

Braunkohleausstieg in Ostdeutschland – technologische, regionalwirtschaftliche und beschäftigungspolitische Konsequenzen einer Umstellung auf eine Stromerzeugung auf Basis Erneuerbarer Energien -

Möglicher Beitrag der Technologien zur Abscheidung von CO₂ zur Reduzierung ostdeutscher Treibhausgasemissionen

Auftraggeber: Bundestagsfraktion Bündnis 90/ die Grünen
Adresse: Büro Cornelia Behm MdB
z.H. Herrn Nils Naber
Jägerstr. 18
14467 Potsdam
E-mail: cornelia.behm@wk.bundestag.de

Auftragnehmer: IZES gGmbH
Institut für ZukunftsEnergieSysteme
Altenkesslerstr. 17
66115 Saarbrücken
Bearbeitet von: Eva Hauser, M.A. und Prof. Dr. Uwe Leprich

Saarbrücken, den 05.05.2008

Inhaltsverzeichnis

Kurzzusammenfassung.....	VII
1 Einleitung.....	1
2 Stromversorgung Ostdeutschlands ohne den Aufschluss neuer Tagebaue.....	4
2.1 Bestehende Tagebaue in den ostdeutschen Revieren.....	4
2.2 Szenario des Auslaufens bestehender Tagebaue	6
2.2.1 Ermittlung der bereits zum Abbau genehmigten Vorräte.....	6
2.2.2 Eckpfeiler der zukünftigen Braunkohleförderung im Status-Quo-Szenario.....	10
2.3 Nutzung der verbleibenden Braunkohlemengen	11
2.3.1 Verschiedene Arten der Braunkohlenutzung.....	11
2.3.2 Überblick: Braunkohlekraftwerke in Ostdeutschland	12
2.3.3 Zu ersetzende elektrische Leistung und Arbeit im Status-Quo-Szenario.....	16
2.4 CO ₂ -Emissionen der ostdeutschen Braunkohlekraftwerke.....	17
3 Beschäftigungssituation und Strukturmerkmale der ostdeutschen Braunkohlereviere....	20
3.1 Direkte Arbeitsplätze im Braunkohlesektor in Ostdeutschland	20
3.2 Indirekte und induzierte Arbeitsplatzeffekte der ostdeutschen Braunkohle	21
3.3 Weitere Strukturmerkmale der 'Braunkohle-Landkreise'	23
3.3.1 Zukunftsfähigkeit der betroffenen Landkreise	23
3.3.2 Unternehmensgründungen und -übernahmen.....	26
3.3.3 Fehlende Berufsperspektiven für junge Frauen.....	28
4 Ersatz des Braunkohlestroms durch Strom aus Erneuerbaren Energiequellen.....	31
4.1 Ermittlung der aktuellen Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien in den ostdeutschen Bundesländern.....	31
4.2 Umsetzung des Konzeptes Energie 2.0 von B90/Die Grünen in Ostdeutschland....	36
4.3 Ersatz des ostdeutschen Braunkohlestroms ab 2020.....	42
4.4 Arbeitsplatzsituation der Erneuerbaren Energien in Ostdeutschland	47
5 Einsatz der CCS-Technologie in ostdeutschen Braunkohlekraftwerken.....	53
5.1 Nachrüstbarkeit des bestehenden Kraftwerksparks.....	55
5.2 Energiebedarf der CO ₂ -Abscheidung und Sequestrierung.....	59
5.3 Regionale Sequestrierungsmöglichkeiten für CO ₂	61
5.4 Voraussichtlicher Kostenrahmen der CCS-Technologie.....	64
5.5 Ökologische Zielerreichung durch CCS bis 2020.....	68
5.6 Ökologische Zielerreichung durch CCS bis 2030 am Beispiel Vattenfalls.....	70
6 Résumé.....	72

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1: Angaben des DEBRIV zu Braunkohlevorräten	6
Tabelle 2-2: Abraum-zu-Kohle-Verhältnis der deutschen Braunkohlereviere.....	7
Tabelle 2-3: Braunkohlevorräte der aktiven Tagebaue.....	8
Tabelle 2-4 Braunkohlekraftwerke in Ostdeutschland.....	13
Tabelle 2-5: Lebensdauer und spezifische Charakteristika der ostdeutschen Kraftwerke	15
Tabelle 2-6: Übersicht: zu ersetzende elektrische Leistung und Arbeit.....	17
Tabelle 2-7: Kohlendioxid-Emissionen der ostdeutschen Braunkohlekraftwerke.....	18
Tabelle 3-1: Beschäftigung im ostdeutschen Braunkohlesektor 2006.....	20
Tabelle 3-2: Produktivitätszuwächse im ostdeutschen Braunkohlenbergbau seit 2002.....	21
Tabelle 3-3: Landkreise mit hoher Anzahl direkt Beschäftigte in der Braunkohleindustrie.	22
Tabelle 3-4: Anteil an den sozialversicherungspflichtig Beschäftigten.....	22
Tabelle 3-5: Wertschöpfung des Braunkohlesektors nach Bundesländern.....	23
Tabelle 3-6: Frauenanteil der einzelnen Brandenburger Landkreise.....	29
Tabelle 4-1: Nettostromverbrauch in Ostdeutschland nach Bundesländern 2006.....	31
Tabelle 4-2: Überblick: Entwicklung der Erneuerbaren in Ostdeutschland seit 2005.....	35
Tabelle 4-3: Anteile Erneuerbarer Energieträger 2005, 2007 und Ziele von Energie 2.0...	36
Tabelle 4-4: Stromproduktion in der BRD laut „Energie 2.0“ von B90/ die Grünen.....	36
Tabelle 4-5: Fiktives Durchschnittsalter der Windparks in Ostdeutschland.....	37
Tabelle 4-6: Installierte PV-Leistung in Ostdeutschland	38
Tabelle 4-7: Zu ersetzender Braunkohlestrom nach Abzug der Einsparpotentiale.....	43
Tabelle 4-8: Zusammenstellung Energieerzeugungsanlagen des Kombikraftwerkes.....	43
Tabelle 4-9: Zu ersetzende Arbeit und Leistung aus Braunkohleverstromung.....	45
Tabelle 4-10: Beschäftigung in der ostdeutschen PV-Industrie.....	49
Tabelle 5-1: Kumulierter Energieaufwand der gesamten CCS-Prozesskette.....	60
Tabelle 5-2: Kapazitäten und Lokalisation möglicher Kohlendioxiddeponien.....	62
Tabelle 5-3: Prognose der Stromgestehungskosten mit und ohne CCS nach RECCS.....	65
Tabelle 5-4: Annahmen und Ergebnisse der FZJ-STE-Studie für CCS mit Braunkohle.....	66

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1: Entwicklung des Abraum-zu-Kohle-Verhältnisses in der BRD seit 1950.....	7
Abbildung 2-2: voraussichtliche Reichweite der Lausitzer Tagebaue.....	9
Abbildung 2-3: voraussichtliche Reichweite der Tagebaue des Mitteldeutschen Reviers..	10
Abbildung 2-4: schematischer Überblick: Braunkohle in Ostdeutschland.....	14
Abbildung 3-1: Zukunftsfähigkeit der brandenburgischen (Braunkohle-)Landkreise	24
Abbildung 3-2:Zukunftsfähigkeit der sächsischen (Braunkohle-)Landkreise.....	25
Abbildung 3-3: Einordnung der sachsen-anhaltinischen Landkreise.....	26
Abbildung 3-4: NUI-Ranking der Braunkohlelandkreise.....	27
Abbildung 3-5: Frauenanteil nach Jahrgängen.....	30
Abbildung 4-1: Stromproduktion aus Erneuerbaren Energien nach Bundesländern 2005	32

Abkürzungsverzeichnis

BB:	Brandenburg (Bundesland)
BGR:	Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe
BHKW:	Blockheizkraftwerk
BK:	Braunkohle(-)
BoA:	Braunkohlenkraftwerksblöcke mit optimierter Anlagentechnik
CB:	Cottbus (kreisfreie Stadt)
CCS:	Carbon capture and storage
DEBRIV:	Deutscher Braunkohlen-Industrie-Verein
DEHSt:	Deutsche Emissionshandelsstelle
ECBM:	Enhanced Coal Bed Methane
EE:	Erneuerbare Energien
EGS:	Enhanced Geothermal Systems
EGR:	Enhanced Gas Recovery
EOR:	Enhanced Oil Recovery
EUA	European Union (Emission) Allowances - EU-Emissionsberechtigungen
GuD:	Gas- und Dampfturbinen(kraftwerk)
IfM:	Institut für Mittelstandsforschung Bonn
IGCC:	Integrated Gasification Combined Cycle
KEA:	Kumulierter Energieaufwand
LBGR:	Brandenburgisches Landesamt für Bergbau, Geologie und Rohstoffe
LMBV:	Lausitzer und Mitteldeutsche Bergbau-Verwaltungsgesellschaft mbH
MIBRAG:	Mitteldeutsche Braunkohlengesellschaft mbH
MV	Mecklenburg-Vorpommern
NUI:	Neue Unternehmerische Initiative
OSL:	Oberspreewald-Lausitz (Landkreis)
PV	Photovoltaik
ROG:	Raumordnungsgesetz
SN:	Freistaat Sachsen
SPN:	Spree-Neiße (Landkreis)
ST:	Sachsen-Anhalt
TH:	Thüringen
THG:	Treibhausgas(e)
WEC:	World Energy Council
WKA:	Windkraftanlage(n)

Kurzzusammenfassung

Noch Generationen nach uns wären betroffen, wenn wir uns heute für neue Braunkohle-tagebaue und -kraftwerke in Ostdeutschland entscheiden würden. Ein Ja zur Fortsetzung der Braunkohleverstromung wäre eine Entscheidung von sehr langfristiger Tragweite für die wirtschaftlichen Strukturen der ostdeutschen Bundesländer und die ökologische Situation vor Ort als auch global.

In dieser Studie werden die Auswirkungen einer Beendigung der Braunkohleförderung nach dem Auskohlen der bestehenden Tagebaue ohne eine Nutzung der aktuellen Vorranggebiete bzw. vollständig neuer Tagebaue untersucht. Den Leitfaden hierbei bilden die Fragen nach Versorgungssicherheit, wirtschaftlicher Entwicklung und Umwelt- bzw. Klimaschutz. Die Stromversorgung Ostdeutschlands in der Zukunft sollte diesen Zielsetzungen so nahe wie möglich kommen.

Ein erster Teil der Studie untersucht, inwieweit der Status quo der ostdeutschen Stromversorgung diesen drei (energie-)politischen Zielen entspricht. Dabei stellt die Versorgungssicherheit das geringere Problem dar. Ob die Braunkohleverstromung zur nachhaltigen wirtschaftlichen Entwicklung und zum vorsorgenden Klimaschutz beitragen kann, darf anhand der Ergebnisse dieser Studie eher angezweifelt werden.

Würden die bestehenden Tagebaue vollständig ausgekohlt, aber keine Abbaugenehmigung für die bestehenden Vorranggebiete erteilt, könnten fast alle ostdeutschen Braunkohlekraftwerke bis in die 30er Jahre dieses Jahrhunderts betrieben werden. Damit wären diese Kraftwerke mehr als 30 Jahre am Netz und für ihre Betreiber wirtschaftlich amortisiert. Die Nutzung bereits ausgewiesener Vorranggebiete, geschweige denn der Aufschluss neuer Tagebaue, ist für die betriebswirtschaftliche Amortisation des bestehenden Kraftwerksparks nicht notwendig.

In Bezug auf den Klimaschutz wird gezeigt, dass die Braunkohleverstromung einen überproportionalen Anteil an CO₂-Emissionen im Vergleich zur produzierten Strommenge aufweist. Die Betreiber der Braunkohlekraftwerke stehen in der Pflicht, diesen übermäßigen Anteil abzubauen und auch die absolute Menge an emittiertem CO₂ bedeutend zu reduzieren, damit die Bundesrepublik ihre Ziele der Emissionsreduktion erfüllen kann.

Drei Indikatoren einer nachhaltigen wirtschaftlichen Entwicklung werden in dieser Studie detailliert untersucht. Dabei ist festzustellen, dass in den Braunkohlerevieren eine Entkopplung von Braunkohle und Zukunftschancen stattfindet. Es besteht die Gefahr, dass in den ostdeutschen Tagebauregionen die heute bereits auftretenden strukturellen und demographischen Probleme in der Zukunft weiter zunehmen werden, wenn diesen Entwicklungen nicht aktiv begegnet wird.

Weiterhin untersucht die Studie auch die Rolle, die die Erneuerbaren Energieträger in der Zukunft für Ostdeutschland spielen können. An erster Stelle wird die Frage nach der Versorgungssicherheit untersucht: Der Anteil an regenerativem Strom in Ostdeutschland liegt bereits heute deutlicher höher als im Bundesdurchschnitt. Vieles spricht dafür, dass dieser Vorsprung beibehalten werden kann. Anhand eines derzeit laufenden Forschungsprojektes zur regionalen Vollversorgung mit Strom aus Erneuerbaren Energiequellen wird gezeigt, dass der in Teilen fluktuierende Charakter des regenerativen Stroms durch ein intelligentes Produktionsmanagement ausgeglichen und eine dauerhafte und stabile Stromversorgung gesichert werden kann. Wenn der Einsatz der Erneuerbaren in der Stromerzeugung durch Maßnahmen zur Energieeffizienz und zum intelligenten Last- und Netzmanagement flankiert wird, kann die vollständige Stromversorgung Ostdeutschlands mit Erneuerbaren Energien nach dem Auskohlen der bestehenden Tagebaue durchaus Wirklich-

keit werden. Die Optimierung des Zusammenspiels regional vorhandener Erneuerbarer Energien (einschließlich der großen Potentiale an Geothermie und off-shore-Windkraft) mit einem ausgefeilten Netz- und Lastmanagement sollte aus Gründen des Klimaschutzes eine hohe Priorität in der Forschung genießen.

Ein weiteres Ergebnis der Studie ist, dass Erneuerbare Energien heute einen bedeutenden Beitrag zur wirtschaftlichen Entwicklung Ostdeutschlands leisten: An mehreren Stellen in Ostdeutschland sind bereits heute Tausende genuin neue Arbeitsplätze entstanden, die in diesen Regionen neue Strukturen und Industriecluster geschaffen haben und weiterhin schaffen können. Die Dynamik der Erneuerbaren in Bezug auf Arbeitsplatzschaffung und wirtschaftliche Entwicklung sollte durch eine konstruktive Zusammenarbeit der Akteure vor Ort und in ganz Deutschland aktiv gefördert werden. Dazu zählen z.B. eine Arbeitsmarktpolitik, die dem hohen Fachkräftebedarf dieses Industriezweiges Rechnung trägt und politische Anreize, die den technologischen Vorsprung Deutschlands im Bereich der Erneuerbaren sichern helfen.

Die zukünftigen Strukturen der ostdeutschen Stromversorgung müssen auf ihre Klimaverträglichkeit hin überprüft und für unschädlich befunden werden. Dabei haben fossile Energien gegenüber den Erneuerbaren den Nachteil, dass ihre Verstromung das in ihnen enthaltene Kohlendioxid freisetzt. Eine mögliche Lösung dieses Problems wird derzeit weltweit darin gesehen, das CO₂ abzuscheiden und in geologischen Formationen unterschiedlicher Art so lange zu verwahren, bis von ihm quasi keine Gefahr mehr für das weltweite Klima ausgeht. Inwieweit diese Option, die heute kurz unter 'CCS' subsumiert wird, in Ostdeutschland machbar ist und welchen Beitrag sie zur Reduzierung der ostdeutschen CO₂-Emissionen leisten kann, wird ebenso in dieser Studie untersucht.

Die Nachrüstung des bestehenden ostdeutschen Braunkohlekraftwerksparks erscheint derzeit eher unwahrscheinlich. Diese ist technisch anspruchsvoll und oft einfach aus Platzgründen nicht realisierbar. Auch gilt es derzeit als günstiger, ein neues Kraftwerk zu bauen als ein altes umzurüsten. Die Marktreife von CCS wird, wenn überhaupt, nicht vor der 4. EU-Emissionshandelsperiode, eintreffen. Die dann geltenden CO₂-Zertifikatspreise werden maßgeblich für die wirtschaftliche Beurteilung der Nachrüstung mit CCS im Vergleich zu anderen Emissionsminderungsstrategien sein.

Doch auch der Neubau zukünftiger Kraftwerke mit CCS-Techniken ist eine große Herausforderung: Viele technische Probleme wie die zu nutzenden Materialien, die Kraftwerkprozesskette oder der sich abzeichnende hohe Mehrbedarf an Brennstoff aufgrund der geringeren Wirkungsgrade mit CCS müssen gelöst werden. Weiterhin muss der Transport des CO₂ und dessen sichere unterirdische Verwahrung über sehr lange Zeiträume erforscht werden. Alle Schritte der CCS-Prozesskette müssen zur technischen Reife gebracht werden, da CCS nur einen Nutzen für den Klimaschutz haben kann, wenn die ganze Prozesskette der Abscheidung und Sequestrierung beherrscht wird.

Zuletzt stellt sich auch die Frage nach den zukünftigen Kosten der CO₂-Abscheidung. Hohe Mehrkosten für den Neubau von CCS-Kraftwerken und für deren Stromgestehungskosten zeichnen sich ab. Diese Kosten müssen ab der Marktreife von CCS mit den Kosten anderer Vermeidungstechnologien verglichen werden.

Der sich abzeichnende Klimawandel verlangt jedoch von uns, dass bis zu einer eventuellen Einführung von CCS die uns heute zur Verfügung stehenden klimaneutralen Technologien – Energieeffizienz und Nutzung Erneuerbarer Energien – zum Einsatz kommen müssen. Die vorliegende Studie demonstriert am Beispiel Ostdeutschlands, dass die Ziele Versorgungssicherheit, wirtschaftliche Entwicklung und Umwelt- bzw. Klimaschutz mit Strom aus Erneuerbaren Energien in Einklang gebracht werden können.

1 Einleitung

"Die Energiestrategie des Landes Brandenburg folgt dem energiepolitischen Zieldreieck aus Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit sowie Umwelt- und Klimaverträglichkeit. Angesichts der Herausforderungen des weltweiten Klimawandels wird die Aufgabe der Zukunft darin bestehen, Klimaschutz und wirtschaftliche Entwicklung bestmöglich miteinander zu vereinbaren."¹

Dieses Eckpunktepapier bringt zum Ausdruck, dass Energiepolitik nicht unabhängig von wirtschaftlichen und sozialen Gegebenheiten gestaltet werden kann. Energiepolitik ist auch Teil der Wirtschaftspolitik, damit der Energiegewinnung und -nutzung Arbeitsplätze und wichtige wirtschaftliche Rahmenbedingungen zusammenhängen.² Jegliche Energiepolitik ist aber auch ein Teil (regionaler) Strukturpolitik, denn Investitionen in Kraftwerke werden aufgrund langfristiger, über mehrere Jahrzehnte reichender strategischer Kalkulationen getroffen, womit dann auch über ebenso lange Zeiträume Strukturen geschaffen werden, die nicht von heute auf morgen abzuändern sind. Daher bietet Energiepolitik die Chance, durch vorausschauende Entscheidungen zu wirtschaftlicher Prosperität und Wohlstand beizutragen. Im ungünstigen Fall kann sie aber auch Strukturen schaffen oder zementieren, die wirtschaftliches Wachstum behindern.

Der sich abzeichnende Klimawandel stellt die Energiepolitik vor die drängende Herausforderung, die Emissionen klimaschädlicher Treibhausgase soweit zu reduzieren, dass die globale Durchschnittstemperatur nur in einem begrenzten Maß ansteigt. Gleichzeitig muss die Energiepolitik Antworten auf die drängenden Fragen globaler Energierohstoffverknappungen geben, die einerseits die Versorgungssicherheit schwer beeinträchtigen können, andererseits gerade Menschen mit geringen Einkommen umso stärker zu belasten drohen.³

Sowohl die europäische Union als auch die Bundesrepublik Deutschland haben vielfältige Maßnahmenpakete beschlossen, die zu diesem Ziel der drastischen Reduzierung der THG-Emissionen beitragen sollen: So soll der CO₂-Ausstoß Deutschlands bis zum Jahr 2020 um 40% im Vergleich zu 1990 gesenkt werden. Langfristig, d.h. bis 2050 wird eine Reduzierung der Treibhausgasemissionen um 60-80% angestrebt werden.⁴

Diese Ziele müssen nun auch auf Länderebene in konkrete Maßnahmen umgesetzt werden. Dabei spielen regionale Besonderheiten wie das Aufkommen unterschiedlicher Energieträger (oder -quellen) ebenso wie die oben beschriebenen bereits bestehenden bzw. zukünftig gewollten wirtschaftlichen Strukturen eine wichtige Rolle bei der politischen Willensbildung.

So hat die brandenburgische Landesregierung in den oben bereits zitierten Eckpunkten einer 'Energiestrategie 2020 für das Land Brandenburg' folgendes energiepolitisches Leitbild zur Diskussionsgrundlage gemacht:

¹ Eckpunkte der Energiestrategie des Landes Brandenburg 2008, S. 1

² cf. Landesregierung Sachsen-Anhalt 2007, S.16

³ cf. Bundestagsfraktion Bündnis 90/ Die Grünen 2007, S. 1

⁴ Cf. www.bundesregierung.de/Content/DE/StatischeSeiten/Breg/ThemenAZ/Klimaschutz/klimaschutz-20-06-07-27-die-nationale-strategie.html

„Brandenburg wird zu einem international bedeutenden Standort für die Erforschung, Produktion, Anwendung sowie den Export zukunftsfähiger Energietechnologien entwickelt.

Die Erneuerbaren Energien werden zu einer tragenden Säule des Energiemixes ausgebaut. Notwendig dafür ist der Ausbau einer stabilen Systemstruktur aus zentralen und dezentralen Erzeugungs- und Versorgungsanlagen.

Zur Stabilität der Energieversorgung wird Brandenburg seinen Anteil der Braunkohleverstromung am gesamtdeutschen Energiemix beibehalten.“⁵

Ähnlich wie Brandenburg setzen auch die beiden anderen ostdeutschen Länder mit eigenen Braunkohlevorkommen, Sachsen⁶ und Sachsen-Anhalt⁷, auf Braunkohle als wichtige Grundlage ihrer Stromversorgung. Doch die Braunkohleverstromung ist aus klima- und umweltpolitischen Gründen sehr umstritten.

1. Die CO₂-Emissionen der Braunkohle-Verstromung machen den Löwenanteil der CO₂-Emissionen in Ostdeutschland aus.
2. Zur wirksamen Vermeidung von CO₂-Emissionen sind weder die Abscheidung noch die Sequestration derzeit nutzbar. Die Braunkohle bleibt somit ein erheblicher Negativfaktor für den Klimaschutz.
3. Die Tagebaue haben enorme Auswirkungen auf den Wasserhaushalt in den Abbauregionen und auf betroffene Flüsse.
4. Der Braunkohletagebau ist verantwortlich für das Umsiedeln ganzer Dörfer und die Entwurzelung vieler Menschen.
5. Davon betroffen ist vor allem die nationale Minderheit der Sorben, deren kulturelle Identität besonders stark leidet.

Die folgende Studie soll nun Alternativen zur Braunkohleverstromung in Ostdeutschland, die nicht die genannten umwelt- und klimapolitischen Nachteile aufweisen, untersuchen. Dabei wird der Frage nachgegangen, inwieweit die Alternative einer Stromerzeugung auf der Basis Erneuerbarer Energien auch die anderen Eckpunkte des energiepolitischen Zieldreiecks, nämlich der Wirtschaftlichkeit und der Versorgungssicherheit, gerecht werden können.

Ein erster Teil der Studie befasst sich damit, wie die Stromerzeugung in den ostdeutschen Bundesländern sukzessive von Braunkohleverstromung auf Erneuerbare Energien umgestellt werden kann:

Dafür liefert das Energiekonzept 2.0 der Bundestagsfraktion von Bündnis 90/ die Grünen sowohl die Grundlage für die Gestaltung dieses Energiemixes als auch zwei Prämissen,

⁵ cf. ibid, S. 2

⁶ cf. Energieprogramm Sachsen 2007, S. 24, wobei die Betonung auf der Nutzung der sächsischen Braunkohle liegt und ihre Rolle als mittelfristig angesehen wird.

⁷ cf. Landesregierung Sachsen-Anhalt 2007, S.40-42, wenngleich das Bekenntnis der sachsen-anhaltinischen Landesregierung zur Braunkohle differenziert ausfällt.

die dieser Studie zugrunde liegen: kein Aufschluss neuer Braunkohletagebaue und kein Bau neuer Braunkohlekraftwerke

- Es wird zuerst dargestellt, in welchem Zeithorizont die derzeit genehmigten und aktiven Tagebaue ausgekohlt sein werden.
- Darauf aufbauend wird dargestellt, wie viel Kraftwerkskapazität und –arbeit wann durch Erneuerbare Energien ersetzt werden müssen und weitergehend wie dieser klimaverträgliche Mix aus Erneuerbaren Energien gestaltet sein könnte.
- Die direkten und indirekten Auswirkungen auf die Arbeitsplatzsituation der betroffenen Regionen werden vorgestellt.
- Abschließend sollen auf der Basis der gewonnenen Ergebnisse die Argumente, die für eine Fortsetzung der Braunkohleförderung vorgebracht werden, unter den Gesichtspunkten des energiepolitischen Zieldreiecks aus Umwelt- und Klimaverträglichkeit, aus Wirtschaftlichkeit und Versorgungssicherheit kritisch hinterfragt werden.

Ein zweiter Teil dieser Studie befasst sich mit den Technologien, die derzeit erforscht werden, um die Braunkohleverstromung von den gleichzeitigen CO₂-Emissionen zu entkoppeln: Die Abscheidung und Sequestrierung⁸ des CO₂. Es soll anhand folgender Fragestellungen untersucht werden, inwieweit bei der ostdeutschen Braunkohleverstromung

- der bestehende Kraftwerkspark mit Technologien zur CO₂-Abscheidung und Sequestrierung (kurz CCS vom englischen Ausdruck „carbon capture and storage“) nachgerüstet werden kann.
- Welchen zusätzlichen Energiebedarf die Anwendung von CCS zur Folge hätte.
- Welche regionalen Lagermöglichkeiten für CO₂ zur Braunkohleverstromung zur Verfügung stünden.
- Welche Kosten die Anwendung der CCS-Technologien voraussichtlich mit sich bringen würden und
- zuletzt inwieweit die CCS-Technologien mit den Kriterien ökologischer Zielerreichung übereinstimmen.

⁸ Bewusst sollen hier nicht die häufig gebrauchten Begriffe 'Lagerung' oder 'Speicherung' des CO₂ benutzt werden, denn diese implizieren eine spätere Nutzung dieses Treibhausgases, sondern der Begriff 'Sequestrierung', der u.a. eine „gerichtlich angeordnete Übergabe einer strittigen Sache an einen Sequester“ beschreibt. cf. DUDEN Fremdwörterbuch 1990

2 Stromversorgung Ostdeutschlands ohne den Abschluss neuer Tagebaue

2.1 Bestehende Tagebaue in den ostdeutschen Revieren

Gesetzlich und landesplanerisch wird der Abbau und später die Sanierung der ausgekohnten Tagebaue in den sog. Braunkohlenplänen geregelt. Diese entsprechen den Vorgaben von §7, Abs. 2 des Raumordnungsgesetzes (ROG) in seiner Fassung vom 18. August 1997. Braunkohlenpläne sind eine spezielle Form der Raumordnungspläne der „Standorte für die vorsorgende Sicherung sowie die geordnete Aufsuchung und Gewinnung von standortgebundenen Rohstoffen.“

Weiterhin definiert das ROG sog. „Vorranggebiete“ als Gebiete, die laut §7, Abs. 4 des ROG „bestimmte, raumbedeutsame Funktionen oder Nutzungen in diesem Gebiet ausschließen, soweit diese mit den vorrangigen Funktionen, Nutzungen oder Zielen der Raumordnung nicht vereinbar sind“.⁹

Weiterhin sieht das ROG vor, dass bei der Erstellung und Änderung von Raumordnungsplänen eine Prüfung der Umweltauswirkungen im Sinne der europäischen Richtlinie 2001/42 EG durchgeführt werden muss.

In den ostdeutschen Bundesländern gibt es im Jahr 2008 acht aktive Tagebaue in drei Bundesländern: in Brandenburg und Sachsen in den Tagebauen der Lausitz; in Sachsen und Sachsen-Anhalt die zum mitteldeutschen Revier gehörenden Tagebaue.

Namentlich sind dies folgende Tagebaue:

In der Lausitz: *Cottbus Nord*, *Jänschwalde* und *Welzow Süd* in Brandenburg¹⁰ sowie *Nochten* und der derzeit 'gestundete'¹¹ Tagebau *Reichwalde* in Sachsen. Die Ortschaften Grabko, Atterwasch und Kerkwitz müssten gegebenenfalls dem neuen Tagebau Jänschwalde-Nord weichen.

Im Mitteldeutschen Revier: *Vereinigtes Schleenhain* in Sachsen, *Profen* länderübergreifend in Sachsen¹² und Sachsen-Anhalt sowie *Amsdorf* in Sachsen-Anhalt.

Dabei fällt auf, dass der Braunkohlenplan für den Tagebau Vereinigtes Schleenhain am 12.11.2003 vom Oberverwaltungsgericht Bautzen wegen formeller Fehler für nichtig erklärt wurde. Zwar wurde im Dezember 2003 mit dem Verfahren zur Neuaufstellung des Braunkohlenplanes Vereinigtes Schleenhain begonnen, dennoch geht der Abbau ohne einen neuen gültigen Braunkohlenplan in diesem Tagebau seither weiter.

⁹ ROG 1997, § 7

¹⁰ Cf. Gesetz- und Verordnungsblatt für das Land Brandenburg, mehrere Jahrgänge sowie Cf. LBGR 2007, Folie 8ff

¹¹ Dieser Begriff wird allgemein verwendet, wenn ein Tagebau längere Zeit ruht. Lt. § 52, Abs. 1 Bundesberggesetz gilt eine Unterbrechung des Betriebes von bis zu zwei Jahren als 'Führung', eine längere Unterbrechung nur dann, wenn sie von der zuständigen Behörde genehmigt wird.

¹² cf. www.rpv-west Sachsen.de/ Stichworte „Braunkohlenplanung\ Braunkohlenpläne“ und www.rpv-voIns.homepage.t-online.de/frame1.htm .

