      | 14 |
| 5. GEMEINWOHLBELANG PLANMÄßIGER LAGERSTÄTTENABBAU .....                                  | 16 |
| 5.1. Drohender Vorratsverlust war bereits nach unten zu korrigieren.....                 | 16 |
| 5.2. Weitere Lagerstättennutzung im räumlichen Bereich des HBP 2005/2006 .....           | 16 |
| 5.3. Weitere Nutzung der Lagerstätte ohne das Vorhaben nicht geprüft.....                | 18 |
| 5.4. Verbleibende Unsicherheiten über den genauen Inhalt der Lagerstätte.....            | 20 |
| 5.5. Geringe Bedeutung des drohenden Vorratsverlustes .....                              | 20 |
| 5.6. Kompromisse beim planmäßigen Lagerstättenaubbau sind unerlässlich .....             | 20 |
| 5.7. Zur Verfügung stehende Gesamtkohlemenge im Lausitzer Revier .....                   | 22 |
| 6. GEMEINWOHLBELANG SICHERE UND PREISGÜNSTIGE ENERGIEVERSORGUNG .....                    | 24 |
| 6.1. Kein Einfluß des Vorhabens auf Sicherheit der Stromversorgung.....                  | 24 |
| 6.2. Zur Versorgung des Marktes mit Rohstoffen.....                                      | 25 |
| 6.3. Kein Einfluß des Vorhabens auf Preisgünstigkeit der Energieversorgung.....          | 26 |
| 7. GEMEINWOHLBELANG STRUKTURWANDEL .....   | 31 |
| 8. GEMEINWOHLBELANG KLIMASCHUTZ .....  | 33 |
| 8.1. Weltweite Bedeutung.....  | 33 |
| 8.2. Klimaschutzverpflichtungen Deutschlands.....  | 33 |
| 8.3. Brandenburger Klimaziel nur mit verringerter Kohleverstromung erreichbar .....      | 35 |
| 8.4. Kohlendioxid-Emissionen im Kraftwerk Jänschwalde .....                              | 36 |
| 9. ABSCHÄTZUNG MIT DEM VORHABEN VERBUNDENER EXTERNER KOSTEN.....                         | 37 |
| 9.1. Einführung Externe Effekte und Externe Kosten.....                                  | 37 |
| 9.2. Externe Kosten der Stromerzeugung durch CO <sub>2</sub> -Emissionen .....           | 38 |
| 9.3. Externe Kosten durch Emissionen von SO <sub>2</sub> und NO <sub>x</sub> .....       | 39 |
| 9.4. Externe Kosten durch Schwermetallemissionen .....                                   | 39 |
| 9.5. Subventionen .....  | 40 |
| 10. ZU AUFGABENSTELLUNG UND METHODIK DER ALTERNATIVENPRÜFUNG.....                        | 41 |
| 10.1. Falsche Aufgabenstellung der vorgelegten Variantenprüfung.....                     | 41 |
| 10.2. Keine Verbindung mehrerer Lösungsansätze geprüft.....                              | 42 |
| 10.3. Keine Aussagen über 2015 hinaus getroffen .....                                    | 42 |
| 10.4. Fehler und uneinheitliche Kriterien .....  | 43 |
| 11. VERWENDETE QUELLEN .....   | 46 |

## Verwendete Abkürzungen

|                 |  |
|-----------------|--|
| a               | - Jahr   |
| BbgWG           | - Brandenburgisches Wassergesetz   |
| EÖT             | - Erörterungstermin  |
| HBP             | - bergrechtlicher Hauptbetriebsplan  |
| KW              | - Kraftwerk  |
| LBGR            | - Landesamt für Bergbau, Geologie und Rohstoffe des Landes Brandenburg   |
| MWh             | - Megawattstunde   |
| NAP             | - Nationaler Allokationsplan   |
| NO <sub>x</sub> | - Stick(stoff)oxide  |
| OLB             | - Oberbergamt des Landes Brandenburg   |
| PFA             | - Planfeststellungsantrag  |
| PFB             | - Planfeststellungsbeschuß für das Vorhaben "Gewässerausbau Cottbuser See, Teilvorhaben 1 - Gewässerbeseitigung im Bereich der Teichgruppe Lakoma und eines Abschnittes des Hammergraben-Altlaufes" vom 18.12.2006 |
| RegBKPIG        | - Gesetz zur Einführung der Regionalplanung sowie der Braunkohlen- und Sanierungsplanung im Land Brandenburg   |
| RBP             | - bergrechtlicher Rahmenbetriebsplan   |
| S.              | - Seite  |
| SN              | - Stellungnahme der anerkannten Naturschutzverbände  |
| SO <sub>2</sub> | - Schwefeldioxid   |
| TWh             | - Terrawattstunde  |
| VE-M            | - Vattenfall Europe Mining AG bzw. deren Rechtsvorgänger Lausitzer Braunkohle AG   |

## 1. Vorbemerkung

Die ökologisch besonders wertvolle Teichlandschaft von Lacoma bei Cottbus soll nach Plänen der Vattenfall Europe Mining AG für die Weiterführung des Braunkohletagebaus Cottbus-Nord beseitigt werden.

Am 18.12.2006 erließ das Landesbergamt Brandenburg einen Planfeststellungsbeschluss für das Vorhaben "Gewässerausbau Cottbuser See, Teilvorhaben 1 - Gewässerbeseitigung im Bereich der Teichgruppe Lakoma und eines Abschnittes des Hammergraben-Altlaufes" Am 20. Dezember reichte die GRÜNE LIGA Brandenburg als beteiligter anerkannter Naturschutzverband Klage beim Verwaltungsgericht Cottbus gegen den Beschluß ein.

Bedingt durch den Ablauf des Verfahrens nutzten die anerkannten Naturschutzverbände mehr als einmal die Möglichkeit, sich zu den öffentlich ausgelegten Planfeststellungsunterlagen wie auch zu einzelnen nachgereichten Unterlagen zu äußern. Die Planunterlagen wurden in dieser Zeit mehrfach wesentlich abgeändert, so dass ein Teil der vorgebrachten Argumente auch unter Beachtung des heutigen Kenntnisstandes zu werten ist.

Ein Anliegen dieser Zusammenstellung ist es deshalb, die aktuell zutreffenden in insgesamt 14 Stellungnahmen an die verfahrensführende Behörde vorgebrachten Einwände übersichtlich darzustellen sowie weiter zu belegen.

Desweiteren kann jedoch nunmehr auch ein Bezug zum Planfeststellungsbeschluss vom 18.12.2006 hergestellt werden, in dem das LBGR die Einwände in verschiedener Form gewertet hat.

Die Ausarbeitung entstand unter dem Zeitdruck des sofortigen Vollzugs der Maßnahmen und erhebt daher keinen Anspruch auf Vollständigkeit. Weitere Ausführungen behalten sich die Naturschutzverbände vor.

## 2. Zusammenfassung der Ergebnisse

Die Auswirkung des Vorhabens auf die im Planfeststellungsbeschluss aufgeführten Gemeinwohlziele Arbeitsplatzsicherung, Energieversorgung, planmäßiger Lagerstättenabbau und Strukturwandel wurde kritisch geprüft und muß drastisch geringer eingeschätzt werden, als seitens des LBGR erfolgt.

Das Kraftwerk Jänschwalde kann mit 18-20 Mio. t Kohle pro Jahr wirtschaftlich betrieben werden. Gesichert ist ohne das Vorhaben eine Versorgung mit mehr als 21 Mio. t jährlich. Eine Auslastung mit 25-27 Mio. t Kohle pro Jahr maximiert demgegenüber den wirtschaftlichen Gewinn des Betreibers, nicht jedoch den Nutzen für die Allgemeinheit.

Der Planfeststellungsbeschuß stellt die Arbeitsmarkteffekte des Vorhabens um Größenordnungen überhöht dar, die angewandte Ermittlungsmethode hält einer kritischen Prüfung nicht stand. Arbeitsplätze im Kraftwerk Jänschwalde blieben auch bei geringerer Auslastung erhalten. Arbeitsplätze im Tagebau können von anderen Tagebauen übernommen werden, insbesondere spielt die Weiterführung des Tagebaus Reichwalde hierfür eine große Rolle.

Die ursprünglich behaupteten 51 Mio. t Kohle Vorratsverlust können allein durch die planmäßige Förderung südlich des Hammergraben-Altlaufs voraussichtlich auf 40,5 Mio. t reduziert werden. Um diesen Tagebaustand zu erreichen, kann mit der jetzigen Geschwindigkeit noch mindestens ein halbes Jahr gearbeitet werden. Östlich des FFH-Gebietes können weiterhin bis zu 10 Mio. t gewonnen werden, so dass sich der ohne Gewässerbeseitigung eintretende Vorratsverlust auf etwa 30 Mio. t reduziert.

Ohne die geplante Inanspruchnahme der Teichlandschaft ergeben sich keine oder höchstens marginale Auswirkungen auf den Braunkohle-Rohstoffpreis und den Strompreis. Dies liegt vor allem in dem fehlenden Markt für Braunkohle, in den (verhältnismäßig) niedrigen variablen Stromerzeugungskosten bei Braunkohle, der „Merit Order“ und dem geringen Gewicht der in Frage stehenden Fördermenge in Relation zur bundesdeutschen Braunkohleförderung begründet.

Auch für den Strukturwandel in der Lausitz kann die vom LBGR behauptete Bedeutung des Vorhabens nicht nachvollzogen werden.

Als Belang des öffentlichen Interesses wäre desweiteren der Klimaschutz in die Prüfung aufzunehmen. Aufgrund der hohen Emissionen bei der geplanten Verstromung der Kohle im Kraftwerk Jänschwalde erfordert dieser zwingend den Verzicht auf das geplante Vorhaben.

Überschlägig wurden anhand anerkannter Gutachten die von der Allgemeinheit zu tragenden Kosten der Braunkohleverstromung, die durch das Vorhaben ermöglicht werden soll, ermittelt. Sie belaufen sich auf mindestens 650 Millionen Euro und sind ebenfalls als dem Vorhaben entgegenstehender Gemeinwohlbelang in die Abwägung einzubeziehen.

Die Alternativenprüfung des Planfeststellungsbeschlusses ist grob fehlerhaft. Es hätte eines unabhängigen Gutachtens bedurft, dass auch die Kombination mehrerer Lösungsansätze untersucht. Die Mängel der Variantenprüfung umfassen sowohl fachliche Fehler als auch die unterschiedliche Anwendung der Kriterien und Methoden.

### 3. Versorgung des Kraftwerkes Jänschwalde

#### 3.1. 18 – 20 Mio. t Kohle pro Jahr sichern den Energiestandort Jänschwalde

Das 1997 verabschiedete brandenburgische Braunkohlengrundlagengesetz (BbgBKGG) ging von einem Brennstoffbedarf von 18-20 Millionen Tonnen Rohbraunkohle aus, um das Kraftwerk Jänschwalde langfristig rentabel betreiben zu können.

*„Die Auslastung des Kraftwerkes ist angesichts der zu erwartenden Strombedarfsentwicklung in den neuen Ländern bis zum Ende der geplanten Betriebsdauer (Jahr 2020) gesichert. (...) Die Landesregierung geht von einer durchschnittlichen Auslastung von 5700 Stunden pro Jahr aus. (...)*

*Entsprechend der ermittelten Auslastung benötigt das Kraftwerk Jänschwalde jährlich mindestens 18 Mio. t Rohbraunkohle.“ (LANDTAG BRANDENBURG 1997b, S. 37)*

Das Gesetz wurde 1997 vom Brandenburgischen Landtag trotz umfangreicher Bedenken vor allem deshalb angenommen, weil es den Energiestandort Jänschwalde und dessen Arbeitsmarkteffekte langfristig sichern sollte. Dabei wurde eine Brennstoffversorgung von 18-20 Mio. Tonnen Rohbraunkohle pro Jahr von keiner Seite, auch nicht vom Kraftwerksbetreiber, mit der Stillsetzung eines Kraftwerksblockes oder der Entlassung von Beschäftigten in Zusammenhang gebracht. (vgl. LANDTAG BRANDENBURG 1997a)

Gleichlautende Aussagen zum Kohlebedarf treffen der Kraftwerksbetreiber, die Prognos AG und das Bergbauunternehmen selbst:

- *Vorstand der VEAG (1997): „Um im liberalisierten Strommarkt erfolgreich zu bestehen, müssen die Voraussetzungen geschaffen werden, im Kraftwerk Jänschwalde über den Zeitraum von 20 Jahren stabil zu arbeiten. Dabei ist von kostengünstigen 18 bis 20 Millionen Tonnen Brennstoff im Jahr auszugehen.“ (Dubslaff (VEAG) in: LANDTAG BRANDENBURG 1997a, S. 23)*
- *PROGNOS (1996): „Eine sichere Versorgung des KW-J. entsprechend dem Bedarf von ca. 20 Mio. t“ (PROGNOS 1996; Zusammenfassung S. III)*
- *Vattenfall Europe Mining 2005: „Das Kraftwerk mit einer installierten elektrischen Leistung von 3000 MW hat einen Kohlebedarf von ca. 18 – 20 (Mio.) t/Jahr.“ (VATTENFALL EUROPE MINING 2005, Schautafel, Abbildung 1)*

Seit der oben angeführten Prognose des BbgBKGG hat der Kraftwerksbetreiber die Kosten erfolgreich senken können, während die Strompreise deutlich stiegen (vgl. Abschnitt „Kein Einfluß auf Preisgünstigkeit der Energieversorgung“). Es gibt daher keinen Grund daran zu zweifeln, dass auch weiterhin bei dieser Auslastung ein wirtschaftlicher Betrieb möglich wäre.

Der von Vattenfall angegebene Kohlebedarf für das Kraftwerk von durchschnittlich 26,1 Mio. t/a entspricht nicht der für einen wirtschaftlichen Betrieb nötigen Brennstoff-, sondern der nach derzeitiger Marktlage voraussichtlich absetzbaren Strommenge. Diese Zahl ist jedoch als gewinnoptimale Brennstoffmenge zu sehen.

*vgl. SN 4.4.2005, S.32 ff.; 16.3.2006, S.19*

### 3.2. Mehr als 21 Mio. t Kohle pro Jahr stehen auch ohne das Vorhaben zur Verfügung

Bereits heute übertrifft die Summe aus der Förderung des Tagebaus Jänschwalde und der Zufuhr über die Kohleverbindungsbahn den in der Gesetzesbegründung geforderten Wert. Für durchschnittlich 21,4 Mio. t wird dies vom LBGR auf S.172 des Bescheides bereits ausdrücklich anerkannt.

Konkret für 2007 plant das Bergbauunternehmen in der Vorhabensvariante mit 13 Mio. t aus dem Tagebau Jänschwalde und 8,5 Mio. t Zufuhr über die Kohleverbindungsbahn. Es ergeben sich 21,5 Mio. t Rohbraunkohle, die auch ohne den Tagebau Cottbus-Nord gesichert sind. Durch verschiedene Maßnahmen kann jedoch eine noch bessere Kohleversorgung des Kraftwerkes gesichert werden:

#### 3.2.1. Nutzung der teilausgebauten Kohleverbindungsbahn:

Während noch die Antragsunterlagen eine durch teilweisen Ausbau auf 11 Mio. t erhöhte Kapazität der Kohleverbindungsbahn für 2008 erwarteten (Planfeststellungsantrag, Variantenprüfung, Anhang 1, Anlage 1), steht diese inzwischen offenbar bereits zur Verfügung.

*„Um die Kohleversorgung des Kraftwerkes Jänschwalde langfristig sicher zu stellen, wird z.Z. die Kohleverbindungsbahn vom Tagebau Welzow-Süd zum Kraftwerk Jänschwalde in ihrem mittleren Bereich durch einen zweigleisigen Ausbau ertüchtigt. Im November 2006 ist die Inbetriebnahme des zweiten Gleises vorgesehen. Dann können bis zu 10,5 Mio. t Rohbraunkohle aus dem Tagebau Welzow-Süd, ergänzend zur Förderung aus den Tagebauen Cottbus-Nord und Jänschwalde dem Kraftwerk Jänschwalde sicher zugefahren werden.“ (DÄHNERT & KETZMER 2006 S.211)*

Damit stehen dem Kraftwerk im Jahr 2007 durch den Tagebau Jänschwalde und die Kohleverbindungsbahn bereits 23,5 Mio. t Kohle zur Verfügung. Die zuzufahrenden 10,5 Mio. t müssen nicht vollständig – wie auf S.172 des PFB suggeriert wird – durch Mehrförderung des Tagebaus Welzow-Süd abgedeckt werden, da ausgleichend auch Transporte aus dem Förderraum Nochten nach Schwarze Pumpe stattfinden können, um den Tagebau Welzow-Süd zu entlasten.

#### 3.2.2. Sekundärbrennstoff

In der Rechnung ist zu berücksichtigen, dass die anteilige Mitverbrennung von aufbereiteten Abfällen als Sekundärbrennstoff (SBS) inzwischen angelaufen ist.

*vgl. 2004 durchgeführtes Genehmigungsverfahren nach § 16 BimSchG unter Berücksichtigung der 17. BImSchVO für Errichtung und Betrieb von Annahme-, Dosier- und Förderanlagen für Sekundärbrennstoff (SBS) und Mitverbrennung des SBS in den Dampfkesseln der Werke Y1 und Y2 des Kraftwerkes Jänschwalde*

Diese energiereiche Abfallfraktion hat im Durchschnitt einen doppelt so großen Heizwert wie die Rohbraunkohle und darf mit einer Menge von bis zu 0,4 Mio. t/a mit verbrannt werden. Dieser Energieinhalt entspricht einer zusätzlichen Menge Braunkohle von bis zu 0,8 Mio. t/a. Es kann daher davon ausgegangen werden, dass dem Kraftwerk Jänschwalde auf diese

Weise mindestens eine Brennstoffmenge von umgerechnet 0,5 Mio. t Kohle zur Verfügung steht.

### 3.2.3. Wirkungsgradsteigerung

Vattenfall erreicht durch Retrofit in den Hochdruckturbinen 10 Prozent Wirkungsgradsteigerung, die 2006 in allen Blöcken des Kraftwerks abgeschlossen wurde. (BWK 11/2004; S. 8f. „Vorbild für Europa“) Der technische Nettowirkungsgrad des Gesamtkraftwerkes stieg dabei nach Vattenfall-Angaben um etwa 1 Prozent auf nunmehr 35 - 36 %. Dies führt zu einer Verringerung des Brennstoffbedarfes bei gleicher Elektroenergieerzeugung. Aus Klimaschutzgründen ist dieser Weg der Alternative (mehr Strom aus der gleichen Kohle) vorzuziehen, nicht zuletzt wurde das Retrofit von Vattenfall öffentlich besonders als Fortschritt im Klimaschutz dargestellt. (VATTENFALL 2006b)

### 3.2.4. Transport über das Netz der Deutschen Bahn

Weitere Kohlemengen können zusätzlich zur werkseigenen Kohleverbindungsbahn über das Schienennetz der Deutschen Bahn transportiert werden. Diese Möglichkeit nutzt Vattenfall Europe Mining bereits zur Versorgung des Heizkraftwerkes Chemnitz, die mit Kohle aus dem Tagebau Nochten über 140 km Luftlinie offenbar rentabel erfolgt.

*„Etwa 1 Mio. Tonnen Kohle verarbeiten wir im Jahr. Bis zu 3 Güterzügen - oder 4500 Tonnen - rollen per Schiene an kalten Wintertagen aus den Tagebauen der Vattenfall Europe Mining & Generation AG Cottbus.“ ([www.swc.de](http://www.swc.de); Internetseite der Stadtwerke Chemnitz, Dez. 2006)*

Desweiteren wird das Berliner Heizkraftwerk Klingenberg mit einer noch größeren jährlichen Menge an Rohbraunkohle aus der Lausitz versorgt, ohne dass dafür eine werkseigene Kohlebahn bestehen würde.

*„Wesentliche Verträge sind bereits (...) abgeschlossen worden, so zum Beispiel mit dem Kraftwerk Klingenberg in Höhe von 1,4 Millionen Tonnen Rohbraunkohle über 10 Jahre“ (Zitat Kurt Häge (Laubag) in LANDTAG BRANDENBURG 1997a; S. 15)*

*„Der im Dezember vergangenen Jahres zwischen Vattenfall Europe Mining AG und Stadtwerk Chemnitz unterzeichnete Vertrag garantiert über eine Laufzeit von fünf Jahren die Lieferung von jährlich bis zu 1,2 Millionen Tonnen Rohbraunkohle.“ (TerraVatt, Jan./Feb 2005, S. 12)*

Somit werden derzeit bis zu 2,6 Mio. t Rohbraunkohle über das öffentliche Schienennetz über weite Entfernungen wirtschaftlich transportiert.

*vgl. SN 4.4.2005, S.32; 14.12.2006, S.7*

#### 4. Gemeinwohlbelang Arbeitsplatzsicherung

Die Wertung des LBGR zu Arbeitseffekten des Vorhabens ist grob fehlerhaft und muß in allen wesentlichen Punkten nach unten korrigiert werden. Nur die dann verbleibenden korrekt ermittelten Effekte des Vorhabens sind als Maßstab für eine Alternativenprüfung anzusetzen. Nur in dem Maße wie sie durch Alternativlösungen nicht gesichert werden können, sind sie zugunsten des Vorhabens in die Gesamtabwägung einzustellen

Auf S. 172 des PFB geht die Behörde von folgendem Umfang der Arbeitsplatzsicherung durch das Vorhaben aus:

*„Für den Tagebau Cottbus-Nord sind 475 Beschäftigte tätig. Dazu zählen neben den unmittelbar im Tagebau arbeitenden Personen auch diejenigen die bspw. in der Hauptverwaltung, als Auszubildende oder Mitarbeiter von langfristig vertraglich gebundenen Fremdfirmen mit dem Tagebau Cottbus-Nord befasst sind. Für den Betrieb des Kraftwerkes Jänschwalde werden insgesamt 2.310 Beschäftigte einschließlich Hauptverwaltung, Auszubildender und Fremdfirmen, mit denen langfristige vertragliche Bindungen bestehen, eingesetzt. Davon ausgehend ergibt sich für einen der 500-MW-Kraftwerksblöcke eine Zahl von 385 Mitarbeitern.“*

Diese Darstellung ist aus der im Juli 2004 erstellten Variantenprüfung übernommen worden, in der es heißt:

*„Ausgehend von der Gesamtzahl der für den Energiestandort tätigen Mitarbeiter wurde entsprechend der Kohleförderung aus dem Tagebau Cottbus-Nord die Anzahl der für die Versorgung des Kraftwerkes arbeitenden Mitarbeiter ermittelt.“ (PFA, Variantenprüfung, Anlage 1 Vorhabensvariante, S.7)*

Die Behörde hat somit ohne weitere Prüfung die Zahlen des Vorhabensträgers übernommen, obwohl im Verfahren von Einwendern und insbesondere den anerkannten Naturschutzverbänden ausdrücklich Zweifel an deren Richtigkeit geäußert wurden. Bei korrekter Prüfung hätte der Behörde zumindest folgende Fakten berücksichtigen müssen:

##### 4.1. Mitarbeiterzahl inzwischen unabhängig vom Vorhaben gesunken

Die angesetzte Zahl von 2310 Mitarbeitern für das Kraftwerk Jänschwalde sowie von 2680 Mitarbeitern für die Tagebaue des Energiestandortes gibt den Stand Ende 2004 wieder. In der Zwischenzeit ist jedoch die Mitarbeiterzahl von Vattenfall Europe Mining & Generation deutlich gesunken, wie Tabelle 1 zeigt.

|   | <b>Ende Dezember<br/>2004</b> | <b>Ende November<br/>2006</b> | <b>Differenz</b> |
|---|-------------------------------|-------------------------------|------------------|
| Vattenfall Europe Mining  | 5345                          | 5037                          | - 308            |
| Vattenfall Europe Generation<br>(inkl. KW Lippendorf bei Leipzig) | 3497                          | 2925                          | - 572            |
| <b>Summe</b>  | <b>8842</b>                   | <b>7962</b>                   | <b>- 880</b>     |

Tab. 1: Rückgang der Mitarbeiterzahl bei Vattenfall Europe Mining & Generation seit Einreichen der Variantenprüfung (Quelle: Monatsstatistiken des Deutschen Braunkohlen-Industrie-Vereins auf [www.debriv.de](http://www.debriv.de))

Es muß daher zunächst festgestellt werden, dass das Unternehmen unabhängig vom Vorhaben seit Einreichung der Variantenprüfung deutlich mehr Mitarbeiter abgebaut hat, als angeblich durch den Verzicht auf das Vorhaben gefährdet waren. In den abgebauten 880 Stellen sind, anders als in den Zahlen der Variantenprüfung, Fremdfirmen nicht enthalten.

Es muß überdies von einer bewußten Irreführung der Behörde ausgegangen werden, da die bevorstehende Verringerung der Mitarbeiterzahl dem Unternehmen im Juli 2004 bereits bewußt gewesen sein dürfte.

#### 4.2. Anteil des Tagebaus Cottbus-Nord an der Kohleförderung gesunken

Während bei der Kraftwerksbelegschaft die dem Tagebau Cottbus-Nord zugeordnete Zahl durch gleichmäßiges Verteilen der Belegschaft auf sechs Kraftwerksblöcke gebildet wurde, gibt es keinerlei Angaben zur Methode der Ermittlung der Tagebaubelegschaft (PFA, Variantenprüfung, Anlage 1 Vorhabensvariante, S.6). Sollte die Arbeitsplatzzahl analog PROGROS 2005) proportional zur Kohleförderung ermittelt worden sein, so ist sie nochmals deutlich nach unten zu korrigieren. Die von Vattenfall angeführten 475 Arbeitsplätzen für den Tagebau Cottbus-Nord werden in der Variantenprüfung vom Juli 2004 für das Jahr 2004 mit Stichtag 31.12.2004 berechnet. Dabei muss jedoch von einer Kohleförderung von 6,2 Mio. t für das Jahr 2004 ausgegangen worden sein. Bezogen auf eine nach PFB veranschlagte durchschnittliche Förderung von 4,7 Mio. t/a wären dann nach dem Berechnungsansatz der Prognos AG (zusätzlich zur o.g. Rückgang) noch einmal 24 % weniger Mitarbeiter vom Betrieb des Tagebaus Cottbus-Nord abhängig.

#### 4.3. Prognose für den Vorhabenszeitraum fehlt

Allerdings ist die Methodik einer proportionalen Ableitung der Arbeitsplätze aus den Gesamtbeschäftigten nicht zielführend, da es eine ganze Reihe von Arbeitsplätzen gibt, die unabhängig von der Fördermenge im Tagebau beibehalten werden (z. B. Verwaltung, Presseabteilung, etc.). Sofern die Methode dennoch angewandt wird, so ist klarzustellen, dass die Proportionalität zwischen Fördermenge und Beschäftigungseffekt nur für einen bestimmten Zeitpunkt gelten kann. Prognosen für die Zukunft können nur aufgrund nachvollziehbarer Annahmen für die zukünftige (Gesamt-)Beschäftigung und die zukünftige (Gesamt-)Fördermenge getroffen werden.

Aufgrund fortschreitender Rationalisierung verringert sich nämlich der spezifische Arbeitsmarkteffekt pro geförderter Kohlemenge stetig weiter. Anders wäre es nicht zu erklären, dass bereits in den vergangenen Jahren die Kohlefördermenge gestiegen, die Mitarbeiterzahl aber weiter gesunken ist.

Die soeben aufgezeigten Probleme machen deutlich, dass eine Abwägung statt einer Wiedergabe der Beschäftigungseffekte zum Antragszeitpunkt einer fundierte Prognose der Arbeitsmarkteffekte für den Vorhabenszeitraum bedurft hätte. Diese wurde nicht erstellt. So kann auch ein weiterer Rückgang der Beschäftigungseffekte nicht ausgeschlossen werden. Sofern Vattenfall Europe bis 2012 auf betriebsbedingte Kündigungen verzichtet (VATTENFALL 2006c), so kann das faktisch dennoch einen Arbeitsplatzabbau im Unternehmensteil Mining & Generation bedeuten. Dies ist in der Altersstruktur des Unternehmens begründet. Der übergroße Anteil der mit dem Aufschluß der Tagebaue Cottbus-Nord / Jänschwalde und dem Bau des Kraftwerkes Jänschwalde in den 70er Jahren

eingestellten Mitarbeiter ist im Vorhabenszeitraum über 50 Jahr alt, so dass vielfach Verrentung und Vorruhestandsregelungen in diesen Zeitraum fallen dürften. Es ist somit ein weiterer Rückgang der Arbeitsplatzzahlen zu erwarten. Eine diesbezügliche Anfrage im Brandenburgischen Braunkohlenausschuß<sup>1</sup> wurde durch Vattenfall Europe Mining bisher nicht beantwortet.

vgl. SN 22.3.2004, S.7; 4.4.2005, S.34

#### 4.4. Indirekte Effekte können nicht doppelt angerechnet werden

Auf S. 180 des Planfeststellungsbeschlusses führt das LBGR aus:

*„Hinzu käme ein Verlust indirekt von Bergbau und Kraftwerksbetrieb abhängiger Arbeitsplätze. Ein im Auftrag des Landes Brandenburg im Jahre 2001 erstelltes Gutachten kam zu dem Ergebnis, dass jeder direkte Arbeitsplatz im Betrieb der Vorhabensträgerin etwa 1,3 zusätzliche Arbeitsplätze in der Region generiere. Bei einem Verzicht auf die Fortführung des Tagebaus Cottbus-Nord bedeutete dies einen Verlust von mehr als 1.800 direkten und indirekten Arbeitsplätzen.“*

Diese Darstellung ist grob fehlerhaft und zeugt von mangelndem Sachverstand. Wie oben dargestellt wurde, hat VE-M in seiner Variantenprüfung Fremdfirmen ausdrücklich bereits einbezogen. (vgl. PFA, Variantenprüfung, Anlage 1 Vorhabensvariante, S.7) Diese stellen als „vorleistungsbedingte Effekte“ den wesentlichen Teil indirekter Arbeitsmarkteffekte dar. (vgl. CEZANNE/MOMBERG/ SCHMIDT 2001, S.29-31)

Die Darstellung des LBGR zielt auf eine unzulässige Doppelt- und (im Falle konsuminduzierter Effekte) Dreifachanrechnung von Arbeitsplätzen, die wie oben gezeigt wurde teilweise gar nicht mehr existieren. Aus den obigen Darstellungen ist überdies ersichtlich, dass derzeit nicht die erforderlichen Ausgangsdaten vorliegen, um ggf. indirekte Arbeitsmarkteffekte des Vorhabens fachlich einwandfrei zu ermitteln. Überdies wäre dieselbe Ermittlung dann methodisch auch für alle zu prüfenden Alternativen unerlässlich.

#### 4.5. Arbeitsplatzsicherung durch das Vorhaben ist nicht langfristig

Die Antragsunterlagen suggerierten eine Arbeitsplatzsicherung von 11 Jahren (2005-2015) durch das Vorhaben, diese These dürfte inzwischen allein durch den Zeitpunkt des Planfeststellungsbeschlusses widerlegt sein. Tatsächlich beginnt der Zeitraum der Arbeitsplatzsicherung durch das Vorhaben mit Erreichen des Abstandes 50 m vom Hammergraben-Altlauf, für diesen Zeitpunkt – der nicht mit dem Jahreswechsel 2006/2007

---

<sup>1</sup> Wortlaut der Anfrage des Vertreters des Landesbüros anerkannter Naturschutzverbände:  
„1. Wieviele Arbeitnehmer des Kraftwerkes Lippendorf gingen in die DEBRIV-Statistik für das Lausitzer Revier jeweils für den 31.12.2004 und Ende August 2006 ein?  
2. Wieviele Arbeitnehmer von Pumpspeicherwerken sind zu diesen Terminen in der Statistik enthalten?  
3. Für welchen Zeitraum sind für Vattenfall Europe Mining & Generation ein Personalentwicklungskonzept erstellt? Wie viele direkte Arbeitsplätze sieht das Konzept jeweils zum Beginn und zum Ende dieses Zeitraumes vor? Falls dabei Auszubildende, Beschäftigte des Kraftwerks Lippendorf oder von Pumpspeicherkraftwerken enthalten sind, wie viele jeweils?“

identisch ist - kann ein verbleibender Kohlevorrat von etwa 40,5 Mio. t angenommen werden. (s. Abschnitt 5.2.)

Die in den Antragsunterlagen für den Tagebau Cottbus-Nord künftig vorgesehene Jahresförderung wurde von der Vorhabensträgerin mit durchschnittlich 4,7 Mio. t deutlich geringer angegeben, als in den der vorgelegten Variantenprüfung vorangehenden Jahren. Offenbar diene dies der „Streckung“ der Arbeitsmarkteffekte bis in das Jahr 2015 hinein. Gerade wenn die Förderung in Jänschwalde zeitweise zurückgeht, wäre es aber genauso gut möglich, dass Cottbus-Nord seine Kapazität nach erfolgter Gewässerbeseitigung voll nutzt. In den Jahren 1995-2004 förderte der Tagebau maximal 7,1 Mio. Tonnen Kohle pro Jahr, durchschnittlich 6,3 Mio. Tonnen.

| 1995 | 1996 | 1997 | 1998 | 1999 | 2000 | 2001  | 2002  | 2003  | 2004  |
|------|------|------|------|------|------|-------|-------|-------|-------|
| 5,6  | 7,1  | 6,5  | 5,8  | 6,2  | 6,1  | 6,663 | 6,262 | 6,682 | 5,839 |

Tab. 2: Bisherige Jahresförderung des Tagebaus Cottbus-Nord in Mio. Tonnen (Quelle: Braunkohlenausschuss des Landes Brandenburg, Geschäftsstelle)

Nimmt man über den Vorhabenszeitraum eine mögliche Spanne der durchschnittlichen Förderung zwischen 4,5 Mio. t/Jahr und 7 Mio. t/Jahr an, so ergibt sich eine Arbeitsplatzsicherung über minimal 6 Jahren und maximal 9 Jahren. Dies kann jedoch keinesfalls als "langfristige Sicherung von Arbeitsplätzen" bezeichnet werden. Einflußmöglichkeiten staatlicher Stellen zur Durchsetzung der verlängerten Arbeitsmarkteffekte durch geringere Tagebauauslastung entsprechend der beschriebenen Vorhabensvariante bestehen nach unserer Kenntnis nicht. Kommt es zu einer maximalen Ausnutzung der Lagerstätte ausserhalb des FFH-Gebietes, wie in Abschnitt 5.3. skizziert, reduziert sich der relevante Zeitraum um weitere zwei Jahre auf eine Spanne von etwa vier bis sieben Jahren.

Auch der langfristige Effekt auf den Arbeitsmarkt ist sehr gering. Die jährliche Gesamtförderung im Lausitzer Revier beträgt derzeit rund 60 Mio. t Braunkohle. (DEBRIV 2006b) Daher würde der Vorratsverlust von ca. 40 Mio. t auf lange Sicht die Braunkohleförderung in der Lausitz um weniger als 1 Jahr verkürzen, dies jedoch erst mit dem Auslaufen der derzeit aktiven Tagebaue nach dem Jahr 2030.

*vgl. SN 22.3.2004, S.7 f.; 4.4.2005, S.35*

#### 4.6. Keine Kraftwerksstilllegung bei Verzicht auf das Vorhaben

Bereits diese grundsätzliche Annahme des Planfeststellungsbeschlusses erweist sich bei näherer Prüfung als falsch, ein Arbeitsplatzverlust im Kraftwerk droht somit aufgrund eines Verzichtes auf das Vorhaben nicht. Dies wurde jedoch bereits in Abschnitt 3 behandelt, auf den hiermit verwiesen wird.

*vgl. EÖT1, S.33-35; 46, 49f.; 56-64; 4.10.2004, S. 2; 14.12.2006, S.9*

#### 4.7. Arbeitsplätze im Tagebau werden verlagert

Nach der Planung von Vattenfall wird der vorübergehend stillgelegte Tagebau Reichwalde ab 2010 wieder Kohle fördern (TERRAVATT 9/2006, S.20). Er soll unter anderem das Neubaukraftwerk in Boxberg versorgen. Das neue Kraftwerk in Boxberg soll eine Leistung von 670 MW und einen jährlichen Kohlebedarf von ca. 5 Mio. t/a haben. Das Kraftwerk ist inzwischen genehmigt und befindet sich im Bau. Es soll ab Februar 2011 Strom erzeugen. Für die zusätzliche Förderung von 5 Mio. t Braunkohle im Tagebau Reichwalde werden von Prognos ca. 410 Arbeitsplätze veranschlagt. (PROGNOS 2005, S. 118) Die Wiederinbetriebnahme von Reichwalde ist jedoch unabhängig von der Versorgung des Neubaukraftwerkes in Boxberg notwendig und geplant.

*„Reichwalde wird auf jeden Fall wieder angefahren. Wir brauchen diese Kohle nicht nur zur Versorgung des Kraftwerkes Boxberg. Um 2015 endet die Förderung im Tagebau Cottbus-Nord, der gegenwärtig gemeinsam mit dem Tagebau Jänschwalde das Kraftwerk Jänschwalde beliefert, Wir werden dann Kohle aus dem südlichen Teil des Reviers in den nördlichen bringen. Dafür unterhalten wir einen eigenen Kohlebahnbetrieb. In diesem Verbund unserer Tagebaue und Kraftwerke ist Reichwalde unverzichtbar. (Zitat R. Hassa, Vattenfall in: Sächsische Zeitung, 18./19.02.2006, S. 25)*

Der Tagebau Reichwalde war 1999 wegen mangelnden Absatzes vorübergehend stillgesetzt worden. Bereits 2009 könnte der Probetrieb der Förderbrücke aufgenommen werden, 2010 der Grubenbetrieb.

*„Zur Sicherung eines langfristigen Förderniveaus der Vattenfall Europe Mining von rd. 60 Mio. t wird im Jahr 2010 der Tagebau Reichwalde die Kohleförderung wieder aufnehmen.“ (DÄHNERT & KETZMER 2006, S.209)*

Dieses Vorhaben kann und wird die im Tagebau Cottbus-Nord ebenso wie die in der Hauptverwaltung und in Fremdfirmen Beschäftigten weitestgehend übernehmen. Selbst wenn sich die Kohleförderung des Tagebaus Reichwalde, wie vom Bergbauunternehmen argumentiert, nicht zeitlich vorziehen ließe, gehen die Arbeitsmarkteffekte beider Tagebaue zeitlich ineinander über. Nach dem Abschluss der Kohleförderung sind im Tagebau noch umfangreiche Nacharbeiten (Rückbau, Böschungssicherungen, etc.) erforderlich. Im PFB sind dafür mindestens 2 Jahre vorgesehen (vgl. Zeitplanung PFB auf S.102). Diese Nacharbeiten würden also auch bei einem Ende der Kohleförderung Mitte 2007 (vgl. Kapitel 5.2.) noch bis zum Jahr 2009 andauern. Auch im Tagebau Reichwalde sind vor Beginn der ersten Kohleförderung umfangreiche Vorarbeiten nötig. Somit gehen die Arbeitsmarkteffekte beider Tagebau weitgehend ineinander über.