Zu den beiden Lausitzer Tagebauen Welzow-Süd und Nochten gehören jeweils Vorranggebiete. Im Dezember 2006 hat die Firma Vattenfall den Antrag auf Erweiterung des Tagebaus Nochten auf das Vorranggebiet gestellt, seither laufen die Vorbereitungen für die Erstellung des nötigen Braunkohlenplanes, des Umweltberichts und des sozialen Anforderungsprofils für die dann nötige Umsiedlung von vier Ortschaften.¹³ Auch für das Vorranggebiet Welzow-Süd Teil II ist am 15.11.2007 das Braunkohlenplanverfahren offiziell eingeleitet worden, nachdem Vattenfall im Sommer 2007 den hierzu nötigen Antrag gestellt hatte. Dieses Planverfahren könne sechs Jahre dauern, da erstmalig in Deutschland eine strategische Umweltprüfung stattfindet. Die von Welzow-Süd möglicherweise betroffenen Bürger der Gemeinde Haidemühl sind bereits Ende 2006 umgesiedelt worden. Etwa 1.200 Einwohner der Gemeinde Proschim leben auf dem vom Vorranggebiet betroffenen Territorium und müssten gegebenenfalls dem neuen Tagebau weichen.¹⁴

Eine im Auftrag des brandenburgischen Ministeriums für Wirtschaft von der TU Clausthal angefertigte Studie hat weitere Felder, die für einen möglichen Abbau der Braunkohle in Frage kämen, untersucht und nennt in seinen Empfehlungen 7 Felder, die prioritär für eine Tagebaunutzung in Frage kämen: Bagenz-Ost, Forst Hauptfeld, Klettwitz-Nord, Spremberg-Ost, Jänschwalde Nord, Jänschwalde Süd und Neupetershain.¹⁵ Diese neuen Felder sicherten die Versorgung Brandenburgs mit Braunkohle für 50 zusätzliche Jahre. Fünf dieser sieben Lagerstätten liegen ungefähr auf einer Linie zwischen den beiden Kraftwerken Jänschwalde und Schwarze Pumpe, Neupetershain schließt nordwestlich an den Tagebau Welzow-Süd an; einzig Klettwitz-Nord liegt ungefähr 40 km westlich des Kraftwerks Schwarze Pumpe. Reinhardt Hassa, Vorstandssprecher von Vattenfall Europe Mining AG geht für Jänschwalde Nord von einem Beginn eines Braunkohlenplan-Genehmigungsverfahrens in 2008 oder 2009 aus; für die Braunkohlenfelder Bagenz-Ost und Spremberg-Ost gedenkt Vattenfall ab 2015 entsprechende Verfahren zu beantragen.¹⁶

Die MIBRAG betreibt bzw. betreibt in Sachsen-Anhalt und in Mecklenburg-Vorpommern in den Gebieten bzw. Orten Lützen, Egelner Südmulde und Lübtheen Erkundungsbohrungen.¹⁷ Lützen liegt in unmittelbarer Nähe des von der MIBRAG geplanten neuen Kraftwerkes Profen. Die Egelner Südmulde liegt im Salzlandkreis (SLK) mit dem Verwaltungssitz Bernburg. Ihr Vorrat wird von der MIBRAG auf eine Milliarde Tonnen Braunkohle geschätzt. Derzeit befindet sich kein größeres Braunkohlekraftwerk in der Nähe dieser Erkundungsstätten, die nächstgelegenen sind die Kraftwerke Amsdorf, Könnern und Dessau sowie das Kraftwerk Schkopau, das bereits in knapp 100 km Entfernung liegt. In Lübtheen im mecklenburgischen Landkreis Ludwigslust wurden die Erkundungsbohrungen 2005 eingestellt, weil die Aufsuchungserlaubnis nicht verlängert wurde. Am 11.07.2007 hat sich der Landtag Mecklenburg-Vorpommerns einstimmig gegen den Aufschluss eines Tagebaues in der Griesen Gegend, in der der Ort Lübtheen liegt, ausgesprochen.¹⁸

¹³ Cf. www.rpvols.homepage.t-online.de/frame1.htm Stichworte „Braunkohlenplanung\ Teilfortschreibung des Braunkohlenplanes Tagebau Nochten“

¹⁴ Cf. Lausitzer Rundschau online, unter <http://www.lr-online.de/regionen/aufeinemblick/art17662,1842580>, sowie www.haidemuehl.de

¹⁵ cf. TU Clausthal 2007, S. 145. Nur bei zwei von den sieben ins Auge gefassten Tagebauen (Bagenz Ost und Spremberg Ost) wären keine Umsiedlungen notwendig. Cf. LBGR 2007, Folie 8ff

¹⁶ Cf. Hassa 2007, Folien 14 und 15

¹⁷ cf. <http://www2.mibrag.de/pages/layout2sp.php?id=701>, Stichwort 'Erkundung'

¹⁸ <http://www.dokumentation.landtag-mv.de/parldok/Cache/1000C4E670840B7243C6912C.pdf>

2.2 Szenario des Auslaufens bestehender Tagebaue

In diesem Kapitel soll ermittelt werden, wie viele Braunkohlevorräte in den bestehenden, genehmigten Tagebauen derzeit noch bestehen und wie lange diese Vorräte bei unveränderten jährlichen Nutzungsmengen noch Bestand haben werden.

2.2.1 Ermittlung der bereits zum Abbau genehmigten Vorräte

Es wäre wünschenswert, wenn es eine einheitliche Veröffentlichung der in den Braunkohletagebauen bereits zum Abbau genehmigten Vorräte gäbe. Derzeit ist die Ermittlung dieser Zahlen eher ein Stückwerk aus unterschiedlichen Dokumenten:

- Publikationen der vor Ort tätigen Bergbauunternehmen und ihrer Wirtschaftsverbände,
- den Braunkohlenplänen bzw. den von den jeweiligen Landesregierungen erlassenen Verordnungen zu den einzelnen Tagebauen, (deren Zahlen im Wesentlichen zu Beginn der Tagebautätigkeit und bei wesentlichen Veränderungen der Tagebautätigkeit erstellt werden und daher nicht regelmäßig aktualisiert werden)
- und einigen wenigen Literaturquellen, die meist auch von Angehörigen der Braunkohlebranche verfasst worden sind.¹⁹

Die Genauigkeit der Angaben über die Braunkohlevorräte ist einerseits technisch bedingt durch die Art der Ermittlung dieser Daten, die anhand vieler Probebohrungen eruiert und darauf aufbauend hochgerechnet werden.

Ausgangsjahr	Zum Abbau genehmigte Vorräte (in Mrd. t)	Reserven (in Mrd. t)	Ressourcen (in Mrd. t)	„geologisches Potential“
2007 – lt. DEBRIV ²⁰	6,1	40,8	k.A.	77,2

Tabelle 2-1: Angaben des DEBRIV zu Braunkohlevorräten

Wie oben beschrieben gibt es keine von den Bergbauunternehmen unabhängige, einheitliche Quelle, die in regelmäßigen Abständen die realen Fördermengen der aktiven Tagebaue und die noch vorhandenen Vorräte der Öffentlichkeit darlegt. Tabelle 2-3 stellt die für die ostdeutschen Tagebaue genannten Daten zusammen.

Ein wichtiges Kriterium der Beurteilung eines Braunkohletagebaus ist auch das sog. Abraum-zu-Kohle-Verhältnis, das angibt, wie viel m³ Erdreich pro Tonne geförderte Braunkohle bewegt bzw. ausgehoben werden müssen. Dies ist kein statischer Wert, denn er kann während der gesamten Abbauzeit eines Tagebaus schwanken. Dennoch lässt sich, wie Abbildung 2-1²¹ verdeutlicht, eine stetige Verschlechterung des Abraum-zu-Kohle-Verhältnisses feststellen.

¹⁹ René Schuster zitiert in seiner Studie z.B. einen Artikel, der von Detlef Dähnert, einem Prokuristen der Vattenfall Europe Mining AG, mitverfasst wurde. Cf. Schuster 2007

²⁰ Cf. DEBRIV 2008, o.S.

²¹ Cf. Energy Watch Group 2007, S. 44

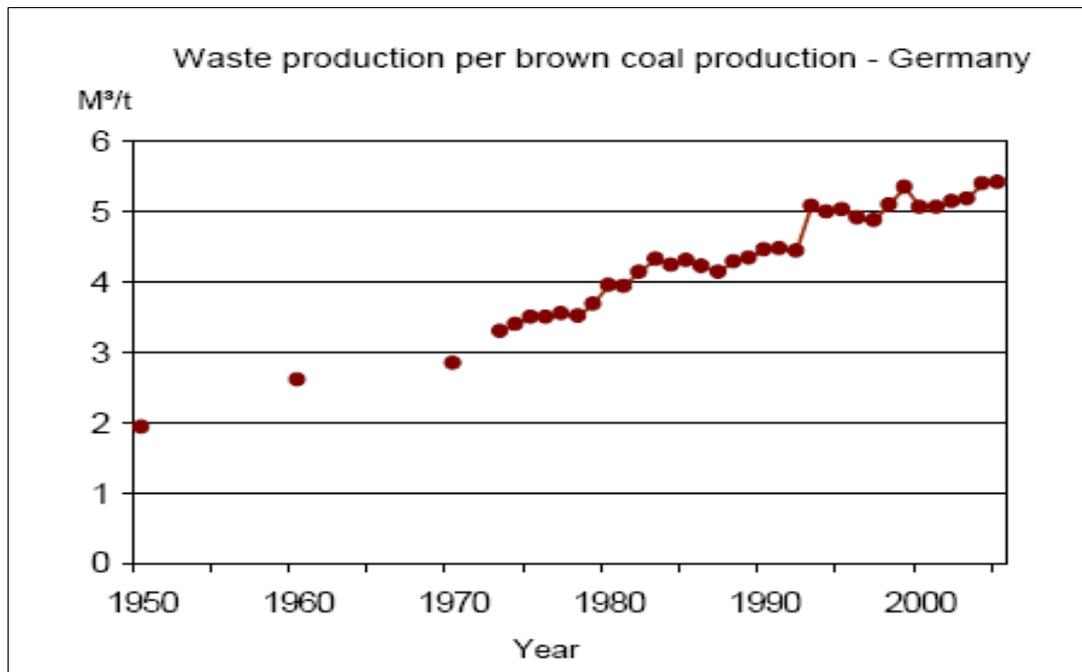


Abbildung 2-1: Entwicklung des Abraum-zu-Kohle-Verhältnisses in der BRD seit 1950
 Quelle: Energy Watch Group

Dabei sind große Unterschiede zwischen den Revieren (vgl. Tabelle 2-2²²) und auch zwischen den Tagebauen einzelner Reviere festzustellen: Vattenfall gibt das A-K-Verhältnis des Tagebaus Jänschwalde derzeit mit 9,3:1 an, Cottbus-Nord hingegen mit 4:1.²³

Revier	Rheinland	Helmstedt	Lausitz	Mitteldt. Revier	Gewichteter Mittelwert
Jahr 2005	4,672	6,774	7,038	3,963	5,410

Tabelle 2-2: Abraum-zu-Kohle-Verhältnis der deutschen Braunkohlereviere
 Quelle: Kohlenstatistik.de

²² Cf. VGE Jahrbuch 2008, Tabelle 10 D 04

²³ Cf. Vattenfall 2006, 1

Tabelle 2-3 fasst die Angaben über die Vorräte der einzelnen Tagebaue zusammen.

Tagebau		Menge förderbare Braunkohle (in Mio. Tonnen)- In braun: Jahresfördermenge				Geplantes Auslaufen laut versch. Quellen-		
		In grün: Berechnung der Verfasser						
		Betreiber	LBGR-(2006)	BK-plan	'Bergbau' 11/06 ²⁴	LBGR ²⁵	BK-plan	'Berg-bau' 11/06
Lausitz								
BRANDENBURG	Jänschwalde	14,8 (2004)	175 - 14,5 / a	167,5 - 182,8 ²⁶			2019	
	Welzow Süd	20,6 (2004)	452 - 19,4 / a				2027-30	
	VRG Welzow-Süd		210			2050		
	Cottbus Nord	5,8 (2004)	47 - 5,1 / a	42 - 48			2015	
SACHSEN	Reichwalde (ab 2010)	366	10 / a		366 - 10 / a			2045-50
	Nochten	17,7 (2004)	18,9 / a	442 (2006)	438 - 17 - 19 / a		2026	2026-29
	VRG Nochten (2025-45)		300	300 ²⁷	300 - 17 - 19 / a	2060	2045	2045-50
Σ Lausitz ohne VRG		~ 1.482 - ~ 58 / a				Voraussichtlich 2050		
Σ Lausitz mit VRG		~ 1.992				Voraussichtlich 2050-60		
Mitteldeutsches Revier								
SN	Ver. Schleenhain	11,3 (2006)			380 - 11-12 / a			2040
	Profen (SN)	8,6 (2006)		21 (2002)	16 - 3-4 / a			2010
ST	Profen (ST)				215 - 8-9 / a			2030-35
	Σ MIBRAG²⁸	~ 19 / a						
	Amsdorf ²⁹		Max. 9 -	~ 0,5 / a			2025	
Σ Mitteldt. Revier		600 ³⁰			611			Voraussichtlich 2040
Σ Ostdeutschland		~ 2.500 - 2.600				Voraussichtlich 2060		
Betreiber:		Vattenfall	MIBRAG	Romonta				

Tabelle 2-3: Braunkohlevorräte der aktiven Tagebaue

Damit ergäben sich die in den Abbildungen 2-2 und 2-3 gezeigten Reichweiten der beiden ostdeutschen Reviere auf der Basis der folgenden Annahmen:

- Der Gesamtverbrauch an Braunkohle in beiden Revieren bleibt konstant.

²⁴ Cf. Gerhardt 2006

²⁵ Cf. LBGR 2007, Folie 3

²⁶ Laut der Tagebauverordnung vom 30.12.2002 wäre eine durchschnittliche Jahresförderung von 17,9 Mio. Tonnen zu erwarten gewesen, die realen Förderzahlen liegen im Schnitt bei 15,2 Mio t / a.

²⁷ cf. www.rpvols.homepage.t-online.de/frame1.htm, Stichwort „Braunkohlenplanung“

²⁸ cf. www2.mibrag.de/pages/layout2sp.php?id=185, www2.mibrag.de/pages/presseinformation.php?id=957

²⁹ cf. http://www.romonta.de/ie4/german/Romonta/i_anfang.htm – Stichworte „das Unternehmen\ Geschäftsentwicklung\ Lageberichte\ 2006“

³⁰ cf. <http://www.debriv.de/pages/grafiken.php?page=249>

- Jänschwalde: Weiterhin eine mittlere jährliche Fördermenge von 14,5 Mio. T
- Welzow-Süd: Es wird keine Abbaugenehmigung für das Vorranggebiet erteilt. Es werden jährlich im Schnitt 20 Mio. T gefördert.
- Cottbus-Nord: Planmäßiges Auslaufen des Tagebaus im Jahr 2015; das jährliche Aufkommen beträgt 5,5 Mio. T.
- Nochten: Die Förderung pendelt sich bei dem oberen Wert von 19 Mio. T / a ein, damit läuft der Tagebau 2029 aus, das Vorranggebiet wird nicht angetastet.
- In Reichwalde werden ab 2010 jährlich die benannten 10 Mio. T gefördert, damit wäre dieser Tagebau 2046 ausgekohlt.
- Im Tagebau Vereinigtes Schleenhain beläuft sich das mittlere jährliche Aufkommen auf 11,3 Mio. T, damit wäre dieser 2039 ausgekohlt.
- Profen: Die Fördermenge liegt bei 8,6 Mio. T, damit liefert der Tagbau bis 2035 Braunkohle.³¹
- Der Tagebau Amsdorf läuft planmäßig 2025 aus, die Fördermenge bleibt bei 0,5 Mio. T/a.

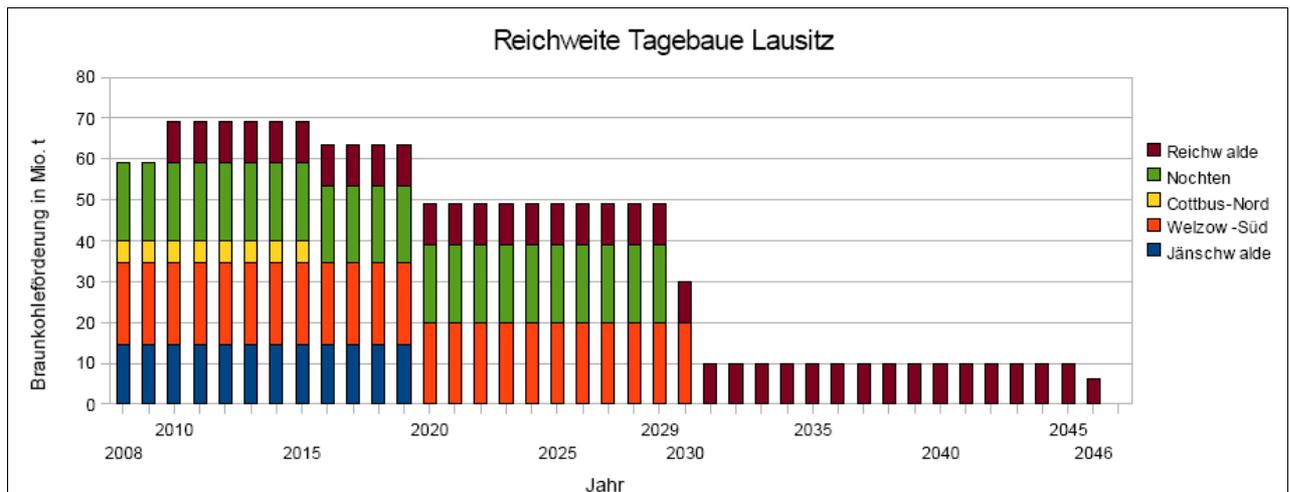


Abbildung 2-2: voraussichtliche Reichweite der Lausitzer Tagebaue

³¹ MIBRAG gibt die ungefähre Reichweite ihrer beiden Tagebaue mit „bis etwa 2040“ an, was auch den Laufzeiten der Kraftwerke entspreche. Cf. <http://www2.mibrag.de/pages/layout2sp.php?id=701>

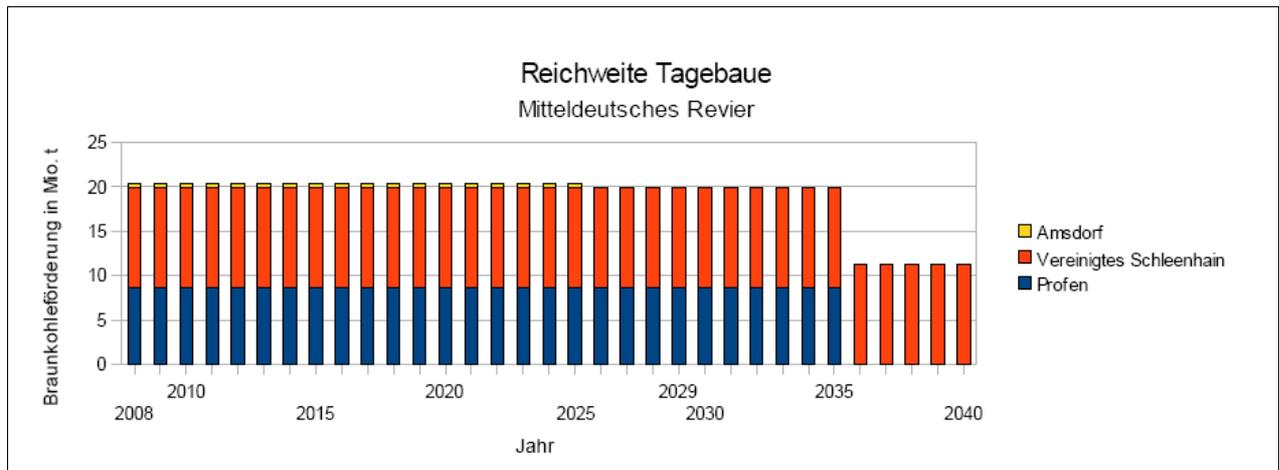


Abbildung 2-3: voraussichtliche Reichweite der Tagebaue des Mitteldeutschen Reviers

2.2.2 Eckpfeiler der zukünftigen Braunkohleförderung im Status-Quo-Szenario

Damit ist bei der Annahme gleich bleibender Fördermengen in den ostdeutschen Tagebauen von folgenden Voraussetzungen bis ungefähr zur Mitte dieses Jahrhunderts auszugehen:

- Im **Mitteldeutschen Revier** bleibt die Förderung bis zum Jahr 2035 fast konstant bei ungefähr 20,4 Mio. T. Das Auslaufen von Amsdorf vermindert die Fördermenge nur geringfügig auf rund 19,9 Mio. T.
- Bis zum Jahr 2040 verbleiben noch die 11,3 Mio. T des Tagebaus Profen. Sein Ende bedeutet dann auch gleichzeitig das Ende der Förderung im Mitteldeutschen Revier.
- Die Förderung im **Lausitzer Revier** erreicht in den Jahren 2010 – 2015 ein kurzfristiges Maximum von knapp 70 Mio. T durch die aus dem Tagebau Reichwalde neu hinzukommende Braunkohle.
- Ab 2015 nimmt die Fördermenge durch das Auslaufen des Tagebaus Cottbus-Nord ab; mit ungefähr 63,5 Mio. T liegt sie aber immer noch um ungefähr 4 Mio. Tonnen über dem heutigen Stand.
- Mit dem Auskohlen des Tagebaus Jänschwalde im Jahr 2019 erfolgt ein deutlicher Einschnitt der Fördermenge auf nun noch rund 49 Mio. T.
- Ende der 30er Jahre dieses Jahrhunderts werden dann sowohl Nochten als auch Welzow-Süd ausgekohlt sein. Es bleiben bis ungefähr zum Jahr 2046 einzig die 10 Mio. T des Tagebaues Reichwalde. 2047 wäre damit das letzte Jahr, in dem in Ostdeutschland Braunkohle zu Tage gefördert würde.

2.3 Nutzung der verbleibenden Braunkohlemengen

Die oben ermittelten Mengen an Braunkohle in den bereits genehmigten ostdeutschen Tagebauen werden zum allergrößten Teil zur Verstromung genutzt: Wegen der im Vergleich zum Beispiel zur Steinkohle geringeren Energiedichte wird Braunkohle jedoch nicht über weite Strecken transportiert oder lange gelagert, sondern relativ nah an den Aufkommensorten, den Tagebauen, genutzt. Daher müssen die oben ermittelten Mengen an Braunkohlevorräten in Verbindung mit den in ihrer Nähe gelegenen Kraftwerken zur Verstromung und gegebenenfalls Wärme- und Prozessdampferzeugung bzw. den weiteren Nutzungsarten betrachtet werden.

Dies ist Inhalt des nun folgenden Kapitels, das zuerst die verschiedenen Arten und Mengenverhältnisse der Braunkohlenutzung beschreibt, nämlich die Veredelung und die Nutzung in Kraftwerken, und abschließend schematisch schildert, wie viele Kraftwerkskapazitäten mit dem sukzessiven Auslaufen der einzelnen ostdeutschen Tagebaue wann ersetzt werden müssen.

2.3.1 Verschiedene Arten der Braunkohlenutzung

Rund 95% der Braunkohle der beiden ostdeutschen Reviere werden direkt zur Strom- bzw. Fernwärme- und Prozessdampferzeugung genutzt.³² Weitere Nutzungen sind:

- die energetische Nutzung nach Trocknung der Braunkohle zur Steigerung der Energiedichte in Form von Briketts, Wirbelschichtbraunkohle und Braunkohlenstaub sowie -koks³³,
- die Extraktion von bituminösen Wachsen zur späteren Nutzung als Grundstoff verschiedener Industriezweige, die Spezialität der Amsdorfer Firma Romonta, deren Name aus dem Begriff 'Rohmontanwachs' abgeleitet ist und
- die Abtrennung der an die Braunkohle gebundenen Holzfasern, die unter der Bezeichnung 'Braunkohlenxylyt' als Bodenverbesserer und Zusatz zu Blumenerden genutzt werden.³⁴

Sowohl der Vattenfall-Konzern als auch die MIBRAG betreiben eigene Veredelungsfabriken: Vattenfall im Industriepark Schwarze Pumpe und die Mibrag in Deuben.

Auch wenn sich die Anteile der einzelnen Veredelungsprodukte untereinander leicht von Jahr zu Jahr verschieben, ist nicht mit einer nennenswerten Steigerung ihres Gesamtanteiles an der Braunkohlenutzung im Vergleich zum dominanten Anteil der Verstromung zu rechnen.³⁵

³² cf. DEBRIV 2007, S. 21

³³ Cf. www.vattenfall.de/www/vf/vf_de/Gemeinsame_Inhalte/DOCUMENT/154192vatt/Bergbau_und_Kraftwerke/P0274862.pdf

³⁴ Cf. www.vattenfall.de/www/vf/vf_de/225583xberx/225613dasxu/225933bergb/226503kerng/225963tageb/339260indus/359067xylyt/index.jsp

³⁵ cf. <http://www.kohlenstatistik.de/home.htm>, Tab. „Braunkohle in der Übersicht, und Schuster 2007, S. 14

2.3.2 Überblick: Braunkohlekraftwerke in Ostdeutschland

In der Bundesrepublik Deutschland existieren derzeit 40 Kraftwerke, die ausschließlich oder überwiegend mit Braunkohle betrieben werden. Ihre installierte Gesamtbruttoleistung beträgt 21.930 MW. Die meisten befinden sich in den Braunkohlerevieren selbst und sind damit auf die Bundesländer Nordrhein-Westfalen, Brandenburg, Sachsen und Sachsen-Anhalt konzentriert.³⁶ Tabelle 2-4 listet die davon in Ostdeutschland befindlichen Kraftwerke einschließlich ihrer installierten Bruttokapazität und Betreiber auf; Abbildung 2-4 gibt einen schematischen Überblick über die Standorte der Tagebaue und Kraftwerke.

Im Jahr 2006 steuerte die Braunkohle zur gesamten bundesdeutschen Bruttostromerzeugung 152 TWh von gesamt 635,8 erzeugten TWh bei, dies entspricht einem Anteil von 23,9%.³⁷ Davon entfallen ungefähr 11 - 12% auf die ostdeutschen Braunkohlekraftwerke.³⁸ Die gesamte installierte Bruttoleistung der ostdeutschen Kraftwerke beträgt 10.215 MW, wovon 91,24 % auf fünf große Kraftwerke der Betreiber Vattenfall sowie EnBW und E.ON entfallen.

Bezüglich des Brennstoffverbrauches und der Stromproduktion der einzelnen Kraftwerke liegen nur wenige Daten aus nicht unbedingt miteinander vergleichbaren Quellen vor. Tabelle 2-4 gibt einen Überblick über die Bandbreiten dieser Daten. Am ehesten existieren hier Daten für die großen Kraftwerke von Vattenfall sowie der MIBRAG. Diese werden durch Berechnungen anhand der Emissionsdaten der DEHSt ergänzt, die näherungsweise Rückschlüsse sowohl auf die jeweiligen Braunkohleverbräuche als auch auf die Stromproduktion der großen Kraftwerke mit anteilmäßig geringer Fernwärme- bzw. Prozessdampf-auskopplung zulassen.

Im folgenden wird bei den Braunkohleverbräuchen eher von den oberen Werten ausgegangen, die sich aufgrund der Berechnungen auf der Basis der Emissionsdaten und der Angaben der Betreiber zu Braunkohleverbrauch pro Tag und Kraftwerk bei Vollast als plausibler erweisen.³⁹ Die relativ geringen Verbräuche der Kraftwerke, die von Stadtwerken oder von Firmen anderer Wirtschaftszweige betrieben werden, erklären sich durch die häufige Mitverbrennung anderer Brennstoffe oder deren Nutzung als Spitzenheizwerke.

³⁶ cf. www.kohlenstatistik.de, Tabelle „KW-LEI-06“

³⁷ cf. <http://www.bmwi.de/BMWi/Navigation/Energie/energiestatistiken,did=180894.html>

³⁸ LBGR 2007, Folie 2

³⁹ Da sowohl die mittleren Heizwerte der beiden Reviere (Lausitz: 8650 MJ/ t Braunkohle laut Schuster 2007, 19; Mitteldeutschland: 10250 MJ/ t laut MIBRAG 2002, 12-16 und Michel 2005,12) als auch die CO₂-Gehalte bezogen auf den Heizwert (Lausitz 113 MJ/ t und Mitteldeutschland 110 MJ/ t laut Schuster 2007, 20) bekannt sind, lässt sich aus diesen Werten ein Richtwert für die Braunkohlenutzung ermitteln. Diese wurden mit den Angaben der Betreiber (Jänschwalde: 60.000t/d; Lippendorf 1460 t/h bzw. 35.000 t/d; Boxberg III und IV 50.000t /d, Neubaublock Boxberg R: 15.000t/d; Schwarze Pumpe: keine Angaben) laut Beschreibungen der Kraftwerke unter www.vattenfall.de abgeglichen.

	Betreiber		Bruttoleistung (MW)	Bandbreiten/ Schätzung Braunkohle- verbrauch (Tsd. t/a)	Bandbreiten/ Schätzung Netto- Stromproduktion (Gwh/a)
Lausitzer Revier					
1	Frankfurt/ Oder (BB)	Frankfurt/ Oder	49	200	
2	Cottbus (BB)	Stadtwerke Cottbus	80	230	
3	Klingenberg (Berlin)	Vattenfall Europe Generation	188	1.540	
4	Jänschwalde (BB)	Vattenfall Europe Generation	3.000	24.000-25.300	21.600-22.000
5	Schwarze Pumpe (BB)	Vattenfall Europe Generation	1.600	11.000-12.500	12.000
6	Senftenberg (BB)	Ges. f. Montan- und Bautechnik mbH	11	0,6	
7	Boxberg (SN)	Vattenfall Europe Generation	1.900	14.000-16.500	13.800-15.500
		<i>Ab 2011: Boxberg – Block R (derzeit im Bau)</i>	675	4.700-5.000	6.000
8	Chemnitz Nord (SN)	Stadtwerke Chemnitz	185	1.160	
	Summe Lausitzer Revier		7.013	53.000-57.160	
	<i>Davon Kraftwerke der Vattenfall Europe Generation</i>		6.500	49.000-54.300	47.400-49.500
Mitteldeutsches Revier					
9	Amsdorf (ST)	ROMONTA	48	510	
10	Dessau (ST)	Stadtwerke Dessau	57	200	
11	Deuben (ST)	MIBRAG	86	783	480-560
12	Könnern (ST)	Zuckerfabrik	29	110	
13	Mummsdorf (ST)	MIBRAG	85	810	540-560
14	Schkopau (ST)	E.ON / Saale Energie	980	5.400-5.800	3.600
15	Wühlitz (ST)	MIBRAG	37	300	260-270
16	Zeitz – 2 Anlagen (ST)	Südzucker Zeitz GmbH & Südzucker Bioethanol GmbH	40	25	
17	Lippendorf R (SN)	EnBW / E.ON Kraftwerke GmbH	920		6.980-7.300
	Lippendorf S (SN)	Vattenfall Europe Generation	920	10.1510-11.200	5.660-7.300
	Summe Mitteldeutsches Revier		3.202	16.900-18.350	
	<i>Davon Kraftwerke von Vattenfall, EnBW und E.ON</i>		2820	69.900-75.510	63.640-67.400
	Summe Ostdeutschland		10.215		
	Nachrichtlich: Förderung Braunkohle in Ostdeutschland 2005 laut DEBRIV			78.458	
	Nachrichtlich: Bruttostromerzeugung in Osttdld. aus Braunkohle laut DEBRIV 2005				73 TWh

Tabelle 2-4 Braunkohlekraftwerke in Ostdeutschland⁴⁰

⁴⁰ Quellen: Namen, Betreiber und inst. Leistung der KW: www.kohlenstatistik.de, Tabelle „KW-LEI-06“; Braunkohleverbrauch: LGBR 2007, Folie 4; MIBRAG 2007, S. 13 sowie eigene Berechnungen anhand von www.register.dehst.de und Schuster 2007, 13f; Stromproduktion: Michel 2005, 37; SMUL 2007 und www.mibrag.de

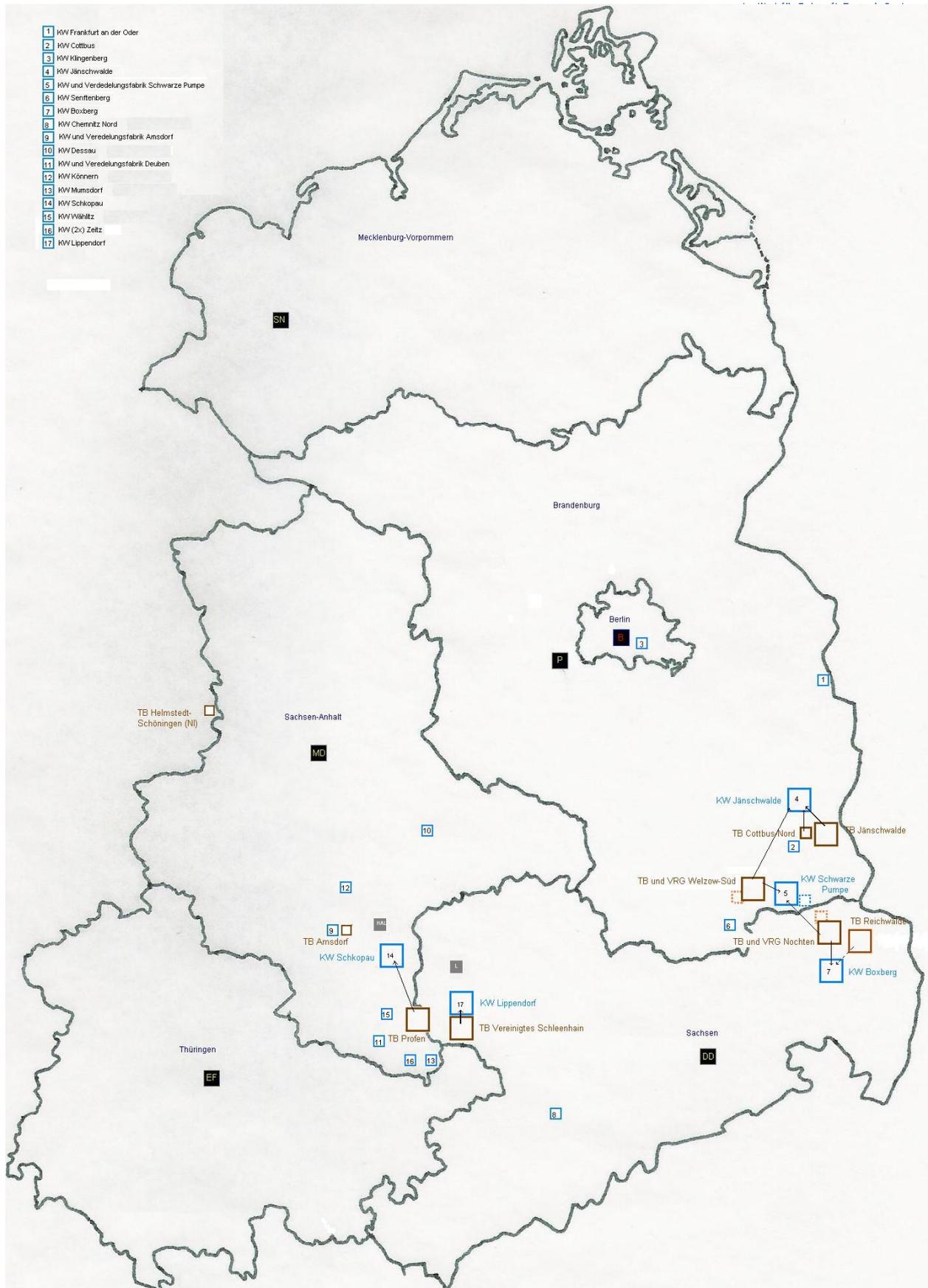


Abbildung 2-4: schematischer Überblick: Braunkohle in Ostdeutschland

	Inbetriebnahme	Modernisierung(en)/ Bemerkungen	(Elektr.) Wirkungs- grad	Auskopplung von Prozess- dampf	Fernwärme	Betriebs- ende ⁴¹
1	Frankfurt/ Oder (BB)	1997	Heizkraftwerk		80 MW th	~ 2037
2	Cottbus (BB)	1999	netto: 40			~ 2039
3	Klingenberg (Berlin)	1927	Heizkraftwerk		680 MW th	2010-11
4	Jänschwalde (BB) - A	1982 1985 1988	Mitverbrennung von aufbereiteten Abfällen	brutto: 36	2 * 58 MW th 2 * 58 MW th 2 * 58 MW th	Ab 2025 - 2029
5	Schwarze Pumpe (BB)	Block 1: 1997 Block 2: 1998 <i>Schwarze Pumpe Pilotanlage CO2-Abscheidung</i> 2008	netto: 41,2	✓	60 MW th 60 MW th	~ 2037 ~ 2038 ~2048
6	Senftenberg (BB)	1999	Braunkohlenstaubkessel mit Gasmotor u. Dampfturbine und Energiemix	Ges. : > 80		~ 2039
7	Boxberg N & P Boxberg Q <i>Boxberg – R (im Bau)</i>	1970er 2000 2011	Modernisierung 1994-95, Mitverbrennung von Ersatzbrennstoffen	netto: 42,3 <i>netto: 43,9</i>	- - -	120 MW th 75 MW th > 2030 ~ 2040
8	Chemnitz Nord (SN)				707 MW th	
9	Amsdorf (ST)	2004	Auslegung für Mitverbrennung von Hausmüll			~ 2044
10	Dessau (ST)					
11	Deuben (ST) ⁴²	1936-37	Ertüchtigung ab 1990/ Mitverbrennung von Tiermehl seit 2002	✓		?
12	Könnern (ST)					
13	Mummsdorf (ST)	1967-68	Mitverbrennung von Klärschlamm seit 2001 (max. 18t/ h)	✓	476 MW th	?
14	Schkopau (ST)	1996		netto: 40	✓	200 MW th ~ 2036
15	Wahlitz (ST)	1994	Mitverbrennung von Tiermehl seit 2002	✓		~ 2034
16	Zeitz Südzucker (ST) Südzucker Bioethanol (ST)	1993 2005				~ 2033 ~ 2045
17	Lippendorf R (SN) Lippendorf S (SN)	1999 2000		netto: 42,8 netto: 42,8	- -	310 MW th ~2039 ~ 2040

Tabelle 2-5: Lebensdauer und spezifische Charakteristika der ostdeutschen Kraftwerke ⁴³

⁴¹ Zahlen in rot: „Normale“ Laufzeit der Kraftwerke von 40 Jahren, Zahlen in schwarz: Hassa 2006, Folie 6

⁴² Deuben und Mummsdorf sollen durch das geplante Neubaukraftwerk Profen ersetzt werden, für welches die MIBRAG derzeit Investitionspartner sucht, cf. Pressemitteilung der MIBRAG vom 01.10.2007 unter <http://www2.mibrag.de/pages/presseinformation.php?id=910>

⁴³ Quellen: www.kohlenstatistik.de sowie www.romonta.de ; www.suedzucker.de/unternehmen/standorte/zeit/; http://www.hitachi-power.com/pressearchiv_2004.html?year=2004&presse=13&do=showDetail ; MIBRAG 2002, S. 34-42 ; <http://www.env-it.de/umweltdaten/public/document/downloadImage.do?ident=-8343> ; www.vattenfall.de

2.3.3 Zu ersetzende elektrische Leistung und Arbeit im Status-Quo-Szenario

Setzt man die Erkenntnisse über die Reichweiten der bestehenden Tagebaue und die Daten zur elektrischen Leistung und Arbeit der ostdeutschen Kraftwerke miteinander in Beziehung, lassen sich die folgenden schematischen Konsequenzen auf den bestehenden Kraftwerkspark ermitteln. Dabei wird bewusst eine vereinfachende Darstellung gewählt, die den derzeitigen Status-Quo fortschreibt, um zu relativ klaren, nicht von einer Vielzahl von Hypothesen belasteten Angaben über die mittelfristig zu ersetzenden Kraftwerkskapazitäten zu gelangen.

- **2016:** Durch das **Auslaufen des Lausitzer Tagebaues Cottbus-Nord**, dessen Braunkohle im Kraftwerk Jänschwalde genutzt wird, werden erste, wenn auch **recht geringe Einschränkungen** zu erwarten sein, da die Förderung auf rund 63,5 Mio. t sinken wird. Durch die Wiederaufnahme der Förderung im Tagebau Reichwalde 2010 bei ungefähr gleichzeitiger Inbetriebnahme des Neubaublockes Boxberg R wird kurzfristig sogar mehr gefördert als zur Verstromung gebraucht wird (~ 69 Mio. t Förderung im Vergleich zu ~ 64,5 Mio. t Verbrauch einschließlich Veredelung). Die ab 2016 geringfügige fehlende Braunkohlemenge von rd. einer Tonne könnte durch Senkung der Volllaststundenzahl oder einer geringeren Menge an Veredelungsprodukten ausgeglichen werden.
- **2020:** Das **Ende der Förderung des Lausitzer Tagebaues Jänschwalde** bedeutet einen Einschnitt in der Produktionskapazität, da die zur Verfügung stehende Braunkohlemenge auf rund 49 Mio. t sinkt. Das Kraftwerk Jänschwalde könnte nur noch aus dem Tagebau Welzow-Süd beliefert werden. Werden zuerst die Bedarfe der anderen Kraftwerke gedeckt, so bleiben für Jänschwalde 15,5 Mio. t, d.h. ungefähr 60% seines bisherigen Bedarfs. Reduziert man ceteris paribus Leistung und erzeugte elektrische Arbeit in diesem Kraftwerk, so wären **1200 MW installierte Leistung und rund 8,8 TWh elektrische Arbeit zu ersetzen**.
- **2031:** Nachdem das Jahr 2030 durch das **Auskohlen von Nochten** ein Übergangsjahr sein wird, bleibt **2031 in der Lausitz nur noch der Tagebau Reichwalde** übrig. Dies bedeutet vorrangig die endgültige Außerbetriebnahme von Jänschwalde. Boxberg R wird weiterhin prioritär versorgt, was bedeutet, dass noch ungefähr 5 Mio. t Braunkohle für Boxberg alt oder Schwarze Pumpe verbleiben. Damit fielen rechnerisch – unter der Annahme der Bevorzugung von Schwarze Pumpe - rund **4.660 MW installierte Leistung und 35,9 TWh elektrische Arbeit weg**.
- **2036** wird es durch das **Ende des Tagebaues Profen im Mitteldeutschen Revier** einen bedeutenden Einschnitt in dessen Stromproduktion geben. Damit wäre vor allem das Kraftwerk Schkopau vollständig zu ersetzen, was einer **installierten Leistung von 980 MW und einer elektrischen Leistung von gut 3,6 TWh entspricht**.
- **2041** wird auch der **mitteldeutsche Tagebau Vereinigtes Schleenhain** ausgekohlt sein. Damit wird auch das Kraftwerk Lippendorf von Netz gehen müssen, womit weitere **1840 MW installierte Leistung und 14,3 TWh elektrische Arbeit wegfallen**.
- **2047** würde den **Schlussstrich für die ostdeutsche Braunkohleverstromung bedeuten**. Zuletzt wäre für Ersatz für die beiden verbleibenden Kraftwerke in der Lausitz zu sorgen, was einer **Ersatzkapazität für 1.315 MW und 10,8 TWh** entspricht.

Jahr	2020	2031	2036	2041	2047
Zu ersetzende MW installierter Leistung	1.200	4.660	980	1840	1.315
Zu ersetzende TWh elektrischer Arbeit	8,8	35,9	3,6	14,3	10,8

Tabelle 2-6: Übersicht: zu ersetzende elektrische Leistung und Arbeit

Vergleicht man die in Tabelle 2-5 getroffenen Annahmen über die noch zu erwartenden Laufzeiten der Braunkohlekraftwerke, so zeigen sich Diskrepanzen vor allem in der Lebensdauer der Lausitzer Kraftwerke. So geht Reinhardt Hassa, Vorstandssprecher der Vattenfall Europe Mining & Generation, nicht von einer Reduzierung der Leistung größerer Kraftwerke mit Ausnahme des veralteten Heizkraftwerkes Berlin-Klingenberg vor 2025 aus. Das erste große ostdeutsche Braunkohlekraftwerk, das vollständig vom Netz gehen solle, ist nach Hassa das Kraftwerk Jänschwalde im Jahr 2029.

Demgegenüber bedeutet das Auskohlen des Lausitzer Tagebaues Jänschwalde unter der Annahme, dass keine Genehmigung für weitere Vorranggebiete erteilt wird und auch keine weiteren Tagebaue erschlossen werden, eine frühere Reduzierung der Kapazität des Kraftwerkes Jänschwalde. Mit dem Ende der Förderung in Welzow-Süd und in Nochten müssen zusätzlich zum vollständigen Stopp der Stromerzeugung in Jänschwalde Einbußen bei Schwarze Pumpe und im Kraftwerk Boxberg hingenommen werden. Zu diesem Zeitpunkt wären beide Kraftwerke jedoch schon über 30 Jahre am Netz, die Blöcke N und P des Kraftwerkes Boxberg noch länger.

2.4 CO₂-Emissionen der ostdeutschen Braunkohlekraftwerke

Wie bereits in der Einleitung zu Grunde gelegt, wird „die Aufgabe der Zukunft darin bestehen, Klimaschutz und wirtschaftliche Entwicklung bestmöglich miteinander zu vereinbaren.“⁴⁴ Die BRD strebt eine Reduzierung ihrer THG-Emissionen bis 2020 um 40% gegenüber 1990 an, bis 2050 sogar um 60-80%. Dabei lagen die gesamten THG-Emissionen der BRD 1990 bei 1.230,3 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalenten. Der Anteil des Sektors der Energieerzeugung und -umwandlung hieran lag 1990 bei 436,1 Mio. Tonnen CO₂, um in den Jahren 2000-2002 einen Mittelwert von 371,2 Mio. Tonnen zu erreichen.

Im Rahmen der EU wurden mehrere Maßnahmenpakete für die verschiedenen Treibhausgase beschlossen. Der Sektor der Energieerzeugung und -umwandlung nimmt ebenso wie einige energieintensive Branchen der Industrie am Europäischen Emissionshandel teil. Dieser funktioniert nach dem Prinzip des „cap-and-trade“, d.h. es wird eine Obergrenze der maximalen Kohlendioxid-Emissionen dieses Sektors festgelegt. Diese liegt in der derzeit laufenden 2. Handelsperiode von 2008 bis 2012 bei 453 Millionen Tonnen CO₂.⁴⁵

Da die Emissionszertifikate dieser Periode noch weitgehend kostenlos⁴⁶ an die Energieerzeuger abgegeben werden, besteht nur ein geringer Anreiz, während dieser Periode signifikante Reduktionsmaßnahmen vorzunehmen, solange die Opportunitätskosten an die

⁴⁴ Eckpunkte der Energiestrategie des Landes Brandenburg 2008, S. 1

⁴⁵ Cf. ZuG 2012, § 4

⁴⁶ Rund 10% der Emissionszertifikate werden seit 2008 verkauft und sollen spätestens ab 2010 versteigert werden. Cf. http://www.bmu.de/pressemitteilungen/aktuelle_pressemitteilungen/pm/40644.php

Verbraucher weitergegeben werden können. Reelle Senkungen der Emissionsmengen lohnen sich nur dann, wenn die dadurch verursachten Einsparungen noch größer sind als der zusätzliche Gewinn aus der Weitergabe der Opportunitätskosten an die Kunden. Sollten ab 2013 die Zertifikate im Energiesektor vollständig versteigert werden, wie von der EU-Kommission geplant⁴⁷, könnte dies durchaus dazu führen, dass ineffiziente Altanlagen bis zum Jahr 2012 weiter betrieben werden, um ab 2013 gedrosselt oder sogar still gelegt zu werden. Sollten die Zertifikate entgegen den derzeitigen Plänen der EU-Kommission nicht vollständig versteigert werden, wäre mit einer zusätzlichen Lebensdauer der Altanlagen zu rechnen.

	AZ	MW e l	EUA/ a	t CO2 2005	t CO2 2006
Lausitzer Revier					
Frankfurt / Oder	DE-14310-0272	49	222.226	210.768	208.227
Cottbus	DE-14310-0999	80	512.323	525.065	427.414
Klingenberg (B)	DE-14310-0612	188	1.530.883	1.533.756	1.428.235
Jänschwalde	DE-14310-0918	3000	25.757.714	25.245.962	23.732.888
Schwarze Pumpe	DE-14310-0921	1600	13.135.022	12.497.670	12.206.179
Senftenberg	DE-14310-0678	11	3.824	643	918
Boxberg		1900			
N+P	DE-14310-0915	1000	8.290.442	8.891.150	8.786.160
4 (Q)	DE-14310-0916	907	6.774.299	6.920.640	6.725.768
R (im Bau)					
Chemnitz Nord	DE-14310-0534	185	1.187.371	1.157.869	1.168.418
Summe Lausitzer Revier				56.983.523	54.684.207
<i>davon die 3 großen</i>				<i>53.555.422</i>	<i>51.450.995</i>
Mitteldeutsches Revier					
Amsdorf	DE_14310-0400	48	621.236	564.192	540.806
Dessau	DE_14310-1075	57	221.906	216.992	200.185
Deuben	DE_14310-0571	86	864.789	870.058	755.102
Könnern	DE-14240-0071	29	123.991	124.418	95.615
Mummsdorf	DE-14310-0577	85	892.344	897.240	858.917
Schkopau	DE-14310-0831	980	4.949.048	6.125.032	6.213.414
Wahlitz	DE-14310-0569	37	334.985	337.207	332.353
Zeitz	DE-14310-0113	40	204.311	164.407	192.129
Lippendorf R + S	DE-14310-0922	1840	12.231.528	11.291.518	12.407.946
Summe Mitteldeutsches Revier				20.591.064	21.596.467
<i>davon die 2 großen</i>				<i>17.416.550</i>	<i>18.621.360</i>
Summe BRD-O		10215		77.574.587	76.280.674
<i>Anteil der 5 großen KW in %</i>		<i>91,24</i>		<i>91,49</i>	<i>91,86</i>
<i>Braunkohle-Stromproduktion 2005 in Ostdeutschland (TWh)</i>				<i>73</i>	<i>73</i>
<i>Kohlendioxidausstoß 2005 (g CO2 pro Kwh)</i>				<i>1.063</i>	

Tabelle 2-7: Kohlendioxid-Emissionen der ostdeutschen Braunkohlekraftwerke
Grundlage: DEHSt und eigene Berechnungen

Tabelle 2-7⁴⁸ zeigt, dass die ostdeutschen Braunkohlekraftwerke 2006 mit ihren 76,28 Mio. Tonnen jährlichen Kohlendioxid-Ausstoß einen Anteil von 20,6% an den Emissionen des gesamten Energiesektors haben und 15,8% der Deutschland für 2008-2012 zugestandenem CO₂-Emissionen im Rahmen des Emissionshandels verursachen. Demgegenüber steht die Tatsache, dass die ostdeutschen Braunkohlekraftwerke zwischen 11-12% zum bundesdeutschen Stromaufkommen beitragen, d.h. einen überproportionalen Anteil an den gesamten CO₂-Emissionen aufweisen. Diese stehen somit in der Pflicht, sowohl ihre schiere Menge an Emissionen als auch ihren überproportionalen Anteil an den gesamten

⁴⁷ Cf. EU-Kommission 2008

⁴⁸ Cf. www.register.dehst.de, Stichworte öffentliche Berichte\ Anlagenkonten. Die Werte für 2007 werden Mitte Mai 2008 veröffentlicht.

Kohlendioxidemissionen zu senken, um das Ziel der Bundesregierung einer 40%-igen Reduzierung im Jahr 2020 im Vergleich zu 1990 zu erreichen.

Dieser Herausforderung will z. B. Vattenfall als Betreiber von über 7.600 MW_{el} installierter Braunkohlekraftwerksleistung in Ostdeutschland laut einer Ankündigung ihres Vorstandssprechers Reinhardt Hassa im September 2007 folgendermaßen begegnen: Vattenfall will einerseits Erneuerbare Energien nutzen und andererseits, Techniken zur „emissionsfreien Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern und der Lagerung des Kohlendioxids entwickeln. Bis 2030 sollen die CO₂-Emissionen der Vattenfall-Kraftwerke in Europa um 50 Prozent sinken.“⁴⁹

Bei einer groben Annahme, dass Vattenfall im Bezugsjahr 1990 ein Drittel mehr Kohlendioxidemissionen als heute (59,1 Mio. t) verursacht hat, lag der CO₂-Ausstoß Vattenfalls 1990 bei rund 78,8 Mio. Tonnen. Bis zum Jahr 2030 will Vattenfall auf eine Gesamt-CO₂-Menge von ungefähr 39,4 Mio. t kommen. Dabei muss von einer zusätzlichen Emission von knapp 4 Mio. t durch die Inbetriebnahme von Boxberg R 2011 gerechnet werden. Der derzeit bestehende Kraftwerkspark müsste seine Emissionen folglich von heute 59,1 auf 35,4 Mio. Tonnen CO₂ in 2030 senken. Um das Ziel der 40%-igen Reduzierung bis 2020 zu erreichen, wäre dann bereits eine Minderung auf einen Ausstoß von rund 47,3 Mio. Tonnen nötig.

Sofern Vattenfall vor allem auf die CO₂-Abscheidung setzt, müsste der Konzern dann in Ostdeutschland in der Lage sein, ab 2020 jährlich 15,8 Mio. Tonnen CO₂ abzuscheiden und zu sequestrieren und ab 2030 bis zum Umbau des bestehenden Kraftwerksparks jährlich 23,7 Mio. Tonnen.

Im Spannungsfeld zwischen Klimaschutz und wirtschaftlicher Entwicklung soll nun im Folgenden überprüft werden, welche wirtschaftlichen Auswirkungen die Gewinnung und Verstromung der Braunkohle in den betroffenen Tagebauregionen hat, d.h. wer in diesen Regionen vom Wirtschaftszweig „Braunkohle“ profitiert und welche Strukturen hierdurch in Ostdeutschland geschaffen werden. Dabei wird ein Schwerpunkt auf die Nachhaltigkeit der wirtschaftlichen Entwicklung gelegt.

⁴⁹ Hassa 2007, Folie 19

3 Beschäftigungssituation und Strukturmerkmale der ostdeutschen Braunkohlereviere

Entlang der gesamten Wertschöpfungskette der Energieerzeugung bestehen Arbeitsplätze und mit ihnen verbunden einerseits die vielen daraus resultierenden wirtschaftlichen Effekte, andererseits auch die persönlichen Schicksale der Menschen, die mit den Arbeitsplätzen entlang dieser Wertschöpfungskette ihren Lebensunterhalt verdienen. Das folgende Kapitel untersucht den Status quo des ostdeutschen Braunkohlesektors unter den oben genannten Aspekten des Bestandes, der Sicherung oder Schaffung von Arbeitsplätzen, aber auch unter den Aspekten der regionalwirtschaftlichen Auswirkungen.

3.1 Direkte Arbeitsplätze im Braunkohlesektor in Ostdeutschland

Die genaue Ermittlung der Arbeitsplätze des Braunkohlesektors gestaltet sich relativ schwierig, da das vorliegende Zahlenmaterial oft sehr grobmaschig ist und häufig nicht miteinander vergleichbar.

Die offizielle Statistik des Landes Brandenburg gibt aus Gründen des Datenschutzes (zu geringe Anzahl der Unternehmen) nur die Anzahl der im Sektor „Bergbau und Gewinnung von Steinen und Erden“ mit 5 Unternehmen und in einem weiteren Bericht die Anzahl der Beschäftigten dieses Sektors mit gerundet 5.400 an.⁵⁰ Ausführlicher sind die Statistiken, die von den Unternehmen der Kohlewirtschaft selbst bzw. ihrer Wirtschaftsverbände herausgegeben werden. Tabelle 3-1 führt die Beschäftigtenzahlen in Ostdeutschland 2006 auf.⁵¹

	Arbeiter	Angestellte	Insgesamt
<i>Lausitzer Revier</i>			
Vattenfall Europe Mining AG	3515	1660	5175
Vattenfall Europe Generation AG	1753	1383	3136
LMBV mbH	0	570	570
Lausitzer Revier gesamt	5268	3613	8881
<i>Mitteldeutsches Revier</i>			
MIBRAG mbH	1463	563	2023
LMBV mbH	0	281	281
ROMONTA GmbH	264	71	335
Mitteldeutsches Revier gesamt	1727	915	2642
Ostdeutschland	6995	4528	11523
Bundesrepublik Deutschland	14927	8372	23299

Tabelle 3-1: Beschäftigung im ostdeutschen Braunkohlesektor 2006

⁵⁰ Statistische Berichte Land Brandenburg, Bericht „EI1 – m 12/07“, S. 7, und Bericht „PI 1 – j /05, S. 17“

⁵¹ cf. www.kohlenstatistik.de, Stichworte „Zum Download\Braunkohle\Beschäftigte im Braunkohlenbergbau nach Revieren\Besch.xls“

Abweichend von 'kohlenstatistik.de', die für 2004 12.147 Beschäftigte im ostdeutschen Braunkohlesektor angeben, nennt Prognos 11.168 (einschließlich der LMBV) bzw. 10.748 mit dem Hinweis, dass in der Prognos-Studie aus dem Jahr 2005 keine „Mitarbeiter von Pumpspeicherwerken einbezogen wurden“.⁵² Es ist also zu beachten, dass nicht jeder Arbeitsplatz v.a. bei Vattenfall Europe Generation AG in direktem Zusammenhang mit der Verstromung von Braunkohle steht.

Die Zahl der Arbeitsplätze im ostdeutschen Braunkohlebergbau ist bei weitem keine statische Größe. Seit der Wende sind diese auf weniger als ein Zehntel der Beschäftigtenzahlen der DDR-Zeit gesunken. Waren es vor 1990 noch knapp 140.000 Beschäftigte, hat ihre Zahl seither jährlich abgenommen. Gleichzeitig hat die Arbeitsproduktivität – gemessen in Tonnen geförderte Braunkohle pro Angestellten - stetig zugenommen, wie Tabelle 3-2 zeigt. Dabei werden aufgrund der einheitlichen Berechnungsgrundlage hier nur die Daten ab 2002 zu Grunde gelegt, auch wenn sich diese steigende Arbeitsproduktivität seit der Wende kontinuierlich nachweisen lässt.⁵³

Jahr	2002	2003	2004	2005	2006
Anzahl Beschäftigte im Bergbau	9277	8922	8650	8387	8155
Geförderte Braunkohlemenge in Tsd. t	79260	79423	79244	78459	78308
Braunkohleförderung pro Beschäftigten in t	8544	8902	9161	9355	9602

Tabelle 3-2: Produktivitätszuwächse im ostdeutschen Braunkohlenbergbau seit 2002⁵⁴

3.2 Indirekte und induzierte Arbeitsplatzeffekte der ostdeutschen Braunkohle

Nur wenige Quellen geben detailliert Auskunft über die indirekt und induziert Beschäftigten des Braunkohlesektors. Prognos nimmt in seiner Studie⁵⁵ eine Analyse eben dieser Zusammenhänge vor. Aufgrund der wenigen spezifischen Daten zu diesem Thema entwickelt Prognos hierzu eine eigene Berechnungsmethodik. Dabei wird einerseits untersucht, in welchen Landkreisen in Ostdeutschland wie viele Personen als direkt Beschäftigte, sowie indirekt und induziert Beschäftigte gelten können und wie hoch deren Anteil an den gesamt sozialversicherungspflichtig Beschäftigten ist.

Tabelle 3-3⁵⁶ zeigt, nach Revieren aufgeschlüsselt, die 21 Landkreise, die nach Prognos einen nennenswerten Anteil an direkt in der Braunkohleindustrie Beschäftigten (nach Wohnorten) besitzen. Über 1.000 Beschäftigte weisen drei Lausitzer Landkreise auf, weitere fünf zwischen 500-1000, wovon drei im Lausitzer Revier liegen und zwei im Mitteldeutschen. In vier Landkreisen – darunter Berlin – sind zwischen 100 – 500 Beschäftigte

⁵² Cf. www.kohlenstatistik.de und Prognos 2005, S. 100-102. (Zitat aus Fußnote 28, S.100). Die beiden unterschiedlichen Werte von 10.478 und 10.182 auf diesen genannten Seiten werden jedoch nicht begründet. Zu Vattenfall Europe Generation AG & Co. KG mit Sitz in Cottbus gehören in den ostdeutschen Bundesländern und in Hamburg 8 Pumpspeicherkraftwerke, sowie weiterhin 5 Gasturbinenkraftwerke, ein Speicherkraftwerk und 2 Laufwasserkraftwerke (cf. VGE Jahrbuch 2008, S. 379).

⁵³ cf. Michel 2005, 19

⁵⁴ Cf. www.kohlenstatistik.de, Tabelle „FOERDER[1]_BK_nach_Revieren“

⁵⁵ Cf. zu den folgenden Ausführungen Prognos 2005, 99-113

⁵⁶ Cf. Prognos 2005, S. 102: Zur Kritik an der Methodik dieser Studie vgl. Schuster 2006, S. 12

des Braunkohlesektors ansässig und in weiteren neun wohnen zwischen 20- 100 Personen dieser Branche.

Landkreise mit hoher Anzahl direkt Beschäftigter in der Braunkohle-industrie (LK im Lausitzer Revier bzw. LK im Mitteldt. Revier)	Über 1.000 Beschäftigte	500 bis 1000 Beschäftigte	100 – 500 Beschäftigte	20 – 100 Beschäftigte
	Spree-Neiße (BB) Niedersch. Oberlausitzkreis (SN) Cottbus (BB)	Oberspreewald-Lausitz (BB) Hoyerswerda (SN) Kamenz (SN) Leipziger Land (SN) Weißenfels (ST)	Berlin Mansfelder Land (ST) Burgenlandkreis (ST) Altenburger Land (TH)	Dahme-Spreewald (BB) Elbe-Elster (BB) Bautzen (SN) Löbau-Zittau (SN) Leipzig (SN) Muldentalkreis (SN) Halle/ Saale (ST) Saalkreis (ST) Merseburg-Querfurt (ST)

Tabelle 3-3: Landkreise mit hoher Anzahl direkt Beschäftigte in der Braunkohleindustrie
Quelle: Prognos

Auch der Anteil der Braunkohlebeschäftigten an den gesamt sozialversicherungspflichtig versichert Beschäftigten ist, wie Tabelle 3-4⁵⁷ zeigt, in der Lausitz von höherer Bedeutung:

Landkreise mit hoher Anzahl SV-pflichtiger Beschäftigter in der Braunkohle-industrie (LK in der Lausitz bzw. LK im Mitteldt. Revier)	Über 5 %	2 – 5 %	1 – 2 %	0,2 - 1
	Spree-Neiße (BB) Niedersch. Oberlausitzkreis (SN) Hoyerswerda (SN)	Cottbus (BB) Oberspreewald-Lausitz (BB) Leipziger Land (SN) Weißenfels (ST)	Kamenz (SN) Burgenlandkreis (ST) Altenburger Land (TH)	Dahme-Spreewald (BB) Elbe-Elster (BB) Bautzen (SN) Görlitz (SN) Mansfelder Land (ST) Saalkreis (ST)

Tabelle 3-4: Anteil an den sozialversicherungspflichtig Beschäftigten
Quelle: Prognos

Nur in Brandenburg übersteigt der Anteil der gesamten Wertschöpfung (d.h. aus direkten, indirekten und induzierten Effekten) der Braunkohleindustrie den Anteil der Beschäftigten dieser Branche an den Erwerbstätigen insgesamt. Demgegenüber fällt er in Sachsen und Sachsen-Anhalt unterdurchschnittlich aus. Tabelle 3-5 vergleicht die von Prognos⁵⁸ ermittelten Zahlen des gesamten Braunkohlesektors und der von ihm erbrachten Wertschöpfung mit den Zahlen des Statistischen Bundesamtes für 2004.

Danach erwirtschaften die im gesamt für den Braunkohlektor Tätigen in Brandenburg 2,1% der Wertschöpfung des Bundeslandes, während ihr Anteil an den Erwerbstätigen bei knapp 1,3% liegt. In Sachsen und Sachsen-Anhalt erarbeiten die Braunkohlebeschäftigten jedoch eine geringere Wertschöpfung als es ihr prozentualer Anteil erwarten ließe. Auch für Ostdeutschland im Ganzen ist diese Feststellung gültig.

⁵⁷ Cf. Prognos 2005, S. 106

⁵⁸ Cf. Prognos 2005, 112f

Land	Beschäftigte BK-Sektor gesamt (direkt, indirekt und induziert) <i>(lt. Prognos 2005, 112f)</i>	Wertschöpfung des BK-Sektors in %	Erwerbstätige gesamt am 31.12.2004 <i>(lt. Statistischem Bundesamt)</i>	Anteil BK- Beschäftigte in % ⁵⁹
Brandenburg	10.650	2,1	825.310	1,29
Sachsen	7.580	0,5	1.650.715	0,48
Sachsen-Anhalt	3.334	0,6	875.737	0,38
Osttdld.	23.547	0,6	5.992.942	0,39

Tabelle 3-5: Wertschöpfung des Braunkohlesektors nach Bundesländern

3.3 Weitere Strukturmerkmale der 'Braunkohle-Landkreise'

Nicht nur die schieren Beschäftigtenzahlen können als Indikator für regionalwirtschaftliche Prosperität herangezogen werden. Es ist mindestens genau so wichtig zu beachten, ob durch die Beschäftigungsstruktur ein nachhaltiges Wachstum einer Region zu erwarten ist. Inwieweit dies in den hier vereinfachend 'Braunkohle-Landkreise' genannten Landkreisen und kreisfreien Städten Ostdeutschlands der Fall ist, soll im Folgenden anhand der Kriterien generelle Zukunftschancen bzw. -risiken, unternehmerische Gründungsdynamik und im speziellen Fall Brandenburgs an dem drängenden Problem der massenhaften Abwanderung junger Frauen untersucht werden.