Die Darstellung der Variantenprüfung des Panfeststellungsantrages, nach der höchstens 209 Mitarbeiter für den Tagebau Reichwalde benötigt würden (PFA, Variantenprüfung Anhang 5, Anlage 6), ist nicht nach den gleichen Methoden erstellt, wie die für die Vorhabensvariante angegebene Zahl. So sind hier keine Fremdfirmen und Mitarbeiter der Hauptverwaltung mitgezählt. Überdies steht diese Darstellung in deutlichem Widerspruch zu anderen VATTENFALL-Veröffentlichungen über die Arbeitsmarkteffekte des Tagebaues Reichwalde. So geht PROGNOS (2005) davon aus, dass allein die Versorgung des neu geplanten Kraftwerkes Boxberg R mit 4-5 Mio. t bereits 410 (direkte!) Arbeitskräfte sichere.

*„Der Kohlenverbrauch des neuen Kraftwerksblock wird voraussichtlich 5 Mio. Tonnen pro Jahr betragen. Vattenfall förderte im Jahr 2004 rund 59 Mio. t Rohbraunkohle. D.h. der neue*

*Kraftwerksblock entspricht 8,5 % der heutigen Kohlenförderung von Vattenfall beanspruchen. Entsprechend werden **410 Beschäftigte bei Vattenfall Europe Mining** gesichert, um die vom neuen Kraftwerksblock benötigte Braunkohle fördern zu können.“ (PROGNOS 2005, S.142)*

Verfährt man weiter nach dieser Methode angesichts der Aussage

*„Bis zu 14 Mio. t Rohbraunkohle können in diesem Tagebau jährlich gewonnen werden“  
(DÄHNERT & KETZMER 2006, S.209)*

und nimmt dabei auch nur 10 Mio. t Förderung an so verdoppelte sich der Beschäftigungseffekt des Tagebaus Reichwalde auf 810 Mitarbeiter, zu denen Fremdfirmen noch hinzuzurechnen wären. Der Widerspruch zwischen den Angaben der Variantenuntersuchung (maximal 209 Mitarbeiter) und PROGNOS (2005) (820 Mitarbeiter + Fremdfirmen) soll an dieser Stelle nur deutlich machen, das vermutlich beide Angaben keine fundierte Grundlage für die Bewertung der Arbeitsmarkteffekte im Rahmen einer behördlichen Abwägungsentscheidung bilden können.

Eine Verlagerung von Arbeitsplätzen aus dem Land Brandenburg in das Land Sachsen (vgl. PFB S.178) dürfte im Kontext einer Prüfung der Verträglichkeit mit Interessen der europäischen Gemeinschaft (Natura 2000, Klimaschutz) untergeordnet sein. Überdies würde diese nicht dazu führen, dass brandenburgische Bürger entlassen und sächsische neu eingestellt würden. Bereits jetzt pendelt ein großer Teil der Mitarbeiter von Vattenfall Europe regelmäßig in beide Richtungen über die im Zentrum des Kohlereviere liegende Landesgrenze. Der Konzerntarifvertrag schreibt „feste Kriterien für die unternehmens- und standortübergreifende Mobilität und Flexibilität der Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter“ vor. (VATTENFALL 2006c) Desweiteren würden dem Tagebau Reichwalde zugeordnete Arbeitsplätze in Fremdfirmen und in der Konzernverwaltung am Sitz derselben verbleiben, letztere in Cottbus.

*vgl. SN 4.4.2005, S.34*

## 5. Gemeinwohlbelang Planmäßiger Lagerstättenabbau

### 5.1. Drohender Vorratsverlust war bereits nach unten zu korrigieren

Die von VE-M eingereichte Variantenprüfung geht von einem Vorratsverlust von 51 Mio. t aus, wenn das Vorhaben nicht durchgeführt werden kann. Nachdem die anerkannten Naturschutzverbände im Verfahren ausdrücklich darauf hingewiesen haben, dass sich durch den Weiterbetrieb des Tagebaus in den Jahren 2005 und 2006 diese Zahl zwangsläufig reduziert (vgl. SN 4.4.2005, S.33), korrigierte das LBGR auf S.173 diesen Wert auf 42 Mio. t Rohbraunkohle. Diese Zahl zugrundegelegt, hat VE-M die tatsächlich betroffene Kohlemenge im Verfahren um mindestens 21 % überhöht angegeben.

Gleichzeitig ist das LBGR offensichtlich zu einer konsistenten Anwendung seiner neuen Erkenntnisse nicht in der Lage, wenn es auf S.182 fehlerhaft weiterhin behauptet:

*„Etwa 51 Mio. t Braunkohle gingen nicht nur der Vorhabensträgerin, sondern auch der Allgemeinheit verloren.“ (PFB, S.182)*

Auswirkungen hat die Korrektur um 9 Mio. t nach unten auch dahingehend, dass die Europäische Kommission ihr Schreiben vom 22.11.2006 möglicherweise auf Grundlage der falschen Angaben erstellte. Denn dem Schreiben der Kommission liegt ausdrücklich die Anfrage des Landes Brandenburg vom 22.11.2004 zugrunde, die den damaligen Stand des Verfahrens inklusive der von Vattenfall Europe Mining fehlerhaft erstellten Variantenprüfung der Kommission übermittelte. (vgl. Schreiben der Kommission, S.1) Ob in späteren Schreiben an die Kommission eine Richtigstellung erfolgte, können die Naturschutzverbände derzeit noch nicht einschätzen, da die Schreiben ihnen nicht vorliegen.

*vgl. SN 4.4.2005, S.33*

### 5.2. Weitere Lagerstättennutzung im räumlichen Bereich des HBP 2005/2006

Der PFB enthält keine Aussage darüber, inwieweit ein Tagebaustand 12/2006 mit einem Vorratsverlust von 42 Mio. t dem mit dem Hauptbetriebsplan 2005/2006 genehmigten maximalen Abbaustand entspricht. Dieser vom LBGR am 29.Juni 2005 genehmigte Betriebsplan gestattete den Tagebaubetrieb bis 50 m südlich des Hammergraben-Altlaufes, ohne dafür von einer Beseitigung des Hammergrabens auszugehen.

*„Aus den vorgenannten Darlegungen ergibt sich, dass die Zulassung des Hauptbetriebsplanes 2005/2006 zum 1.Juli 2005 in Hinsicht auf das parallel laufende Planfeststellungsverfahren sachlich und rechtlich unabhängig erfolgen kann.“ (VATTENFALL 2005: Aktualisierung HBP Tagebau Cottbus-Nord 2005/2006, Anlage 4, S.3, vgl. auch Übersichtskarte aktualisierte Filterbrunnenentwässerung)*

Das LBGR hätte am 18.12.2006 höchstens den Vorratsverlust für diesen durch den HBP bereits genehmigten Tagebaustand als vom Vorhaben betroffen ansetzen dürfen. Ausweislich der Anlage Bgl. 6 des Klageverfahrens stand der Tagebau im November 2006 noch 175 m vor dem Hammergraben.

*„Der Tagebau hatte im November 2006 einen Abbaustand von ca. 175 m südlich des Hammergraben-Altlaufes erreicht.“ (Erklärung des Fachbereiches Tagebauplanung, Anlage Bgl. 6 des Klageverfahrens)*

Der Tagebau arbeitete mithin langsamer als im HBP vorgesehen. Es ist deshalb davon auszugehen, dass südlich des Hammergraben-Altlaufes auch bei Verzicht auf das Vorhaben unter Ausnutzung des für 2005/2006 vorgesehenen Abbaubereiches weitere Kohle gewonnen werden kann. Es kann angesichts der Antragsunterlagen angenommen werden, dass bei einem Vorrat von 52 Mio. t zum Ende des Jahres 2004 dem HBP ein Abbau von 11,5 Mio. t zugrundegelegt wurde, nämlich 6 Mio. t im Jahr 2005 und 5,5 Mio. t im Jahr 2006. (vgl. PFA, Variantenprüfung, Anlage 1: Kraftwerksversorgung Jänschwalde in der Vorhabensvariante) Der mögliche Vorratsverlust sinkt dementsprechend auf 40,5 Mio. t.

Dabei ist der Anteil der zum jetzigen Zeitpunkt noch gewinnbaren Kohle davon abhängig, wie genau das LBGR die Vorratsmenge von 42 Mio. t mit dem Zeitpunkt „Jahresende 2006“ in Verbindung bringen konnte. So meldet Vattenfall Europe Mining immer erst zu Jahresbeginn die im Vorjahr tatsächlich erreichte Fördermenge. Es ist deshalb von Ungenauigkeiten auszugehen, die bedingen, dass deutlich mehr als 1,5 Mio. t noch im Jahr 2007 im räumlichen Abbaubereich des HBP 2005/2006 förderbar sind.

Deutlich wird dies, wenn man anhand der o.g. Übersichtskarte des HBP 2005/2006 den bisherigen Tagebaufortschritt ins Verhältnis zum noch bestehenden Abstand setzt. Da die Abbauscheibe des Hauptbetriebsplanes näherungsweise einem Kreissegment entspricht, ist die vom Tagebau überstrichene Fläche proportional zum Abstand am engsten Punkt zum Hammergraben. Die Skizze verdeutlicht diesen Ansatz.

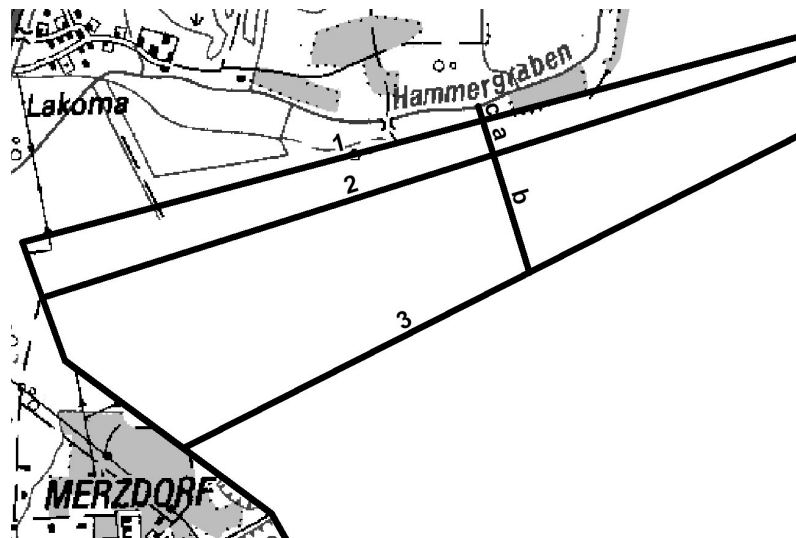


Abb.: Skizze zur überschlägigen Schätzung der verbleibenden Betriebszeit und Kohlemenge: 1 – Endstellung der Abbauscheibe des HBP 2005/2006; 2 – aktueller Tagebaustand; 3 – Tagebaustand Januar 2005; a= verbleibende Strecke bis zum aktuellen Tagebaustand; b= überbaggerter Bereich; c= Abstand bei Stop vor dem Hammergraben, laut HBP 50 m

Im Bereich der engsten Stelle zum Hammergraben liegen die Linien 1 und 3 etwa 450 m auseinander. Für einen Abbaustand im November 2006 ( $b=125$  m) beträgt das Verhältnis der seit Januar 2005 überbaggerter Fläche zu noch (ohne Gewässerstilllegung) verfügbarer Fläche etwa 2,6 : 1. Setzt man für den weiteren Betrieb also den durchschnittlichen Tagebaufortschritt der vorangegangenen 22 Monate an, so kann ab November 2006 noch 8,8 Monate in der durchschnittlichen bisherigen Geschwindigkeit gearbeitet werden, bis der

50 m - Abstand vom Hammergraben erreicht ist. Dies dürfte unter diesen Annahmen nicht vor Juli 2007 eintreten. Laut Schriftsatz von Vattenfall Europe Mining als Beigeladene des Klageverfahrens vom 5.1.2007 (S.4) geht der Tagebaubetreiber selbst sogar von einer Nutzung bis September 2007 aus. Denn erst für diesen Zeitpunkt wird die Wirksamkeit weiterer Entwässerungsanlagen für die Tagebauführung als notwendig erachtet. Somit scheint sich der Tagebau im Laufe des Jahres 2006 weiter verlangsamt zu haben.

Annähernd gleichmäßige Lagerstättenverhältnisse ebenfalls vorausgesetzt, können noch ca. 3,2 Millionen Tonnen gewonnen werden. Dies ist als Indiz dafür zu werten, dass seitens des LBGR der Vorrat zum Jahresende 2006 zu gering, die vom Vorhaben abhängige Kohlegewinnung aber überhöht angegeben wurde, weil diese Zahlen nicht – wie suggeriert werden sollte – identisch sind. Andernfalls würde der genehmigte Hauptbetriebsplan 2005/2006 nicht mit der Vorhabensbeschreibung der Variantendarstellung (11,5 Mio. t in 2005-06) übereinstimmen.

*vgl. SN 22.3.2004, S.7; EÖT1, S.32; 36; SN 4.4.2005 S.33*

### 5.3. Weitere Nutzung der Lagerstätte ohne das Vorhaben nicht geprüft

Es bestehen darüber hinaus weitere Möglichkeiten, im Falle eines Erhaltes des FFH-Gebietes das Auslaufen des Tagebaues bergtechnisch so abzuändern, dass eine maximale Ausnutzung vorhandener Rohstoffe ohne Zerstörung des Gebietes erfolgt.

Die Prinzipskizze verdeutlicht diese Möglichkeiten, die durch von VE-M unabhängige Fachleute zu prüfen gewesen wären. Hierdurch kann sich eine weitere Verringerung des Vorratsverlustes bei Erhalt der Lakomaer Teichlandschaft, wie auch eine Verlängerung des Beschäftigungseffektes ergeben.

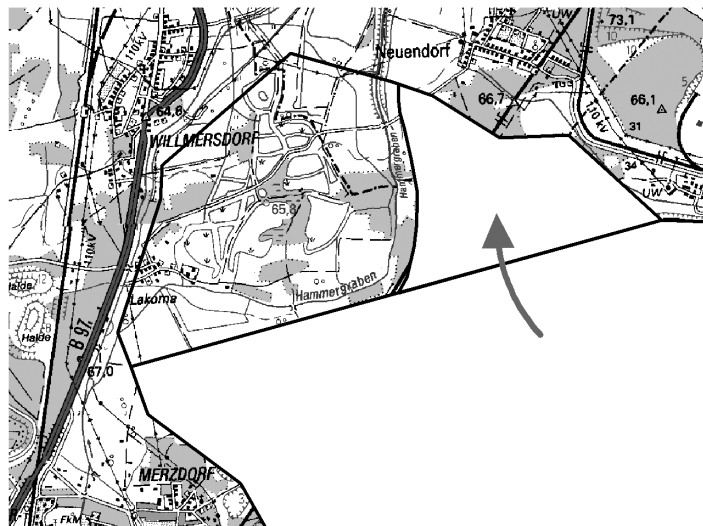


Abb.: Verringerung des Vorratsverlustes bei Erhalt der Lakomaer Teiche (Prinzipskizze)

Zur Umsetzung einer solchen Variante kann nach gründlicher Prüfung auch aus Sicht der Umweltverbände eine Befreiung von den Verboten des Landschaftsschutzgebietes in Frage kommen, sofern weitere nötige Infrastruktur (Entwässerungsbrunnen etc.) weitestgehend östlich der FFH-Gebietsgrenze eingeordnet wird und das FFH-Gebiet nicht weiter beeinträchtigt wird.

Unterstellt man vereinfachend gleichmäßige Lagerungsverhältnisse des Kohleflözes, so läßt sich auch hier aus dem Flächenanteil in guter Näherung ein Rückschluß auf die Kohlemenge ziehen. Das nach dem HBP noch abzubauenende Feld wurde anhand der Karte „Aktualisierte Filterbrunnenentwässerung“ auf ca. 530 ha geschätzt, unter denen etwa 40,5 Mio. t Kohle lagern. Abhängig vom zum Hammergraben einzuhaltenden Mindestabstand gestaltet sich der außerhalb des FFH-Gebietes gewinnbare Flächenanteil und damit die nutzbare Kohlemenge.

| Abstand Abbaukante vom Hammergraben-Altlauf | Fläche des östlich verbleibenden Feldes | Anteil am Restfeld des Tagebaus |
|---|---|---------------------------------|
| 100 m                                       | Ca. 177 ha                              | 33 %                            |
| 150 m                                       | Ca. 167 ha                              | 31 %                            |
| 200 m                                       | Ca. 156 ha                              | 29 %                            |
| 250 m                                       | Ca. 147 ha                              | 28 %                            |

Tabelle 3: Geschätzter Flächenanteil des nutzbaren Restfeldes

Unter Berücksichtigung steigender Randeffekte und möglicher bergtechnischer Schwierigkeiten kann von einer noch nutzbaren Kohlemenge von etwa 10 Mio. t ausgegangen werden. Dies würde mehr als zwei Jahresförderungen zu je 4,7 Mio. t ermöglichen.

Vergleicht man die Umriss des geplanten Tagebaus mit denen des ursprünglichen Rahmenbetriebsplanes Tagebau Cottbus-Nord vor dessen Abänderung im Jahre 1996, so drängt sich die Vermutung auf, dass die Nutzung derart verkürzter Tagebaustrossen bergtechnisch ohne weiteres beherrschbar sein müßte. Anderenfalls wäre sie schwerlich Gegenstand eines genehmigten Rahmenbetriebsplanes geworden. Die Bereiche der 1996 eingezogener Abbaukanten sind in der Abbildung dargestellt, vgl. auch PFA, Variantenprüfung, Anhang 7, S.7)

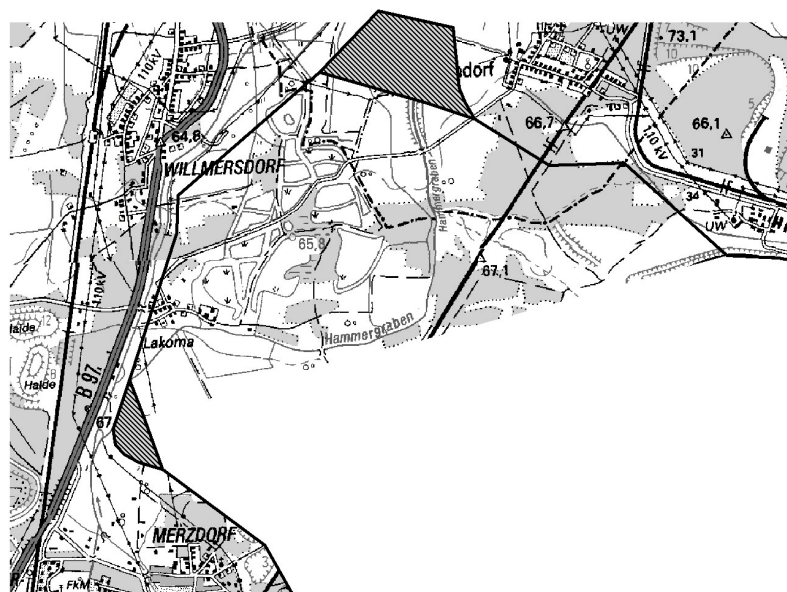


Abb.: zwei Bereiche bereits eingezogener Abbaukanten des Tgb. Cottbus-Nord

Vgl. SN 4.4.2005 S.33f.

#### 5.4. Verbleibende Unsicherheiten über den genauen Inhalt der Lagerstätte

Die aus Probebohrungen errechnete Vorratsmenge unter dem Teichgebiet ist mit Unsicherheiten behaftet, die durchaus eine Million Tonnen umfassen können, wie von Vattenfall im Erörterungstermin ausgeführt wurde.