Es soll bereits bestehendes Datenmaterial ausgewertet werden. Genauer untersucht werden dabei die im vorangehenden Kapitel benannten Landkreise, in denen ein hoher Anteil an Braunkohlebeschäftigten zu finden ist. Deren Werte werden dann jeweils mit dem Durchschnitt des Bundeslandes, indem sie sich befinden, (und gegebenenfalls dem bundesdeutschen Durchschnitt) verglichen, um herauszufinden, ob sie besser oder schlechter abschneiden. Dabei ermöglicht es der Rahmen dieser Studie jedoch nicht, Kausalitäten aufzuzeigen.

3.3.1 Zukunftsfähigkeit der betroffenen Landkreise

Um die zukünftigen Chancen der 439 Landkreise der BRD einschätzen zu können, haben das 'Handelsblatt' und Prognos einen 'Zukunftsindex' entwickelt, mit dem diese erstmalig 2004 und nun erneut in 2007⁶⁰ miteinander verglichen wurden. Dabei werden in vier Themenbereichen (Demographie, Arbeitsmarkt, Wettbewerb & Innovation sowie Wohlstand & soziale Lage), Kriterien für „Stärke“ und Kriterien für „Dynamik“ aufgestellt. Sowohl für die Stärke- als auch für die Dynamik-Indikatoren werden einzelne Karten aufgestellt, die dann zu einem gemeinsamen Zukunftsatlas gebündelt werden. Darin werden die Landkreise in sieben Niveaus eingeteilt, die von „Top-Zukunftschancen“ über „ausgeglichener Chancen-Risiken-Mix“ bis zu „sehr hohen Zukunftsrisiken“ reichen. Im Folgenden werden die drei Länder Brandenburg, Sachsen und Sachsen-Anhalt genauer untersucht (und nachrichtlich der Landkreis Altenburger Land, der einzige Landkreis Thüringens mit zwischen 100 bis 500 im Braunkohlesektor Beschäftigten erwähnt).

⁵⁹ cf. Statistisches Bundesamt, unter www-genesis.destatis.de, Stichworte „Sachgebiete\Erwerbstätigkeit-\Statistik der sozialversicherungspflichtig Beschäftigten\Code 13111-0003, Stichtag 30.06.2004

⁶⁰ Cf. Handelsblatt/ Prognos 2007, unter <http://www.prognos.com/Zukunftsatlas-2007-Regionen.173.0.html>

In Brandenburg (vgl. Abb. 3-1⁶¹) hat sich der Durchschnitt der Landkreise von 2004 von damals Rang 354 auf heute Rang 327 verbessert. Die kreisfreie Stadt Cottbus konnte sich aufgrund einer sehr guten Notierung im Themenbereich Arbeitsmarkt von Rang 346 auf Rang 184 hocharbeiten. Eine für Brandenburg überdurchschnittliche Stellung nimmt auch der an Berlin angrenzende Landkreis Dahme-Spreewald ein. Weit unterdurchschnittlich sind jedoch drei andere Landkreise, darunter der Landkreis Spree-Neiße, der trotz einer sehr hohen Beschäftigtenzahl im Braunkohlesektor den unrühmlichen letzten Platz in der gesamtdeutschen Rangliste einnimmt. In diesem Landkreis liegen die drei brandenburgischen Tagebaue Jänschwalde, Welzow-Süd und Cottbus-Nord.

	Kreisfreie Stadt/ Landkreis	Rang 2007	Rang 2004
1	Potsdam, Stadt	15	148
2	Cottbus, Stadt	184	346
3	Brandenburg an der Havel, Stadt	247	380
4	Teltow-Fläming, Landkreis	270	226
5	Dahme-Spreewald, Landkreis	271	347
6	Barnim, Landkreis	281	343
7	Potsdam-Mittelmark, Landkreis	335	311
8	Oberhavel, Landkreis	342	333
9	Havelland, Landkreis	367	374
10	Oder-Spree, Landkreis	368	335
11	Frankfurt (Oder), Stadt	372	385
12	Ostprignitz-Ruppin, Landkreis	391	402
13	Prignitz, Landkreis	403	412
14	Oberspreewald-Lausitz, Landkreis	413	398
15	Uckermark, Landkreis	433	417
16	Elbe-Elster, Landkreis	434	433
17	Spree-Neiße, Landkreis	439	424
	Landesdurchschnitt	327	354

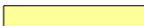
	sehr hohe Zukunftschancen		> 1000 direkte BK-Beschäftigte
	ausgeglichener Chancen-Risiko-Mix		Zw ischen 500 und 1000
	Zukunftsrisiken		Zw ischen 100 und 500
	hohe Zukunftsrisiken		Zw ischen 20 und 100
	sehr hohe Zukunftsrisiken		

Abbildung 3-1: Zukunftsfähigkeit der brandenburgischen (Braunkohle-) Landkreise

Quelle: 'Zukunftsatlas'

In Sachsen (vgl. Abb. 3-2⁶²) liegen nur die kreisfreie Stadt Leipzig und der Landkreis Bautzen über dem Durchschnitt des Freistaats. Sechs weitere Landkreise, darunter die mit den meisten Beschäftigten der Braunkohleindustrie, liegen unter dem Schnitt der sächsischen Kreise. Die beiden letzten Plätze nehmen der Niederschlesische Oberlausitzkreis und die Stadt Hoyerswerda ein, wobei ersterer die Tagebaue Nochten und den gestundeten Tagebau Reichwalde beherbergt. Der Landkreis Leipziger Land mit den beiden Tagebauen Vereinigtes Schleenhain und Profen steht mit dem 397. Platz zwar besser da als andere Landkreise mit Tagebauen und konnte sich auch leicht im Vergleich zu 2004 leicht verbessern. Dennoch liegt er im untersten Zehntel der gesamtdeutschen Bewertung.

⁶¹ Cf. Prognos 2005, 102 und Prognos/ Handelsblatt 2007

⁶² Cf. Prognos 2005, 102 und Prognos/ Handelsblatt 2007

Kreisfreie Stadt/ Landkreis			
	Region mit im BRD-Vergleich...	Rang 2007	Rang 2004
1	Dresden, Stadt	13	110
2	Leipzig, Stadt	157	334
3	Chemnitz, Stadt	278	342
4	Weißeritzkreis	293	378
5	Stollberg, Landkreis	297	381
6	Plauen, Stadt	305	392
7	Freiberg, Landkreis	315	351
8	Chemnitzer Land, Landkreis	317	350
9	Bautzen, Landkreis	320	373
10	Meißen, Landkreis	323	363
11	Mittweida, Landkreis	333	340
12	Döbeln, Landkreis	340	375
13	Zwickau, Stadt	343	354
14	Zwickauer Land, Landkreis	363	353
15	Vogtlandkreis	366	376
16	Muldentalkreis	374	368
17	Kamenz, Landkreis	377	384
18	Delitzsch, Landkreis	388	383
19	Görlitz, Stadt	389	431
20	Sächsische Schweiz, Landkreis	394	391
21	Aue-Schwarzenberg, Landkreis	395	401
22	Leipziger Land, Landkreis	397	416
23	Riesa-Großenhain, Landkreis	398	379
24	Annaberg, Landkreis	410	408
25	Mittlerer Erzgebirgskreis	411	409
26	Löbau-Zittau, Landkreis	414	420
27	Torgau-Oschatz, Landkreis	419	406
28	Niederschlesischer Oberlausitzkreis	424	436
29	Hoyerswerda, Stadt	430	439
Landesdurchschnitt der Rangplätze		344	374

Abbildung 3-2: Zukunftsfähigkeit der sächsischen (Braunkohle-)Landkreise
Quelle: 'Zukunftsatlas'

Auch in Sachsen-Anhalt (vgl. Abb. 3-3⁶³) liegen von sechs Landkreisen mit hoher Anzahl an Braunkohle-Beschäftigten vier unter dem landesweiten Durchschnitt und auch im bundesweiten Vergleich an relativ schlechter Stelle. Die beiden Landkreise wiederum, in denen sich Tagebaue befinden, liegen auf dem drittletzten und letzten Platz.

In Thüringen liegt der einzige Landkreis mit nennenswertem Anteil an Braunkohle-Arbeitsplätzen, das Altenburger Land, auf dem bundesweiten Listenplatz 428.

⁶³ Cf. Prognos 2005, 102 und Prognos/ Handelsblatt 2007

	Kreisfreie Stadt/ Landkreis		
	Region mit im BRD-Vergleich...	Rang 2007	Rang 2004
1	Magdeburg, Landeshauptstadt	188	352
2	Ohrekreis	215	329
3	Halle (Saale), Stadt	259	389
4	Wernigerode, Landkreis	287	345
5	Jerichower Land, Landkreis	324	394
6	Bördekreis	349	377
7	Bitterfeld, Landkreis	350	393
8	Merseburg-Querfurt, Landkreis	353	359
9	Dessau, Stadt	364	317
10	Schönebeck, Landkreis	370	390
11	Bernburg, Landkreis	376	387
12	Quedlinburg, Landkreis	393	425
13	Saalkreis	401	410
14	Weißenfels, Landkreis	405	414
15	Sangerhausen, Landkreis	406	413
16	Halberstadt, Landkreis	412	426
17	Köthen, Landkreis	415	428
18	Aschersleben-Staßfurt, Landkreis	418	411
19	Wittenberg, Landkreis	422	437
20	Stendal, Landkreis	423	434
21	Anhalt-Zerbst, Landkreis	425	423
22	Burgenlandkreis	426	422
23	Altmarkkreis Salzwedel	427	432
24	Mansfelder Land, Landkreis	436	419
	Landesdurchschnitt der Rangplätze	369	397

Abbildung 3-3: Einordnung der sachsen-anhaltinischen Landkreise
Quelle: 'Zukunftsatlas'

Damit liegen von 20 untersuchten Landkreisen nur sechs über dem Durchschnitt ihrer jeweiligen Bundesländer und nur vier von ihnen sind in der Kategorie derer mit einem ausgewogenen Chancen-Risiken-Mix. Gleichzeitig liegen aber auch sechs Landkreise jeweils unter den drei letzten ihrer Länder. Zehn, somit die Hälfte, von ihnen liegen unter den schlechtesten 10% der BRD (Platz 396 oder schlechter).

Damit bleibt das Fazit, dass - auch wenn die Braunkohle aktuell noch vielen Menschen Arbeit bietet - eine Entkoppelung zwischen Braunkohleindustrie und Zukunftschancen festzustellen ist.

3.3.2 Unternehmensgründungen und -übernahmen

Das Institut für Mittelstandsforschung (IfM) in Bonn präsentiert jährlich das so genannte NUI-Ranking (=Neue Unternehmerische Initiative).⁶⁴ Der NUI-Indikator setzt für die 439 Kreise und kreisfreien Städte die Zahl der Gewerbeanmeldungen (Existenz- und Betriebsgründungen sowie Zuzüge und Übernahmen von Gewerbebetrieben) eines Jahres ins Verhältnis zur erwerbsfähigen Bevölkerung am 31.12. des Vorjahres. Der Indikatorwert gibt an, wie viele Gewerbebetriebe pro 10.000 Einwohner im erwerbsfähigen Alter in einer Region in einem Jahr neu angemeldet wurden. Dieser Wert ist relativ hohen Schwankungen unterworfen. Da das NUI Regionenranking seit 1998 jährlich veröffentlicht wird, gibt es einen guten Überblick über die Gründungsdynamik der bundesdeutschen Landkreise .

⁶⁴ Cf. <http://www.ifm-bonn.org> Stichworte: „Statistik\ Neue unternehmerische Initiative in den Regionen Deutschlands (NUI-Indikator)

Aus den Indikatorwerten bildet das IfM eine bundesweite Rangliste der Unternehmensgründungen und -übernahmen. Die Landkreise werden in vier Gruppen von jeweils 25% von den besten bis zu den schlechtesten eingeteilt. Die Spitzengruppe und die schlechteste Gruppe werden wiederum in drei Untergruppen eingeteilt:

Spitzengruppe	Mittelfeld	Schlechteste Gruppe
Ränge 1–22 : Untergruppe 1	Ränge 111 -219 : Untergruppe 4	Ränge 330 – 395 : Untergruppe 6
Ränge 23 – 44 : Untergruppe 2	Ränge 220 – 329 : Untergruppe 5	Ränge 396 – 417 : Untergruppe 7
Ränge 45 – 110 : Untergruppe 3		Ränge 418 – 439 : Untergruppe 8

Während die Rangplätze, die zu einer Klasse zusammengefasst werden, über die Jahre konstant gehalten werden, können die zugehörigen NUI-Indikatorwerte variieren.

In Brandenburg ergibt sich für die NUI-Rangliste ein ähnliches Bild wie oben bei den Zukunftschancen (vgl. Abb. 3-5⁶⁵ für die Bundesländer mit Braunkohleabbau und das Altenburger Land in Thüringen). Während vor allem der Landkreis Dahme-Spreewald Plätze im oberen Mittelfeld belegt, ragt die kreisfreie Stadt Cottbus hervor, bleibt aber im Mittelwert in der unteren Hälfte des Rankings. Die drei Landkreise Spree-Neiße, Oberspreewald-Lausitz und Elbe-Elster belegen mit wenigen Ausnahmen Plätze unter den untersten 10%. Durch eine einzelne überdurchschnittlich gute Notierung im Jahr 2006 mit Platz 267 kann der Landkreis Spree-Neiße seinen Mittelwert auf 377 verbessern.

Land	Kreis	BK-Arbeitsplätze	Mittelwert	bester Platz	Niedrigster Platz
BB	Spree-Neiße	2125	377	267	422
	Cottbus	1292	235	139	333
	Oberspreewald-Lausitz	500<x<1000	434	432	436
	Dahme-Spreewald	20<x<100	66	25	111
	Elbe-Elster	20<x<100	422	398	437
SN	Niederschles. Oberlausitzkreis	1385	380	202	431
	Hoyerswerda	872	430	374	439
	Leipziger Land	815	280	55	432
	Kamenz	500<x<1000	326	265	376
	Bautzen	20<x<100	296	223	371
	Löbau-Zittau	20<x<100	356	265	427
	Leipzig	20<x<100	37	14	54
	Muldentalkreis	20<x<100	226	157	335
ST	Weißenfels	500<x<1000	379	249	427
	Burgenlandkreis	100<x<500	394	257	427
	Mansfelder Land	100<x<500	402	363	431
	Merseburg-Querfurt	20<x<100	302	165	388
	Halle/ Saale	20<x<100	316	197	392
	Saalkreis	20<x<100	315	101	424
TH	Altenburger Land	100<x<500	396	347	419

Abbildung 3-4: NUI-Ranking der Braunkohlelandkreise

Etwas aufgelockerter ist das Bild in Sachsen. Die Stadt Leipzig schneidet als Einzige weit überdurchschnittlich ab. Die schlechtesten Plätze werden wiederum vom Niederschlesischen Oberlausitzkreis und von Hoyerswerda eingenommen. Der Landkreis Leipziger Land verdankt seinen guten Mittelwert ausschließlich einer sehr guten Notierung im Anfangsjahr des NUI-Rankings auf dem 55. Platz, den er in den Folgejahren nicht wieder erreichen konnte. Die anderen Landkreise bleiben – mit stark schwankenden Indikatorwerten – im unteren Mittelfeld.

⁶⁵ Cf. Prognos 2005, 102 und <http://www.ifm-bonn.org> für das NUI-Ranking, sowie Anhang 1

Auch in Sachsen-Anhalt belegen die Landkreise mit den Tagebauen und den meisten Beschäftigten in der Braunkohlebranche, das Mansfelder Land und der Burgenlandkreis, in dem das Braunkohleunternehmen MIBRAG seinen Sitz hat, fast immer unterdurchschnittliche, wenn nicht sogar die letzten Plätze. Die drei Kreise mit geringem Anteil an Braunkohlebeschäftigten schwanken in der Bewertung, liegen aber im Schnitt in der 5. Untergruppe.

In Thüringen deckt sich wiederum das Bild des Altenburger Landes mit dem des Zukunftsatlas, in dem dieser Landkreis nicht über den thüringischen Landesschnitt hinaus kam. Auch dieser Kreis liegt im Schnitt unter den zehn schlechtesten Prozent.

Bildet man nun fiktive Mittelwerte der Kreistypen, ergibt sich ein recht deutliches Bild: Das Altenburger Land mit 100 – 500 Beschäftigten in der Braunkohlebranche bildet mit dem 396. Platz das Schlusslicht. Die Kreise mit aktiven Tagebauen kämen im Schnitt auf den 388. Rang im bundesdeutschen Schnitt. Die Landkreise, in denen mehr als 500 Personen ihren Verdienst mit der Braunkohle erwerben, in denen aber keine Tagebaue liegen, wären auf dem 347. Platz, und auch damit noch im unteren Viertel der Bundesrepublik. Die Landkreise hingegen, in denen weniger als 100 Personen im Braunkohlesektor arbeiten, hätten einen fiktiven Rang 260 und liegen somit klar über allen anderen Kreisen.

Zusammenfassend ist festzustellen, dass grosso modo die Dynamik bei Firmengründungen und -übernahmen umso schwächer ausgeprägt ist, je präsenter die Braunkohle in einem Landkreis derzeit noch ist.

3.3.3 Fehlende Berufsperspektiven für junge Frauen

Eine der Kernthesen des oben zitierten Zukunftsatlas ist es, dass sich die Regionen der BRD auf sinkende Bevölkerungszahlen einstellen müssen. Nur noch wenige Regionen haben überhaupt eine positive Bevölkerungsentwicklung zu verzeichnen.⁶⁶ Ein besonders schlechtes Vorzeichen angesichts des Bevölkerungsrückganges und demographischen Wandels ist ein stark unausgeglichenes Zahlenverhältnis der Geschlechter in einer Region. Jeder abgewanderte junge Mensch fehlt der Gesellschaft im Allgemeinen und dem Arbeitsmarkt im Besonderen. Wenn jedoch zusätzlich ein unausgeglichenes Geschlechterverhältnis herrscht, könnte dies die zukünftige Bevölkerungsentwicklung zusätzlich belasten, da Familiengründungen extrem erschwert werden.

Beide großen Unternehmen des Braunkohlesektors, sowohl die MIBRAG als auch Vattenfall, beschäftigen unterdurchschnittlich wenig Frauen: Der Frauenanteil der MIBRAG lag 2001 bei 15,8%⁶⁷, der bei Vattenfall Anfang 2007 bei ungefähr 20,5%⁶⁸

Daher liegt es nahe, das Geschlechterverhältnis in den Landkreisen zu untersuchen, die besonders viele Arbeitsplätze im Braunkohlesektor aufweisen. Dies soll hier exemplarisch

⁶⁶ Cf. Handelsblatt/ Prognos 2007, S. 3

⁶⁷ Cf. MIBRAG 2002, S.7

⁶⁸ Cf. Borghorst 2007, Folie 11. Laut einer aktuellen Umfrage des Wissenschaftsladens Bonn liegt der Frauenanteil im Sektor der Erneuerbaren Energien in der gesamten Bundesrepublik bei 25% (Solarenergie 33%, Wind- und Bioenergie jeweils 25% und Geothermie 14%). Die Steigerung des Anteils der weiblichen Beschäftigten gilt dabei einerseits als Möglichkeit, dem drohenden Fachkräftemangel entgegenzuwirken, andererseits gelten die Berufschancen für Frauen aufgrund der hohen Dynamik der Branche als gut. Cf. Wissenschaftsladen Bonn 2007, S. 5ff.

am Land Brandenburg und den Brandenburger Kreisen unternommen werden, die mehr als 500 Beschäftigte in der Braunkohleindustrie verzeichnen.⁶⁹

Dazu wurde in einem ersten Schritt das generelle Geschlechterverhältnis aller Jahrgänge in Brandenburg und seinen Landkreisen untersucht (vgl. Tabelle 3-6⁷⁰). Im Schnitt liegt Cottbus über dem brandenburgischen Mittelwert, aber unter dem der kreisfreien Städte. Die beiden Landkreise Oberspreewald-Lausitz und Spree-Neiße liegen an fünf- bzw. drittletzter Stelle weit unter dem Schnitt des Bundeslandes und auch unter dem der Landkreise.

	Anzahl Männer	Anzahl Frauen	Frauenanteil
Potsdam	51.633	52.157	99,00
Frankfurt an der Oder	21.533	22.011	97,83
<i>Durchschnitt kreisfreie Städte</i>	<i>132.209</i>	<i>136.844</i>	<i>96,61</i>
Oberhavel	67.390	70.286	95,88
Havelland	51.814	54.072	95,82
Cottbus	35.439	37.324	94,95
Potsdam-Mittelmark	68.234	72.120	94,61
Barnim	60.445	63.892	94,60
Teltow-Fläming	54.072	57.585	93,90
Durchschnitt Land BB	845.421	902.431	93,68
Dahme-Spreewald	53.014	56.616	93,64
<i>Durchschnitt Landkreise</i>	<i>713.212</i>	<i>765.587</i>	<i>93,16</i>
Brandenburg an der Havel	23.604	25.352	93,11
Oder-Spree	62.555	67.288	92,97
Märkisch-Oderland	64.368	69.632	92,44
Prignitz	27.751	30.208	91,87
Oberspreewald-Lausitz	41.517	45.341	91,57
Uckermark	44.656	48.829	91,45
Spree-Neiße	44.200	48.713	90,74
Ostprignitz-Ruppin	35.062	38.728	90,53
Elbe-Elster	38.134	42.277	90,20

Tabelle 3-6: Frauenanteil der einzelnen Brandenburger Landkreise
Quelle: Statistische Berichte Land Brandenburg

In einem zweiten Schritt (vgl. Abb. 3-6⁷¹) wurde das Geschlechterverhältnis der Jahrgänge 1962 bis 1988, d.h. der Jahrgänge mit volljährigen Frauen im aktuell gebärfähigen Alter einerseits für Brandenburg und andererseits für die Landkreise Spree-Neiße, Oberspreewald-Lausitz und die kreisfreie Stadt Cottbus ermittelt und miteinander verglichen.

⁶⁹ Eine Studie des Berlin-Institutes weist vor allem für die Lausitz, das nördliche Brandenburg und Mecklenburg-Vorpommern ein extremes Ungleichgewicht im zahlenmäßigen Verhältnis von Männern zu Frauen im Alter von 18 bis 29 Jahren aus. (Cf. Berlin-Institut 2004, S. 13) Gleichzeitig ist aber auch der Anteil der Frauen und Männer nach Jahrgang bei Vattenfall Europe Mining & Generation bekannt, der über das ganze Altersspektrum 20,53% beträgt und bei der im Folgenden untersuchten Altersgruppe 20,28%. Vgl. Borghorst 2007, Folie 11

⁷⁰ Cf. Statistische Berichte Land Brandenburg: Bericht PI 1 – j /05, S. 8f

⁷¹ Cf. Statistische Berichte Land Brandenburg: Bericht PI 1 – j /05, S. 10-42

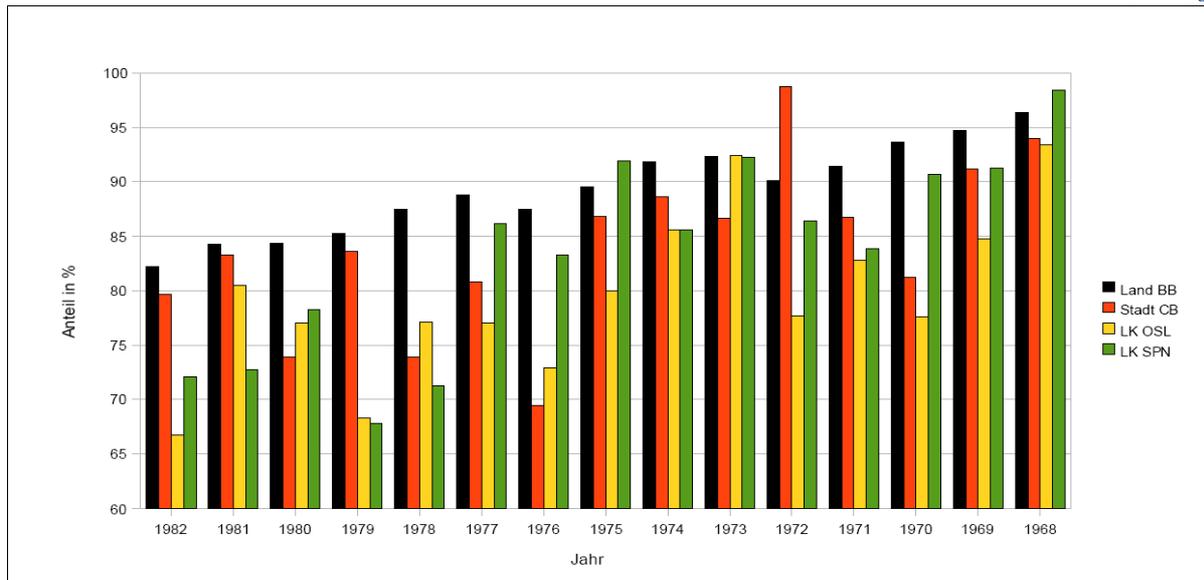


Abbildung 3-5: Frauenanteil nach Jahrgängen
Quelle: Statistische Berichte Land Brandenburg

Dabei zeigt sich ein im Vergleich zum Frauenanteil aller Jahrgänge weitaus differenzierteres Bild. In keinem Jahrgang liegt der Anteil der Frauen höher als der der Männer. Im Großen und Ganzen nimmt der Anteil der Frauen mit sinkendem Alter fast beständig ab. Im Jahrgang 1982 ist derzeit für alle Brandenburger Jahrgänge der niedrigste Frauenanteil mit 82,23 % Frauen zu verzeichnen.

Sehr deutlich ist jedoch auch, dass ab dem Jahrgang 1969 mit nur zwei Ausnahmen (1973 relativer Gleichstand und 1972 herausragender Frauenanteil für die kreisfreie Stadt Cottbus) die Landkreise mit hohem Anteil an Braunkohlearbeitsplätzen noch weiter unter dem Brandenburger Durchschnitt liegen als im Schnitt aller Jahrgänge. Für die hier untersuchten Jahrgänge 1969 bis 1982 bis liegt der Frauenanteil für Brandenburg bei 89,3 %, danach folgt die kreisfreie Stadt Cottbus mit 83,9%, der Landkreis Oberspreewald-Lausitz mit 83,5% und zuletzt der Tagebau-Landkreis Spree-Neiße mit 79,6%.

Als Fazit bleibt, dass die durch die Braunkohleindustrie geschaffenen Arbeitsplätze, selbst wenn sie in der Lage wären, quasi „männliche Vollbeschäftigung“ zu erbringen, kein Gegengewicht zur massiven Abwanderung junger Frauen aus Brandenburg schaffen. Damit wird einem bedeutenden strukturellen Manko der 'Braunkohle-Landkreise' weiter Vorschub geleistet. Dieser Frauenmangel kann für die Zukunft zu einer schweren Hypothek werden, da einerseits diese Frauen sowohl am Arbeitsmarkt fehlen können, andererseits die Geburtenrate in Brandenburg noch weiter sinken und der demographische Wandel umso gravierender ausfallen könnte.

Wenn im Rahmen dieser Studie auch keine Kausalitäten zwischen den hier aufgestellten strukturellen Problemen und der Beschäftigung im Braunkohlesektor untersucht werden können, so bleibt dennoch festzuhalten, dass die Landkreise, in denen besonders viele Personen im Braunkohlesektor arbeiten, und gerade die Landkreise, in denen Tagebaue liegen, enorme strukturelle Schwächen aufweisen. Die Landkreise mit hoher Anzahl an Beschäftigten im Braunkohlesektor schneiden sowohl im landes- als auch im bundesdeutschen Durchschnitt meist sehr schlecht ab. Hier besteht weiterer Forschungsbedarf, um die Ursachen dieser strukturellen Schwächen erkunden (und abmildern) zu können.

4 Ersatz des Braunkohlestroms durch Strom aus Erneuerbaren Energiequellen

4.1 Ermittlung der aktuellen Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien in den ostdeutschen Bundesländern

Um die zukünftige Entwicklung der Erneuerbaren Energien und ihren Beitrag zu einer langfristig vollständigen Versorgung der ostdeutschen Bundesländer erörtern zu können, ist es unabdingbar, ihren derzeitigen Stand zu kennen.

Eine im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit in Auftrag gegebene Studie zum Thema des zukünftigen Ausbaus Erneuerbarer Energieträger unter besonderer Berücksichtigung der Rolle, den die Bundesländer hierbei spielen können, hat deren Beitrag zur Stromversorgung in Deutschland im Jahr 2005 zusammengestellt (vgl. Abbildung 4-1⁷²). Um jedoch die Dynamik der Entwicklung der Erneuerbaren Energien aufzuzeigen, sollen anschließend einige der Entwicklungen, die sich seit 2005 in den ostdeutschen Bundesländern abgespielt haben, geschildert werden, wobei diese Darstellung aufgrund der uneinheitlichen Literaturlage keinen Anspruch auf Vollständigkeit erhebt. Sehr gute Daten existieren jedoch im Bereich der regionalen Verteilung der Windkraftanlagen, die es ermöglichen, die Stromproduktion aus Windkraft 2007 anhand des vereinfachenden Hilfsmittels der rechnerischen Volllaststundenzahl abzuschätzen.⁷³

Zur besseren Vergleichbarkeit der Daten seien hier die Stromverbräuche aus dem Netz der öffentlichen Versorgung der einzelnen Bundesländer im Jahr 2006 angegeben⁷⁴. Der Pro-Kopf-Nettostromverbrauch in der Bundesrepublik liegt bei ungefähr 5640 MWh, d.h. im Schnitt 800 MWh höher als der ostdeutsche Schnitt.

Land	B	BB	MV	SN	ST	TH	Gesamt
Nettostromverbrauch in TWh	13,082	14,391	6,435	20,550	14,856	11,237	80,551
Pro-Kopf-Verbrauch in MWh	3.842	5.646	3.794	4.831	6.072	4.854	4.840

Tabelle 4-1: Nettostromverbrauch in Ostdeutschland nach Bundesländern 2006

Quelle: Statistisches Bundesamt

Aus Abb. 4-1 geht hervor, dass 2005 der Anteil der Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch der ostdeutschen Bundesländer bei durchschnittlich 15% lag. Spart man Berlin, das sowohl im bundesdeutschen Vergleich als auch unter den Stadtstaaten selbst am schlechtesten abschneidet, aus, liegt der Durchschnitt der ostdeutschen Flächenländer mit fast 18% weit über dem bundesdeutschen Mittel von 10%. Die gesamte Erneuerbare

⁷² Cf. FFU 2007a, S. 19, farbige Hervorhebungen durch die Verfasser

⁷³ Cf. DEWI 2008, 39 für alle hier genannten Zahlen zur installierten WKA-Leistung Ende 2007. Sowohl die Autoren der FFU-Studie o.J (Anlagenband, S. 22) als auch das DEWI nehmen als Grundlage für ihre Berechnungen potentielle Volllaststundenzahlen und nicht die realen, unterdurchschnittlichen Zahlen von 2005. Hier werden (sofern keine anderen Daten existieren) bewusst diese niedrigen Zahlen genommen.

⁷⁴ Cf. Statistisches Bundesamt 2008, S.1

Stromproduktion Ostdeutschlands (Berlin inbegriffen) lag 2005 bei rund 13,46 TWh.