*„Wir werden auch weiterhin an der Vertiefung unserer Erkenntnisse aus der Erkundung arbeiten und es kann sein, dass wir in zwei oder drei Jahren vielleicht eine Million Tonnen Kohle noch mehr finden oder uns rückwärts korrigieren.“ (Zitat Dietmar Beutler, Vattenfall, in Erörterungsprotokoll vom 29.Juni bis 1.Juli 2004, S. 33)*

Es ist davon auszugehen, dass VE-M stets einen für seine Argumentation günstigen Wert am oberen Ende der möglichen Spanne angegeben hat.

Es liegt damit nach dem bisher ausgeführten im Bereich des Möglichen, dass der zwangsläufig durch Verzicht auf das Vorhaben eintretende Vorratsverlust deutlich weniger als 35 Mio. t Rohbraunkohle umfaßt. In diesem Fall wären die von Vattenfall im Verfahren gemachten Angaben über einen Vorratsverlust von 51 Mio. t um mehr als 30-40 % überhöht gewesen.

#### 5.5. Geringe Bedeutung des drohenden Vorratsverlustes

Der Anteil eines Vorratsverlustes von 40,5 Mio. t an den im Lausitzer Braunkohlenrevier durch Rahmenbetriebspläne zum Abbau genehmigten Vorräten von ca. 1410 Mio. t zum Ende 2006 beträgt bereits lediglich 2,9 Prozent. Er ist daher von geringer Bedeutung. Dieser Anteil verringert sich weiter auf 2,2 %, sollten die gemäß Abschnitt 5.3. weitere 10. Mio. t Kohle aus dem Tagebau Cottbus-Nord gewonnen werden können.

*vgl. SN 4.4.2005, S.32*

#### 5.6. Kompromisse beim planmäßigen Lagerstättenabbau sind unerlässlich

Der PFB erweckt bisweilen den Eindruck, der Gemeinwohlbelang des sinnvollen und planmäßigen Lagerstättenabbaus erfordere gleichzeitig zwingend einen vollständigen Lagerstättenabbau. Das dem nicht so ist, beweist eine Vielzahl von Beispielen. Wenn insbesondere das LBGR einen Erhalt weiterer Landschaftsteile für grundsätzlich ausgeschlossen erachtet, setzt es sich in Widerspruch zur eigenen Genehmigungspraxis in früheren Verfahren. Dies soll an drei Beispielen deutlich gemacht werden:

##### a) Einziehen der Abbaukante des Tagebaus Cottbus-Nord 1996

Im Jahre 1996 beantragte die damalige LAUBAG (heute VE-M) eine Abänderung des am 14.2.1994 genehmigten Rahmenbetriebsplanes Tagebau Cottbus-Nord 1994 bis Auslauf. Im Rahmen dieser Abänderung sollte die zuvor geplante Abbaukante an drei Stellen eingezogen werden, und zwar jeweils nahe der Orte Dissenchen, Merzdorf und Neuendorf.

*„Bezogen auf den Anfangsstand des Rahmenbetriebsplanes sind durch die in Teilbereichen veränderten Randböschungen insgesamt 8,0 Mio. t Kohle weniger gewinnbar“ (LAUBAG 1996: S.6)*

Die Abbildung im vorangegangenen Kapitel zeigt die beiden nördlichen Bereiche. Die zur Begründung dieser Abänderung ins Feld geführten Belange waren nicht gewichtiger als der Erhalt eines Gebietes von gemeinschaftlicher Bedeutung es heute darstellt. Aufgeführt sind im Einzelnen:

- Einordenbarkeit der Trasse der Ortsumfahrung Cottbus der (damaligen) B 97
- Betrieb des Kalksandsteinwerkes
- Verminderung der Immissionsbelastung der Bereiche Merzdorf/Dissenchen um 150 bis 200 m
- naturnahe Gestaltung der Massenentnahmestelle Maust (die damals ungerechtfertigt als Ausgleichsfläche für die Lacomaer Teiche vorgesehen war) (LAUBAG 1996: S.4-5)

#### b) Einziehung der Abbaukante des Tagebaus Jänschwalde 1999

Am 31.03.1999 beantragte die damalige LAUBAG (heute VE-M) eine Abänderung des am 14.2.1994 genehmigten Rahmenbetriebsplanes Tagebau Jänschwalde 1994 bis Auslauf. Im Rahmen dieser Abänderung sollte die zuvor geplante Abbaukante bei Grießen eingezogen werden.

*„Bezogen auf den Anfangsstand des Rahmenbetriebsplanes (01.01.1994) sind durch die Einziehung der Abbaugrenze im Bereich der Nordostmarkscheide des Tagebaus Jänschwalde 10,0 Mio. t Kohle weniger gewinnbar“ (LAUBAG 1999: S.6)*

Die zur Begründung dieser Abänderung ins Feld geführten Belange waren nicht gewichtiger als der Erhalt eines Gebietes von gemeinschaftlicher Bedeutung es heute darstellt. Aufgeführt sind im Einzelnen:

- Vermeidung einer Inanspruchnahme des Landschaftsschutzgebietes Neißeauwe um Grießen
- Vermeidung der Inanspruchnahme der Trasse Forst-Guben der Deutschen Bahn AG

Mit Bescheid vom 18.01.2000 genehmigte das damalige Oberbergamt (heute LBGR) die Abänderung des Betriebsplanes. Die Begründung stützt sich im wesentlichen darauf, dass nach damaliger Rechtslage (§ 12 RegBKPIG) die bergrechtlichen Betriebspläne mit den Braunkohlenplänen in Einklang zu bringen waren. Der in Bezug genommene am 8.9.1998 für verbindlich erklärte Braunkohlenplan Jänschwalde war jedoch nichtig, wie das Brandenburgische Verfassungsgericht in seinem Urteil vom 15. Juni 2000 (VfGBbg 32/99) feststellte. In der Begründung der Genehmigungsentscheidung wird der Gemeinwohlbelang sinnvoller und planmäßiger Lagerstättennutzung ebensowenig erwähnt, wie eine zeitlich kürzere Sicherung von Arbeitsplätzen. Stattdessen führt das damalige Oberbergamt aus:

*„Dem Vorhaben entgegenstehende Planungsrechtliche Hindernisse sind nicht bekannt und auch im Beteiligungsverfahren nicht bekannt geworden“ (OLB 2000, S.7)*

#### c) Unvollständige Lagerstättennutzung im Tagebau Meuro

Im ehemaligen Tagebau Meuro wurde ebenfalls auf eine vollständige Auskohlung der genehmigten Lagerstätte verzichtet. In diesem Fall wurden rund 13 Mio. t Braunkohle im

Endbereich einer vollständig erschlossenen Lagerstätte nicht genutzt. Dies ergibt sich aus dem Vergleich der Planzahlen aus dem Rahmenbetriebsplan mit der späteren tatsächlichen Fördermenge. Die Kohleförderung im Tagebau Meuro wurde 1999 eingestellt.

|                         | 1994 | 1995 | 1996 | 1997 | 1998 | 1999 |
|-------------------------|------|------|------|------|------|------|
| Nach Rahmenbetriebsplan | 7,0  | 8,0  | 8,2  | 9,0  | 9,5  | 3,0  |
| Ist-Förderung           | 5,3  | 4,8  | 5,1  | 4,8  | 5,9  | 5,7  |

Tab.4: Planzahlen und Kohleförderung im Tagebau Meuro (Quelle: Braunkohlenausschuss des Landes Brandenburg, Geschäftsstelle)

Der Tagebau Meuro wurde zu diesem Zeitpunkt von der bundeseigenen LMBV betrieben. Auch dies verdeutlicht, dass sich aus Sicht der Bundesrepublik Deutschland keine Probleme mit einer unvollständigen Nutzung von Lagerstätten ergeben.

Insgesamt wurden mit den drei genannten Beispielen rund 31 Mio. t Braunkohlevorräte in vollständig erschlossenen und sich damals in Betrieb befindenden Tagebauen nicht genutzt. Die Gemeinwohlgründe, die in diesen Fällen das Interesse am weiteren Lagerstättenabbau überwogen, waren auch in ihrer Gesamtheit nicht gewichtiger als der Erhalt eines Gebietes von gemeinschaftlicher Bedeutung.

#### 5.7. Zur Verfügung stehende Gesamtkohlemenge im Lausitzer Revier

Die im gesamten Lausitzer Kohlerevier heute in genehmigten Abbaufeldern zur Verfügung stehende Kohlemenge ist höher als sie zum Zeitpunkt der Genehmigung der Rahmenbetriebspläne für das Jahr 2007 angenommen wurde. Dies verdeutlicht vor allem die im Rahmenbetriebsplan nicht geplante Stillsetzung des Tagebaus Reichwalde aufgrund zu geringen Kohlebedarfs im Jahre 1999. Dies hängt mit dem dem geringeren Absatz von Braunkohlestrom während der Neunziger Jahre und dem damaligen Verzicht auf den Bau eines zweiten neuen Kraftwerksblockes am Standort Boxberg zusammen.

Doch selbst wenn man den Vorrat nicht auf konkrete Zeitpunkte, sondern auf die Versorgung der Kraftwerke bezieht (da nunmehr ein neuer Block errichtet wird), ergibt sich ein geringerer Kohlebedarf als geplant.

Ursprünglich war für den Kraftwerksstandort Boxberg der Bau von 2 Kraftwerksblöcken mit jeweils 800 MW Bruttoleistung und Inbetriebnahme im Jahr 1996 geplant. (STOLL 1993, S. 76) Aufgrund der geplanten Inbetriebnahme im Jahr 1996 hätte dieser nach damals verfügbarem Stand der Technik einen Nettowirkungsgrad von ca. 39 %. (vgl. VEAG 1996, S. 87) Entgegen der ursprünglichen Planung wurde jedoch vorerst nur ein Block mit 900 MW Bruttoleistung gebaut und erst im Jahr 2000 in Betrieb genommen. (VATTENFALL 2004) Inzwischen ist für das Jahr 2011 die Inbetriebnahme des zweiten Blockes vorgesehen, der jedoch nur 670 MW Bruttoleistung haben soll. (PROGNOS 2005, S. 118)

Aufgrund der späteren Inbetriebnahme und dem damit verbundenen technischen Fortschritt liegt der Wirkungsgrad beider Kraftwerke weit über den ursprünglichen Planungen. Der 900 MW-Block hat einen Nettowirkungsgrad 41,8 %. (VATTENFALL 2004) Der 670 MW

Block soll einen Nettowirkungsgrad von mindestens 43 % haben. (TERRAVATT 12/2005, S. 48)

Entsprechend kann von einem gegenüber der ursprünglichen Planung der Treuhandanstalt verringertem Kohlebedarf beider Kraftwerksblöcke ausgegangen werden. Für neue Braunkohlekraftwerke wird üblicherweise eine Lebensdauer von 40 Jahren angesetzt. Die über diesen Zeitraum durch Effizienzsteigerung gegenüber der Planung (bei Privatisierung der LAUBAG und der Erstellung der Rahmenbetriebspläne) gesparte Kohlemenge dürfte einen Vorratsverlust von 40 Mio. t im Tagebau Cottbus-Nord deutlich übersteigen. In Summe entsteht durch eine Verringerung der Vorratsnutzung daher kein Nachteil für die Allgemeinheit.

vgl. SN 4.4.2005, S.35f.

## 6. Gemeinwohlbelang Sichere und preisgünstige Energieversorgung

### 6.1. Kein Einfluß des Vorhabens auf Sicherheit der Stromversorgung

Die Sicherheit der Stromversorgung ist auch ohne die geplante Inanspruchnahme des Teichgebietes gewährleistet, da das Kraftwerk Jänschwalde mit der für den wirtschaftlichen Betrieb ausreichenden Kohlemenge von mehr als 20 Mio. t/a betrieben werden kann. Eine verringerte Kohleversorgung des Kraftwerkes würde vor allem zuerst zu einem verminderten Stromexport zu Schwachlastzeiten führen. Für die Bereitstellung der Stromnachfrage stehen vor allem bei Schwachlast weit größere Kraftwerkskapazitäten zur Verfügung, als zur Nachfragedeckung erforderlich sind.

- Für den Beitrag des Kraftwerkes Jänschwalde zur Sicherheit der Stromversorgung ist dessen installierte Leistung (Engpassleistung) entscheidend. („*Engpassleistung: Durch den leistungsschwächsten Anlagenteil begrenzte maximal ausfahrbare Leistung eines Kraftwerks oder Kraftwerksparks*“ SCHAEFER (Hrsg.) 1994) Die Sicherheit der Stromversorgung ist nicht an eine dauerhafte Maximalauslastung des Kraftwerkes Jänschwalde gebunden. Da Strom nicht gespeichert werden kann, ist es vielmehr notwendig, die Stromnachfrage immer zeitgenau zu decken. Daher ist für die Sicherheit der Stromversorgung eine ausreichende Engpaßleistung als Summe der maximal verfügbaren Leistung aller Kraftwerke erforderlich.
- Dafür ist die verfügbare Maximalleistung (Nettoleistung) des Kraftwerkes Jänschwalde entscheidend. Diese verfügbare Kraftwerksleistung ist dann gesichert, wenn das Kraftwerk als solches mit der verfügbaren Kohlemenge wirtschaftlich betrieben werden kann und die Leistungsanforderungen (Teillastfähigkeit und Leistungsänderungsgeschwindigkeit) erfüllbar sind. Dies ist auch mit 18 bis 20 Mio. t Braunkohle pro Jahr gegeben.
- Der Leistungsbedarf im Netz schwankt stark (vor allem zwischen Tag und Nacht) und erreicht nur zu wenigen Zeiten seinen Maximalwert (vor allem mittags und abends). Zudem erreicht die Stromnachfrage nur an wenigen Stunden im Jahr ihren Höchstwert. Somit ist es für eine sichere Stromversorgung nicht erforderlich, dass alle Kraftwerke rund um die Uhr ihre volle Leistung einspeisen. Vor allem zu Schwachlastzeiten kann es mit einer reduzierten Leistung betrieben werden.
- Das Kraftwerk besitzt einen Kohlespeicher für mehrere Tage. Somit kann es temporär die Maximalleistung erzeugen und einspeisen, auch wenn mit der verfügbaren Kohlemenge diese Maximalleistung nicht ganzjährig und zu jeder Zeit erzeugbar ist. Die Maximalleistung eines Kraftwerkes hängt nicht von der durchschnittlich zur Verfügung stehenden Kohlemenge ab.
- Das Kraftwerk Jänschwalde ist wie auch die anderen großen Kohlekraftwerke Ostdeutschlands in einem weiten Leistungsbereich zwischen 40 und 100 % der Maximalleistung regelbar. Die erreichbare Leistungsänderungsgeschwindigkeit von 3 % der Nennleistung je Minute im Normalbetrieb ermöglicht ein problemloses Anpassen Kraftwerksleistung an die Schwankungen der Stromnachfrage, wie beispielsweise das Abfahren des nächtlichen Minderbedarfes. (PETER et al. 1995, S.39, 41) Damit ergibt sich rechnerisch die Möglichkeit, das Kraftwerk innerhalb von 20 Minuten aus dem Zustand von 40 prozentiger Teillast in den Volllastzustand zu überführen und bei Bedarf umgekehrt die Leistung ebenso schnell zu reduzieren.

*„Im Normalbetrieb der Anlagen E und F lassen sich heute 3 %/min oder 15 MW/min Laständerungsgeschwindigkeiten unter Einhaltung aller Grenzwerte erreichen. Bei maximaler Ausnutzung der maschinenausrüstungsseitigen Anlagenreserven wurde 5 %/min Laständerungsgeschwindigkeit bei ebenfalls Einhaltung aller Grenzwerte erzielt.“... „ Selbst feuerungsseitige Teillasten von etwa 40 % sind problemlos unter Einhaltung der Grenzwerte darstellbar. Das Kraftwerk Jänschwalde nimmt heute mit seiner kompletten Leistung an der Primär- wie auch Sekundär-Frequenzregelung des Netzes teil.“ (PETER et al.1995)*

- Eine gegenüber der Planung von Vattenfall verringerten Kohleversorgung des Kraftwerkes (mit mehr als 20 Mio. t/a) würde zu einem verstärkten Teillastbetrieb des Kraftwerkes führen, was vor allem während Schwachlastzeiten völlig unproblematisch ist. Dieser würde zuerst zu einem verminderten Stromexport zu Schwachlastzeiten führen. Dies geht aus den Ergebnissen der DENA – Netzstudie von 2005 hervor. In den dort beispielhaft betrachteten Jahren 2007, 2010 und 2015 wird aus dem deutschen Netzgebiet bei Schwachlast und ohne Berücksichtigung der temporär zusätzlich einspeisenden Windenergie immer Strom in größeren Mengen ins Ausland exportiert. Dabei steigen die Exporte mit zunehmender Windstromeinspeisung (DENA 2005, S.93-101)

Somit ist die Sicherheit der Energieversorgung bei Verringerung der Brennstoffzufuhr für das Kraftwerk Jänschwalde nicht gefährdet.

Das LBGR hat im Planfeststellungsbeschuß gelegentlich angedeutet, die Prüfung der Gemeinwohlziele auf das Land Brandenburg beziehen zu wollen (z.B. zu Arbeitsplätzen, s. PFB S.178). In einem solchen Fall fällt die Prüfung bezüglich der Versorgungssicherheit bereits dadurch zu Ungunsten des Projektes aus, dass Brandenburg 55,9 % seiner Stromproduktion in andere Bundesländer oder das Ausland exportiert. (LDS 2005; S.16; Zahl für 2003)

vgl. SN 16.3.2006, S.19f.

## 6.2. Zur Versorgung des Marktes mit Rohstoffen

Ohne die geplante Inanspruchnahme der Teichlandschaft ergeben sich keine oder höchstens marginale Auswirkungen auf den Braunkohle-Rohstoffpreis.

- Die aktuelle Marktsituation für Braunkohle wird von PFAFFENBERGER treffend charakterisiert. Es existiert kein Markt für Braunkohle.

*„Der Brennstoffpreis in Höhe von 3,60 €/MWh (Primärenergie, frei Kraftwerk) basiert auf Angaben der Unternehmen Vattenfall Europe und RWE, da ein Markt für Braunkohle nicht existiert.“ (PFAFFENBERGER 2004, S. 8-3)*

- Der fehlende Markt erklärt sich damit, dass Braunkohle überwiegend Kraftwerksnah verstromt wird sowie dass Braunkohlebergbau und Braunkohlekraftwerke meistens demselben Konzern gehören, wie dies bei den Energiekonzernen RWE und Vattenfall der Fall ist. Rohbraunkohle wird auch nur zu einem marginalen Anteil Grenzüberschreitend gehandelt (Statistik der Kohlenwirtschaft 2006) Aufgrund des fehlenden Marktes kann also auch der Wegfall der Kohleförderung in einem Tagebau keinen Einfluss auf den Rohstoffmarkt haben. Eine verringerte Braunkohleförderung in

einem Unternehmen hat daher nur einen Einfluss auf die produzierbare Strommenge aus Braunkohle. Da es keinen Markt für Braunkohle gibt, ist auch durch eine Angebotsverknappung nicht mit einem Anstieg des (Markt-) Preises für Braunkohle zu rechnen. Für die braunkohlefördernden Unternehmen sind dafür nur die Förderkosten der verbleibenden Tagebaue relevant.

- Der Einfluss des Tagebaus Cottbus-Nord auf die gesamtdeutsche Braunkohleförderung ist auf Grund der relativ geringen Fördermenge nur sehr gering und verursacht keine signifikanten Einflüsse. Die geplante Förderung von durchschnittlich 4,7 Mio. t/a (PFB, S. 172) beträgt weniger als 3 % der Gesamtdeutschen Braunkohleförderung. Diese lag beispielsweise im Jahr 2005 bei 177,9 Mio. t (DEBRIV 2006).
- Eine verringerte Braunkohleförderung in einem Unternehmen hat daher nur einen Einfluss auf die produzierbare Strommenge aus Braunkohle und kann nur über diesen Wirkungspfad einen sehr begrenzten Einfluss auf den Strommarkt nehmen.

### 6.3. Kein Einfluß des Vorhabens auf Preisgünstigkeit der Energieversorgung

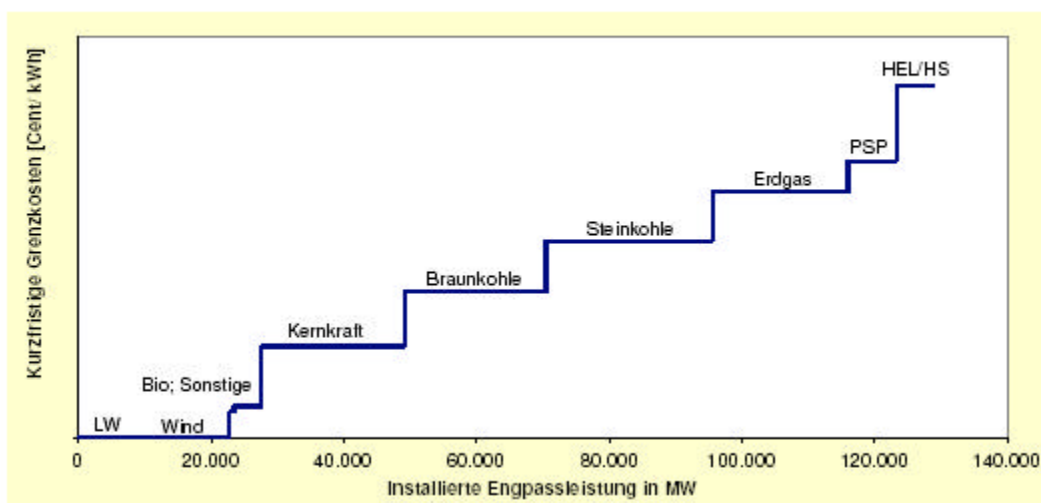
Seit der Liberalisierung des Strommarkt 1998 haben sich die Marktmechanismen wesentlich verändert, vor allem durch die nun vorgeschriebene juristische Trennung der Teilbereiche Erzeugung, Transport und Vermarktung.

Die Untersuchung der Auswirkung einer niedrigeren Stromproduktion aus Braunkohle auf die Strompreise ist ein komplizierter Sachverhalt. Grundsätzlich sind in einem liberalisierten Strommarkt die Preise, die durch das Zusammenspiel von Angebot und Nachfrage entstehen, nicht mit den Erzeugungskosten zu verwechseln. Die Strompreise werden in Deutschland durch die Strombörse EEX gebildet. Alle Stromerzeuger verkaufen in der Regel ihre Stromproduktion zum Strompreis der EEX. Kraftwerke mit niedrigen Kosten führen also nicht zu niedrigen Strompreisen, sondern nur zu höheren Gewinnen bei den Betreibern, da der Strom immer zu Marktpreisen und nicht zu den realen Kosten verkauft wird. Eine Minderproduktion aus dem Braunkohlekraftwerk Jänschwalde könnte nur zu höheren Strompreisen führen, wenn dadurch die deutschlandweite Preisbildung an der Strombörse EEX beeinflusst würde. Dies ist aber unter den gegebenen Umständen extrem unwahrscheinlich. Eine wesentliche Ursache dafür ist, dass es sich bei der diskutierten Strommenge von rund 3,5 TWh/a (PFB, S. 175) aus der geplanten Förderung in Cottbus-Nord, nur um rund 0,6 % der deutschen Stromerzeugung von rund 600 TWh/a handelt. Im Jahr 2004 betrug die Bruttostromerzeugung beispielsweise 607 TWh (PROGNOS 2005, S.58). Zur Verdeutlichung des Sachverhaltes wird im folgenden der Preisbildungsmechanismus an der Strombörse EEX erläutert:

Strompreisbildung an der Strombörse EEX:

*„... die Strompreisbildung am Markt orientieren sich an der Merit Order. Der Preis für Strom auf dem Großhandelsmarkt entspricht idealer Weise den Grenzkosten der zuletzt erzeugten Stromeinheit.“ ... „Anlagen mit niedrigen kurzfristigen Grenzkosten (Braunkohlenkraftwerke, Kernkraftwerke) werden dementsprechend mehr Stunden im Jahr eingesetzt als Kraftwerke mit hohen Grenzkosten (Pumpspeicherkraftwerke und Gasturbinen). Es kommt zur Ausprägung der typischen **Merit Order** für den bestehenden Kraftwerkspark in Deutschland.“ (PROGNOS 2005, S. 23)*

Abbildung 4: Prinzipbild der Merit Order im deutschen Kraftwerkspark



Quelle: Eigene Berechnungen der Prognos AG

Abb.: Prinzipbild der Merit Order im deutschen Kraftwerkspark (aus PROGNOSES 2005)

Die Strompreise (in der Abbildung als Market-clearing-price (MCP) bezeichnet) bestimmen sich durch den Schnittpunkt der Angebotskurve (der Merit Order) und der Nachfragekurve (der Stromnachfrage).

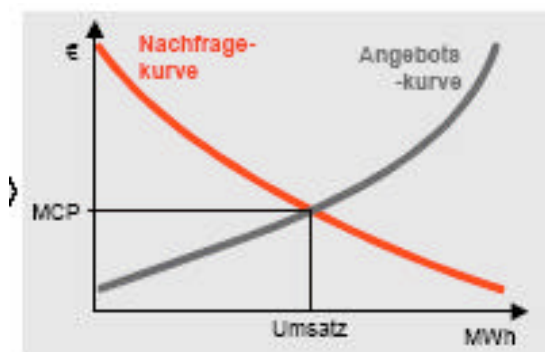


Abb.: Preisbildung aus Angebot und Nachfrage (aus EEX, 2004, S. 27)

Da tagsüber die Nachfrage nach Strom höher ist, sind die Preise tagsüber höher. Da nachts die Nachfrage niedrig ist sind auch die Preise niedriger. Dies sei im folgenden durch ein Beispiel verdeutlicht, in dem die Großhandelspreise an der EEX für den 20. Oktober 2003 dargestellt sind:

Die Abbildung verdeutlicht beispielhaft die Marktpreisentwicklung für Strom über einen Tag an der EEX. Im Off Peak (nachts) bestimmen nach KRAUS die variablen Produktionskosten (Grenzkosten) der Steinkohlekraftwerke den Preis. Im Peak (am Tag) sind hauptsächlich die variablen Produktionskosten (Grenzkosten) von Erdgaskraftwerken preisbildend. Als Peak werden Stromlieferungen Werktags von 8 Uhr bis 20 Uhr einschließlich Spitzenlast bezeichnet, während der Off Peak eine Stromlieferung in der sonst verbleibenden Zeit darstellt. Das Produkt Base (Grundlast) ist eine durchgehende Stromlieferung. Der Preis für Grundlast ist also ein Durchschnittspreis aus dem Preis im Peak und im Off Peak.

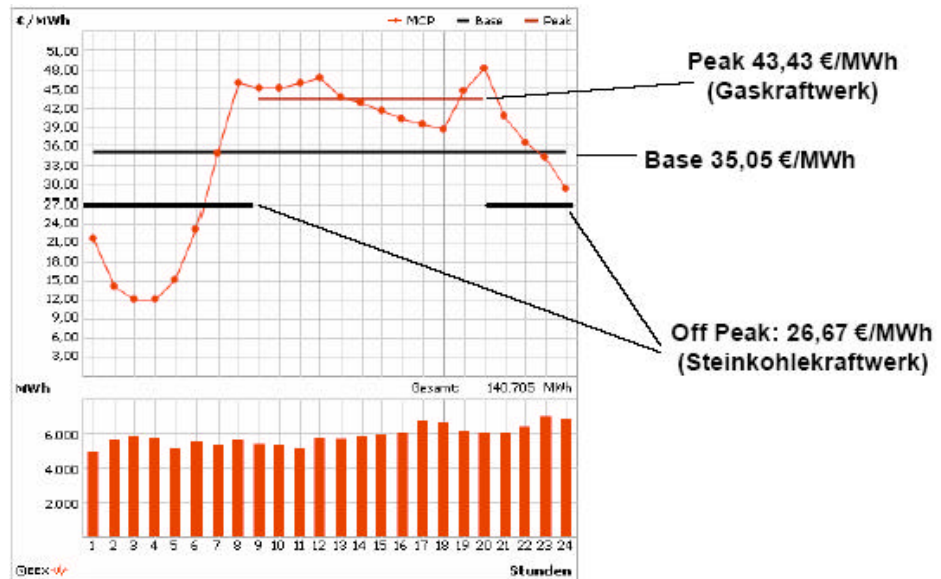


Abb.: Preisentwicklung am Spotmarkt der EEX (aus KRAUS 2004, S. 20)

An der Strombörse bieten die Kraftwerksbetreiber ihre Stromproduktion zu variablen Produktionskosten (Grenzkosten) an. Die variablen Produktionskosten entsprechen dabei der Summe aus den variablen Betriebskosten und Brennstoffkosten und liegen deutlich unter den gesamten Stromerzeugungskosten (Vollkosten) (PROGNOS 2005, S.23).

In der Merit Order sind sämtliche Kraftwerke mit steigenden variablen Kosten sortiert. Zuerst werden die Kraftwerke mit niedrigen variablen Kosten eingesetzt. Preisbestimmend sind die variablen Kosten (Grenzkosten) des letzten Kraftwerks, das zur Deckung der Nachfrage benötigt wird. In Deutschland sind Erdgas- und Steinkohlekraftwerke in der Regel strompreisbestimmend, da sie meistens die Kraftwerke sind, die zur Nachfragedeckung benötigt werden. Braunkohlekraftwerke sind sehr selten preisbestimmend.

Die gesamten Stromerzeugungskosten (Vollkosten) in alten Braunkohlekraftwerken - wie dem Kraftwerk Jänschwalde – liegen bei zirka 25 Euro/MWh. (Vergleichbar mit den Vollkosten für abgeschriebene Braunkohlekraftwerke bei RWE (RWE 2005)). Nach Aussagen des früheren Kraftwerksbetreibers VEAG liegen die Stromerzeugungskosten im Kraftwerk Jänschwalde nach der 1996 abgeschlossenen Ertüchtigung ca. 0,8 Cent/kWh unter den Stromerzeugungskosten eines Neubaukraftwerkes (EITZ 1996, S.57). Die Vollkosten für ein neu gebautes Braunkohlekraftwerk im Grundlastbetrieb betragen zwischen 25 und 30 €/MWh (PFAFFENBERGER, 2004, S. 8-3). Somit ist davon auszugehen, dass die Stromerzeugungskosten (Vollkosten) im Kraftwerk Jänschwalde bei rund 25 €/MWh liegen.

## Indizien für nicht funktionierenden Strom-Wettbewerb

4. Strompreis ist völlig losgelöst von Erzeugungskosten (bei Alt- wie bei Neuanlagen)

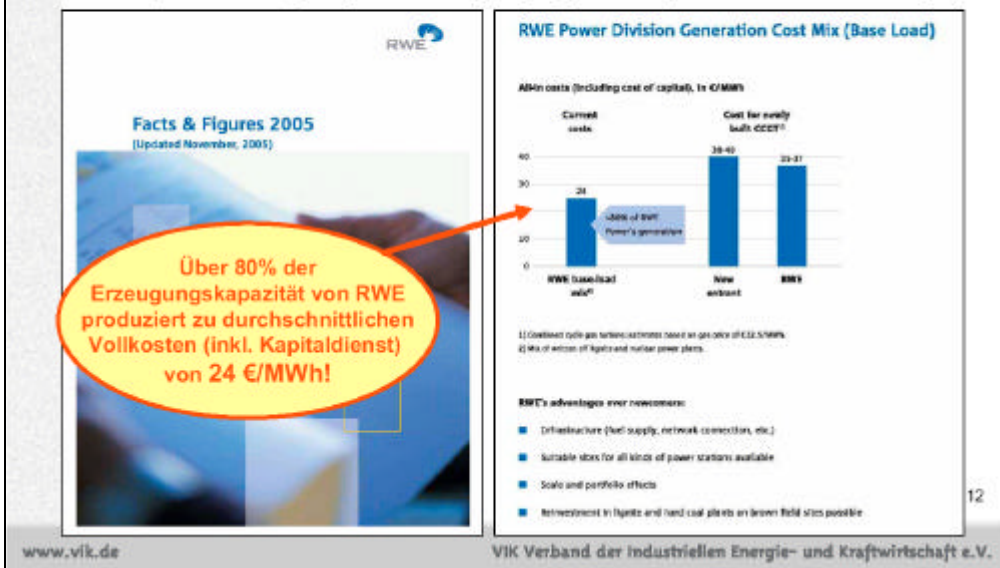


Abb.: Strompreis für Grundlaststrom (aus www.vik.de)

Die Strompreise für Grundlaststrom lagen seit dem Jahr 2002 über 24 €/MWh und stiegen seitdem kontinuierlich bis zu 55 €/MWh. (<http://www.vik.de/fileadmin/vik/EEX/Terminmarkt.pdf>; Download 01.01.2007, 21:50 Uhr). Der Durchschnittspreis für Grundlaststrom lag im letzten Quartal bei ca. 45 €/MWh (Durchschnittliche Preise für Grundlaststrom an der Strombörse EEX: für das vierte Quartal 2006: (KWK – Index): 44,67 €/ MWh). Für die mittelfristige Zukunft kann derzeit auch mit Preisen für Grundlaststrom von bis zu 55 €/MWh gerechnet werden. Dies geht aus den Börsenpreisen für Grundlaststrom für die Jahre 2007 bis 2012 hervor, die derzeit bei ca. 55 €/MWh liegen. (www.eex.de, Stand 05.01.2007)

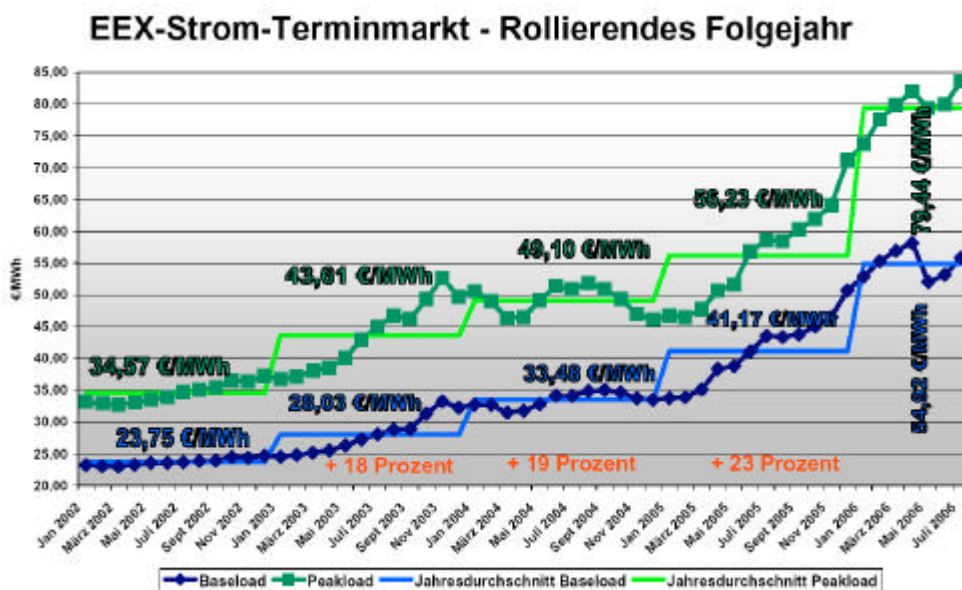


Abb.: EEX-Strom-Terminmarkt

Aufgrund der großen Differenzen zwischen den variablen Produktionskosten für Braunkohlestrom und dem Börsenpreis für Grundlaststrom, haben die variablen Produktionskosten, selbst wenn sie sich durch diverse Einflüsse etwas erhöhen würden, keinen Einfluss auf die Strompreise an der Börse. Daher würden auch höhere Braunkohlekosten in weiten Bereichen keine Auswirkungen auf den Strompreis haben. Höhere Rohstoffkosten und damit verbundene höhere variable Stromerzeugungskosten würden daher vorrangig zu niedrigeren Gewinnen bei Vattenfall führen.

Aufgrund dieser Ausführungen ist festzustellen, dass ein Einfluss des Tagebaus Cottbus-Nord auf den Strommarkt über eine verminderte Stromproduktion im Kraftwerk Jänschwalde sehr unwahrscheinlich ist.

Zudem ist anzumerken, dass Braunkohlestrom Preisführer auf dem Strommarkt ist (BWK 04/2001, S.48) und dass nach eigenen Angaben von Vattenfall Braunkohle aus der Lausitz Kostenführer unter den deutschen Revieren ist (TERRAVATT, Jan./Febr. 2005, S.12). Das bedeutet, dass Braunkohlestrom die niedrigsten gesamten Stromerzeugungskosten (Vollkosten) hat und damit besonders gewinnträchtig ist. Wie auch die anderen deutschen Energiekonzerne hat Vattenfall Europe jedoch gezeigt, dass das Unternehmen eine kostengünstige Gewinnung einheimischer Rohstoffe nicht zur preiswerten Versorgung seiner Kunden mit Energie, sondern lediglich zur Erhöhung der Gewinnspanne nutzt. Rund 80 % der Stromerzeugung sind von den Preisschwankungen der Öl- und Gasimporte unabhängig. Das Argument preisgünstiger Energieversorgung kann daher für den Braunkohlenwirtschaft derzeit nicht in Anspruch genommen werden.

## 7. Gemeinwohlbelang Strukturwandel

Wenn das LBGR feststellt:

*„Die Wirtschaftsstruktur des Landes Brandenburg und der Lausitz war in der Vergangenheit stark monoton geprägt“ (PFB, S.172)*

so wurde zunächst einmal versäumt zu erwähnen, worin diese monotone Prägung bestand. Da diese in der Lausitz in erster Linie dem Braunkohlenbergbau geschuldet war, ist festzuhalten, dass dessen Fortführung einen Beitrag zum Erhalt dieser monotonen Struktur, nicht aber zu einem Wandel darstellt.

Die Herbeiführung der in der Lausitz nötigen strukturellen Veränderungen ist deshalb grundsätzlich weder durch die Zulassung des Gewässerausbauvorhabens noch durch deren Unterlassung möglich, sondern es ist Aufgabe der Politik, auch die Ansiedlung anderer Wirtschaftszweige in der Lausitz weiter zu befördern.

Soweit das LBGR unter dem Vorhabensziel „Strukturwandel in der Lausitz“ die Auswirkungen auf Einnahmen durch Steuern und Abgaben faßt (PFB, S. 172f, 180), so sind diese wesentlich geringer, als im PFB ausgeführt. Da das Kraftwerk Jänschwalde auch ohne das geplante Vorhaben vollständig weiterbetrieben werden kann und weil ein Arbeitsplatzverlust im Tagebau Cottbus-Nord durch die Wiederinbetriebnahme des Tagebaus Reichwalde ausgeglichen wird, sind die Effekte auf den Arbeitsmarkt ohne die Durchführung des Vorhabens gering. (s. Abschnitt 4)

Im PFB wird von Strukturwandel in der Region Lausitz gesprochen. (PFB, S. 172f, 180) Auch die sächsischen Tagebaue Nochten und Reichwalde liegen in der Lausitz, welche sich beiderseits der Landesgrenze zwischen Brandenburg und Sachsen erstreckt. Der Wirtschaftsraum Lausitz ist eng verzahnt. Daher kann eine sinnvolle wirtschaftliche Betrachtung nicht an der Landesgrenze enden. Dies wird im übrigen auch weder von PROGNOSE (2005), noch von CEZANNE/MOMBERG/SCHMIDT (2001) versucht. Auf die Befürchtung einer Verlagerung von Arbeitsplätzen nach Sachsen wurde bereits unter 4.7. eingegangen.