	Wasserkraft	Windenergie	Photovoltaik	Biomasse							Geothermie	Summe	Anteil am Bruttostromverbrauch 2002
				Feste Biomasse	Biogas	Klärgas	Deponiegas	Flüssige Biomasse	Biogene Abfälle	Summe			
				GWh									
Baden-Württemberg	4903	231	249	600	339	111	58	10	141	1259	0	6641	9,2
Bayern	14116	262	424	590	629	175	62	10	446	1913	0	16715	20,5
Berlin	0	0	4	0	0	0	-	0	54	54	0	59	0,4
Brandenburg	5	3229	6	619	141	44	89	0	8	903	0	4142	20,3
Bremen	0	69	1	0			2	0	82	84	0	155	2,7
Hamburg	1	46	4	121				0	83	205	0	255	1,8
Hessen	254	510	61	184	70	42	87	1	116	500	0	1326	3,4
Mecklenburg-Vorpommern	2	1674	6	189	134	14		0	23	360	1	2043	27,2
Niedersachsen	308	7659	45	469	1015	78	40	90	192	1885	0	9897	15,9
Nordrhein-Westfalen	432	2951	121	503	295	207	302	1	544	1852	0	5356	2,8
Rheinland-Pfalz	1118	979	33	116	76	27	25	0	63	308	0	2438	8,3
Saarland	190	78	8	15	16	4	11	0	38	83	0	359	4,1
Sachsen	93	934	12	339	145	23	84	6	23	620	0	1659	7,1
Sachsen-Anhalt	30	3186	8	66	99	16	9	550	154	895	0	4118	24,8
Schleswig-Holstein	6	3977	12	10	74	37		0	65	186	0	4181	28,1
Thüringen	42	714	7	179	107	15	14	350	17	682	0	1445	10,5
Summe	21500	26500	1000	4000	3200	869	804	1018	2050	11941	1	60942	10,0

Abbildung 4-1: Stromproduktion aus Erneuerbaren Energien nach Bundesländern 2005
Quelle: FFU 2005

Entwicklung seit 2005 in Brandenburg:

Die Landesregierung Brandenburgs ist derzeit dabei, ihr Energiekonzept aus dem Jahr 2002 zu überarbeiten, um dieses einerseits den veränderten Anforderungen der europäischen THG-Emissionsreduktion und andererseits dem bereits 2003 erreichten Ziel von einem 5%-Anteil der Erneuerbaren am Primärenergieverbrauch anzupassen. Das nun gesteckte Ziel lautet, bis 2020 einen Anteil von 20% Erneuerbaren am Primärenergieverbrauch zu erreichen.⁷⁵

Die Statistiken des Landes Brandenburg⁷⁶ nennen sogar noch eine größere Menge Strom aus Erneuerbaren Energien in Brandenburg als die FFU-Studie. Danach wären in Brandenburg 2005 knapp 5,9 TWh Strom aus Regenerativen erzeugt worden, 2006 bereits über 7 TWh. Die installierte Leistung lag 2005 bei 2.830 MW, 2006 bei 3.370 MW. Die Windkraft nimmt hierbei die bedeutendste Stellung ein: Sie stellt fast 93% der installierten

⁷⁵ Cf. FFU 2007, S. 131, Eckpunkte der Energiestrategie des Landes Brandenburg 2008 und Linke 2008

⁷⁶ Cf. Linke 2008, S. 3

Leistung und (bei 2005 und 2006 fast identischer Volllaststundenzahl von rund 1715h) fast 77% der erzeugten Arbeit.

2007 sind in Brandenburg nochmals 231 MW an WKA zugebaut worden⁷⁷, gesamt folglich 3359 MW. Bei gleicher Volllaststundenzahl ist für 2007 davon auszugehen, dass zusätzlich mindestens 0,4 TWh Strom aus Erneuerbaren Energien hinzugekommen sein müssen, also gesamt 7,4 TWh elektrische Arbeit.

Neben dem Forschungsprojekt in Groß Schönebeck⁷⁸ (vgl. S. 41) im Landkreis Barnim befindet sich in Finowfurt bei Eberswalde ein interessantes Projekt im Bereich der Geothermie in der Entwicklungsphase: Die Essener Firma ENRO Geothermie GmbH plant dort die Errichtung eines Geothermiekraftwerks mit einer elektrischen Leistung von gesamt 50 MW, bestehend aus 5 Standard-Komponenten zu je 10 MW. Die gleichzeitige Nutzung des Tiefenwassers in Fernwärmenetzen ist möglich. Die gesamte Anlage ist für einen Volllastbetrieb von über 8.000 Stunden vorgesehen und könnte rund 410 GWh/a Strom produzieren. Diese erste industrielle Realisierung eines solchen Kraftwerkstyps soll im 1. Quartal 2010 Strom liefern. Weitere Standorte in Brandenburg und Mecklenburg-Vorpommern sind bereits ins Auge gefasst worden.⁷⁹

Entwicklung seit 2005 in Mecklenburg-Vorpommern:

Seitens des Landes Mecklenburg-Vorpommern gibt es die Leitlinien „Energiewelt Mecklenburg-Vorpommern 2020“⁸⁰, aber keine weitere quantifizierten Ziele zum Ausbau der Erneuerbaren Energien oder umfassendere neuere Statistiken. Im Bereich Windkraftanlagen waren Ende 2007 1327 MW installiert (2005: 1.095 MW mit 1.674 GWh erzeugter Arbeit). Auf der (niedrigen) Basis der Volllaststunden von 2005 wären rechnerisch 2.029 GWh zu erwarten gewesen, was einem Anteil von 31,9% am Bruttostromverbrauch 2005 entspricht.

Derzeit wird der neue Raumordnungsplan des Landes Mecklenburg-Vorpommern erarbeitet, in dem auch neue Flächen als Windeignungsgebiete ausgewiesen werden sollen. Die derzeit diskutierten Flächen würden Platz für weitere 800 MW Windkraftanlagen bieten, wobei auch bestehende Eignungsgebiete nicht als ausgeschöpft gelten.⁸¹

In der Kleinstadt Neustadt-Glewe in Mecklenburg-Vorpommern befindet sich auch das bislang einzige größere Kraftwerk Ostdeutschlands zur tiefengeothermischen Stromerzeugung. Dort wurde das bereits bestehende Heizwerk durch ein Erdwärmekraftwerk ergänzt, das mittels einer ORC-Turbine eines thüringischen Herstellers (GET GmbH) die Wärme des an die Erdoberfläche gebrachten Wassers in Strom umwandeln kann. Die 220-KW-Turbine kann theoretisch mit einer Stromproduktion von 1.400 MWh/a die gesamte Kleinstadt Neustadt-Glewe mit Strom versorgen, wobei in den kalten Monaten der Fernwärmeproduktion der Vorrang gegeben wird.⁸²

⁷⁷ Cf. DEWI 2008, S. 35

⁷⁸ Cf. <http://www.eti-brandenburg.de/energiethemen/geothermie/tiefengeothermie.html>

⁷⁹ Cf. www.enro-geothermie.de und Mailkontakt mit Mike Wirtz, ENRO Geothermie GmbH

⁸⁰ cf. www.regierung-mv.de/cms2/Regierungsportal_prod/Regierungsportal/de/wm/Themen/Energiewelt_2020/Leitlinien_Energiewelt_2020/index.jsp

⁸¹ Cf. Neue Energie 11/ 2007, S. 20-23

⁸² Cf. www.german-renewable-energy.com/Renewables/Navigation/Deutsch/Geothermie/fallstudien,did=10-4162.html

Entwicklung seit 2005 in Sachsen⁸³

- Windenergie: Die 800-MW-Marke ist in Sachsen Ende 2007 überschritten worden, damit sollte die jährliche Menge Windstrom nun bei 1.400 GWh liegen im Vergleich zu 934 GWh im Jahr 2005. Damit kann die Windenergie alleine derzeit ungefähr 7% des sächsischen Nettostromverbrauches decken.
- Photovoltaik: Das Flächenpotential für PV-Nutzung wird in Sachsen auf gesamt 14.700 ha geschätzt, davon 4.200 ha auf Dachflächen, 1.100 ha auf Fassaden und 9.200 ha Freiflächen. Geht man davon aus, dass auf den Freiflächen mehrheitlich kristalline PV-Module mit 7,5 m²/ 1KW_p angebracht werden können⁸⁴, wären dort ~ 12,3 GW_p unter heutigen Bedingungen möglich. Es sei weiterhin angenommen, dass auf den Fassadenflächen und der Hälfte der Dachflächen Dünnschichtmodule mit amorphen Siliziumzellen und durchschnittlich 20 m²/ KW_p zum Zuge kämen. Dann könnten dort jeweils 1,65 GW_p amorphe und 2,8 GW_p kristalline PV-Module installiert werden. Damit beliefe sich unter heutigen Bedingungen das PV-Potential Sachsens auf 16,75 GW_p. Bei einer Ausbeute von einer kWh pro installiertem KW_p und Sonnenstunde (Annahme 850h für Sachsen) könnten *langfristig bei 100%-iger Ausnutzung* der zur Verfügung stehenden Flächen 14,2 TWh Strom produziert werden.
- Biomasseverstromung: Das sächsische Landesamt für Umwelt und Geologie schätzt diese für 2007 auf 728 GWh, d.h. eine Zunahme gegenüber 2005 um 20,6%.
- Regenerative Wasserkraft: Ihr Potential wird in Sachsen auf etwa 100 MW zu installierende Leistung geschätzt, die jährlich bis zu 400 – 450 GWh produzieren könnten.
- Fasst man nur die aktuellen Zahlen der Windenergie- und der Biomasseverstromung zusammen, so zeigt sich, dass diese derzeit rund 9,6% des sächsischen Bruttostromverbrauches decken. Sachsen ist jedoch das ostdeutsche Bundesland mit der weitaus höchsten Menge an Strombezug.

Entwicklung seit 2005 in Sachsen-Anhalt:⁸⁵

- Windenergie: Analog zur oben gemachten Rechnung für die anderen ostdeutschen Bundesländer wären unter der Annahme der gleichen Auslastung wie in 2005 hier mindestens 4031 GWh aus 2.786 MW installierter Leistung zu erwarten. Die sachsen-anhaltinische Landesregierung schätzt, dass 2010 etwa 4.600 GWh und 2015 5.400 GWh Strom aus Windkraft erzeugt werden können, d.h. über 36% des derzeitigen Stromverbrauches dieses Bundeslandes.
- Für Photovoltaik werden für 2015 90 GWh, für Biomasseverstromung 1000 GWh und für Laufwasserkraft 92 GWh jährliche Stromerzeugung geschätzt. Dieser Schätzung der Landesregierung zufolge könnten damit bis 2015 weitere knapp 8% des Nettostromverbrauches aus Erneuerbaren Energien gedeckt werden, gesamt also 44%.

Entwicklung seit 2005 in Thüringen:

Der Freistaat Thüringen formuliert seine Ziele zum Ausbau der Erneuerbaren Energien in Thüringen in Bezug auf den gesamten Primärenergieverbrauch. Davon lieferten die Erneuer-

⁸³ Cf. www.smul.sachsen.de/de/wu/umwelt/1270_1445.htm (und weitere EE unter weiterführenden Links)

⁸⁴ Annahme der Mittelwerte nach BINE Informationsdienst 2006, S. 39 und Informationen von Heiko Hoff, Ökostrom Saar GmbH

⁸⁵ cf. Landesregierung Sachsen-Anhalt 2007, S. 49-62

erbaren 2005 bereits 11,7%, für 2010 lautet die Prognose auf 14,6%.⁸⁶ Im Bereich Windkraft hat die installierte Leistung seit 2005 um 36 MW zugenommen, im Vergleich zu den Daten der FFU-Studie wären folglich 765 GWh zu erwarten.

Entwicklung seit 2005 in Ostdeutschland

Fasst man die hier aufgeführten Aktualisierungen im Vergleich zu 2005 zusammen, so zeigt sich, dass alle ostdeutschen Flächenländer eine sehr hohe Dynamik im Bereich der Erneuerbaren Energien aufweisen. Für die Bundesländer, für die aktuellere Zahlen vorliegen, kann man von Deckungsquoten von mindestens 10,36% bis sogar 51% des *Netto*-stromverbrauches durch Regenerative Energien auf der Basis von 2006 ausgehen. Dabei werden überall hohe Anteile nur durch Windkraftanlagen erzeugt, die Potentiale der anderen Erneuerbaren Energieträger sind dabei nur unzureichend berücksichtigt.

Tabelle 4-2 fasst die oben beschriebenen Entwicklungen seit 2005 zusammen und stellt sie den Ergebnissen der FFU-Studie gegenüber. Auch wenn die Literaturlage es nicht unbedingt erlaubt, die Entwicklung für alle Erneuerbaren Energieträger abzubilden, zeigt sie doch die dynamische Entwicklung der ostdeutschen Bundesländer: Auf der Basis eines gleich bleibenden Bruttostromverbrauches wäre der Anteil der Erneuerbaren in Ostdeutschland an der Stromerzeugung von 14% im Jahr 2005 auf mindestens 23,7% in 2007 angestiegen.

2007 lag der Anteil der Erneuerbaren Energien am gesamtdeutschen Stromverbrauch mit 86,7 TWh bei 14,3%, 2005 noch mit 63,5 TWh bei 10%.⁸⁷ Die ostdeutschen Flächenländer lagen 2005 laut der FFU-Studie mit einem Anteil der Erneuerbaren von 18% an ihrem Bruttostromverbrauch schon weit vorne. Diesen Vorsprung haben sie 2007 mit mindestens 23,7% noch weiter ausgebaut.

	Wasser	Wind	PV	Σ Biomasse in TWh	Geothermie	Σ EE	Anteil EE-Strom in %	Bruttostromverbrauch 2005 in TWh
B	0	0	4	54	0	59	0,4	14.750
BB Ist 2005	5	3.229	6	903	0	4.142	20,3	20.404
BB Ist 2007		5.760				7.400	36,3	
MV Ist 2005	2	1.674	6	360	1	2.043	27,2	7.511
MV Ist 2007		2.030			1,4	2.400	32,0	
SN Ist 2005	93	934	12	620	0	1.659	7,1	23.366
SN Ist 2007		1.400		728		2.230	9,5	
SN Potential	~ 425		13.400					
ST Ist 2005	30	3.186	8	895	0	4.118	24,8	16.605
ST Ist 2007		4.030				4.960	29,9	
ST Schätzung (2015)	92		90	1.000				
TH Ist 2005	42	714	7	682	0	1.445	10,5	13.762
TH Ist 2007		765				1.500	10,9	
Summe in TWh 2005	172	9.737	43	3.514	1	13.466	14,0	96.398
Anteil % am EE-Strom 2005	1,28	72,31	0	26	0,01	100		
Summe in TWh 2007	172	13.985	43	3.622	1,4	> 16.200	Ø > 23,7	

Tabelle 4-2: Überblick: Entwicklung der Erneuerbaren in Ostdeutschland seit 2005
Quelle: FFU und eigene Berechnungen

⁸⁶ cf. TMWTA o.J., S. 42

⁸⁷ Cf. BEE 2008, S. 2

4.2 Umsetzung des Konzeptes Energie 2.0 von B90/Die Grünen in Ostdeutschland

Tabelle 4-3 vergleicht die Anteile, die die einzelnen Erneuerbaren Energieträger im Jahr 2005 laut FFU-Studie in Ostdeutschland erbracht haben mit den oben dargestellten Werten des Jahres 2007 (soweit bekannt) und den Zielsetzungen des Energiekonzeptes Energie 2.0 der Bündnis-Grünen, die bis 2020 in der BRD verwirklicht werden müssten, wenn das Ziel einer Reduktion des CO₂-Ausstoßes um 40% im Vergleich zu 1990 erreicht werden soll.

	Wasser	Wind	PV	Σ Biomasse	Geothermie	Σ EE
Anteil Bruttostromverbrauch 2005 (%)	0,2	10,1	0,04	3,65	0	14
Anteil Bruttostromverbrauch 2007 (%)		12,8		3,8		
Ziel „Energie 2.0 B90/ Grüne“ (%)	5	12	4	9	2	38

Tabelle 4-3: Anteile Erneuerbarer Energieträger 2005, 2007 und Ziele von Energie 2.0

Nicht genannt sind in dieser Tabelle die Energiequellen der Meereskraft und der off-shore-Windkraft sowie der Import von Biogas bzw. von Strom aus dem Ausland, die unabhängig von den Planungen der Bundesländer sind bzw. im Fall der meeresgebundenen Energieträger nur das Küstenland Mecklenburg-Vorpommern betreffen.

Gesamt sieht das Energiekonzept Energie 2.0 vor, dass die Erneuerbaren Energieträger im Jahr 2020 43% zur bundesdeutschen Stromversorgung beitragen sollen, davon wären 5% importierter Strom und 3,2% eingeführtes Biogas bzw. eingeführte biogene Abfälle (vgl. Tabelle 4-4).

	2020	
	%	TWh
Atomenergie	6,0%	31,0
Braunkohle	16,5%	85,4
Steinkohle	13,5%	70,0
Erdgas	18,1%	93,7
Erdöl	0,0%	0,0
Sonstige	2,7%	14,1
Erneuerbare Energien Inland	38,3%	198,5
Wasser/Meereskraft	5%	25,0
Windenergie (on- und offshore)	18%	94,0
Photovoltaik	4%	20,0
Geothermie	2%	11,6
Bioenergie	9%	47,9
Erneuerbare Energien-Stromimport	5%	25,9
SUMME	100,00%	518,6

Tabelle 4-4: Stromproduktion in der BRD laut „Energie 2.0“ von B90/ die Grünen

Im Folgenden werden zuerst die wesentlichen technischen und politischen Rahmenbedingungen⁸⁸ für die weitere Entwicklung der jeweiligen Technologien in Ostdeutschland kurz

⁸⁸ In dieser sehr knappen Darstellung müssen einige Punkte ausgespart bleiben, die – trotz ihrer hohen Bedeutung – den Rahmen dieser Studie sprengen würden, z.B. generelle wirtschaftliche Rahmenbedingungen, die Bereitschaft und Kapazität von Investoren, in Erneuerbare Energien zu investieren oder die Akzeptanz der Erneuerbaren generell bzw. im Vergleich zu anderen Technologien der Energieumwandlung etc.

geschildert. Danach werden die einzelnen Erneuerbaren Energiequellen, die an Land in den ostdeutschen Bundesländern zur Stromerzeugung dienen können, daraufhin untersucht, inwieweit die Zielsetzungen des Energiekonzeptes Energie 2.0 bis 2020 umgesetzt oder vielleicht sogar überboten werden könnten.

Windenergie on-shore:

Aufgrund der oben für die einzelnen ostdeutschen Bundesländer genannten Daten ist zu erwarten, dass die Windanlagen im Jahr 2007 rund 14.000 GWh Strom erzeugt haben müssen. Damit war in Ostdeutschland bereits 2007 das Ziel aus Energie 2.0 von 12% Windkraftstrom übertroffen worden.

Für die weitere Entwicklung der Windkraft in Ostdeutschland sind einerseits die naturräumlichen Gegebenheiten, die dazu führen, dass sich Standorte bei gegebener Technik mehr oder weniger für Windkraft eignen, und die Flächennutzungskonkurrenz zwischen Windkraft und anderen Nutzungen von Bedeutung. Andererseits sind es vor allem die Marktdurchdringung von WKA der 2,1-2,9-MW-Klasse und in einem zweiten Schritt die der 3-6-MW-Klasse⁸⁹ sowie die Frage nach dem Einsetzen des vermehrten Repowering bestehender WKA. Dabei bedeutet die Nutzung moderner WKA-Technik nicht nur höhere Nennleistungen, sondern auch bessere Ausnutzung der Windkraft und damit gesteigerte Erträge.

Betrachtet man die aus den Zahlen des DEWI errechneten Durchschnittsleistungen der WKA der einzelnen Bundesländer im Jahr 2007 (vgl. Tabelle 4-5), lässt sich ein fiktives Durchschnittsalter der Windparks in den einzelnen Bundesländern errechnen, aus dem sich schließen lässt, ab wann in den einzelnen Ländern größere Repowering-Aktivitäten einsetzen werden. Danach haben Mecklenburg-Vorpommern und Sachsen den ältesten durchschnittlichen Anlagenbestand, der Anlagen aus dem Jahr 2000 entspricht. Bei einer Anlagenlebensdauer von 20 Jahren wäre folglich mit einem nennenswerten Repowering ab 2020 zu rechnen.⁹⁰ Die Thüringer Anlagen würden im Schnitt ab 2021 ersetzt und die Anlagen aus Brandenburg und Sachsen-Anhalt ab 2022 bzw. 2023.

Land	BB	MV	SN	ST	TH
Gesamte installierte Leistung 2007	3359	1327	808	2787	677
Anzahl Anlagen	2425	1245	754	1962	538
Ø inst. Leistung/ WKA (MW)	1,38	1,07	1,07	1,42	1,25
entspr. Anlagengeneration des Jahres	2002	2000	2000	2003	2001

Tabelle 4-5: Fiktives Durchschnittsalter der Windparks in Ostdeutschland

Quelle: DEWI 2008, S.35

Daraus folgt, dass eine weitere Zunahme an Windkraftkapazität in Ostdeutschland in den nächsten 12-15 Jahren vor allem durch weiteren Anlagenzubau zu erwarten ist.

⁸⁹ Carsten Ender unterteilt die WKA in folgende Größenklassen: < 1,5MW; 1,5-1,8MW; 2MW; 2,1-2,9MW und 3-6MW. 65% der 2007 in Deutschland verkauften Anlagen gehörten zur 2MW-Klasse, nur 13% zur 2,1-2,9MW-Klasse, davon ein Großteil 2,3MW-Anlagen. Dieser Anlagentypus wird daher als Mindeststandard für die nächsten Jahren angenommen. Cf. DEWI 2008, S. 10

⁹⁰ In Einzelfällen geschieht Repowering derzeit auch schon bei Anlagen, die jünger als 20 Jahre sind. Dies soll hier aber nicht verallgemeinert werden, da einerseits eine wesentliche Grundlage für die Entscheidung zum Anlagenersatz die de facto-Ausgestaltung der Neufassung des EEG sein wird, andererseits jeder Fall aufgrund der Platz- und Produktionsverhältnisse sowie der geltenden Höhen- und Abstandsbedingungen und notwendigen Genehmigungsverfahren des speziellen Windparks einzeln betrachtet werden sollte.

Lag der Zuwachs dort 2006 noch bei 1173 MW, betrug er 2007 nur noch 661 MW.

Geht man davon aus, dass in Mecklenburg-Vorpommern neue Vorranggebiete, in denen rund 800 MW Leistung Platz finden, erschlossen werden und die bereits bestehenden vollständig ausgeschöpft würden⁹¹, könnten dort bis 2020 weitere 1.000 MW gebaut werden.

Die Thüringer Grünen gehen in ihrem Energiekonzept⁹² von einer maximalen Anlagenzahl von knapp 1000 Anlagen aus, die mittel- bis langfristig jeweils 5-6 MW Leistung haben werden. Da solch große Anlagen derzeit nur 3% des bundesdeutschen Marktvolumens ausmachen, wird davon ausgegangen, dass der zur Verfügung stehende Platz anfänglich durch Anlagen mit 2,3 MW genutzt werden wird. Da diese weniger Platz benötigen, können übergangsweise gesamt mehr als 1.000 Anlagen in Thüringen Platz finden. Da bereits ~ 540 Anlagen dort stehen, soll von einem Zubau von 700 Anlagen mit 2,3 MW (bzw. später größerer, aber zahlenmäßig weniger) und damit rund 1725 zusätzlichen MW ausgegangen werden. Ähnliche Zuwächse sind auch in Sachsen und Sachsen-Anhalt plausibel. In Brandenburg erwartet die Landesregierung bis 2020 einen Zubau von rund 700MW.⁹³ Somit ist ein gesamter Zubau bis 2020 von rund 6900 MW (d.h. jährlich ~ 570 MW) in ganz Ostdeutschland möglich. Bei einer mittleren Volllaststundenzahl von 1.760 h für diese neuen Anlagen⁹⁴ läge der jährliche Zuwachs an elektrischer Arbeit bei rund einer GWh.

Aufgrund der Schätzung von einer geleisteten Arbeit der ostdeutschen WKA im Jahr 2007 von knapp 14 GWh läge die Stromproduktion aus Windkraft im Jahr 2020 bei rund 26 TWh. Im Vergleich zum in der FFU-Studie zugrunde liegenden Bruttostromverbrauch von 96,4 TWh würden 2020 rund 27% des ostdeutschen Stromverbrauches (ohne die Einbeziehung von Energiesparpotentialen, die wegen der besseren Vergleichbarkeit mit den Zahlen von 2005 hier nicht berücksichtigt werden) von Windkraftanlagen erzeugt werden.

Photovoltaik:

Wie die im Kapitel 4.1 für Sachsen durchgeführte Beispielrechnung einer maximalen Ausnutzung aller für PV in Frage kommenden Flächen zeigt, sind die Potentiale für Photovoltaik bereits mit der heute verfügbaren Technik enorm. Dabei besteht die Herausforderung für die Entwicklung der Photovoltaik in der Wirkungsgradsteigerung der Module, die das bedeutendste Potential für Kostensenkungen darstellt und damit wesentlich dazu beiträgt, dass PV-Strom gegenüber anderen Arten der Stromerzeugung konkurrenzfähig werden kann.⁹⁵

Land	B	BB	MV	SN	ST	TH	Gesamt
Ø inst. Leistung PV (MW _p)	6	16	5	42	2	18	89

Tabelle 4-6: Installierte PV-Leistung in Ostdeutschland
Quelle: FFU 2007b

⁹¹ Cf. Neue Energie 11/ 2007, S. 20-23

⁹² BÜNDNIS 90/ DIE GRÜNEN Thüringen 2008, S. 33f

⁹³ Cf. Linke 2008, S. 30

⁹⁴ Cf. Nitsch 2007, S. 32: Dies deckt sich auch mit den Werten aus MLUV 2008, Folie 3, wonach in Brandenburg in 2005 und 2006 bereits leicht mehr als 1700 Volllaststunden erzielt wurden.

⁹⁵ Cf. Neue Energie 03/08, S. 53. Kapitel 4.4 dieser Studie verweist auf die Bedeutung des technologischen Vorsprungs der deutschen PV-Industrie für die Sicherung der hiesigen Produktionskapazitäten und Arbeitsplätze.

Tabelle 4-6⁹⁶ zeigt, wie viel installierte PV-Leistung 2005 in den einzelnen Bundesländern bestand. Von gesamt 1.931 installierten MW_p entfielen damit 4,6% auf die ostdeutschen Bundesländer, die damit im Vergleich zu ihrem Flächenanteil (von rund 30%) stark unterrepräsentiert sind.

Seit der Einführung des neuen EEG 2004 stieg die Zubaurate der PV in Gesamtdeutschland im Mittel jährlich um gut 20% (2004: 600 MW_p Zubau, 2005 und 2006 jeweils 850 MW_p und 2007 1100 MW_p an Zubau).⁹⁷ Für 2008 rechnen Marktbeobachter mit 1,5 – 1,6 GW_p an Zubau.⁹⁸ Hier soll davon ausgegangen werden, dass Ostdeutschland bis 2020 im Vergleich zu anderen Regionen Deutschlands aufholt und dass im Durchschnitt der nächsten 12 Jahre jährlich 500 MW_p neu installiert werden. Dann besäße Ostdeutschland eine installierte Leistung von rund 6 GW_p, mit denen 2020 bei durchschnittlichen 800 Vollbetriebsstunden 4,8 TWh Strom produziert werden könnten. Die Photovoltaik hätte dann bei 96,4 TWh Bruttostromverbrauch in Ostdeutschland einen Anteil von rund 5%.

Biomasse:

Die zukünftige Entwicklung der Biomasse-Potentiale ist von sehr vielen unterschiedlichen Faktoren abhängig: Dazu gehören sowohl national als auch global geographische und gesellschaftliche Faktoren wie die Eignung von Flächen zur landwirtschaftlichen Nutzung, die Auswahl bzw. Nutzungskonkurrenz zwischen landwirtschaftlichen und anderen Nutzungen, aber auch die Konkurrenz verschiedener landwirtschaftlicher Nutzungsformen selbst (Nahrungs- oder Futtermittelproduktion bzw. Energiepflanzenproduktion - auch wenn diese sich nicht unbedingt ausschließen müssen, wenn z.B. Mischkulturen oder Fruchtfolgen genutzt werden oder hauptsächlich Erntereste genutzt werden) sowie meteorologische Einflüsse, die sich verändernde Nachfrage nach landwirtschaftlichen Produkten und Landverluste durch Urbanisierung oder Desertifizierung.

Weiterhin sind aber auch wirtschaftliche Einflüsse von Bedeutung wie z.B. steigende Kosten der landwirtschaftlichen Produktion durch erhöhte Preise von Treibstoffen oder Düngemitteln und die Spekulation mit Agrarprodukten an den Finanzmärkten.⁹⁹

In dieser Studie sollen im Wesentlichen die heimischen Potentiale der Biomasseverstromung betrachtet werden: Als untere Schätzung hierfür wird die Einschätzungen des Szenarios 'Nachhaltig' aus Öko-Institut & Partner 2004¹⁰⁰ übernommen, die unter Berücksichtigung umwelt- und naturschutzbedingter Kriterien ein Szenario der nachhaltigen Nutzung der inländischen Biomasse entwerfen. Danach könnten 2020 bundesweit 40 TWh Strom hieraus hergestellt werden, was in Energie 2.0 einem Anteil von 7,71 % entspricht. Dabei werden nicht alle Potentiale der heimischen Biomasseverstromung ausgenutzt. Auf der Grundlage der Studie von Öko-Institut & Partner hält der Bundesverband BioEnergie e.V., der die Entwicklung seither in seine Einschätzung einbezogen hat,¹⁰¹ einen Marktanteil an der Verstromung im Jahr 2020 von gesamt 9,5 % für erreichbar. Unter Einbeziehung

⁹⁶ Allerdings gibt es auch ein starkes Nord-Süd-Gefälle in Bezug auf PV in der Bundesrepublik: Laut der FFU-Studie lagen im Jahr 2005 Bayern (886 MW_p) und dann Baden-Württemberg (388 MW_p) bei weitem vorne und besaßen somit fast 2/3 der installierten Leistung. Cf FFU 2007b, S. 23

⁹⁷ Cf. BSW-Solar 2008, S. 2

⁹⁸ Cf. Neue Energie 04/08, S. 43, die diese Einschätzung abgibt. Die Firma Photon Consulting rechnet sogar mit 2,4 GW_p Zubau in 2008 und im Jahr 2010 mit 6,5 GW_p.

⁹⁹ Mailkontakt mit Thomas Siegmund, Bundesverband BioEnergie am 21.04.2008

¹⁰⁰ Cf. Öko-Institut und Partner 2004, S. 219f, Kurzbeschreibung des Szenarios 'Nachhaltig' auf S. iv

möglicher Biogas- und Biomasseimporte, aber auch in Betracht z.B. einer aktuellen Studie über das energetische Potential von Kläranlagen des DWA¹⁰² wird hier die Einschätzung des Bundesverbandes BioEnergie bzgl. des Anteils an der bundesdeutschen Stromerzeugung im Jahr 2020 von 9,5% übernommen.

Da die ostdeutschen Länder bereits 2005 einen Vorsprung hatten (bundesweiter Marktanteil von 2,2%, Ostdeutschland laut FFU-Studie 3,65%), wird davon ausgegangen, dass dieser Vorsprung von 1,45% aufgrund der demographischen Struktur Ostdeutschlands mindestens beibehalten wird. Dann würden im Jahr 2020 knapp 11% des ostdeutschen Stromes aus Biomasse verschiedenster Art hergestellt, was ungefähr 10,6 TWh entspricht.

Geothermie

Die Potentiale der geothermischen Stromerzeugung in Deutschland reichen laut einer Studie des Büros für Technikfolgenabschätzung des Deutschen Bundestages¹⁰³ aus, um den ganzen heutigen Grundlastbedarf der Bundesrepublik an Elektrizität zu decken, d.h. ca. 300 TWh. Dies erfordert jedoch die Bereitstellung einer Technologie¹⁰⁴, deren Entwicklung sich derzeit noch in der Anfangsphase befindet. Die Autoren der oben genannten Studie sehen den wesentlichen begrenzenden Faktor für die Nutzung der geothermischen Stromerzeugung vor allem in der aus wirtschaftlichen Gründen gebotenen gleichzeitigen Nutzung der Erdwärme, die den Aufbau oder die Nutzung bestehender Fernwärmenetze voraussetzt.