Da am Kraftwerksstandort Jänschwalde im Zusammenhang mit dem Ende des Tagebaus Cottbus-Nord keine Arbeitsplätze abgebaut werden müssen, gibt es diesbezüglich keine Auswirkungen, wie etwa verringerte Lohnsteuerzahlungen oder erhöhte Sozialausgaben.

Auch hinsichtlich der Förderabgabe für die Gewinnung von Braunkohle würde sich ohne den Weiterbetrieb des Tagebaus Cottbus-Nord nichts für die Steuereinnahmen der öffentlichen Hand ändern, da das Land Brandenburg den Bergbautreibenden von der jährlichen Zahlung der Förderabgabe befreit hat. Die dafür angeführte Begründung, die Förderabgabe sei im Rahmen der Privatisierung bereits einmalig entrichtet worden, soll hier nicht bewertet werden.

Die Ausführungen des LBGR zum Strukturwandel lassen keinen konkreten Bezug zum Vorhaben erkennen. Mithin wurden verschiedene pauschale Bewertungen zur Braunkohleverstromung auf das Vorhaben übertragen. Ein konkreter Beitrag des Vorhabens zum Strukturwandel wird nicht dargestellt. Diese Herangehensweise wird der erforderlichen Einzelfallprüfung nicht gerecht. Überdies findet das LBGR in seiner Argumentation keine klare inhaltliche Abgrenzung zum Belang der Arbeitsplatzsicherung. Auf die diesbezüglichen Ausführungen im Abschnitt 4. kann daher verwiesen werden.

Aus Artikel 44 der Landesverfassung („Das Land gewährleistet eine Strukturförderung der Regionen mit dem Ziel, in allen Landesteilen gleichwertige Lebens- und Arbeitsbedingungen zu schaffen und zu erhalten.“) lässt sich nur schwerlich ein konkreter Bezug zur Notwendigkeit der geplanten Gewässerbeseitigung herstellen.

Auch die auf S.180 des PFB zitierte Äußerung der Bundesregierung wird durch das LBGR aus ihrem Zusammenhang gerissen. Darin hatte die Bundesregierung eine Große Anfrage mehrerer CDU/CSU-Abgeordneter zu Energiepolitik und Klimaschutz beantwortet. Unter Frage 27 führt sie insbesondere die Erforderlichkeit aus,

*„dass die mit der Kohlenutzung verbundenen CO<sub>2</sub>-Emissionen künftig deutlich verringert werden.“ (BT-Drs. 14/9171, S.11)*

Auch der vermutlich vom LBGR in Blick genommene Satz

*„Die Nutzung der heimischen Braun- und Steinkohle ist aus Sicht der Bundesregierung auch struktur- und beschäftigungspolitisch bedeutsam.“ (BT-Drs. 14/9171, S.11)*

lässt weder Rückschlüsse auf die dazu erforderliche Menge an Kohlenutzung, noch auf konkrete Abbauvorhaben zu. Das LBGR hat sich offenbar nicht vergegenwärtigt, dass es im vorliegenden Verfahren nicht über die Zukunft der Braunkohlenutzung in Deutschland zu befinden hatte. Eindeutig hat sich die Bundesregierung in ihrer Antwort für eine Verringerung der mit der Kohlenutzung verbundenen CO<sub>2</sub>-Emissionen ausgesprochen, die mit einer hohen Auslastung gerade des Kraftwerkes Jänschwalde nicht verträglich sein dürfte. Mit spezifischen Emissionen von über 1000 g CO<sub>2</sub> pro Kilowattstunde stellt dieses selbst innerhalb der Braunkohlenkraftwerke ein besonders klimaschädliches dar. Diesbezüglich wird auf den Gemeinwohlbelang Klimaschutz (Abschnitt 8) verwiesen.

Politische Handlungsfelder, die einen Strukturwandel in der Lausitz befördern könnten, liegen

in der Überwindung der oligopolistischen Struktur der großen Energiekonzerne und der damit einhergehenden Begrenzung der Energiekosten, die Wirtschaft, Verbraucher und öffentliche Kassen derzeit übermäßig zugunsten weniger großer Energieunternehmen belasten. Dieser Ansatz wirkt überregionaler und nachhaltiger auf die Wirtschaftsstruktur als das Hoffen einzelner Kommunen auf Steuereinnahmen aus den Profiten der Energiekonzerne und den Gehältern deren Mitarbeiter.

In einer Kostengerechtigkeit beim Verbrauch von Ressourcen. So entgehen dem Land Brandenburg allein durch die derzeit für Braunkohletagebaue geltenden Ausnahmeregelungen beim Wassernutzungsentgelt (§ 40 BbgWG) jährlich mehr als 10 Millionen Euro Einnahmen jährlich, während die Probleme z.B. mit bergbaubedingter Sulfatbelastung der Fließgewässer von der Allgemeinheit bewältigt werden müssen.

In einer Nutzung regenerativer Energien möglichst mit kommunaler Beteiligung

In der Schaffung von Sicherheit für Investoren, Bewohner und Grundeigentümer, dass keine weiteren Ortschaften durch den Braunkohlenbergbau devastiert werden.

Diese notwendige Anstrengungen für einen Strukturwandel in der Lausitz können schwerlich Prüfgegenstand des hier vorliegenden Planfeststellungsverfahrens sein, müssen jedoch in dieser Ausarbeitung angesichts der unzulässig pauschalen Argumentation des LBGR zumindest Erwähnung finden. Das Vorhaben steht diesen Belangen eher entgegen, als ihnen zu nützen.

## 8. Gemeinwohlbelang Klimaschutz

Der Klimaschutz ist eines der weltweit dringendsten und wichtigsten Aufgaben. Aus diesem Grunde ist er als eigenständiger Belang in die Abwägung öffentlicher Interessen einzustellen, was seitens des LBGR unterlassen wurde. Die Behandlung im Rahmen des Gemeinwohlzieles „sichere und preisgünstige Energieversorgung“ (S. 181 f. des PFB) ist diesbezüglich oberflächlich und einseitig. Dieser Gemeinwohlbelang erfordert zwingend eine Verringerung der Emissionen des Kraftwerkes Jänschwalde, die besonders wirkungsvoll und volkswirtschaftlich effizient durch Versicht auf die Kohle unter den Lacomaer Teichen erreicht werden kann.

### 8.1. Weltweite Bedeutung

Sir Nicholas Stern, der bis 2003 der Chefökonom der Weltbank war, stellt in einer Studie im Auftrag der Britischen Regierung fest:

*„Die wissenschaftlichen Beweise sind jetzt überwältigend: der Klimawandel ist eine ernsthafte globale Bedrohung und verlangt eine dringende globale Antwort (...) Durch unser Handeln jetzt und über die nächsten Jahrzehnte könnte das wirtschaftliche und soziale Leben in einem Ausmaß ähnlich dem während der Weltkriege und der Wirtschaftskrise in der ersten Hälfte des 20. Jahrhunderts gestört werden. (...) Die Kosten für die Stabilisierung des Klimas sind erheblich, aber tragbar; Verzögerungen wären gefährlich und viel teurer. (...) Die Bekämpfung des Klimawandels ist langfristig gesehen eine Pro-Wachstum-Strategie. (...) Der Klimawandel ist das größte Versagen des Marktes, das die Welt je gesehen hat, und interagiert mit anderen Mängeln des Marktes.“ (STERN 2006)*

### 8.2. Klimaschutzverpflichtungen Deutschlands

Deutschland hat sich zur Erfüllung seiner Verantwortung für den Klimaschutz im Rahmen des Kyoto-Protokolls dazu verpflichtet, seine Treibhausgasemissionen im Durchschnitt der Jahre 2008 bis 2012 um 21 % gegenüber 1990 zu senken. Um dieses Ziel zu erreichen, wurde auf EU-Ebene ein Handel mit CO<sub>2</sub>-Emissionszertifikaten eingeführt. Dieser deckt über 50 % der deutschen CO<sub>2</sub>-Emissionen ab. Rechtsgrundlage für diesen Handel ist die EU-Richtlinie 2003/87/EG, die in Deutschland durch das Treibhausgasemissionshandelsgesetz (TEHG) umgesetzt wurde. Die Verteilung (Allokation) der Zertifikate an die teilnehmenden Unternehmen erfolgt grundsätzlich durch die im Nationalen Allokationsplan (NAP) festgelegten Regeln. Dieser Allokationsplan wird juristisch durch das Zuteilungsgesetz (ZuG) umgesetzt. Für die erste Handelsperiode von 2005 bis 2007 verabschiedete der Bundestag das ZuG 2007. Momentan ist das Zuteilungsgesetz 2012 für die Periode von 2008-2012 in der Diskussion. Das Bundesministerium für Umwelt- Naturschutz- und Reaktorsicherheit hat dafür einen ersten Gesetzesentwurf im September vorgelegt.

Der Nationale Allokationsplan 2008-2012 vom Juni 2006 sah neben einer allgemeinen Minderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen auch eine verminderte Zuteilung für alte Braunkohlekraftwerke vor. Danach sollten alte Kraftwerke wie das in Jänschwalde nur noch 85 % ihrer historischen Emissionen als Verschmutzungszertifikate erhalten. (BMU, Pressemitteilung 28.6.2006) Aufgrund neuer Erkenntnisse über die tatsächlichen Emissionen in verschiedenen Bereichen musste der Entwurf des ZuG 2012 von der Bundesregierung überarbeitet und das Minderungsziel verschärft werden. Der Vorschlag des BMU vom November 2006 sah für alte Braunkohlekraftwerke nur noch eine Zuteilung von 71 % der

historischen Emissionen vor. (BMU, Pressemitteilung 24.11.2006) Der weitere Verlauf ist gegenwärtig noch offen. Es ist jedoch aufgrund der bisherigen Entwicklung nicht damit zu rechnen, dass alte Braunkohlekraftwerke mehr als 85 % ihrer historischen Emissionen zugeteilt bekommen.

Die Zielsetzung des Nationalen Allokationsplans 2008-2012 ist die Erfüllung der deutschen Klimaschutzziele. Dabei ist es die Zentrale Aufgabe des Emissionshandels, Anreize zur Modernisierung auszuüben und im speziellen auch Anreize zum Ersatz ineffizienter Anlagen zu verstärken.

*„Mit der Festlegung der Emissionsgrenze für Energie und Industrie wird definiert, dass die deutsche Wirtschaft ihren Beitrag zur Erfüllung des deutschen Klimaschutzziels leistet. Die zentrale klimaschutzpolitische Aufgabe des Emissionshandels liegt auch darin, wirksame Modernisierungs- und Innovationsanreize auszuüben. Diese Anreize sollen verstärkt werden durch: Erhöhung der Anreize für Innovationen, Aufstellung des NAP II auf der Basis der im Zuteilungsgesetz 2007 festgelegten Ziele, Verstärkung der Anreize zur Stilllegung bzw. zum Ersatz ineffizienter Anlagen.“ (BMU 2006a)*

Eine Möglichkeit, das Ziel des Ersatzes ineffizienter Anlagen zu erreichen liegt darin, die Auslastung alter und ineffizienter Anlagen zu reduzieren. Eine verminderte Auslastung des Kraftwerkes Jänschwalde (aufgrund der Nichtinanspruchnahme der Lacomaer Teichlandschaft) dient damit auch unmittelbar der Erfüllung nationaler Klimaschutzziele.

Das LBGR hat auf S. 181f. des PFB die Aussagen der Bundesregierung diesbezüglich einseitig interpretiert und nicht korrekt wiedergegeben. In der zitierten Drucksache hatte die Bundesregierung eine Große Anfrage mehrerer CDU/CSU-Abgeordneter zu Energiepolitik und Klimaschutz beantwortet. Dabei führte sie unter anderem aus:

*„Klimaschutz lässt sich einerseits über verstärkte Anstrengungen zur rationellen und sparsamen Energieverwendung, andererseits über eine Substitution kohlenstoffreicherer Energieträger wie Kohle und Öl durch kohlenstoffärmere bzw. -freie Energieträger (Erdgas bzw. erneuerbare Energien) erreichen. Im Rahmen einer international abgestimmten Klimaschutzpolitik ist es erforderlich, dass die mit der Kohlenutzung verbundenen CO<sub>2</sub>-Emissionen künftig deutlich verringert werden. Hierzu sind große Anstrengungen notwendig, um durch Substitution, weitere Effizienzverbesserungen im Kraftwerkspark und verstärkte Forschung – u. a. zur CO<sub>2</sub>-Abscheidung und zu Clean-Coal-Technologien – die Emissionen zu reduzieren.“ (BT-Drs 14/9171; S.10/11)*

Substitution und Effizienzverbesserung können dabei insbesondere einschließen, dass Kraftwerke mit hohen spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen geringer und modernere Kraftwerke höher ausgelastet werden. Genau dies wäre der Fall, würde man durch geringere Auslastung des Kraftwerkes Jänschwalde die Emissionen senken und den dort weniger erzeugten Strom in Kraftwerken mit geringeren spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen erzeugen.

(Vgl. SN 22.3.2004, S.6)

### 8.3. Brandenburger Klimaziel nur mit verringerter Kohleverstromung erreichbar

Vor dem Hintergrund der globalen Bedeutung des Klimaschutzes ist es außerordentlich wichtig, dass sich auch das Land Brandenburg im Rahmen der „Energiestrategie 2010“ zu einer deutliche Begrenzung der energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen bekannt hat. Das Ziel der Landesregierung ist dabei eine Obergrenze von 53 Mio. t Kohlendioxid im Jahr 2010. (LANDESREGIERUNG BRANDENBURG 2002, S.47) Als Zwischenbilanz zur Umsetzung der Energiestrategie ist zu konstatieren, dass dieses Ziel bisher mit 61 Mio. t energiebedingter CO<sub>2</sub>-Emissionen weit verfehlt wird. (LUA 2006, S.13 f.)

Wesentliche Ursache dessen ist der Export von Braunkohlenstrom:

*„Im Jahr 2003 betrug die Pro-Kopf-Emission Brandenburgs 23,9 t CO<sub>2</sub>. Unter Abzug des beträchtlichen Exportanteils an Strom und der damit verbundenen Emissionen liegt das Land Brandenburg mit 14,1 t CO<sub>2</sub> je Einwohner ebenfalls noch deutlich über dem Bundesdurchschnitt (10,2 t CO<sub>2</sub> je Einwohner)“ (LUA 2006, S.14)*

Um kurzfristig Erfolge bei der Reduzierung von Treibhausemissionen zu erzielen, wird der Weg über „eine Ausschöpfung der technische-wirtschaftlichen Potenziale für eine rationelle und sparsame Energieverwendung“ (PFB S.181) nur zum Erfolg führen, wenn er zu einer Verringerung der absoluten CO<sub>2</sub>-Emissionen aus der Braunkohlenverstromung führt. Dies ist nur über die geringere Auslastung oder den vollständigen Ersatz ineffizienter Kraftwerke möglich.

- Eine Veränderung des brandenburgischen Kraftwerksparkes im Sinne eines Ersatzes bestehender Großkraftwerke durch neuere mit höherem Wirkungsgrad ist bis zum Jahr 2020 nicht vorgesehen.
- Wirkungsgradsteigerungen bestehender Kraftwerke (z.B. im KW Jänschwalde um ca. 1% durch sogenanntes Retrofit) tragen nur etwas zur Senkung der brandenburgischen Emissionen bei, wenn dadurch der gleiche Strom mit weniger Kohle erzeugt wird, nicht aber, wenn lediglich aus derselben Kohle mehr Strom erzeugt und exportiert wird.
- Das Kraftwerk Jänschwalde hat selbst unter den Braunkohlenkraftwerken Ostdeutschlands mit ca 35-36 % den ungünstigsten Nettowirkungsgrad. Deshalb müssen Reduzierungen der kohlebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen geradezu zwangsläufig durch eine verringerte Auslastung dieses Kraftwerkes erfolgen. Bundespolitische Äußerungen zugunsten eines weiteren Einsatzes von Braunkohle als Energieträger können vor diesem Hintergrund nicht als Votum für eine hohe Auslastung dieses konkreten Kraftwerkes gedeutet werden. Dies versucht das LBGR jedoch auf S.181f.

Das LBGR legt die Brandenburgische „Energiestrategie 2010“ in seinem Beschluß einseitig aus, und verkennt die Zielkonflikte und Widersprüche, denen sich die Landesregierung aussetzt, wenn sie auf einen bis 2015 unverminderten Einsatz des Kraftwerkes Jänschwalde setzt. Eine Fortschreibung der Energiestrategie über das Jahr 2010 hinaus ist überdies durch die Landesregierung erst noch zu leisten, wobei intensive Diskussionen gerade über den Aspekt des Klimaschutzes geführt werden. (vgl. LANDESREGIERUNG BRANDENBURG 2006, LT-Drs. 4/3681)

Eine Reduzierung der Brandenburgischen CO<sub>2</sub>-Emissionen um 8 Millionen Tonnen bis zum Jahr 2010 allein durch Maßnahmen im Bereich des Verkehrs und der Gebäudeheizung ist nicht realistisch. Hier kann allenfalls ein Teil der angestrebten kurzfristigen Reduktion erbracht werden.