In Ostdeutschland sind zwei unterschiedliche geologische Formationen, die als so genannte 'Enhanced Geothermal Systems' (EGS) angesehen werden, für die geothermische Stromerzeugung von Interesse¹⁰⁵. EGS sind a priori unwirtschaftliche geothermische Lagerstätten, die durch ingenieurtechnische Maßnahmen zur Wirtschaftlichkeit geführt werden können:

- die Aquifere des sog. „Sedimentären Rotliegend“ im Norddeutschen Becken, das ungefähr in den Bundesländern Brandenburg und Mecklenburg-Vorpommern in der Region südwestlich der mecklenburgischen Seenplatte anzusiedeln ist. Das hier unterirdisch vorhandene heiße Wasser kann oberirdisch zur Strom- und Wärmeenergiegewinnung genutzt werden, und wird, wie in Neustadt-Glewe erstmalig angewandt, dann an anderer Stelle unterirdisch wieder verpresst.¹⁰⁶
- die sog. 'Rotliegend-Vulkanite' des Norddeutschen Beckens. Im Unterschied zu den oben genannten Aquiferen handelt es sich hier um sog. 'heiße trockene Gesteine', in denen man Wasser zirkulieren lässt, das oberirdisch zum Antrieb von Turbinen und zur

¹⁰¹ Cf. BBE 2008, Folie 8 und Telefonat bzw. Mailkontakt mit Thomas Siegmund, BBE

¹⁰² Cf. http://www.dwa.de/portale/dwa_master/dwa_master.nsf/home?readform&objectid=9B571788705EE3C1257418003BA7CC. Danach könnte die Stromerzeugung aus Kläranlagen von 1,3% im Jahr 2006 (~ 7,88 TWh) an der bundesdeutschen Stromerzeugung verdoppelt werden, wenn alle Kläranlagen mit mehr als 10.000 Einwohnerwerten mit Biogas-Turbinen bzw. -BHKW ausgerüstet würden bzw. bestehende Anlagen modifiziert würden. Selbst wenn durch die demographische Entwicklung nur ein Teil dieser Anlagen realisiert würde, könnten ohne Abstriche an ökologische Standards weitaus mehr TWh aus Klärgas produziert werden als von Öko-Institut & Partner prognostiziert.

¹⁰³ Cf. Paschen/ Oertel/ Grünwald 2003, S. 51-56

¹⁰⁴ Telefonische Information von Herrn Dr. Ernst Huenges, GeoForschungszentrum Potsdam am 17.04.2008

¹⁰⁵ Cf. Paschen/ Oertel/ Grünwald 2003, S. 24-39

¹⁰⁶ Cf. www.german-renewable-energy.com/Renewables/Navigation/Deutsch/Geothermie/fallstudien,did=10-4162.html

Wärmegewinnung genutzt wird. Dieses Verfahren der Energiegewinnung wird Hot-Dry-Rock-Verfahren genannt. In Ostdeutschland könnte es in fast ganz Brandenburg und Mecklenburg-Vorpommern sowie in großen Teilen Sachsen-Anhalts genutzt werden.

In Brandenburg gelten derzeit laut des Landesamtes für Bergbau, Geologie und Rohstoffe weit mehr als 5 Orte als EGS-Standorte, wobei generell gilt, dass dort die hydrothermale Geothermie von Südost nach Nordwest zunehmend interessanter wird.¹⁰⁷

Das Forschungsprojekt zur EGS-Entwicklung in Nordostdeutschland wird derzeit im brandenburgischen Groß Schönebeck¹⁰⁸ unter Leitung des GeoForschungsZentrums Potsdam durchgeführt. Dort wurden bereits Bohrungen vorgenommen und das unterirdische Gestein derart ertüchtigt, dass Tiefenwasser gefördert werden und mit dessen Wärme 1 MW Strom bereitgestellt werden kann. Als nächstes wird die Nachhaltigkeit des Systems getestet. Geplant ist hier ein Kraftwerk zur ausschließlichen Stromerzeugung, das jährlich über 5 GWh Strom produzieren kann.¹⁰⁹ In weiteren Forschungsprojekten sollen dann Systeme erforscht werden, die mit Leistungen von 1-5 MW jeweils zwischen 10-20 GWh Strom jährlich produzieren können.

Die Entwicklung der geothermischen Stromerzeugung bis 2020 hängt sehr stark sowohl vom politischen Willen zur Unterstützung dieser Technologieentwicklung als auch vom Willen der (Stromerzeugungs-)Unternehmen, sich an solchen Projekten zu beteiligen, ab. Die langen Planungs- und Bauzeiten für solche Kraftwerke (~7 Jahre) setzen hohe Hürden auch für durchaus willige Unternehmen.

Gesetzt den Fall, diese nicht-technischen Hindernisse könnten überwunden werden, könnte bis 2020 in Ostdeutschland jährlich 0,4 TWh Strom durch Geothermie gewonnen werden, wenn es gelingt, bis dorthin 20 Anlagen mit durchschnittlich 20 GWh Jahresproduktion zu errichten. Mit schrittweise größer werdenden Anlagen sollten bis 2050 unter sehr guten (nicht-technischen) Rahmenbedingungen 25 TWh Strom aus Geothermie gewonnen werden.¹¹⁰

Regenerative Wasserkraft:

Hier wurden in den ostdeutschen Bundesländern 2005 bereits 172 GWh produziert. Eine detaillierte Potentialabschätzung kann nur unter Betrachtung lokaler ökologischer Gegebenheiten erfolgen, weswegen hier vor allem die Analysen der sächsischen und sachsen-anhaltinischen Landesregierungen zitiert werden sollen (vgl. Kap. 4.1). Danach könnten in Sachsen jährlich 400-450 und in Sachsen-Anhalt 92 GWh jährlich erzeugt werden. Eine untere Schätzung¹¹¹ für das Potential der Laufwasserkraft läge dann bei ungefähr 500 GWh/a bzw. 0,52% an der ostdeutschen Bruttostromerzeugung.

¹⁰⁷ Cf. Freytag 2005, S. 5

¹⁰⁸ Cf. <http://www.eti-brandenburg.de/energiethemen/geothermie/tiefengeothermie.html>

¹⁰⁹ Cf. BMU 2008, S. 40F und Dr. Ernst Huneges, cf. supra.

¹¹⁰ Telefonische Information von Dr. Ernst Huneges, cf. supra.

¹¹¹ Cf. ibid. Der DWA schätzt, dass das Wasserkraftpotential in Deutschland zu 70% erschlossen sei. Da Ostdeutschland hier aber enorm unterrepräsentiert ist, müsste das unter ökologischen Gesichtspunkten vertretbare Potential dennoch höher liegen als hier konservativ angenommen.

Abschätzung der gesamten EE-Stromerzeugung bis 2020 in Ostdeutschland:

Fasst man die Prognosen zu den vier oben untersuchten Erneuerbaren Energieträgern zusammen, so ergeben sich für 2020 folgende Anteile der hier untersuchten Energieträger in Ostdeutschland auf der Basis des oben zu Grunde gelegten ostdeutschen Bruttostromverbrauchs 2005 (Berlin inklusive) von 96,4 TWh .

- Windenergie on-shore: 26 TWh bzw. 27% des ostdeutschen Bruttostromverbrauchs
- Photovoltaik: 4,8 TWh bzw. 5%
- Biomasseverstromung: 10,6 TWh bzw. 11%
- Geothermie: 0,4 TWh bzw. 0,4%
- Regenerative Wasserkraft: 0,5 TWh bzw. 0,5%.

Damit wären in den sechs ostdeutschen Bundesländern ohne die Einbeziehung der Potentiale der Off-shore-Windenergie¹¹² 2020 bereits knapp 44% des Bruttostromverbrauches, d.h. 42,3 TWh aus Erneuerbaren Energien gedeckt. Damit könnte Ostdeutschland die Prognosen des Energiekonzeptes sogar 2.0 übertreffen.

4.3 Ersatz des ostdeutschen Braunkohlestroms ab 2020

Ein wichtiger Bestandteil des Grünen Energiekonzeptes und unabdingbarer Bestandteil einer jeglichen Klimaschutzstrategie ist das Energiesparen. Hier wird zu Grunde gelegt, dass es bis 2020 gelingt, durch ein gezieltes Maßnahmenbündel den Bruttostromverbrauch(-erzeugung) von 2005 um jährlich 1%, d.h. kumuliert 16%, zu senken.¹¹³ Statt der 2005 in der BRD erzeugten 617,2 TWh wäre nur noch eine Erzeugung von 518,65 TWh notwendig. Ein Teil dieser Reduzierung resultiert auch aus der Beendigung des Nettostromexports aus Deutschland, der sich 2005 auf 8,5 TWh belief.¹¹⁴ Auch für die darauf folgenden Jahre soll gemäß des Programms Energie 2.0 jeweils eine Reduzierung von Stromerzeugung und -verbrauch von 1% angesetzt werden.

Geht man davon aus, dass Ostdeutschland 2005 einen Bruttostromverbrauch von 96,4 TWh hatte, wäre bei einer Reduktion um 16% bis 2020 nur noch ein Bruttostromverbrauch von rund 81 TWh zu erzeugen. Da bei unvermindert fortgesetzter Braunkohleverstromung jedoch bis 2019 weiterhin rund 73 Mio. TWh erzeugt wurden, zu denen mindestens die 35 TWh regenerativen Stroms hinzu kämen, würde Ostdeutschland als Ganzes gesehen innerhalb der BRD zu einem Nettostromexporteur werden. Einem Eigenverbrauch von knapp 81 TWh stünden 108 TWh Erzeugung gegenüber. Daher werden in den folgenden Berechnungen weder Strom- noch Biogasimporte berücksichtigt.

Die unter 2.3.3 ermittelten Werte für die zu ersetzende elektrische Arbeit und Leistung der auslaufenden Braunkohle wäre dann um das im Programm Energie 2.0 eingebrachte Effizienzpotential von 16% für 2020 bzw. jeweils um 1 zusätzlichen Prozentpunkt für die Folgejahre zu korrigieren.

¹¹² Dabei könnten in der Ostsee lt. DENA-Netzstudie (zitiert in HIERO 2007, S. 109) 1.700 MW an Off-shore-Windkraftanlagen gebaut werden, in der Nordsee 18.700 MW

¹¹³ Cf. Bundestagsfraktion Bündnis 90/ Die Grünen 2007, S.17-19.

¹¹⁴ Cf. www.bmwi.de/BMWi/Navigation/Energie/energiestatistiken, Tabelle „Aufkommen und Verwendung von Strom“. Die Menge des exportierten Stromes hat 2006 stark zugenommen und lag 2006 bei 20 TWh.

Jahr	2020	2031	2036	2041	2047
Zu ersetzende MW _{el} installierter Leistung	1.200	4.660	980	1840	1.315
Zu ersetzende TWh _{el}	8,8	35,9	3,6	14,3	10,8
	- 16%	- 27%	- 32%	- 37%	- 43%
Zu ersetzende MW _{el} mit Stromeinsparungen	1.010	3.400	665	1.160	750
Zu ersetzende TWh _{el} mit Stromeinsparungen	7,4	26,2	2,4	9,0	6,2

Tabelle 4-7: Zu ersetzender Braunkohlestrom nach Abzug der Einsparpotentiale

Zur Berechnung des Ersatzes an elektrischer Leistung und elektrischer Arbeit ab dem Jahr 2020 wird die Erfahrung eines derzeit unter Federführung des ISET in Kassel laufenden Projektes zu Hilfe gezogen.¹¹⁵ Dieses Pilotprojekt „Kombikraftwerk“ testet derzeit, wie durch eine zentrale Steuerung unterschiedlicher Anlagen zur Erzeugung Erneuerbarer Energien die Versorgung eines Ortes ausschließlich mit Regenerativem Strom zu bewerkstelligen ist. Dabei werden folgende Stromerzeugungsanlagen genutzt:

	Wind	PV	Biogas	Speicher	Summe EE-Erzeuger
Inst. Leistung (MW)	12,6	5,5	4,0	1,06	23,1
Elektr. Energie (GWh/a)	26,5	6,2	10,8	-0,6	42,9

Tabelle 4-8: Zusammenstellung Energieerzeugungsanlagen des Kombikraftwerkes
Quelle: IKEE

Diese setzen sich zusammen aus:

- drei Windparks mit 11 Windkraftanlagen (Ø 1,15 MW),
- 23 PV-Anlagen (Ø 0,24 MW),
- einer Biomethananlage (Gasproduktion von 1.140 kWh/h), die ins Erdgasnetz einspeist,
- einem BHKW mit 2,9 MW, das aus dem Erdgasnetz gespeist wird,
- einem BHKW mit 1,046 MW mit einem lokalen Gasspeicher,
- einer Gasturbine mit 30 kW, die aus dem Erdgasnetz gespeist wird und
- der anteilig auf den Ort berechneten Speicherkapazität eines Pumpspeicherkraftwerkes.

Diese Kraftwerke befinden sich in unterschiedlichen Regionen Deutschlands, um ein realitätsnäheres Bild einer zukünftigen Vollversorgung mit Regenerativen Energien mit den zu erwartenden Schwankungen der Stromproduktion zu simulieren

Dabei werden täglich Prognosen des zu erwartenden Lastprofils und der zu erwartenden Stromerzeugung erstellt. Durch einen Abgleich beider Profile wird zuerst ein Produktions-

¹¹⁵ Cf. IKEE o.J. und Neue Energie 10/ 2007, S. 30-41.

Auch die brandenburgische Firma Enertrag arbeitet an einem ähnlichen Projekt, dem Kraftwerk Uckermark, das ungleich dem Projekt des Kombikraftwerkes nicht die vollständige Versorgung eines Ortes zum Ziel hat, sondern die kontinuierliche Einspeisung von 250MW Last ins europäische Verbundnetz mit Hilfe von 230 MW Windkraft, 20 MW Strom aus Biogas und in einem nächsten Schritt der Verdoppelung der eingespeisten Last und der Erforschung von Wasserstoffherzeugern zur effizienten Speicherung überschüssigen Windstroms. Cf. www.enertrag.com, Rubrik „Kraftwerk Uckermark“

fahrplan für die Biogasanlagen erstellt, und, wenn noch eine Über- bzw. Unterdeckung besteht, das Pumpspeicherkraftwerk gespeist oder genutzt und zuletzt wird durch möglichst gering zu haltende Stromimporte bzw. -exporte ausgeglichen.

In einem weiteren Schritt werden dann in Echtzeit sowohl die reale Stromproduktion als auch der reale Bedarf kontinuierlich miteinander verglichen und bestehende Engpässe durch kurzfristige Inanspruchnahme der Mikrogasturbine ausgeglichen.

Dieses Pilotprojekt lässt mit Sicherheit noch viele Fragen bezüglich einer realen Ausgestaltung einer Vollversorgung mit Erneuerbaren Energien offen:

- Wie und in welchem Verhältnis zueinander können andere Erneuerbare Stromerzeugungsanlagen (Geothermie, Off-shore-Windkraft etc.) eingebunden werden?
- Welche (effizienten) Speichermöglichkeiten stehen zur Verfügung bzw. müssen noch entwickelt bzw. erforscht werden, um überschüssige Kapazitäten aufzufangen?
- Welche Pufferfunktion könnte (später auch bundesweit) das Stromnetz übernehmen?
- Wie muss auf der Verbraucherseite ein intelligentes Lastmanagement, das Verbrauchsspitzen vermeidet bzw. sich der schwankenden Stromproduktion anpasst und dennoch keine Komforteinbußen bedeutet, aussehen?
- (Wie) kann die derzeit notwendige Leistung durch ein besseres Zusammenspiel der Energieerzeuger, optimierte EE-Technologien und ein intelligentes Lastmanagement verringert werden?
- Wie müssen in einem größeren Maßstab die Steuerungseinheiten gestaltet werden?
- Wie ist ein solches Kombikraftwerk unter ökonomischen Gesichtspunkten zu beurteilen?
- Welche Anpassungen müssten gegebenenfalls am EEG bzw. anderen politischen Rahmenbedingungen vorgenommen werden, damit sich z.B. die diskontinuierliche Produktion der Biogasanlagen dennoch lohnt?

Da dieses Pilotprojekt jedoch zeigt, dass Erneuerbare Energieträger durch ausgefeilte Prognosemodelle und einer Steuerung in Echtzeit in der Lage sind, den Strombedarf einer Region zu decken, soll es hier als Grundlage zur Berechnung der zu installierenden Leistung an Erneuerbaren Energien dienen.

Geht man davon aus, dass im Pilotprojekt Kombikraftwerk 23,1 MW installierte Leistung notwendig sind, um ungefähr 7 MW maximale Last abdecken zu können, so müssten die oben ermittelten Werte an zu ersetzender Leistung der Braunkohlekraftwerke *aus heutiger Perspektive* mit einem maximalen¹¹⁶ Faktor 3,3 multipliziert werden, um diese vollständig und zuverlässig ersetzen zu können.

Dieser Faktor wird in der Zukunft durch weitere technologische Fortschritte (z.B. PV-Module mit weitaus höheren Wirkungsgraden, verstärkter Einsatz von Windkraftanlagen der 5-6-MW-Klasse oder off-shore-WKA mit voraussichtlich verdoppelter Volllaststundenzahl, tiefegeothermische Stromerzeugung mit Grundlastcharakter, Nutzung der Meereskraft, etc.) und weitere Forschungsprojekte zur verbesserten, technisch und ökonomisch optimierten, Integration der einzelnen Energiequellen verringert werden können.

¹¹⁶ Nicht berücksichtigt ist hier allerdings der Unterschied zwischen der Nennleistung der Kraftwerke und der tatsächlich von ihnen abgegebenen Last.

Jahr	2020	2031	2036	2041	2047
Zu ersetzende MW _{el} mit Stromeinsparungen	1.010	3.400	665	1.160	750
Notwendige EE-Leistung in MW _{el}	3.330	11.220	2.195	3.830	2.475

Tabelle 4-9: Zu ersetzende Arbeit und Leistung aus Braunkohleverstromung

Auf der Grundlage des 'Kombikraftwerkes' könnten die Ersatzkapazitäten der Braunkohlekraftwerke ab 2020 *aus heutiger Sicht* folgendermaßen aussehen:

In Kapitel 4.2 wurde gezeigt, welche Entwicklung die Nutzung der Erneuerbaren Energien in Ostdeutschland bis 2020 bei weiterhin gleich bleibender Dynamik nehmen könnte.

- Im Bereich Windkraft könnten bis 2020 weitere 6.900 MW on-shore-WKA installiert sein, d.h. eine maximale Anlagenzahl von 3.000 Anlagen der 2,3-MW-Klasse (bzw. weniger Anlagen bei zunehmender Leistung der WKA).
- Es könnten 6.000 MW_p PV-Module installiert sein. Unter der Annahme, dass diese Module mono- oder polykristalline Siliziumzellen mit dann 5m²/KW_p im Durchschnitt der installierten Anlagen wären (dies entspricht Modulwirkungsgraden von 20%¹¹⁷), würden 30.000.000 m² Flächen gebraucht. Dies entspräche z.B. 750.000 (Haus)dächern mit je 40 m² Modulen. Da sich jedoch viel mehr (größere) Flächen, Bauwerke und Gebäudeteile für PV-Nutzung anbieten, sollten diese 6.000 MW_p auf weitaus weniger als die oben genannten 750.000 Anlagen verteilt sein.
- Laufwasserkraftwerke könnten für zusätzlich 110 MW installierte Leistung sorgen¹¹⁸.
- Bei der Biomasseverstromung könnten die 10,6 TWh elektrische Arbeit z.B. bei einer durchschnittlichen Volllaststundenzahl von 8000 aus rund 1320 MW_{el} installierter Leistung erzeugt werden.¹¹⁹ Dies könnten dann z.B. 1320 Biogasanlagen mit je einem MW Leistung sein oder BHKW in Kläranlagen. Dies entspräche rechnerisch einer 1-MW-Anlage pro rund 15.000 Einwohner, wobei eine solche Anlagenkonfiguration auch gut geeignet wäre, ausreichend lokale Wärme- bzw. auch Kälteabnehmer (bei Biogasanlagen mit gleichzeitiger Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung) zu finden und somit die Abwärme effizient zu nutzen.
- Die Ausschöpfung der Potentiale der Geothermie hängt stark von der weiteren Entwicklung dieser Technologie und den Rahmenbedingungen für ihre Nutzung ab. Bis 2020 könnten in Ostdeutschland jährlich 0,4 TWh Strom durch Geothermie gewonnen werden, wenn es gelingt, bis dorthin 20 Anlagen mit durchschnittlich 20 GWh Jahresproduktion zu errichten. Mit schrittweise größer werdenden Anlagen sollten bis 2050 unter sehr guten (nicht-technischen) Rahmenbedingungen 25 TWh Strom aus Geothermie gewonnen werden.

¹¹⁷ Cf. Neue Energie 03/08, S. 53 in der von einer Neuentwicklung der sog. Rückkontaktzelle die Rede ist, mit der Wirkungsgrade von 20% erreicht werden. Die Firma Stiebel Eltron will in die industrielle Fertigung dieser Zellen einsteigen. Gleichzeitig bietet z.B. die amerikanische Firma Sunpower schon Zellen mit Wirkungsgraden von 21% am Markt an. Es ist davon auszugehen, dass in Ostdeutschland somit ein hoher durchschnittlicher Wirkungsgrad erreicht werden wird.

¹¹⁸ Berechnet mit einer ungefähren Volllaststundenzahl von rund 4.500. Cf. BMU 2007, S. 14f

¹¹⁹ Cf. www.oekostrom-saar.de, Rubrik „Projekte\ Biogasanlage Markushof\ monatliche Ertragsberichte“. Aufgrund der Erfahrungen des hier gewählten Beispiels könnte eine 1-MW_{el}-Biogasanlage z.B. mit jährlich rund 10.000 t Gülle (entsprechend 500 Großvieheinheiten) und 16.000 t Silage auskommen, für die eine Anbaufläche von ungefähr 500 Hektar notwendig wäre.

Rechnet man diese Potentiale für 2020 zusammen, könnten in Ostdeutschland bis zu diesem Zeitpunkt bereits 14.330 MW installierter Leistung aus Erneuerbaren Energien möglich sein, die – wie das oben beschriebene Pilotprojekt des Kombikraftwerkes zeigt – zur sicheren und vollständigen Stromversorgung in der Lage sein sollten. Damit wäre 2020 bereits annähernd so viel Kapazität installiert, wie rechnerisch erst 2031 mit dem Auskohlen der 3 Lausitzer Tagebaue Nochten, Welzow-Süd und Jänschwalde notwendig wäre und – unter der Maßgabe verwirklichter Einsparpotentiale – der Ersatz der 2031 vom Netz gehenden Lausitzer Kraftwerkskapazität möglich.

Bis 2036 bzw. 2041 – wenn die beiden mitteldeutschen Tagebaue ausgekohlt sein werden und die Kraftwerke Lippendorf und Schkopau außer Betrieb genommen werden, kann davon ausgegangen werden, dass die fehlenden rund 6.000 MW durch die Nutzung des off-shore-Windkraftpotentials der Ostsee von 1.700 MW, durch das spätestens ab 2020 einsetzende Repowering der ersten Generation WKA (mit erwarteten Volllaststundenzahlen von 4.000 bzw. 2.800¹²⁰) eher überkompensiert werden. Geht man nur davon aus, dass die rund 9 GW, die heute auf knapp 7.000 WKA verteilt sind, durch 1.750 Windkraftanlagen mit 6 MW ersetzt würden, könnte die Nennleistung auf knapp 10 GW ansteigen. Wenn diese jedoch mit 2.800 statt heute mit 1.700 Vollbetriebsstunden liefen, könnte die Stromproduktion auf 28 TWh im Vergleich zu heute 14 TWh verdoppelt werden.

Für die Zeit nach 2041, d.h. nach dem endgültigen Auskohlen der Tagebaue Ostdeutschlands, könnte z. B. die Nutzung der Potentiale der Geothermie, die alleine in Ostdeutschland 25 TWh Strom liefern könnte und deren Stromaufkommen nicht fluktuierend ist, gekoppelt mit der Stromerzeugung aus Photovoltaik, Ersatz für die Kapazitäten der letzten Braunkohlekraftwerke Ostdeutschlands schaffen. Bis dahin sollten weitere technologische Entwicklungen z.B. bei der Meereskraft, aber auch bei den anderen Erneuerbaren Energien diese noch planbarer und effizienter machen können. Im Verbund mit noch zu optimierenden Speichertechnologien für Strom könnte die Erneuerbare Vollversorgung Ostdeutschlands mit Strom Wirklichkeit werden.

¹²⁰ Cf. IKEE o.J., S. 1

4.4 Arbeitsplatzsituation der Erneuerbaren Energien in Ostdeutschland

Nachdem in den vorigen Kapiteln aufgezeigt worden ist, dass Ostdeutschland im Bereich der Versorgung mit Erneuerbaren Energie bereits heute schon eine hohe Dynamik aufweist und mit hoher Wahrscheinlichkeit auch weiterhin aufweisen wird, soll nun beleuchtet werden, inwieweit Erneuerbare Energien bereits heute schon Arbeitsplätze in Ostdeutschland schaffen und wie sich die Arbeitsplatzsituation dieses Industriezweiges in der Zukunft entwickeln könnte.

Eine im Auftrag des BMU erstellte Studie des ZSW hat die Bruttobeschäftigung der Erneuerbaren für ganz Deutschland untersucht und ist zu dem Schluss gekommen, dass in dieser Branche bundesweit 2006 rund 236.000 Menschen Arbeit gefunden haben. Damit hat sich deren Zahl seit 2004, wo noch rund 160.000 Beschäftigte gezählt worden sind, um knapp mehr als die Hälfte erhöht. Zu diesen Arbeitsplätzen kommen noch ungefähr 3.400 Stellen im öffentlichen Dienst bzw. die aus öffentlichen oder gemeinnützigen Mitteln finanziert werden und 23.500 Stellen, die im Jahr 2006 durch den Bau von Produktionsanlagen der Erneuerbaren-Branche bestanden.

Nach EE-Sparten aufgegliedert waren dies im Jahr 2006:

- Biomasse: 95.400 Beschäftigte
- Windenergie: 82.100 Beschäftigte
- Photovoltaik: 26.900 Beschäftigte
- Solarthermie: 13.300 Beschäftigte
- Wasserkraft: 9.400 Beschäftigte
- Geothermie: 4.200 Beschäftigte¹²¹

Dabei hat die Entwicklung zwischen 2004 und 2006 die damals gemachten Prognosen übertroffen.¹²²

Im Folgenden wird auf der Basis unterschiedlichen Datenmaterials die Beschäftigungssituation der Branchen Biomasseverstromung, Photovoltaik und Windenergie kurz geschildert:

Biomasse:

Die hohe Arbeitsplatzdynamik der Biomassebranche zeigt ein Vergleich mit einer im Jahr 2004 erarbeiteten Studie zu den Potentialen der heimischen Biomasse in Deutschland¹²³. Dort wurden verschiedene Szenarien zur Entwicklung der Biomassebranche aufgestellt und auch deren beschäftigungspolitische Auswirkungen skizziert. Dabei wurden im optimistischsten der 4 Szenarien für 2010 rund 47.000 direkte und 24.600 indirekte Arbeitsplätze erwartet. Wie die obige Auflistung aus der Studie des BMU von 2007 zeigt, wurden diese Prognosen für die ganze Bundesrepublik schon 2006 bei weitem übertroffen. Bezüglich

¹²¹ Cf. BMU 2007, S. 24 und vollständig unter Kratzat et al. 2007

¹²² Cf. BMU 2006, S. 19 und 103-106

¹²³ Cf. Öko-Institut und Partner 2004, S. 212

der im Bereich Biogas in den ostdeutschen Bundesländern geschaffenen Arbeitsplätze nennt das Leipzig Institut für Energetik und Umwelt¹²⁴ 500 – 1.000 Arbeitsplätze für den Betrieb der Biogasanlagen, die vor allem der Landwirtschaft zu Gute kommen, und 1.000 – 3.000 Arbeitsplätze für den Bau der Anlagen.

Windenergie:

Einige der großen Unternehmensstandorte bzw. Ansiedlungen der Windbranche sind:

- Der größte Arbeitgeber der Windbranche in Ostdeutschland ist Enercon in Magdeburg mit gut 3.000 Arbeitsplätzen. Enercon produziert dort Rotorblätter, Generatoren und die Türme seiner WKA.¹²⁵ Hier profitiert lokal eine Gießerei durch entsprechende Zulieferaufträge.
- Nordex hat seine Hauptproduktionsstätte (es existiert noch eine weitere neue in China) in Rostock aufgebaut. Derzeit arbeiten dort rund 700 Personen. Im Rahmen einer seit Januar 2008 laufenden Werkserweiterung ist die Einstellung weiterer 300 Mitarbeiter geplant. Gemeinsam mit der Arbeitsagentur Rostock hat Nordex hier spezielle Fortbildungsprogramme konzipiert, um die neuen Mitarbeiter binnen 24 Wochen für die Arbeit im Windanlagenbau zu schulen. Hier hat sich ein Cluster rund um die Fertigungsstätte des Windanlagenbauers mit Sitz in Norderstedt gebildet.¹²⁶
- Im Brandenburgischen Lauchhammer hat der dänische Windkraftanlagenhersteller Vestas 2002 ein Werk zur Rotorblattproduktion errichtet. 2005 waren dort 430 Personen in Vollzeit beschäftigt.¹²⁷
- Repower hat im brandenburgischen Trampe ein Werk errichtet, in dem sowohl on-shore- als auch off-shore-Anlagen errichtet werden und das den zweiten Service-Standort des Unternehmens in Deutschland beherbergt. Im Oktober 2007 hat Repower durch den Bau einer neuen Produktionshalle die Kapazität des Werkes verdoppelt, die Mitarbeiterzahl soll von derzeit 170 auf ungefähr 200 aufgestockt werden.¹²⁸
- Im brandenburgischen Dauerthal ist das europaweit agierende Windkraftprojektierungsunternehmen Enertrag mit 265 Mitarbeitern angesiedelt, zu dessen Aktivitäten der Bau und Betrieb von Windparks in ganz Europa gehört, das aber auch ein wichtiger Akteur im Bereich der Forschung über Erneuerbare Energien ist. Enertrag hat das Projekt des „Kraftwerkes Uckermark“ initiiert. Dieses soll dem europäischen Verbundnetz kontinuierlich 250MW Last mit Hilfe von 230 MW Windkraft, 20 MW Strom aus Biogas zur Verfügung stellen. In einem nächsten Schritt soll die Verdoppelung der Last und die Nutzung von Wasserstoffherzeugern zur effizienten Speicherung überschüssigen Windstromes, erforscht werden. Zu diesem Zweck hat sich in Dauerthal die 'Geni' (Gesellschaft für Netzintegration e.V.), ein Zusammenschluss mehrerer EE-Stromerzeuger, angesiedelt.¹²⁹

¹²⁴ Cf. Thrän 2007, Folie 9

¹²⁵ Cf. FFU 2007, S. 113

¹²⁶ Cf. verschiedene Pressemitteilungen auf www.nordex-online.com, www.rostock-business.com/job-portal/nordex/news/nordex-rostock-erweitert.php und HIERO 2008, S. 111

¹²⁷ Cf. Kebir 2005, S. 12

¹²⁸ Cf. http://www.repowersystems.de/index.php?id=151&backPID=25&begin_at=10&tt_news=1529&L=0

¹²⁹ Cf. www.enertrag.com/cmadmin_1_477_0.html und die Rubrik „Kraftwerk Uckermark“ auf dieser Webseite sowie Sonne, Wind und Wärme 1/2008, S. 94f.

Diese Darstellung ist bei weitem nicht vollständig, da sie nur die Arbeitsplätze der Windkraftanlagenhersteller und eines großen Projektierers umfasst, nicht aber die vielen Arbeitsplätze der Zulieferindustrie, der Windparkbetreiber, der Wartungsunternehmen, und der Firmen, die am Bau der Windparks beteiligt sind.¹³⁰ Doch allein diese Firmen haben in Ostdeutschland bereits heute über 4.500 Arbeitsplätze geschaffen und wollen an diesen Standorten weiter expandieren. Dabei zeigen sich erste Ansätze zur Bildung von regionalen Unternehmensnetzwerken entlang der Wertschöpfungskette, wie die Beispiele Nordex und Enercon zeigen. Die Firma Enertrag ist ein bedeutender Akteur im Bereich der Forschung über Erneuerbare Energien und spielt so eine wichtige Rolle bei der Bildung eines (regionalen) Forschungsnetzwerkes.