Die Verbrennung der Kohle unter der Lacomaer Teichlandschaft würde mit 4-7 Millionen Tonnen pro Jahr eine etwa gleiche Menge an Kohlendioxid freisetzen. Ein Verzicht auf dieses Vorhaben wäre also ein Weg – vermutlich der einzig kurzfristig praktikable – den wesentlichen Teil der fehlenden CO<sub>2</sub>-Reduktion bis zum Jahr 2010 zu erbringen.

vgl. SN 14.12.2006, S.12

#### 8.4. Kohlendioxid-Emissionen im Kraftwerk Jänschwalde

Das Kraftwerk Jänschwalde gehört europaweit zu den klimaschädlichsten und ineffizientesten Kraftwerken. Es ist mit über 25 Mio. t CO<sub>2</sub> pro Jahr der zweitgrößte Kohlendioxid - Emittent in Deutschland (DEHST 2006). Mit ca. 1200 g CO<sub>2</sub> je erzeugter Kilowattstunde Strom ist es das Kraftwerk mit den fünfgrößten spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen in Europa und mit den zweitgrößten in Deutschland (WWF 2005) Die hohen spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen resultieren vor allem aus dem niedrigen Wirkungsgrad von lediglich ca. 35,5 %. (Vattenfall 2005: Braunkohlenkraftwerk Jänschwalde, www.vattenfall.de, 27.12.2005) Zudem hat der Brennstoff Braunkohle die höchsten CO<sub>2</sub>-Emissionen pro Energieeinheit und ist daher besonders klimaschädlich. Der Stand der Technik für neu gebaute Braunkohlekraftwerke liegt derzeit bei einem Wirkungsgrad von 43 % und spezifischen Kohlendioxid-Emissionen von rund 960 g/kWh. (UBA 2003, S.27/28) Die folgende Tabelle gibt einen Überblick über die ostdeutschen Braunkohlekraftwerke und den Stand der Technik:

| Kraftwerk         | Leistung<br>(brutto) | Wirkungsgrad<br>(netto) | Spez. CO <sub>2</sub> -<br>Emissionen | Inbetriebnahme<br>Jahr | Quelle | Stand |
|-------------------|----------------------|-------------------------|---------------------------------------|------------------------|--------|-------|
|                   | MW                   | %                       | g CO <sub>2</sub> / kWh               |                        |        |       |
| Jänschwalde       | 3000 (a)             | 35,5 (a)                | 1200 (f)                              | 1981-88                | a, f   | 2004  |
| Boxberg (alt)     | 1000                 | 35,0                    | k.A.                                  | 1978-79                | b      | 2004  |
| Schwarze Pumpe    | 1600 (c)             | 41,0 (c)                | 1000 (f)                              | 1997/98                | c, f   | 2004  |
| Boxberg (neu)     | 900                  | 41,8                    | k.A.                                  | 2000                   | b      | 2004  |
| Lippendorf        | 1840                 | 43                      | k.A.                                  | 1999/2000              | d      | 2004  |
| Stand der Technik | -                    | 43                      | 960                                   | 2003                   | e      | 2003  |

Tab. 5: Vergleich der Kohlendioxidemissionen ostdeutscher Braunkohlenkraftwerke

a: [Vattenfall 2005: Braunkohlenkraftwerk Jänschwalde, www.vattenfall.de, 27.12.2005]

b: [Vattenfall 05/ 2004: Aus Braunkohle wird Energie – Kraftwerk Boxberg]

c: [Vattenfall 05/ 2004: Aus Braunkohle wird Energie – Kraftwerk Schwarze Pumpe]

d: [Vattenfall, 06/2004: Energie aus dem Nordosten]

e: [UBA 2003: Anforderungen an die zukünftige Energieversorgung, S. 27/28]

f: [WWF 2005: Dirty Thirty – Europe's worst climate polluting power stations, Kurzstudie]

Die Erzeugung einer bestimmten Strommenge kann in einem neuen Braunkohlekraftwerk wesentlich effizienter und daher mit einem deutlich niedrigeren Kohlebedarf erfolgen. So würde ein neues Braunkohlekraftwerk mit einem Wirkungsgrad von 43 % nur rund 80 % der Kohlemenge zur Erzeugung einer bestimmten Strommenge benötigen, wie das Kraftwerk Jänschwalde mit einem Wirkungsgrad von ca. 35,5 % und daher auch nur 80 % der klimaschädlichen Kohlendioxidmenge ausstoßen. Das bedeutet, dass das alte und ineffiziente Kraftwerk Jänschwalde für denselben Nutzen (eine bestimmte Strommenge) einen wesentlich höheren Schaden für das Allgemeinwohl verursacht, als ein neues und effizientes Kraftwerk. Strom lässt sich also in fast jedem anderen deutschen Kraftwerk deutlich klimafreundlicher herstellen.

vgl. SN 22.3.2004, S.6; 14.12.2006, S.11 f.

## 9. Abschätzung mit dem Vorhaben verbundener externer Kosten

### 9.1. Einführung Externe Effekte und Externe Kosten

Im Folgenden wird eine Einführung in die Thematik der Externen Effekte und Externen Kosten gegeben. In den nächsten Abschnitten werden dann die Auswirkungen und externen Effekte des geplanten Vorhabens (der Gewässerbeseitigung, der Weiterführung des Tagebaus Cottbus-Nord sowie der Verstromung der gewonnenen Kohle) analysiert und die damit verbundenen, von der Allgemeinheit zu tragenden Kosten (Externe Kosten) ermittelt. Externe Effekte und Externe Kosten lassen sich nach BMU (2006b) wie folgt beschreiben:

*„Externe Effekte sind unmittelbare Auswirkungen der ökonomischen Aktivitäten eines Wirtschaftssubjektes (Unternehmen, private und öffentliche Haushalte) auf die Produktions- oder Konsummöglichkeiten anderer Wirtschaftssubjekte, ohne dass eine adäquate Kompensation erfolgt. Je nach Wirkungsrichtung lassen sich positive externe Effekte (externe Nutzen) und negative externe Effekte (externe Kosten) unterscheiden. Diese Definition geht historisch auf die wohlfahrtstheoretischen Überlegungen von Pigou (1912) zurück. Nach dieser Interpretation umfassen externe Kosten nur solche negativen Auswirkungen der Produktion oder des Konsums, die nicht über den Markt erfasst werden, für die es also keine Marktpreise gibt ("technologische" externe Effekte).“*

**„Das Auftreten externer Effekte hat für die gesellschaftliche Bewertung von Techniken wie der Stromerzeugung zur Konsequenz, dass aus theoretisch-volkswirtschaftlicher Sicht bei der Technikbewertung die gesamten Kosten und Nutzen zu berücksichtigen sind, die der Gesellschaft durch den Einsatz einer Technik entstehen, d.h. sowohl die internen als auch die externen Kosten und Nutzen.“**

*„Externe Kosten in der engeren Definition der technologischen externen Effekte treten vor allem im Zusammenhang mit den durch wirtschaftliche Aktivitäten verursachten Umwelt-, Klima- und Gesundheitsschäden als Folge von Schadstoff- und Lärmemissionen auf. Dazu gehören:*

- *Durch Luftverschmutzung bedingte Schädigungen an der Pflanzen- und Tierwelt, an Materialien und Gesundheitsschäden bei Menschen; dabei ist der größte Teil der luftverschmutzungsbedingten Schäden der Energieumwandlung und –nutzung (einschl. Verkehr) anzulasten.*
- *Die sich abzeichnenden Klimaveränderungen und deren Folgewirkungen durch die zunehmende Anreicherung der Atmosphäre mit CO<sub>2</sub> und weiteren Treibhausgasen, die in Deutschland zu rund 85 % vom Energiebereich verursacht werden.*
- *Hinzu kommen Schäden durch Gewässerverschmutzung, Bodenbelastung, Abfall sowie Lärmbelästigung, die jedoch in dieser Untersuchung, die sich auf die im Zusammenhang mit der Energieumwandlung entstehenden klassischen Luftschadstoffe und Treibhausgasen konzentriert, nicht weiter betrachtet werden.“ (BMU 2006b)*

vgl. SN 14.03.2006; S.21

## 9.2. Externe Kosten der Stromerzeugung durch CO<sub>2</sub>-Emissionen

Bei der Verstromung von Braunkohle entstehen gewaltige Schäden durch klimaschädliche Kohlendioxidemissionen, die in Form von externen Kosten von der Allgemeinheit zu tragen sind. **Für die hier in zu betrachtende Kohlemenge von 40 Mio. t, die bei Durchführung des geplanten Vorhabens im Kraftwerk Jänschwalde verstromt werden soll, ergibt sich ein Schaden für die Allgemeinheit von mehr als 500 Mio. € durch Kohlendioxidemissionen.** Dabei handelt es sich jedoch bei diesem Wert um eine untere Grenze. Die tatsächlichen Schadenskosten liegen mit großer Wahrscheinlichkeit wesentlich höher.

Das BMU hat im Frühjahr 2006 eine Studie zu den Externen Kosten der Stromerzeugung veröffentlicht. Die Studie wurde als Metastudie durchgeführt und kommt durch die Auswertung bisheriger Studien zu dem Ergebnis, dass die Kosten des Klimawandels mit sehr großer Wahrscheinlichkeit über einem Wert von 14 €/t CO<sub>2</sub> liegen. Die tatsächlichen Schadenskosten von CO<sub>2</sub>-Emissionen lägen jedoch mit sehr großer Wahrscheinlichkeit noch wesentlich höher.

*„Wie (...) dargestellt, gibt es nach einer der neuesten vorliegenden Studien (...) einen Konsens darüber, dass die Kosten des Klimawandels mit sehr großer Wahrscheinlichkeit über einem Wert von 14 €/t CO<sub>2</sub> liegen. Dieser Wert kann also mit hinreichender Sicherheit als Untergrenze der möglichen Schadenskosten angesehen werden.“ (BMU 2006b, S.22)*

Die spezifischen massebezogenen Kohlendioxid-Emissionen von 0,944 t CO<sub>2</sub>/ t Braunkohle ergeben sich als Quotient aus den spezifischen heizwertbezogenen Emissionen geteilt durch den Heizwert mit den folgenden Daten:

- Spezifische heizwertbezogenen CO<sub>2</sub> Emissionen Lausitzer Braunkohle: 113 t CO<sub>2</sub>/ TJ (DEHST 2006: www.dehst.de, 05.01.2007)
- Heizwert: 8350 MJ/ t (VATTENFALL 2006)

Aus einer Tonne Braunkohle aus dem Tagebau Cottbus-Nord entstehen bei der Verbrennung rund 0,944 t CO<sub>2</sub>. Unter Berücksichtigung der geplanten Kohleförderung im Lacomaer Teichgebiet von ca. 40 Mio. t und bei angesetzten unteren Schadenskosten von **14 € t CO<sub>2</sub>** lassen sich die externen Kosten ermitteln: **Der (zusätzliche) volkswirtschaftliche Schaden für das geplante Vorhaben durch den Ausstoß des Klimagases Kohlendioxid beträgt über 500 Mio. €**

Wesentlich höhere externe Kosten ergeben sich, wenn man den aus heutiger wissenschaftlicher Sicht wahrscheinlichen Wert der Schadenskosten in Höhe von 68 €/ t CO<sub>2</sub> für den anthropogenen Klimawandel heranziehen würde. (BMU 2006b, S.22) **Der mit dem Vorhaben verbundene volkswirtschaftliche Schaden durch den Ausstoß des Klimagases Kohlendioxid beträgt mit großer Wahrscheinlichkeit über 2500 Mio. €** (Es soll jedoch im Folgenden zur Sicherheit mit dem Wert der unteren Grenze weiter gerechnet werden.)

vgl. 22.3.2004, S.6; 14.12.2006, S.11 f.

### 9.3. Externe Kosten durch Emissionen von SO<sub>2</sub> und NO<sub>x</sub>

Bei der Verstromung von Braunkohle entstehen neben den gewaltigen Schäden durch klimaschädliche Kohlendioxidemissionen auch beträchtlich weitere Schäden aufgrund von Gesundheitsbeeinträchtigungen durch SO<sub>2</sub> und NO<sub>x</sub> Emissionen, die auch in Form von Externen Kosten von der Allgemeinheit zu tragen sind. **Für die hier zu betrachtende Kohlemenge von 40 Mio. t, die mit dem geplanten Vorhaben im Kraftwerk Jänschwalde verstromt werden soll, ergibt sich ein Schaden für die Allgemeinheit von mehr als 150 Mio. € durch SO<sub>2</sub> und NO<sub>x</sub>.**

Bei der Verbrennung von Braunkohle entstehen die Schadgase Schwefeldioxid und Stickoxide. Trotz aufwändiger Abgasreinigungsanlagen und der Einhaltung der einschlägigen Emissionsvorschriften gelangen immer noch beträchtliche Mengen dieser Schadgase in die Atmosphäre. Nach Angaben der Deutschen Emissionshandelsstelle hat das Kraftwerk Jänschwalde im Jahr 2004 rund 17'300 t NO<sub>x</sub> und 20'200 t SO<sub>x</sub> emittiert. (DEHST 2006: [www.dehst.de](http://www.dehst.de))

Die Emissionen von Schwefeldioxid und Stickoxiden haben direkte und indirekte Auswirkungen auf Mensch und Natur. Sie führen beispielsweise zu vermehrten Atemwegserkrankungen und verursachen maßgeblich das Waldsterben.

In der Studie des Bundesministeriums für Umwelt Naturschutz und Reaktorsicherheit werden für ein beispielhaftes modernes Braunkohlekraftwerk mit einem Wirkungsgrad von 40 % externe Kosten von 0,5 Cent/kWh durch Gesundheitsschäden angegeben. (BMU 2006b, S.37) Da der Wirkungsgrad des Kraftwerkes Jänschwalde deutlich geringer als 40 % ist, muss vergleichsweise mehr Kohle verbrannt werden und es entstehen somit auch tendenziell mehr Emissionen und daher höhere externe Kosten. Die externen Kosten durch Gesundheitsschäden von **0,5 Cent/kWh** sind also ein sehr konservativer unterer Schätzwert. Die nicht quantifizierbaren Auswirkungen von Schwefeldioxid- und Stickoxidemissionen auf Ökosystem durch Versauerung und Eutrophierung sind darin nicht enthalten.

Bei einer geplanten Stromproduktion von 3,5 TWh/a (PFA, Variantenprüfung, Anhang 2, Anlage 3) aus der geplanten Kohleförderung des Tagebaus Cottbus-Nord von 4,7 Mio. t/a (PFB 2006, S. 175) ergibt sich über die geplante Betriebsdauer von 9 Jahren **ein (zusätzlicher) volkswirtschaftlicher Schaden von rund 150 Mio. €**

*Vgl. SN 16.3.2006, S.20*

### 9.4. Externe Kosten durch Schwermetallemissionen

Auch die mit der Kohleverstromung verbundenen Emissionen von Schwermetallen verursachen durch Gesundheitsbeeinträchtigungen externe Kosten in beträchtlichen Ausmaßen. So emittierte das Kraftwerk Jänschwalde im Jahr 2004 rund 30 kg Cadmium und rund 151 kg Quecksilber, beides hochgiftige Stoffe. (EPER - Europäisches Schadstoffemissionsregister 2006: [www.eper.de](http://www.eper.de)) Da diese Emissionen proportional zu der verstromten Kohlemenge sind, ist auch der damit verbundene volkswirtschaftliche Schaden durch externe Effekte proportional dazu.

*Vgl. SN 16.3.2006, S.20*

## 9.5. Subventionen

Braunkohle ist kein subventionsfreier Energieträger. Dies ist das Ergebnis einer Studie des Umweltbundesamtes. (UBA 2004) Darin werden verschiedene indirekte Subventionen ermittelt - beispielsweise in Form von Freistellungen der Braunkohleförderung von bestimmten Abgaben. Auch indirekte Subventionen stellen volkswirtschaftlich zu tragende Kosten in Form von Einnahmeeinbußen dar, auch wenn sie im Gegensatz zu externen Kosten absichtlich gewährt werden. Als Beispiele seien in unserem Fall das teilweise erlassene Wasserentnahmeentgelt sowie die Nicht-Besteuerung von Braunkohle für die Stromproduktion im Gegensatz zum Erdgas.

## 9.6. Externe Kosten der mit dem Vorhaben verbundenen Kohleverstromung

**Mit den Ergebnissen der bisherigen Ausführungen lässt sich eine Untergrenze der mit dem Vorhaben und der Verstromung von 40 Mio. t Braunkohle verbundenen externen Kosten ermitteln. Allein die Folgekosten durch Klimaschäden und Gesundheitsbeeinträchtigungen betragen demnach mehr als 650 Mio. €**

In diesen volkswirtschaftlich zu tragenden Kosten des Vorhabens sind jedoch nur ein Teil der Auswirkungen erfasst. Hinzu kommen vor allem noch die schwerer zu ermittelnden Schäden durch Schwefeldioxid- und Stickoxidemissionen auf Ökosysteme durch Versauerung und Eutrophierung, die Gesundheitsschäden durch Schwermetallemission und die Gefährdung von bedrohten Arten und Lebensräumen.

Da bei der Berechnung der mit dem Vorhaben verbundenen externen Kosten nur die Untergrenzen der Ergebnisse wissenschaftlicher Erkenntnisse angenommen wurden, **ist davon auszugehen, dass die tatsächlichen externen Kosten noch wesentlich größer sind.**

## 10. Zu Aufgabenstellung und Methodik der Alternativenprüfung

### 10.1. Falsche Aufgabenstellung der vorgelegten Variantenprüfung

Die von Vattenfall eingereichte Variantenuntersuchung wurde im Juli 2004 auf Anforderung durch das LBGR erstellt. Vorausgegangen war ein Verfahrens Antrag der anerkannten Naturschutzverbände im Rahmen des Erörterungstermins, der die Prüfung einer alternativen Kohleversorgung des Kraftwerkes Jänschwalde aus dem Südraum forderte.

*„... kurzfristig zu folgender Fragestellung ein **unabhängiges** Gutachten einzuholen und uns zur Stellungnahme zu übergeben:*

*Ist es möglich, die vorgesehenen Maßnahmen zum Ausbau der Kohleverbindungsbahn von Tagebau Welzow-Süd nach Kraftwerk Jänschwalde so vorzuziehen, dass eine Weiterversorgung des Kraftwerkes Jänschwalde annähernd im gleichen Umfang wie bisher auch ohne Inanspruchnahme der Lakomaer Teiche und des Hammergraben-Altlaufes möglich wird, nicht gegebenenfalls, **in welchem Ausmaß und über welchen Zeitraum würde die Stromversorgung vermindert?***

*Dabei sind Varianten der Tagebauführung z. B. eine Verringerung der Fördermenge im Tagebau Cottbus-Nord bis zu einem Auslaufen und eine vollständige Auslastung bestehender Kohlebahnkapazitäten ebenso einzubeziehen, **wie eine vorübergehend geringere Auslastung des Kraftwerkes Jänschwalde insgesamt.** (in LBGR: Niederschrift über die Erörterung der Einwendungen zum Genehmigungsverfahren am 29.Juni bis 1.Juli 2004, S.62 f.)*

Das in dieser Form beantragte Gutachten wäre geeignet gewesen, eine Grundlage für die Variantenprüfung und Abwägungsentscheidung im Planfeststellungsverfahren zu liefern. Das LBGR wurde diesem Anliegen des Antrages jedoch nicht gerecht, da es

- keine unabhängige Prüfung veranlaßte, sondern lediglich dem naturgemäß befangenen Vorhabensträger die Möglichkeit gab, seine Auffassung ein weiteres Mal darzulegen
- zuließ, dass die Frage einer verringerten Kraftwerksauslastung seitens des VE-M vernachlässigt wurde und diese auch im Folgenden auch selbst ignorierte

Das LBGR wertet unter Verwendung der eingereichten Variantenprüfung des Unternehmens

*„Die prognostizierten Daten der Vorhabensträgerin weisen für den Zeitraum von 2005 bis einschließlich 2015 einen durchschnittlichen Kohlebedarf von etwa 26,1 Mio. t/a aus.“ (PFB, S.172)*

Hier handelt es sich jedoch um die Maximalauslastung des Kraftwerkes, wie sie vom Unternehmen aufgrund des derzeit guten Absatzes und hoher Gewinnspanne angestrebt wird. Maß der Abwägung hat dagegen die Kohlemenge zu sein, die ein wirtschaftliches Betreiben des Kraftwerkes dauerhaft ermöglicht. Diese ist deutlich geringer.

Die Betrachtungen des LBGR umgehen dabei konsequent die in der Energiewirtschaft maßgebenden Größen wie Wirkungsgrad, Jahresnutzungsgrad und Auslastung des Kraftwerkes ebenso wie die spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen pro erzeugter Kilowattstunde.

Zum Tagebau Reichwalde wurde lediglich die Vorziehung der Wiederinbetriebnahme geprüft, nicht aber die Möglichkeit, nach der Wiederinbetriebnahme die Kohleförderung des Tagebaus Cottbus-Nord zu ersetzen und die Arbeitsplätze zu übernehmen. Dabei hätte sich diese Fragestellung angesichts des Verlaufs der Erörterungsversammlung aufgedrängt. (vgl. LBGR: Erörterungsprotokoll zum 29.Juni bis 1.Juli 2004, S. S.62 f)

(vgl. SN 16.3.2006, S.19)

## 10.2. Keine Verbindung mehrerer Lösungsansätze geprüft

Im Rahmen der „Alternativenprüfung“ (Seiten 171-179 des PFB) betrachtete das LBGR die Varianten

- Versorgung mit alternativen Brennstoffen
- Windkraft
- Leistungserhöhung Tagebau Jänschwalde
- Leistungserhöhung Tagebau Welzow-Süd und
- Vorzeitige Weiterführung Tagebau Reichwalde.