2005 betrug die Wertschöpfung durch den Bau von Windenergieanlagen und deren Komponenten in Ostdeutschland ca. 1.200 Mrd. €, die Wertschöpfung durch den Betrieb, die Wartung und Instandsetzung der Anlagen lag bei ungefähr 430 Mio. €.¹³¹

Solarenergie/ Photovoltaik:

EuPD Research und das ifo-Institut haben in einer gemeinsamen Studie zur deutschen Photovoltaikindustrie folgende Beschäftigungszahlen in der PV-Branche Ende 2007 in Ostdeutschland ermittelt (vgl. Tabelle 4-8)¹³²: Für die 10 westdeutschen Bundesländer ermittelt die Studie rund 27.800 Arbeitsplätze, für Ostdeutschland einschließlich Berlin 13.460 Arbeitsplätze und somit in der ganzen BRD 41.260 Ende 2007. Auch wenn beide Studien unterschiedliche Berechnungsmethoden anwenden, ist ersichtlich, dass die Zahl der in PV-Branche auch 2007 wieder zugenommen hat.

	Zulieferer	Industrie	Großhandel	Handwerk	~ Summe/ Bundesland
B	430	365		687	1.480
BB	35	1.774	70	282	2.160
MV		89	6	1.385	1.480
SN	695	1338	6	997	3.040
ST	15	2391	3	516	2.925
TH	238	1.214	6	917	2.375
Σ	1.413	7.171	91	4.784	13.460

Tabelle 4-10: Beschäftigung in der ostdeutschen PV-Industrie
Quelle: EuPD Research/ ifo

Damit entfielen auf Ostdeutschland 32,6% aller direkt Beschäftigten der PV-Branche bei einem Anteil von ungefähr 20% der Bevölkerung. Ungefähr die Hälfte der Arbeitsplätze entfallen auf die Modulhersteller selbst, knapp mehr als 10% auf die Zuliefererindustrie und 35,5% auf das Handwerk, das vor Ort Anlagen installiert und wartet. Nicht berücksichtigt sind in dieser Zählung weder die Arbeitsplätze im Bereich des Baus der Produktionskapazitäten noch die der Ingenieurbüros, Projektierer und anderen Dienstleister der Branche.

¹³⁰ Thrän 2007 geht aufgrund von Hochrechnungen auf der Basis einer Studie des BMU (BMU 2006) zum Arbeitsplatzpotential der Erneuerbaren Energien sogar von gesamt 20.000 – 25.000 Arbeitsplätzen in der ostdeutschen Windindustrie aus. Mailkontakte mit Dr. Daniela Thrän und Volker Lenz, Institut für Energetik und Umwelt Leipzig.

¹³¹ Cf. Thrän 2007, Folie 6

¹³² Cf. EuPD Research/ ifo 2008, S. 16

Mehrere Standorte in Ostdeutschland (Dresden, Freiberg sowie Leipzig in Sachsen, Bitterfeld-Wolfen und Thalheim in Sachsen-Anhalt, Frankfurt an der Oder in Brandenburg und v.a. Erfurt sowie Jena und Gera in Thüringen) sind dabei, sich zu Unternehmensnetzwerken der PV-Industrie zu entwickeln und weisen neben Ansiedlungen eines oder mehrerer Modulhersteller selbst auch Tendenzen auf, an den Standorten selbst Unternehmen aus der gesamten Wertschöpfungskette der PV-Branche zu vereinen.

Auch werden mehr und mehr Anstrengungen unternommen, durch gemeinsames Standortmarketing sowohl Investoren als auch qualifiziertes Personal anzuziehen. Vermehrt werden auch Forschungsinstitute in die bestehenden Unternehmensnetzwerke eingebunden. Damit bestehen oder bilden sich an mehreren Standorten sog. Cluster der PV-Industrie in Ostdeutschland, d.h. dass sich interaktive Prozesse zwischen vernetzten Betrieben der gesamten Wertschöpfungskette und der beteiligten Dienstleister und Institutionen abspielen, um Innovationen in der Branche zu entwickeln und vor Ort umzusetzen.¹³³

Die „SolarRegion Frankfurt (Oder)“ kann auch als Beispiel dafür gelten, wie durch gute Zusammenarbeit mehrerer Partner und das geschickte Nutzen endogener Potentiale in einer Region neue Zukunftschancen entstehen können. Dort haben frühere Wissenschaftler des DDR-Halbleiterwerkes in Frankfurt/ Oder die Chancen der PV erkannt und das Start-Up-Unternehmen Odersun gegründet. Im Jahr 2006 konnte der amerikanische PV-Modulproduzent First Solar zur Ansiedlung bewogen werden. Das Energieunternehmen Conergy (das sowohl von einer bestehenden Gebäudeinfrastruktur als auch vom Humankapital am Standort profitierte) entschied sich 2007 für den Aufbau einer integrierten Fertigung in Frankfurt/ Oder. Von den Großansiedlungen profitieren eine Vielzahl mittlerer und kleiner Betriebe in der Region. Durch gezielte Aktionen versucht nun die IHK Ostbrandenburg gemeinsam mit anderen Partnern Unternehmensnetzwerke zwischen Handwerkern, produzierendem Gewerbe und weiteren Dienstleistern der Region aufzubauen, um mehr und mehr Unternehmen vor Ort in die Wertschöpfungskette einzubinden bzw. Anbieternetzwerke als gleichwertige Partner der großen Firmen der Solarindustrie zu schaffen.

Durch die gemeinsamen Anstrengungen konnten so binnen weniger Jahre mehr als 1.500 direkte Arbeitsplätze in Ostbrandenburg neu geschaffen werden und ein bedeutender Impuls für eine langfristige Neuausrichtung einer ganzen Region gesetzt werden. Darüber hinaus strahlt das Wachstum am Standort überregional aus: Vor kurzem wurde ein kanadisches Zulieferunternehmen der Solarindustrie mit 75 neuen Arbeitsplätzen angesiedelt. Ein japanisches Elektronikunternehmen errichtet derzeit eine zusätzliche Produktion für die Solarbranche und wird im laufenden Jahr 60 neue Arbeitsplätze schaffen.¹³⁴

Langfristig erwarten die Autoren von EuPD Research/ ifo, dass bis 2020 in ganz Deutschland 110.000 Arbeitsplätze in der PV-Branche entstehen können. Allerdings sei davon auszugehen, dass sich die Struktur der Arbeitskräftenachfrage verändern würde, da mehr gut ausgebildete Fachkräfte benötigt würden. Dieser Tatsache sollten die Regionen, in de-

¹³³ Cf. EuPD Research/ ifo 208, S. 22-24 und HIERO 2008, S. 111-114

¹³⁴ Telefonische Informationen von Klaus Kröpelin, IHK Ostbrandenburg und Stephan Lubomierski, ICOB. Gerade wurde Frankfurt/ Oder vom FDI Magazine aus London aus 1.000 europäischen Städten unter die Top 25 für ausländische Direktinvestitionen (fdi) gewählt.

nen sich derzeit PV-Cluster angesiedelt haben, frühzeitig durch eine entsprechende Ausrichtung des Aus- und Weiterbildungsangebotes Rechnung tragen.¹³⁵

Durch die anhaltenden Erweiterungen der Produktionskapazitäten tätigt die PV-Branche auch hohe Investitionen. Die Nettoinvestitionssumme der bundesdeutschen PV-Hersteller lag 2006 bei 1,176 Mrd. € und damit bei 26% ihres Umsatzes. Für 2007 wird mit einer Nettoinvestitionssumme von 1,4 Mrd. € gerechnet, für das Jahr 2010 werden 2,5 Mrd. € prognostiziert.¹³⁶ Damit besteht für die ostdeutschen PV-Standorte eine reelle Chance, von der erwarteten Dynamik der Branche sowohl durch die Schaffung direkter, indirekter und induzierter Arbeitsplätze zu profitieren als auch regional neue, zukunftsfähige wirtschaftliche Standbeine aufzubauen.

Damit beträgt die Anzahl der Arbeitsplätze in der PV-Branche, die statistisch am besten untersucht ist, in Ostdeutschland 2007 rund 13.500, die der großen Firmen der Windindustrie mindestens 4.500 und im Bereich Biomasse tragen der Bau und Betrieb von Biogasanlagen zur Schaffung bzw. zum Erhalt von mindestens 1.500 Arbeitsplätzen bei.

Ostdeutsche Arbeitsplätze in der gesamten EE-Strom-Branche:

In der Summe gehen folglich mindestens 19.500 Arbeitsplätze auf das Konto nur der Erneuerbaren Energien, die zur Stromerzeugung genutzt werden, wobei die indirekten Arbeitsplätze der Windkraftindustrie nicht berücksichtigt sind. Die oben angeführten Beispiele aus der Windindustrie lassen außerdem auf den Willen vieler Unternehmen zur Schaffung weiterer hunderter von Arbeitsplätzen schließen. Eine Studie des Wissenschaftsladens Bonn geht von einem Beschäftigungswachstum für alle EE-branchen von durchschnittlich rund 37% bis 2010 aus, wobei vor allem die Solarenergie und die Geothermie weit über diesem Durchschnitt liegen sollten und für keine Branche Stagnation bei den Beschäftigtenzahlen zu erwarten ist.¹³⁷

Derzeit werden für das Jahr 2020 zwischen 400.000-500.000 Arbeitsplätze im Bereich der Erneuerbaren Energien prognostiziert und diese dynamische Entwicklung soll auch danach noch anhalten: Die Unternehmensberatung Roland Berger hält für das Jahr 2030 sogar 710.000 Arbeitsplätze in diesem Sektor für möglich.¹³⁸

Es zeigt sich also, dass Ostdeutschland in hohem Maß von der Dynamik der Erneuerbaren Energien profitiert hat. Es kann und sollte auch weiterhin von der Dynamik profitieren, wenn, wie die oben genannten Beispiele zeigen,

- der technologische Vorsprung der deutschen EE-Industrie gewahrt bleibt und damit weiterhin wettbewerbsfähige Technologien im Inland produziert werden können
- endogene Potentiale genutzt werden,
- die Akteure vor Ort konstruktiv zusammenarbeiten,

¹³⁵ Cf. EuPD-Research/ ifo S. 13-15

¹³⁶ Cf. EuPD-Research/ ifo S. 12

¹³⁷ Cf. Wissenschaftsladen Bonn 2008, S. 6F, der im Einzelnen folgende (hier gerundete) Zuwachsraten bis 2010 nennt: Windbranche: + 7%, Wasserkraft: + 21%, Experten: + 27%, Bioenergie: 37%, Solarenergie: 49% und Geothermie: + 74%.

¹³⁸ Der Wissenschaftsladen Bonn hat in einer Studie vom September 2007 die Prognosen verschiedener Studien (BMU, DIW, BEE und Roland Berger) ausgewertet. Cf. Wissenschaftsladen Bonn 2007, S. 3f.

- durch entsprechende Schaffung von Aus- und Weiterbildungsangeboten dem zukünftigen Arbeitskräftebedarf entsprochen werden kann,
- durch intelligentes Standortmarketing das bestehende Humankapital und die Infrastruktur der jeweiligen Standorte in ein positives Licht gerückt wird und
- durch die Schaffung von Unternehmens- und Forschungsnetzwerken und Clustern dafür gesorgt wird, dass Innovationen vor Ort entwickelt und umgesetzt werden und somit ein wachsender Anteil Wertschöpfung in der Region bleibt.

Gegenüber der beschriebenen Absicht vieler Firmen der Branche der Erneuerbaren kann die Braunkohleindustrie bei weitem keine solche Dynamik aufweisen. Die Anzahl der direkt Beschäftigten in Ostdeutschland lag 2006 bei rund 8.150 Personen, die der gesamt 2004 in der Braunkohleindustrie Tätigen (d.h. direkt, indirekt und induziert) wird von Prognos mit rund 23.500 angegeben.

Damit liegt die Anzahl der direkt im Sektor der EE-Stromerzeugung (ohne Erneuerbare Wärme und Kraftstoffe!) Beschäftigten heute schon fast so hoch wie die aller Beschäftigten der Braunkohleindustrie.

Bei gleich bleibender Anzahl von Tagebauen ist angesichts der beständigen Produktivitätszunahmen eher zu erwarten, dass die Zahl der in der Braunkohleindustrie direkt Angestellten weiter abnehmen wird. Auch wenn z.B. durch den Neubau des Kraftwerkblockes Boxberg R und die Wiederaufnahme des Tagebaues Reichwalde neue Arbeitsplätze geschaffen werden sollten (und diese nicht mit bestehendem Personal besetzt werden sollten), wird nicht mit einer bedeutenden Anzahl langfristiger neuer Arbeitsplätze zu rechnen sein. Es steht auch nicht zu erwarten, dass die Zahl der möglicherweise neu zu schaffenden Arbeitsplätze die vielen strukturellen Probleme, die der Abbau der Braunkohle mit sich bringt, ausgleichen kann.

5 Einsatz der CCS-Technologie in ostdeutschen Braunkohlekraftwerken

Im Kapitel 2.4 ist gezeigt worden, dass die CO₂-Emissionen des ostdeutschen Kraftwerksparks überproportional im Vergleich zu ihrem Beitrag zur bundesdeutschen Stromerzeugung sind. Die Betreiber der Braunkohlekraftwerke erforschen daher den zukünftigen Einsatz der Abscheidung und Sequestrierung des Kohlendioxids im Kampf gegen den Klimawandel. Dabei ist CCS eigentlich als ein ganzes Bündel von Technologien mit jeweils eigenem Forschungsbedarf zu betrachten, die alle gemeinsam notwendig sind, wenn man die Treibhausgasemissionen verringern will:

1. die möglichst vollständige Entfernung des CO₂ aus dem Brennstoff bzw. den Verbrennungsprodukten
2. die Transformation des abgetrennten Kohlendioxids in einen transportierbaren, d.h. vor allem verdichteten Stoff,
3. den Transport, währenddessen das CO₂ weder aus Gründen seiner akuten Toxizität (Erstickungsgefahr) noch wegen seiner Klimagefährlichkeit entweichen darf
4. die Verbringung in einer Deponie. Diese muss ein Höchstmaß an CO₂ über einen aus heutiger Sicht noch nicht überschaubaren Zeitraum sicher aufbewahren, ohne dass das CO₂ entweicht, mit anderen Stoffen reagiert bzw. andere Stoffe, v.a. Schwermetalle, in Lösung bringt und dadurch entweder die Dichtigkeit der Deponie leidet oder Grund- oder Meerwasser damit verunreinigt wird. Dabei kann die Etappe der Verbringung genutzt werden, um gleichzeitig vorhandene Erdöl-, Erdgas-, bzw. Flözgasreserven besser fördern zu können (die sog. Enhanced Oil bzw. Enhanced Gas Recovery, „EOR“, bzw. „EGR“ und Enhanced Coal Bed Methane, „ECBM“)

Das folgende Kapitel beleuchtet, inwieweit die unter CCS subsumierten Technologien in der Lage sind und sein könnten, die durch die Braunkohleverstromung in Ostdeutschland generierten CO₂-Emissionen zu minimieren. Dies wird anhand der folgenden Leitfragen behandelt:

- Inwieweit kann der bestehende Kraftwerkspark mit Technologien zur CO₂-Abscheidung und Sequestrierung nachgerüstet werden?
- Welchen zusätzlichen Energiebedarf hätte die Anwendung von CCS zur Folge?
- Welche regionalen Deponien stünden für das CO₂ aus der Braunkohleverstromung zur Verfügung?
- Welche Kosten würde die Anwendung der CCS-Technologien voraussichtlich mit sich bringen?
- Inwieweit stimmen die CCS-Technologien mit den Kriterien ökologischer Zielerreichung überein?

Grundlage dieser Untersuchung sind v.a. die maßgeblichen deutschsprachigen Studien (FZJ-STE 2006, RECCS 2007, Fraunhofer ISI 2006) sowie einige wichtige Stellungnahmen internationaler Organisationen, die den Stand der Forschung zusammenfassen

(IPCC 2005, ZEP 2006, IEA 2007, MIT 2007); soweit nötig werden diese durch Publikationen beteiligter Akteure über deren laufende Projekte ergänzt.

Dabei soll nicht der Versuch unternommen werden, den aktuellen Stand der Forschung zum wiederholten Male zusammenzufassen oder die technischen Details ausführlich zu erklären¹³⁹, sondern präzise auf die Gegebenheiten der ostdeutschen Braunkohlekraftwerke einzugehen.

¹³⁹ Soweit dies hier notwendig ist, geschieht es auf der Basis von RECCS 2007.

5.1 Nachrüstbarkeit des bestehenden Kraftwerksparks¹⁴⁰

Wie bereits in Kapitel 2.3 geschildert, steht zu erwarten, dass die meisten der ostdeutschen Braunkohlekraftwerke regulär nicht vor 2030 abgeschaltet werden. Eine Option zur Verminderung ihres CO₂-Ausstoßes könnte folglich in einer Nachrüstung mit CCS-Techniken liegen. Aus technischer Sicht kommen alle drei derzeit diskutierten Optionen zur CO₂-Abscheidung (Post-Combustion, Pre-Combustion und Oxyfuel-Verfahren) für eine Nachrüstung bestehender Kraftwerke in Frage. Pre-combustion-Prozesse werden hier nicht weiter betrachtet, da diese in Kraftwerken mit der sog. IGCC -Technik, das heißt einer vorgeschalteten Vergasung des Brennstoffes eingesetzt werden. Kraftwerke mit dieser Technik gibt es jedoch derzeit in Deutschland keine.¹⁴¹

Dabei gibt es bis heute noch keinen Fall, wo eine solche Nachrüstung wirklich umgesetzt wurde. Eine erste Umrüstung eines Kraftwerkes wird im Lauf dieses Jahres von den Firmen Total, Air Liquide und Alstom im südfranzösischen Lacq vorgenommen.¹⁴² Dort werden die 3 Projektpartner in einem bestehenden GuD-Kraftwerk einen von 5 Kesseln mit einer Leistung von 30 MW auf die sog. Oxyfuel-Technik umrüsten. Dabei wird der Brennstoff nicht mit Luft verbrannt, sondern mit reinem Sauerstoff. Der Vorteil dieser Technik liegt darin, dass der in der Luft enthaltene Stickstoff nicht an der Verbrennung teilnimmt, und dementsprechend keine Stickoxide als Nebenprodukte entstehen, die dem Rauchgas entnommen werden müssten, sondern vor allem CO₂ und Wasserdampf. Das CO₂ kann in einem nachgelagerten Schritt auskondensiert und durch Kompression transportfähig gemacht werden. Im Vergleich zur Verbrennung mit Luft entfällt also ein Rauchgasreinigungsschritt, es sind höhere Konzentrationen an Kohlendioxid im Rauchgas und die Abtrennung ist technisch weitaus weniger aufwendig.

Problematisch sind vor allem drei Punkte:

- dass einerseits zur Luftzerlegung ein hoher Energiebedarf notwendig ist und
- dass andererseits eine Rauchgasrezirkulation zur Regulierung der Feuerraumtemperatur notwendig ist, die Änderungen an der Kraftwerksprozesskette notwendig machen. An einer Senkung des Energiebedarfs zur Luftzerlegung z.B. durch die Nutzung von Hochtemperaturmembranen, wird derzeit intensiv geforscht.
- Die Verbrennung mit Sauerstoff geschieht bei sehr hohen Temperaturen, die äußerst hohe Anforderungen an das Material der Brennkammer stellen. Dies wird vor allem bei der Umsetzung von Oxyfuel im großen Maßstab eine wesentliche Herausforderung.

Alstom und Vattenfall errichten derzeit gemeinsam mit andern Partnern¹⁴³ im brandenburgischen Kraftwerksstandort Schwarze Pumpe eine erste mit Braunkohle betriebene Oxy-

¹⁴⁰ Cf. hierzu RECCS 2007, S. 47-69; FZJ-STE 2006, S. 18-22; Fraunhofer ISI 2006, S. 4; IPCC 2005, Kap. 3.1.4, 3.7.5.2 und 3.7.6.2; MIT 2007

¹⁴¹ Cf. www.bine.info/pdf/publikation/projekt0906internetx.pdf

¹⁴² Cf. Total 2007, S. 32F und <http://www.enviro2b.com/environnement-actualite-developpement-durable-7428/article.html>

¹⁴³ www.esc.ethz.ch/news/colloquia/fs07/kosel.pdf. Weitere Partner sind: Linde Engineering für die Luftzerlegungsanlage, Babcock Borsig Service GmbH für die Rauchgasentschwefelungsanlage, TREMA Verfahrenstechnik GmbH für den Rauchgaskondensator und Linde KCA Dresden GmbH. Dies entkräftet das z. B. vom brandenburg. Wirtschaftsminister Junghanns in der außerordentlichen Sitzung des Braunkohleausschusses am 07.02.2008 in Cottbus benutzte Argument, dass CCS eine 'brandenburgische Technik' sei, deren zukünftige Marktdiffusion massenhaft Arbeitsplätze und Wertschöpfung in Brandenburg schüfe, was nur ginge, wenn die Patentrechte vollständig Vattenfall Europe Mining gehörten.

fuel-Pilotanlage, die ebenso wie die in Lacq 30 MW thermische Leistung besitzt. Deren Versuchsbetrieb soll im August dieses Jahres starten. Darauf aufbauend plant Vattenfall, im Jahr 2015 eine weitere Demo-Anlage mit 300-600 MW zu bauen und im Jahr 2020 eine „Definitiv-Anlage“ mit 1000 MW. Dabei wird das Thema „Nachrüstung“ des bestehenden Kraftwerksparks mit der Oxyfuel-Technik ausgespart.

Zusammengefasst bietet die Oxyfuel-Technik den Vorteil einer technisch einfacheren und mengenmäßig höheren Ausbeute an CO₂, aber die Nachteile einer energetisch aufwendigen Vorstufe der Gewinnung reinen Sauerstoffs und der notwendigen Änderung der Kraftwerksprozesskette sowie hohen Forschungsbedarf bei der Suche nach geeigneten Materialien.

Eine weitere Möglichkeit der Nachrüstung, die in der Literatur vielfach angesprochen wird, mit der aber bislang nur sehr wenige praktische Erfahrungen in der Stromerzeugungstechnik gemacht worden sind¹⁴⁴, ist die Abtrennung von CO₂- im sog. Post-Combustion-Verfahren, d.h. der Abscheidung des Kohlendioxid aus dem Rauchgas, das bei der Verbrennung der Braunkohle bzw. anderer Energieträger entsteht. Dabei wird nach der Etappe der Entfernung der Stickoxide aus dem Rauchgas eine weitere Etappe, die der Kohlendioxidabscheidung angehängt. Dies wäre theoretisch an allen bestehenden Kraftwerken machbar, in der Praxis ist aber vor allem der zusätzliche Platzbedarf durch das Einfügen zweier zusätzlich notwendiger Komponenten ein bedeutendes Hindernis:

- eine 'Absorptionssäule' zur Abgaswäsche, die zur Zeit vor allem mit Monoethanolamin („MEA“) oder Methyl-Diethanolamin („MDEA“) durchgeführt wird,
- eine 'Desorptionssäule', in der das CO₂ von der Waschflüssigkeit desorbiert wird.

Dieser zusätzliche Platzbedarf für die Zusatzkomponenten der Post-Combustion-Abscheidung wird in der Literatur mit 50 bis 100% angegeben. Somit steht zu befürchten, dass in der Realität viele bestehende Kraftwerke für eine Nachrüstung mit nachgeschalteter CO₂-Entfernung aus dem Rauchgas erst gar nicht in Frage kommen, da der notwendige Platz nicht vorhanden ist.

Betrachtet man die Wahrscheinlichkeit einer Nachrüstung der ostdeutschen Braunkohlekraftwerke mit CCS, kann dies aus technischer Sicht nur im Einzelfall entschieden werden. Die oben genannten Restriktionen (Platzbedarf sowohl für die Technik als auch für entweder mehr Brennstoff oder zusätzliche Kraftwerkskapazität) lassen eine Nachrüstung als eher unwahrscheinlich erscheinen. Einzig beim Neubau des Blockes R des Kraftwerks Boxberg könnte ab der Markteinführung der Abscheidetechnologien eine Nachrüstung vorgenommen werden, wobei zu untersuchen wäre, inwieweit Vattenfall als Betreiberfirma solche Konzepte in ihre Planungen einbezogen hat.

Sowohl bei der Nachrüstung mit der Post-Combustion-Technik als auch mit der Oxyfuel-Technik gilt es aber nicht nur rein technische, sondern auch ökonomische Fragestellungen zu beachten, die dazu führen können, dass die Nachrüstung von Kraftwerken für ihre Betreiber mehr oder minder interessant im Vergleich zu anderen CO₂-Minderungsstrategien wird. Die bedeutendsten von ihnen seien hier kurz erläutert:

- der energetische Mehrbedarf und damit verbundene Wirkungsgradverluste: Beim Einsatz von Waschflüssigkeiten zur nachgeschalteten CO₂-Abscheidung wird in der zi-

¹⁴⁴ RECCS 2007, S. 223 nennt drei Anlagen weltweit: Esbjerg, DK (an der erste Versuche mit MEA und neuen Waschflüssigkeiten und deren verschiedenen Eigenschaften durchgeführt werden, vgl. auch www.encapco2.org/CECD/castor_knudsen.pdf), ein Projekt in Boundary Dam, Saskatchewan, CAN und eine Anlage von Mitsubishi in Nagasaki, JP.

tierten Literatur von Wirkungsgradverlusten von 12 Prozentpunkten berichtet, d.h. ein Kraftwerk, das ohne CCS einen Wirkungsgrad von 36% hat, erreicht mit CCS nur noch 24%. Je weniger effizient das Kraftwerk, desto weniger ist eine Nachrüstung von Interesse.

- Die Investitionskosten der Nachrüstung, die mit sehr unterschiedlichen Werten angegeben werden. Generell gilt jedoch, dass die Kosten einer Nachrüstung als höher angesehen werden als die eines Kraftwerksneubaus mit bereits integrierter CCS-Technik. Hier spielt auch das Alter des Kraftwerks und seine weitere Lebensdauer eine bedeutende Rolle, da eine kostspielige Investition nur getätigt werden wird, wenn das Kraftwerk noch ausreichend lange läuft.
- Weiterhin erhöhen sowohl die Investition in die Nachrüstung als auch die Wirkungsgradverluste die Stromgestehungskosten, wobei teilweise von einer Verdopplung ausgegangen wird.
- Ebenso spielen aber auch Fragen nach den Möglichkeiten einer Verbringung des CO₂ eine Rolle. Kann dieses für eine verbesserte Ausbeutung von Öl- oder Gasreserven genutzt werden, verbessert dies die Wirtschaftlichkeit der Kohlendioxidabscheidung enorm.¹⁴⁵ Besteht jedoch weder eine Nutzung für das CO₂ noch eine bestehende Transportinfrastruktur oder nahe gelegene Deponien, mindert dies den Anreiz zur Nachrüstung mit CCS, denn auch die oberirdische Infrastruktur würde nur für einen begrenzten Zeitraum erbaut werden. Nach der Außerbetriebnahme alter Kraftwerke müsste diese ohne Umweltgefährdung oder Kohlendioxidleakagen wieder abgebaut werden. Diese, für nur wenige Jahre errichtete, Infrastruktur würde die Kosten einer Nachrüstung zusätzlich erhöhen.

Die oben genannten Rahmenbedingungen, die heute noch eine Nachrüstung mit CCS in den seltensten Fällen wirtschaftlich erscheinen lassen, können sich z.B. bei einer Verschärfung des CO₂-Emissionshandels rapide ändern. Dann könnte die Nachrüstung der bestehenden Kraftwerke günstiger werden als der Einkauf der Emissionsrechte. Unter den gegebenen Bedingungen der zweiten Emissionshandelsperiode ist eine Nachrüstung der ostdeutschen Braunkohlekraftwerke nicht zu erwarten. Jedoch könnte bereits die Einführung der vollständigen Versteigerung der energiebedingten Emissionszertifikate ab der 3. Handelsperiode von 2013-2019 die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für eine Nachrüstung der bestehenden ostdeutschen Braunkohlekraftwerke bedeutend ändern. Da die Marktreife von CCS jedoch nicht vor 2020 erwartet wird, wird es von den Preisen der 4. Emissionshandelsperiode abhängen, wie dann die Wirtschaftlichkeit von CCS im Vergleich zu anderen CO₂-Minderungsstrategien beurteilt wird.

Unter ähnlichen Gesichtspunkten muss auch die derzeit geführte Diskussion um die sog. „Capture-ready-Kraftwerke“, d.h. Kraftwerke, die so gebaut sind, dass sie ab der Markteinführung von CCS-Technologien nachgerüstet werden können, betrachtet werden. Jeder Kraftwerksneubau würde dann eine frühzeitige Entscheidung darüber bedingen, welche Abscheidetechnik später gewählt werden soll, damit hierfür die notwendigen technischen, räumlichen und finanziellen Voraussetzungen geschaffen werden können.¹⁴⁶ Aus heutiger

¹⁴⁵ Cf. Audus 2007, der sogar von einer gewinnbringenden Aktivität bei EOR/ EGR spricht.

¹⁴⁶Cf. IEA GHG 2007, der sich ausführlich mit den notwendigen Vorkehrungen für nachrüstbare Kraftwerke befasst.

Sicht wäre es eine Möglichkeit, bereits bei der Kraftwerksplanung folgende Vorkehrungen vorzuschreiben:

- Eine Studie über die möglichen Optionen einer Nachrüstung und die notwendigen Vorabinvestitionen sowie Auskunft darüber, wie die späteren Nachrüstungen finanziert werden sollen, könnte z.B. Teil des Genehmigungsverfahrens werden. Diese müsste auch die ins Auge gefassten CO₂-Deponien sowie die notwendige Transportinfrastruktur zu den Deponien umfassen.
- Belassen von ausreichend Raum sowohl für die zusätzlichen Komponenten, aber auch für die Umbauarbeiten und, wenn das Kraftwerk auch mit CCS die gleiche Menge an elektrischer/thermischer Arbeit liefern soll, den möglicherweise notwendigen Lagerplatz für die erhöhte Brennstoffmenge oder Platz für eine Kapazitätserweiterung.

Eine andere Möglichkeit, die versucht, der hohen technischen und ökonomischen Unsicherheit bei der Planung heutiger Kraftwerksneubauten Rechnung zu tragen, wäre ein von Grünwald¹⁴⁷ vorgeschlagenes Verständnis von „capture-ready“ als einem finanziellen Instrument. Danach würden bei Kraftwerksneubauten keine technische Auflagen gemacht, sondern von den Betreibern verlangt, während der Laufzeit Rückstellungen zu bilden, die ab dem Zeitpunkt, ab dem CCS marktreif und wirtschaftlich im Vergleich zu Emissionszertifikaten wäre, zur Finanzierung der Umbauten genutzt werden könnten.

Zusammenfassend kann davon ausgegangen werden, dass Nachrüstungen des derzeit bestehenden ostdeutschen Braunkohlekraftwerksparks aus technischer Sicht nicht sehr wahrscheinlich sind. Einzig in Boxberg R, der derzeit neu gebaut wird, könnten bedingt noch technische Vorkehrungen für einen zukünftigen Einbau von Abscheidetechnologien getroffen werden. Unter ökonomischen Gesichtspunkten gilt es derzeit als günstiger, ein komplett neues Kraftwerk zu bauen als ein altes umzurüsten. Die Marktreife von CCS wird, wenn überhaupt, erst ab der 4. EU-Emissionshandelsperiode eintreten. Die dann geltenden CO₂-Zertifikatspreise werden maßgeblich für die wirtschaftliche Beurteilung der Nachrüstung mit CCS sein. Dann wird mit Sicherheit für jedes Kraftwerk einzeln aufgrund seines Alters und der ihm verbleibenden Laufzeit entschieden werden, ob sich eine Nachrüstung im Vergleich zu anderen Emissionsminderungsstrategien bezahlt machen kann.

¹⁴⁷ Cf. Grünwald 2008, S. 64-66. Dabei ist zu beobachten, dass solche Überlegungen heute schon von den Kraftwerksbetreibern angestellt werden, wie es die Planungen für ein zukünftiges Braunkohlekraftwerk 'BoA 4' von RWE zeigen. Cf. Lambertz 2008, Folie 12 und Unterkapitel 5.5 dieser Studie.