Dabei wird jede Alternative daran gemessen, ob sie den Einsatz von 4,5 Mio. t Rohbraunkohle im Kraftwerk Jänschwalde **alleine und ohne Kombination mit anderen Maßnahmen** ersetzen kann. Das LBGR kommt zu dem Schluß, dies sei nicht der Fall. In keiner Weise wird die Kombination verschiedener Lösungsansätze in Betracht gezogen, ebenso wurde eine geringere Auslastung des Kraftwerks nicht erwogen, obwohl genau diese beiden Handlungsoptionen sich als Alternative geradezu aufgedrängt haben.

Hätte das LBGR mit derselben Herangehensweise die kohärenzsichernden Maßnahmen (Ersatzmaßnahmen) geprüft, wäre das Vorhaben bereits deshalb nicht zulässig, weil ganz offensichtlich keiner der vier Kompensationsbereiche (Spreeaue, Friedensteichgruppe, Maust-Maiberger Verbund, Große Zoßna) für sich genommen den in Lacoma geplanten Eingriff ersetzen kann. Das LBGR hat jedoch zugunsten des Vorhabens bei beiden Prüfungen drastisch verschiedene Maßstäbe angesetzt.

Die Aufgabenstellung der Alternativenprüfung wurde mithin bewußt so gestellt, dass ein Ersatz der Kohlemenge in keiner der geprüften Varianten möglich erscheinen kann. Der diesbezügliche methodische Fehler der von VE-M vorgelegten Unterlage wurde vom LBGR vollständig und offenbar unkritisch übernommen. Bei auch nur annähernd so gründlicher und wohlwollender Prüfung wie bei der vermeintlich möglichen Kohärenzsicherung hätten sich dem LBGR Möglichkeiten zur Erreichung der Vorhabensziele aufdrängen müssen.

Auf diesen methodischen Fehler hatten die anerkannten Naturschutzverbände unmißverständlich in ihren Stellungnahme vom 14.3.2006 (S. 19) hingewiesen, das Bergamt behandelt diesen Einwand im PFB nicht, wie auf S.315 ersichtlich ist, wo es lediglich auf vorherige Ausführungen verweist.

## 10.3. Keine Aussagen über 2015 hinaus getroffen

Bemerkenswert ist schließlich, dass Vattenfall Europe im Rahmen des Planfeststellungsverfahrens zu keinerlei Angaben bereit ist, wie eine Versorgung des Kraftwerkes Jänschwalde nach einer planmäßigen Stillsetzung des Tagebaus Cottbus-Nord gestaltet werden soll. Die von VE-M vorgelegte „Alternativenprüfung“ beschränkt sich in allen Aussagen auf den Zeitraum bis 2015, der PFB macht überhaupt keine zeitlichen Aussagen darüber, wann der Tagebau Cottbus-Nord ausgekohlt sein wird. Eine sofort anschließende Stillsetzung des Kraftwerks ist unwahrscheinlich, da die das Kraftwerk versorgenden Tagebaue Jänschwalde und Welzow-Süd deutlich über 2015 hinaus betrieben werden sollen. Möglicherweise würden alle sechs Blöcke auch ohne den Tagebau Cottbus-Nord weiterbetrieben. Es war daher durchaus entscheidungserheblich und zu prüfen, wie in einem solchen Fall die Kraftwerksversorgung organisiert würde bzw. werden könnte. Auf dieses Problem wurde das LBGR im Rahmen der Stellungnahmen und des Erörterungstermins

mehrfach und deutlich hingewiesen. Es hielt es indes nicht für notwendig, zu dieser wesentliche Fragestellung eine Äußerung vom Träger des Vorhabens einzuholen.

Die Prüfung dieser Frage hätte sich jedoch aufgedrängt angesichts selbst öffentlicher Äußerungen des Unternehmens zum Ersatz der Kohleförderung aus dem Tagebau Cottbus-Nord durch den Tagebau Reichwalde, wie der folgenden:

„Reichwalde wird auf jeden Fall wieder angefahren. Wir brauchen diese Kohle nicht nur zur Versorgung des Kraftwerkes Boxberg. Um 2015 endet die Förderung im Tagebau Cottbus-Nord, der gegenwärtig gemeinsam mit dem Tagebau Jänschwaldes das Kraftwerk Jänschwalde beliefert, Wir werden dann Kohle aus dem südlichen Teil des Reviers in den nördlichen bringen. Dafür unterhalten wir einen eigenen Kohlebahnbetrieb. In diesem Verbund unserer Tagebaue und Kraftwerke ist Reichwalde unverzichtbar.“ [Hassa 2006: Interview mit Reinhard Hassa, Sächsische Zeitung Sächsische Zeitung, 18./19.02.2006, S. 25]

*vgl. SN 22.3.2004, S.7, S.8, EÖT1 S.33-25*

#### 10.4. Fehler und uneinheitliche Kriterien

##### 10.4.1. Windkraft

Bei der Betrachtung der Alternative „Windkraft“ (PFB, S.176) fallen folgende Fehler auf:

- Der Vergleich des Flächenbedarfs der Windkraftanlagen mit der Größe des Lacomaer Teichgebietes ist bereits deshalb unzulässig, weil die WKAs länger Strom liefern würden, als das Vorhaben der Abaggerung der Teichlandschaft. 20 Jahre garantierter Stromeinspeisung stünden sechs bis 9 Jahren Kohleverstromung gegenüber. Der energetische Nutzen der errechneten Flächeninanspruchnahme wäre damit höher als der des Vorhabens.
- Der Vergleich des Flächenbedarfs der Windkraftanlagen mit der Größe des Lacomaer Teichgebietes ist desweiteren deshalb unzulässig, weil die Eingriffsintensität nicht gleich gesetzt werden kann. Insbesondere die Schutzgüter Boden, Wasser und Pflanzen würden unzweifelhaft geringer beeinträchtigt, als durch einen Braunkohlentagebau. Das LBGR hat insofern offenbar versucht, durch billige und unsachliche Polemik die gegenüber Windkraftanlagen herrschende kritische Stimmung im Land auszunutzen. Zudem ist auch für die Windenergie ein großes Allgemeinwohlinteresse festzustellen. Vor allem hinsichtlich der Schaffung von Arbeitsplätzen haben regenerative Energien eine herausragende Bedeutung.
- Desweiteren wurde vernachlässigt, dass seit Einreichung der „Variantenprüfung“ der Ausbau der Windkraftnutzung im Land Brandenburg zügig vorangeschritten ist und somit ein nicht zu vernachlässigender Teil des errechneten Bedarfs bereits durch erneuerbare Energien gedeckt werden kann.
- Im Gegensatz zur Vorhabensvariante werden die Auswirkungen der ermittelten Investitionssumme von 1,6 Mrd Euro auf den Arbeitsmarkt (inklusive indirekter Effekte!) und auf den Strukturwandel nicht bewertet.
- die Aussage „Die gedrosselte Fahrweise hätte wiederum einen erhöhten Kohleverbrauch und Schadstoffausstoß zur Folge“ ist fachlich falsch. Durch Einsatz von Windkraft wird der

Brennstoffeinsatz fossil befeuerter Kraftwerke verringert. Durch die Teillastfahrweise sinkt deren Wirkungsgrad geringfügig, wodurch die spezifischen Emissionen steigen, die absoluten jedoch sinken. Entsprechende Untersuchungen gehen davon aus, dass eine aus Windkraft erzeugte Kilowattstunde Strom über diesen Effekt durchschnittlich 55 g CO<sub>2</sub>-Emissionen verursacht:

*„Je erzeugter Kilowattstunde Windstrom werden rd. 50 bis 60 g CO<sub>2</sub> zeitgleich an anderer Stelle emittiert. Da die Emissionen des deutschen Stromerzeugungsmix mit im Durchschnitt 530 g CO<sub>2</sub>/kWh deutlich höher sind, trägt die Windenergieerzeugung dazu bei, CO<sub>2</sub>-Emissionen zu mindern.“ (ROTH & WAGNER 2006)*

Ältere Braunkohlenkraftwerke wie Jänschwalde emittieren ca. 1200 g CO<sub>2</sub> pro Kilowattstunde. Überdies erfordert auch die schwankende Stromabnahme regelmäßig den Teillastbetrieb fossil befeuerter Kraftwerke, der dann auch mit verringertem Wirkungsgrad einhergeht.

#### 10.4.2. Leistungserhöhung Tagebaue Jänschwalde und Welzow-Süd

Bei der Betrachtung der Alternativen „Leistungserhöhung Tagebau Jänschwalde“ und „Leistungserhöhung Tagebau Welzow-Süd“ fallen folgende Fehler auf:

- während das LBGR die zu ersetzende Kohlemenge von 5-6 Mio. t auf 4,5 Mio. t verringert hat, behält es die von VE-M errechneten Mehrkosten unverändert bei.
- Bezüglich der Ausführungen des LBGR zum Energiepreis wird auf das Kapitel 6.3. verwiesen

#### 10.4.3. Tagebau Reichwalde

Bei der Betrachtung der Alternative „vorzeitige Weiterführung Tagebau Reichwalde“ fallen folgende Fehler auf:

- Der PFB führt in seiner mit 9 Zeilen auffallend kurzen Prüfung aus:

*„Die gegen die beiden zuvor untersuchten Varianten angeführten Gründe gelten entsprechend auch für den Fall einer vorzeitigen Weiterführung des Tagebaus Reichwalde.“ (PFB, S.178)*

Dies wurde bezüglich einer Erhöhung der Förderung um die in Cottbus-Nord wegfallende Menge jedoch weder geprüft, noch träfe es zu, dass dafür Mehrkosten durch zusätzliche Investitionen nötig wären.

- Nach der von VE-M eingereichten „Variantenprüfung“ kann der Tagebau Reichwalde bei sofortiger Entscheidung „frühestens 2010 mit der Kohleförderung beginnen“ (Antragsunterlagen, Variantenprüfung S. 14) Dafür angesetzte Mehrkosten haben sich vollständig erledigt, da Vattenfall unabhängig vom Ausgang des Verfahrens inzwischen von einer Aufnahme der Kohleförderung im Frühjahr 2010 ausgeht.
- Eine fundierte Betrachtung des Gemeinwohlargumentes Arbeitsplätze erfolgt nicht. Die Gegenüberstellung des Personalbedarfs in den Antragsunterlagen gelangt zu dem Ergebnis,

das die Wiederinbetriebnahme maximal 210 Mitarbeiter beschäftigen würde. (Planfeststellungsantrag, Variantenprüfung Anhang 5, Anlage 6) Hierbei sind jedoch offensichtlich gegenüber den Zahlen der Vorhabensvariante eben keine Fremdfirmen und keine Mitarbeiter der Zentrale und Verwaltung eingerechnet. Eine dieser detaillierten Auflistung vergleichbare Darstellung für die Vorhabensvariante fehlt völlig, obwohl sie von zentraler Bedeutung wäre. Die Bedeutung der Bezeichnungen „IV Mitarbeiter“, „AV Mitarbeiter“ und „AT Mitarbeiter“ ist nicht erklärt.

- auch der Transport der Kohle über das öffentliche Eisenbahnnetz wurde nicht geprüft, obwohl dies seit einem Jahrzehnt fester Bestandteil der Kohleversorgung des Kraftwerks Klingenberg in Berlin ist.

- der Aspekt der Arbeitsplatzverlagerung im Zusammenhang mit dem Verlagerung der Kohleförderung aus dem Tagebau Cottbus-Nord nach Reichwalde wurde nur unzureichend und mit falschen Ergebnis geprüft. Die Verlagerung der Förderung hätte keine Entlassungen von brandenburgischen Arbeitskräften zur Folge. (siehe auch Abschnitt 4.7.)

## 11. Verwendete Quellen

(Soweit sie über den Planfeststellungsantrag und seine eingestellten Unterlagen sowie den Planfeststellungsbeschuß vom 18.12.2006 hinausgehen)

BMU (2006a): Nationaler Allokationsplan 2008-2012 für die Bundesrepublik Deutschland, S.10f., Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Berlin, 28. Juni 2006

BMU (2006b): Externe Kosten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Vergleich zur Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern, S. 22, Gutachten für das BMU, erstellt von DLR und Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung, 06.04.2006

Brennstoff Wärme Kraft (BWK)

BT-Drs. 14/9171: Antwort der Bundesregierung auf die Große Anfrage der Abgeordneten Kurt-Dieter Grill, Matthias Wissmann, Dr. Peter Paziorek, weiterer Abgeordneter und der Fraktion der CDU/CSU, 29.5.2002

CEZANNE/MOMBERG/SCHMIDT, Energie- und volkswirtschaftliche Bedeutung der Lausitzer Braunkohleverstromung, gutachterliche Stellungnahme vom 31.08.2001

DÄHNERT, D & KETZMER, W. (2006): Das Lausitzer Braunkohlenrevier – ein Verbundsystem moderner, wettbewerbsfähiger Tagebaue in: surface & underground 58 (2006) No. 4

DEBRIV (2006a): Beschäftigte der Braunkohlenindustrie in Deutschland, Monatsübersicht November 2006; 21.12.2006

DEBRIV (2006b): [www.debriv.de](http://www.debriv.de), 29.12.2006

DENA (2005): Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020

DEHST (2006): Liste am Emissionshandel teilnehmender Anlagen in Deutschland, [www.dehst.de](http://www.dehst.de), 05.01.2007

EEX (European Energy Exchange) (2004): Spotmarktkonzept, Leipzig, Dokumentversion 00011B.

EITZ, A.W.(1996): Modernisierung und Rauchgasreinigung bei den bestehenden Braunkohlekraftwerken der VEAG, in VGB Kraftwerkstechnik 76 (1996), Heft 1

EPER - Europäisches Schadstoffemissionsregister 2006: [www.eper.de](http://www.eper.de)

KRAUS, M. (2004): Emissionshandel, GEE-Symposium "Marktliquidität beim Emissionshandel", Mannheim, 20. Oktober 2003, [www.gee.de/old/CO2\\_Handel\\_Okt\\_03/Kraus\\_folien.pdf](http://www.gee.de/old/CO2_Handel_Okt_03/Kraus_folien.pdf).

LDS (2005): Energie- und CO<sub>2</sub>-Bilanz in Brandenburg 2003; statistische Berichte des Landesbetriebes für Datenverarbeitung und Statistik; E IV 4 – j / 03

LANDESREGIERUNG BRANDENBURG (2002): Energiestrategie 2010 - Der energiepolitische Handlungsrahmen des Landes Brandenburg bis zum Jahre 2010 - ein Bericht der Landesregierung Brandenburg, Juni 2002

LANDESREGIERUNG BRANDENBURG (2006): Halbzeitbilanz der Energiestrategie 2010 des Landes Brandenburg, Antwort der Landesregierung vom 14.11.2006 auf die kleine Anfrage des Abgeordneten Wolfgang Thiel, Drucksache 4/3681

LANDTAG BRANDENBURG (1997a): Ausschuß für Umwelt, Naturschutz und Raumordnung: Protokoll zur 44. Sitzung (öffentliche Anhörung) am 23. April 1997, Ausschußprotokoll 2/712,

LANDTAG BRANDENBURG (1997b): Gesetzentwurf der Landesregierung zur Förderung der Braunkohle im Land Brandenburg, zur Auflösung der Gemeinde Horno und zur Eingliederung ihres Gemeindegebietes in die Gemeinde Jänschwalde sowie zur Änderung des Enteignungsgesetzes des Landes Brandenburg (Brandenburgisches Braunkohlengrundlagengesetz) 31.01.1997, Drucksache 2/3750,

LAUBAG (1996): Rahmenbetriebsplan Tagebau Cottbus-Nord 1994 bis Auslauf; Abänderung Nr. 01/96

LAUBAG (1999): Rahmenbetriebsplan Tagebau Jänschwalde 1994 bis Auslauf; Abänderung Nr. 01/99, Antrag vom 31.3.1999

LUA (2006): Daten zum integrierten Klimaschutzmanagement im Land Brandenburg, Fachbeiträge des Landesumweltamtes, Heft Nr. 104; S.93

OLB (2000): Zulassung der Abänderung Nr. 01/99 des Rahmenbetriebsplanes Tagebau Jänschwalde 1994 bis Auslauf, Bescheid vom 18.01.2000

PETER, R. et. al. (1995): Umrüstung des Kraftwerkes Jänschwalde mit 3000 MW elektrischer Leistung auf NO<sub>x</sub>-arme Verbrennungstechnologie unter weitgehender Beibehaltung der Anlagenkonfiguration in: Kraftwerk und Umwelt, VGB [Hrsg.] 1995

PROGNOS (1996): Gutachten zu offenen Fragen der Gemeinde Horno im Konflikt um den Braunkohletagebau Jänschwalde

PROGNOS (2005, vom Auftraggeber Vattenfall erst 2006 veröffentlicht): Energie- und regionalwirtschaftliche Bedeutung der Braunkohle in Ostdeutschland, Endbericht, 137 S.

ROTH, H. & WAGNER, U. (2006): Verstärkter Teillastbetrieb thermischer Kraftwerke durch Windstromeinspeisung, ew - das magazin für die energie wirtschaft, Heft 5/2006, S.14-19

RWE (2005): Facts & Figures 2005

Sächsische Zeitung, 18./19.02.2006

SCHAEFER (Hrsg.) 1994: VDI-Lexikon Energietechnik, 377, VDI-Verlag

Statistik der Kohlenwirtschaft (2006): <http://www.kohlenstatistik.de/home.htm>

STERN, N. (2006): The Economics of Change, Zusammenfassung, S. 1-5

STOLL, R.D. (1993): Tagebauentwicklung in der Lausitz

TERRAVATT, Mitarbeiterzeitschrift der Vattenfall Europe AG

UBA (Hrsg., 2003): Anforderungen an die zukünftige Energieversorgung, S. 27/28

UBA (2004): Braunkohle – ein subventionsfreier Energieträger?; S. 57-61, Studie des Wuppertal Instituts für Klima, Umwelt, Energie im Auftrag des UBA, Oktober 2004

VATTENFALL 2004: Informationsblatt auf [www.vattenfall.de](http://www.vattenfall.de), Stand Mai 2004

- Aus Braunkohle wird Energie – Kraftwerk Boxberg

VATTENFALL (2006a): Informationsblätter auf [www.vattenfall.de](http://www.vattenfall.de), Stand 11.9.2006

- Visitenkarte Braunkohlenkraftwerk Schwarze Pumpe
- Visitenkarte Braunkohlenkraftwerk Schwarze Pumpe
- Informationsblatt Braunkohlenkraftwerk Boxberg
- Aus Braunkohle wird Energie Tagebaue Jänschwalde und Cottbus-Nord (8/2005)

VATTENFALL (2006b): Höherer Wirkungsgrad von Turbinen im Vattenfall-Kraftwerk Jänschwalde senkt CO<sub>2</sub>-Ausstoß, Pressemitteilung vom 05.10.2006

VATTENFALL (2006c): Vattenfall Europe vereinbart Konzerntarifvertrag, Pressemitteilung vom 15.12.2006

VEAG (Hrsg.) (1996): Die Kraftwerke der Veag

[www.debriv.de](http://www.debriv.de), 29.12.2006

[www.swc.de](http://www.swc.de) (Internetseite der Stadtwerke Chemnitz), Dez. 2006

WWF (2005): Dirty Thirty – Europe's worst climate polluting power stations, Kurzstudie, <http://assets.panda.org/downloads/dirty30rankingfinal260905.pdf>, 05.01.2007