5.2 Energiebedarf der CO₂-Abscheidung und Sequestrierung¹⁴⁸

Im Kapitel 5.1 wurde bereits ansatzweise geschildert, welche zusätzlichen Prozessschritte in den Kraftwerken notwendig sein werden, wenn CCS-Techniken angewandt werden. Dabei weisen alle drei der heute erforschten Möglichkeiten der Abscheidung zusätzliche Prozessschritte auf, deren zusätzliche Energieverbräuche oft mangels praktischer Erfahrungen nur geschätzt werden können oder nicht immer speziell für Braunkohlekraftwerke vorliegen.

- Bei der nachgeschalteten Dekarbonisierung muss die Waschflüssigkeit einerseits regeneriert und andererseits ständig teilweise erneuert werden, da ein gewisser Anteil während ihrer Nutzung verloren geht. Zusätzlich zu Ab- und Desorptionssäulen müssen Hilfsgeräte installiert werden, die ebenso Energie verbrauchen. In der RECCS-Studie wird der Mehrverbrauch für die MEA-Wäsche eines Kohlekraftwerkes mit 49 kWh_{el}/ t CO₂ angegeben.
- Bei der Pre-Combustion-Technik, d.h. in IGCC-Kraftwerken, wird der Brennstoff vorher reformiert, so dass das Kohlendioxid erst gar nicht in den Verbrennungsprozeß gelangt. Für ein Steinkohlekraftwerk nennt die RECCS-Studie einen zusätzlichen Stromverbrauch von 203 kWh_{el}/ t CO₂. Dabei fallen hier jedoch nachgeschaltete Prozessschritte weg, die den Mehrverbrauch teilweise kompensieren.
- Beim Oxyfuel-Verfahren wird zusätzliche Energie durch die Luftzerlegungsanlage benötigt. Diese wird mit 0,2245 kWh_{el}/kg O₂ angegeben. Für ein Oxyfuel-Steinkohlekraftwerk wird ein Sauerstoffbedarf von 2,7 kg O₂/ kg Brennstoff angegeben.

Durch diese zusätzlichen Prozessschritte wird mehr Brennstoff benötigt, der sich letzten Endes in verringerten Wirkungsgraden äußert. FZJ-STE hat die in der Literatur angegebenen Bandbreiten der elektrischen Wirkungsgrade von Kraftwerken mit CCS untersucht:

- Post-Combustion: Bandbreiten zwischen 25-42%
- Pre-Combustion: Bandbreiten zwischen 28-48%
- Oxyfuel: Bandbreiten zwischen 34-43%.

In der Studie des Fraunhofer ISI wird auf der bestehenden Literatur aufbauend eine Hochrechnung des zusätzlichen Ressourcenbedarfs von Kraftwerken mit CCS in Deutschland gemacht. Dabei werden zwei Werte ausgerechnet: der Mehrverbrauch bei einer Umstellung heutiger Kraftwerke und ein zukünftiger Mehrverbrauch bei einer Markteinführung von CCS mit dann verfügbaren besseren Technologien. Für Braunkohle wird im Fall der Nachrüstung von einem Wirkungsgrad von aktuell 33% ausgegangen (der eher den gesamtdeutschen als den ostdeutschen Schnitt repräsentiert) und einem Wirkungsgrad mit CCS von nur noch 18%. Dadurch steigt der Verbrauch an Braunkohle um 83%. Im Fall eines Einsatzes von CCS bei zukünftigen Kraftwerken wird ein Wirkungsgrad von 40% angenommen, der durch die Abscheidetechnologien auf 28% absinkt. Dann nähme der zusätzliche Verbrauch an Braunkohle immer noch um 43% zu.

¹⁴⁸ Cf. RECCS 2007, S. 137-153, FZJ-STE 2006, S. 44-47 und Fraunhofer ISI 2006, S. 60f

Die RECCS-Studie berechnet auch, wie sich der kumulierte Energieaufwand in der kompletten Prozesskette der Verstromung einzelner Brennstoffe ändern könnte, d.h. es werden auch die Schritte der Vorkette (Braunkohleförderung) sowie des Transports und der Einlagerung einbezogen.

Für Braunkohle liegen die Steigerungsraten des kumulierten Energieaufwands am höchsten von allen Energieträgern, nämlich bei 44%, während Steinkohle und Erdgas je nach gewählter Abscheidetechnologie zwischen 20 bis 35% mehr an Brennstoff während der kompletten Prozesskette verbrauchen würden. Es werden für die Braunkohle Wirkungsgrade ohne CCS von 46% und mit CCS von 34% zugrunde gelegt. Dabei entfällt der größte Anteil des zusätzlichen kumulierten Energieaufwands auf die Vorkette. Hier, wie auch in der Studie des Fraunhofer ISI, wird die Braunkohle im Vergleich zu den beiden anderen fossilen Energieträgern wegen ihres hohen CO₂-Gehalts penalisiert, denn je mehr CO₂ abgeschieden werden muss, desto mehr Energie wird benötigt.

In absoluten Zahlen (KJ/ kWh_{el}) für den kumulierten Energieaufwand relativiert sich zwar die schlechte Position der Braunkohle bei den Steigerungsraten (vgl. Tabelle 5-1¹⁴⁹), dennoch bleibt die Nutzung von CCS bei Braunkohle laut dieser Studie die zweitschlechteste Option, weit hinter Erdgas-GuD und etwas schlechter als Steinkohle mit IGCC.

Brennstoff	Steinkohle	Braunkohle	Erdgas GuD	Steinkohle IGCC
	in KJ/ kWh _{el}			
KEA ohne CCS	7740	6670	6960	7680
Bandbreite KEA mit CCS	9880 - 1.0480	9600	8370	9500

Tabelle 5-1: Kumulierter Energieaufwand der gesamten CCS-Prozesskette
Quelle: RECCS-Studie

¹⁴⁹ Cf. RECCS 2007, S. 152

5.3 Regionale Sequestrierungsmöglichkeiten für CO₂¹⁵⁰

Geht man davon aus, dass nur die großen CO₂-Punktquellen Ostdeutschlands (d.h. Kraftwerke bzw. Emittenten der Industrie mit Ausstößen von über 100.000 t für eine Abscheidung des CO₂ in Frage kommen, müsste unter den heutigen Bedingungen an fast allen ostdeutschen Braunkohlekraftwerken (mit Ausnahme des Heizkraftwerkes Senftenberg, vgl. Tab. 2-7 in Kapitel 2.4) eine CO₂-Abscheidung installiert werden. Da jedoch über 90% der Emissionen aus den fünf großen Kraftwerken Boxberg, Schwarze Pumpe, Jänschwalde, Lippendorf und Schkopau stammen, besteht vor allem dort Handlungsbedarf.

Räumlich sind diese Kraftwerke einmal im Großraum Cottbus (mit einer maximalen Entfernung von ~ 45 km zwischen Boxberg und Cottbus) und einmal im Großraum Halle-Leipzig (mit einer max. Entfernung von ~ 35 km zwischen Leipzig und Schkopau) konzentriert. Dabei emittierten die drei großen Lausitzer Kraftwerke 2006 mit 51,5 Mio. Tonnen CO₂ weitaus mehr als die Mitteldeutschen mit 18,6 Mio. Tonnen. Würde die unterirdische Verwahrung des CO₂ anderen Emissionsminderungsstrategien vorgezogen, wäre eine Lösung für die Lausitzer Emissionen folglich dringlicher.

Derzeit wird ein breites Spektrum von Verbringungsmöglichkeiten für das Kohlendioxid diskutiert¹⁵¹: diese reichen von unterschiedlichen Arten mariner Sequestration über geologische Sequestration und sonstige Arten der Verbringung, die die Bindung durch Biomasse, die Absorption an Minerale, die chemische und technische Verwertung und die Brennstoffsynthese umfassen. Für die BRD werden derzeit vor allem die verschiedenen Arten der geologischen Verbringung in Betracht gezogen; die Übrigen kommen aus unterschiedlichen (geographischen, technologischen oder quantitativen) Aspekten derzeit nicht wirklich in Frage.

Alle drei hier untersuchten Studien favorisieren vor allem zwei Typen von Verbringungsmöglichkeiten. Eine dritte, die Verbringung in sog. 'tiefe' Kohleflöze, wird in der Studie des Fraunhofer ISI unter Vorbehalten in Erwägung gezogen.

- Ausgeförderte Öl- und Gasfelder: In Deutschland können vor allem die Gasfelder zur unterirdischen Verwahrung von Kohlendioxid beitragen, die Ölfelder besitzen nur geringe Kapazitäten. Gleichzeitig besteht die Möglichkeit, durch das sog. 'Enhanced Gas Recovery' in Gasfeldern, die sich in der Endphase der Ausbeutung befinden, die Förderung zu steigern. Die schon bestehende Förderinfrastruktur sowie die Tatsache, dass sie ihre Dichtigkeit bereits unter Beweis gestellt haben, erhöhen ihre Attraktivität als Deponiestandorte.
- tiefe saline Aquifere, d.h. eine Verbringung in tiefe Sedimentbecken, die poröse und Salzwasser führende Gesteine enthalten. Diese wurden bislang vor allem unter den Aspekten der Gewinnung von Kohlenwasserstoffen untersucht, während noch großer Forschungsbedarf in Bezug auf eine mögliche Sättigung des Gesteins mit CO₂, ihre Stabilität und Dichtigkeit besteht. Nachteilig bei ihnen wirkt sich auch die Tatsache aus, dass die Verpressungsinfrastruktur fast vollständig neu errichtet werden muss und dass es eine Nutzungskonkurrenz zwischen einer möglichen geothermischen Nutzung

¹⁵⁰ Cf. zu diesem Unterkapitel für den Bereich Deponierung: RECCS 2007, 96-102; FZJ-STE 2006, 26-31; Fraunhofer ISI 2006, S. 83-126

¹⁵¹ Cf. RECCS 2007, 87-90

oder einer Nutzung als Biomethanspeicher und der Nutzung als CO₂-Deponien geben könnte.

- Tiefe (d.h. gegenwärtig nicht abbaubare) Kohleflöze: Diese Technologie, die sich derzeit in der Pilotphase befindet, böte den Vorteil, dass durch eine Verpressung des CO₂ in die Kohleflöze darin gebundenes Methan freigesetzt wird (das sog. 'ECBM' oder 'enhanced coal bed methane'). Dabei variiert die Permeabilität der Kohle und damit ihre Fähigkeit, CO₂ aufzunehmen. Von Vorteil sind hier die Nähe zu den Emittenten (d.h. vor allem den Steinkohlekraftwerken), die bestehende Förder- bzw. Verpressungsinfrastruktur und die verbesserte Gewinnung von Flözgas. Nachteilig ist, dass einerseits die Nutzung zur CO₂-Verwahrung eine zukünftige Ausbeutung der Kohle in diesen Lagerstätten beeinträchtigen könnte. Andererseits müsste voraussichtlich aus diesen Kohleflözen Formationswasser entfernt werden, das möglicherweise bereits mit gelösten Salzen bzw. weiteren toxischen Substanzen angereichert ist oder werden könnte und daher einer geordneten Entsorgung zugeführt werden müsste. Angesichts der als gering erachteten Permeabilität der tiefen Kohleflöze geht die Bundesregierung selbst nicht davon aus, dass diese Lösung zur Anwendung kommen wird.¹⁵²

Von quantitativ untergeordneter Rolle bzw. zu wenig erforscht sind bislang die Verbringungsmöglichkeiten in stillgelegten Salz- und Kohlebergwerken.

Forschungsbedarf besteht allerdings auch bezüglich der Kapazitäten der drei oben genannten geologischen Formationen: Einerseits sind diese noch nicht einmal in ihren schieren Ausmaßen bekannt, andererseits bestehen große Unsicherheiten darüber, wie viel CO₂ in ihnen verpresst bzw. gebunden werden kann. Tabelle 6-2 gibt einen Überblick über die in RECCS und der FZJ-STE Studie genannten Schätzungen ihrer Aufnahmekapazitäten und ihre geographische Lokalisation bzw. die für die ostdeutschen Braunkohlekraftwerke nächstgelegenen Standorte:

	Gasfelder	Tiefe saline Aquifere	Nicht abbaubare Kohleflöze
Bandbreiten geschätzter Volumina	2,23 – 2,65 Gt.	12-28 Gt.	3,7-16,7 Gt
Generelle Lokalisation	Norddeutschland	Norddeutschland	Münsterland, Saar-Nahe-Becken, nördlich des Ruhr-Karbons
Mögliche „ostdeutsche“ Standorte¹⁵³	Teile Sachsen-Anhalts (~ zw. Magdeburg und Wolfsburg)	v.a. Brandenburg und Mecklenburg-Vorpommern, Teile Sachsen-Anhalts (~ nordwestlich von Halle) und Teile Thüringens (~ zw. Göttingen und Erfurt)	Keine vorhanden

Tabelle 5-2: Kapazitäten und Lokalisation möglicher Kohlendioxiddeponien

Sowohl von der Distanz zu den Kraftwerken als auch von der Kapazität her würden sich die tiefen salinen Aquifere für Ostdeutschland anbieten, gegebenenfalls kämen auch ehemalige Gaslagerstätten in Frage. Dabei kann anhand des heutigen Kenntnisstandes nicht klar gesagt werden, wie viele Jahre zusätzliche Lebensdauer dies den ostdeutschen Braunkohlekraftwerken ermöglichen würde. Für ganz Deutschland werden Reichweiten von 30-120 Jahren genannt, je nach dem, wie viele der in Frage kommenden geologischen Formationen sich wirklich als tauglich erweisen werden bzw. welcher zusätzliche

¹⁵² Cf. Bundesregierung 2008, S. 6

¹⁵³ Cf. RECCS 2007, S. 98

CO₂-Ausstoß durch die flächendeckende Einführung der Abscheidetechniken erwartet wird.

Derzeit werden zwei Forschungsprojekte durchgeführt, anhand derer die Eignung der tiefen salinen Aquifere in Ostdeutschland getestet werden soll:

Im Rahmen des CO₂STORE-Projektes¹⁵⁴ werden in vier europäischen Ländern Fallstudien zur Speicherung von CO₂ in Salzwasser führenden Aquiferen durchgeführt. Die Aufgaben der deutschen Fallstudie „Schwarze Pumpe“ sind die Auffindung, Evaluierung und Charakterisierung potentieller Strukturen mit Salzwasser führenden Aquiferen in Nordost-Deutschland. Geeignete Strukturen sollen ein Speicherpotential von mehr als 400 Mio. Tonnen besitzen und somit das innerhalb der üblichen Betriebszeit von ca. 40 Jahren emittierte CO₂ eines Braunkohlekraftwerks vom Typ Schwarze Pumpe¹⁵⁵ aufnehmen können. Aus 26 möglichen Strukturen wurde eine besonders geeignete, die Struktur Schweinrich im brandenburgischen Landkreis Ostprignitz-Ruppin, zur weiteren Untersuchung ausgewählt. Diese wird in den folgenden Projektschritten auf ihre für die Verwahrung des CO₂ notwendigen Charakteristika hin untersucht,

- mögliche geochemische Prozesse (Ausbreitung des CO₂ und evtl. geologische bzw. chemische Reaktionen hierauf) sowohl im Speicher- als auch im Deckgestein werden modelliert und
- zuletzt werden standortbezogene Risikoszenarien für Mensch und Umwelt abgeleitet.

Das im April 2004 gestartete Projekt CO₂SINK¹⁵⁶ lotet die technischen und geologischen Möglichkeiten aus, CO₂ unterirdisch zu verpressen. Der nahe der brandenburgischen Stadt Ketzin gelegene Speicherstandort zeichnet sich durch eine besondere geologische Eignung aus. Er diente bislang als saisonaler Untergrundspeicher für Erdgas, weswegen auf eine große Anzahl an geologischen Daten zurückgegriffen werden kann. Am 13. Juni 2007 begann dort offiziell der Betrieb, nachdem das Geoforschungszentrum Potsdam drei Bohrlöcher 700 Meter tief in eine poröse Salzwasser führende Sandschicht getrieben hat. Über eines dieser Bohrlöcher sollen bis 2009 60.000 Tonnen CO₂ eingepumpt werden, über die anderen werden die Forscher prüfen, wie sich das unter Druck flüssige CO₂ in der Tiefe verhält, um Rückschlüsse für die im nächsten Jahrzehnt geplante großtechnische Anwendung zu ziehen. Untersuchungen an anderen Formationen sollen 2008 beginnen.

Die Verwahrung des CO₂ in unterirdischen Lagerstätten ist heute vor allem noch ein Forschungsgebiet. Erst mittelfristig wird man in der Lage sein, abzuschätzen, wie viel des heute emittierten CO₂ wirklich dort verwahrt werden kann und welche zusätzliche Reichweite dies der ostdeutschen Braunkohleverstromung bietet. Problematisch bleibt jedoch, dass man trotz enormer Forschungsaufwendungen die jahrhundertlange Zuverlässigkeit dieser Option der CO₂-Emissionsminderung erst 'on the job' wird ermitteln können.

¹⁵⁴ Cf. www.bgr.bund.de/clin_011/nn_329330/DE/Themen/Energie/Projekte/CO2__Speicherung/CO2Store.html

¹⁵⁵ Da Schwarze Pumpe 2006 12,2 Mt CO₂ ausgeschieden hat, müsste eine geeignete Lagerstätte für seine gesamte Lebensdauer bei vollständiger Abscheidung 400 Mio. Tonnen CO₂ fassen können.

¹⁵⁶ Cf. www.stk.brandenburg.de/cms/detail.php?gsid=bb2.c.414400.de und <http://www.bmbf.de/de/7869.php>

5.4 Voraussichtlicher Kostenrahmen der CCS-Technologie

Ein wichtiges Kriterium in der Beurteilung der Rolle, die CCS in der Zukunft im Vergleich zu anderen CO₂-Emissionsminderungsstrategien spielen könnte, sind die Kosten, die diese Technologie mit sich bringen wird. Zur Bewertung der Option CCS im Vergleich zu anderen Emissionsminderungsstrategien spielen vor allem die Punkte der

- Mehrkosten der CCS-Technologie bei der Investition in neue Kraftwerke
- Mehrkosten der CCS-Technologie bei der Stromgestehung eine Rolle.

Aus heutiger Sicht können diese nur abgeschätzt bzw. anhand mathematischer Modelle hochgerechnet werden. Von den in diesem Kapitel zitierten Studien tun dies nur RECCS 2007¹⁵⁷ und FZJ-STE 2006. Deren methodische Vorgehensweise und Ergebnisse werden hier kurz dargestellt.

In der RECCS-Studie werden zunächst unterschiedliche Szenarien zur Entwicklung der Brennstoffpreise miteinander verglichen. Eines entstammt dem Energiereport IV des EWI¹⁵⁸ (und wurde in Teilen 2006 an die bis dahin schon erfolgte Preissteigerung bei den Brennstoffen angepasst), das zweite der Leitstudie des BMU aus dem Jahr 2004¹⁵⁹, das ebenso 2005 wiederum von der DLR aktualisiert wurde. Beide Szenarien enthalten Berechnungen für die zukünftigen Brennstoffpreise jeweils mit und ohne CO₂-Aufschläge, die bereits aus heutiger Sicht (zu) moderat sind. Das EWI-Szenario greift bei weitem zu niedrig: Es geht für 2010 von 5€/ t CO₂ aus, 2030 von 15€/ t CO₂ und 2050 von 22,5€/t CO₂. Das DLR-Szenario liegt höher, bleibt aber dennoch moderat: Für 2010 nimmt es einen Preis von 7,5€/ t CO₂ an, 2030 von 22,5€/ t CO₂ und 2050 von 35€/t CO₂. In der Folge werden dann drei Varianten berücksichtigt:

- DLR 2005 ohne CO₂-Aufschlag
- DLR 2005 mit CO₂-Aufschlag
- EWI 2005 ohne CO₂-Aufschlag

Im Folgenden werden in der RECCS-Studie Eckdaten für die Berechnung der Stromgestehungskosten verschiedener fossiler Kraftwerke aus der Literatur mit einem für Deutschland üblichen Steinkohle-Referenz-Kraftwerk¹⁶⁰, das als eigene Berechnungsgrundlage für RECCS dient, gegenübergestellt. Für die weiteren Berechnungen werden dann drei besonders gut untersuchte Kraftwerkstypen heraus gesucht: effiziente Steinkohle-Dampfkraftwerke („SK-Dampf“), Steinkohle-Dampfkraftwerke mit IGCC („SK-IGCC“) und gasgefeuerte GuD-Kraftwerke („GuD“).

Für diese drei Typen werden im folgenden die Literaturangaben für zukünftige Stromgestehungskosten jeweils mit und ohne CCS aufgelistet, Berechnungen für das RECCS-Referenzkraftwerk – unter den Annahmen der oben erwähnten Preisszenarien für Brennstoffe – angestellt und miteinander verglichen. Dabei werden für die drei deutschen Refe-

¹⁵⁷ Cf. RECCS 2007, S. 196-210 und FZJ-STE 2006, S. 44-67 sowie Anhang S. 139f

¹⁵⁸ Cf. http://www.ewi.uni-koeln.de/fileadmin/user/Veroeff/Energiereport_IV_Kurzfassung_de.pdf

¹⁵⁹ Cf. http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/nutzung_ee.pdf

¹⁶⁰ Cf. www.vgb.org/vgbmultimedia/News/Konzeptstudie-view_image-1-called_by-vgborg-original_site--original_page-126.pdf

renzkraftwerke folgende Bandbreiten an Mehrkosten mit CCS-Einsatz entlang der drei Brennstoffpreisszenarien ermittelt:

- SK-Dampf: zwischen 1,24 – 2,08 €-ct/ kWh.
- SK-IGCC: zwischen 1,00 – 1,82 €-ct/ kWh
- GuD: zwischen 1,22 – 1,64 €-ct/ kWh

Bei allen dreien treten die niedrigsten Mehrkosten für CCS im Szenario des DLR mit CO₂-Aufschlag auf, die Mehrkosten von DLR 2005 ohne CO₂ und DLR 2005 ohne CO₂ sind beinahe identisch. Dieses Zwischenergebnis führt zu der Annahme, dass, wenn die Annahmen zur Preissteigerung der Brennstoffe der Realität standhalten werden¹⁶¹, der Preis der CO₂-Zertifikate von hoher Bedeutung für die Wirtschaftlichkeit von CCS ist. Es ist folglich anzunehmen, dass höhere Zertifikatspreise als die in RECCS angenommenen die Mehrkosten im Vergleich zur Stromerzeugung ohne CCS sinken lassen dürften.

In zwei folgenden Schritten werden in der RECCS-Studie ausgerechnet, wie sich die technologischen Weiterentwicklungen von CCS und die Kosten von Transport und Deponierung des Kohlendioxid auf die Stromgestehungskosten auswirken sollten. Damit prognostizieren sie folgende Entwicklungen:

	2010	2020	2030	2040	2050
			in €-ct		
Erdgas-GuD ohne CCS	4,29	4,94	5,72	6,49	7,25
Erdgas-GuD mit CCS		6,36	6,76	7,17	7,85
SK ohne CCS	4,5	4,89	5,4	5,82	6,32
SK mit CCS/IGCC		6,86	6,79	6,66	6,9

Annahmen bzgl. Kraftwerke: Zinssatz 10%/a ; Abschreibung 25a ; 7000 h/a

Tabelle 5-3: Prognose der Stromgestehungskosten mit und ohne CCS nach RECCS

Dabei werden bei den starken Anstiegen der Stromgestehungskosten der Erdgas-GuD-Kraftwerke vor allem die steigenden Brennstoffpreise als Ursache genannt, während der Anteil der Kohlepreise bei den Stromgestehungskosten kaum ansteigt. Bei Erdgas werden langfristig hohe Anstiege der Stromgestehungskosten, die mit CCS noch stärker ausfielen, erwartet. Die Anstiege bei Steinkohle fallen im Vergleich hierzu geringer aus. CCS wird unter diesen Annahmen die Steinkohleverstromung stärker verteuern.

¹⁶¹ Laut Schiffer 2008 lagen die Einfuhrpreise frei deutsche Grenze für Kesselkohle 2007 im Durchschnitt bei 68€ / t SKE, 2006 bei 62 €: Bei einem Äquivalent von 29,308 GJ/ t SKE, entspräche dieser Preis frei deutsche Grenze einem Preis von 2,32 € / GJ, 2006 waren es noch 2,11 €/GJ. Auch wenn diese Zahlen nicht direkt vergleichbar sind, da beide Szenarien von realen Preisen in € des Jahres 2000 ausgehen und die Transportkosten bis an die Kraftwerke nicht eingerechnet sind, ist zu erwarten, dass DLR 2005 eher die untere Grenze der möglichen Preisentwicklung abbildet, während EWI 2005 als zu niedrig angesetzt werden kann. Weiterhin haben sowohl Citigroup als auch Merrill Lynch im Februar und März 2008 ihre Prognosen bezüglich des Kohlepreises für Koks- und Kesselkohle deutlich nach oben korrigiert, nachdem durch Produktionsausfälle in Australien, China und Südafrika die Spotpreise für Kohle deutlich angezogen haben. (Cf. <http://in.reuters.com/article/businessNews/idINIndia-32348920080307> und Mail von Werner Zittel, LBST, bzgl. Citigroup). Die weitere Entwicklung der realen Kohlepreise, auch unter Beachtung der von der Energy Watch Group 2007 beobachteten Überschätzung der weltweiten Kohlereserven, sollte daher genau auf ihren Einfluss auf die zukünftige Wirtschaftlichkeit der CCS-Technologien untersucht werden.

In einem letzten Schritt werden dann die Kosten für Transport und Deponierung des CO₂ sowohl in die Prognose der Stromgestehungskosten als auch in die Vermeidungskosten für die unterschiedlichen Brennstoffpreisszenarien pro Tonne Kohlendioxid prognostiziert: Laut RECCS sollten die CO₂-Vermeidungskosten zum angenommenen Zeitpunkt der möglichen Marktreife der CCS-Technik, d.h. 2020, für die Erdgas-GuD-Kraftwerke deutlich höher als bei Kohlekraftwerken liegen.

Die Studie des Forschungszentrum Jülich – STE (Systemforschung und technische Entwicklung) befasst sich ebenso mit den zu erwartenden Kosten einer Anwendung der CCS-Techniken in Deutschland.¹⁶²

Auch diese wertet die bestehende Literatur zu dieser Fragestellung aus und stellt die bislang gemachten Annahmen zu Kosten der CCS-Technik einander gegenüber (vgl. auch Kap. 5.2 für die Gegenüberstellung der Wirkungsgrade). Dabei werden folgende Bandbreiten für die Stromgestehungskosten genannt:

- Post-Combustion: ~ 5 - 8,4 €-ct/ kWh
- Oxyfuel-Kraftwerke: ~ 4,9 – 8,3 €-ct/ kWh
- Pre-Combustion: ~ 2,8 – 9,2 €-ct/ kWh

Die FZJ-STE entwickelt im Folgenden ein eigenes Modell zur Berechnung der Stromgestehungs- und CO₂-Vermeidungskosten. Als Berechnungsgrundlage der Kostenrechnung dient ein vereinfachtes, auf den Literaturbestand angepasstes Schema der annuitätischen Umlegung der Kostenrechnung auf die Abschreibungsdauer.

Tabelle 5-4 gibt einen Überblick über einige der Annahmen der FZJ-STE-Studie und deren Prognose für die Stromgestehungs- und CO₂-Vermeidungskosten für zukünftige Braunkohlekraftwerke (Steinkohle und Gas sollen hier nicht berücksichtigt werden).

	Dampf	IGCC	CCS-MEA	CCS-Oxyfuel	CCS-IGCC	Dampf	IGCC	CCS-MEA	CCS-Oxyfuel	CCS-IGCC
	<i>Annahmen FZJ-STE-Studie</i>									
	2020					2030				
el. Nutzungsgrad %	47,0	49,0	35,4	39	40,3	50,0	52,0	42,0	43,0	44,5
Investkosten €/ KW	1050	1250	1980	2000	2150	1000	1200	1800	1820	1650
Betriebsstunden h	6000					6000				
BK-Preis €/ GJ	1,06					1,06				
CO₂-Abscheidung %			90	95	90			90	95	90
Wirkungsgradverlust wg. CO₂-Verdichtung %			4,0	4,0	4,5			4,0	4,0	4,5
	<i>Prognose FZJ-STE-Studie</i>									
Stromgestehungskosten €-ct/ kWh (ohne CO₂-Zertifikate)	<i>± 3,1</i>	<i>± 3,7</i>	<i>± 6,1</i>	<i>± 5,8</i>	<i>± 6,2</i>	<i>± 3,0</i>	<i>± 3,6</i>	<i>± 5,7</i>	<i>± 5,4</i>	<i>± 5,3</i>

Tabelle 5-4: Annahmen und Ergebnisse der FZJ-STE-Studie für CCS mit Braunkohle

Auch die Autoren der FZJ-STE-Studie listen die Anteile der einzelnen Kosten an der Zusammensetzung der gesamten Stromgestehungskosten auf, lassen aber in dieser Berechnung selbst die Preise für CO₂-Zertifikate völlig außen vor, und entwickeln erst in einem

¹⁶² Cf. FZJ-STE 2006, S. 44-67 und Anhang, S. 139f

weiteren Teil der Studie Szenarien zur Wirtschaftlichkeit von CCS je nach Höhe der Emissionskosten. Dabei entfällt beinahe die Hälfte der Kosten auf die jährlichen Kapitalkosten, d.h. mit CCS-Technik knapp 3 €-cent, etwas mehr als 1 €-cent entfällt auf die jährlichen fixen Kosten und meist knapp 1 €-cent auf die Brennstoffkosten. Die jährlichen variablen Kosten sowie die Kosten für Verflüssigung, Transport- und Deponierung des CO₂ kommen für die restlichen Anteile auf.

Um die hohen Unsicherheiten in Bezug auf die vielen in diesen Berechnungen angenommenen Faktoren etwas abzuschwächen, werden anschließend in der FZJ-STE-Studie exemplarische Sensitivitätsanalysen durchgeführt. Eine einfaktorielle Sensitivitätsanalyse für ein Oxyfuel-Braunkohle-Kraftwerk ergibt demnach

- für die Stromgestehungskosten eine hohe Sensitivität in Bezug auf den Faktor Änderung der Kraftwerksauslastung, an zweiter und dritter Stelle folgen die Investitionskosten und an dritter Stelle der elektrische Nutzungsgrad
- für die CO₂-Vermeidungskosten eine hohe Sensitivität in Bezug auf den CO₂-Abscheidungsgrad, dann die Kraftwerksauslastung und danach den elektrischen Wirkungsgrad.

Eine Änderung der anderen Faktoren beeinflusst demnach das Ergebnis für das Oxyfuel-Kraftwerk nur marginal. Interessant wäre es jedoch zu sehen, welche Ergebnisse die einfaktorielle Sensitivitätsanalyse für Kraftwerke ohne CCS, deren Investitionskosten knapp die Hälfte betragen, ergeben.

Zusammenfassend würden sich nach FZJ-STE die Preise für Braunkohlestrom mit der Markteinführung von CCS 2020, unter der Annahme fast unveränderter Brennstoffpreise, bei jeder der drei CCS-Techniken nahezu verdoppeln. 2030 würde ein Lerneffekt eintreten, der die Strompreise mit CCS wiederum leicht senken würde. Braunkohle wäre der Energieträger, der die höchste Gestehungskostensteigerung hinnehmen müsste.

Beide Studien geben vergleichbare Werte für die zukünftigen Vermeidungskosten von CO₂ an ohne deren Berechnungsmethode klar darzulegen. Aus heutiger Sicht sollten diese aus den Mehrkosten für den Bau und den Betrieb der CCS-Kraftwerke, den Kosten für den erhöhten Brennstoffbedarf, den für die gesamte Prozeßkette der Verbringung und möglicherweise aus Kosten für eine umweltrechtliche Versicherung des mit der Verbringung verbundenen Risikos¹⁶³ zusammengesetzt sein. Bereits die oben geschilderten Unsicherheiten in Bezug auf diese genannten Faktoren zeigen, wie schwierig eine verlässliche Abschätzung aus heutiger Sicht ist.

Im Vergleich zur RECCS-Studie fällt bei den in FZJ-STE gemachten Annahmen zu den zukünftigen Gestehungskosten neben dem Außerachtlassen der CO₂-Zertifikatspreise auf, dass (nicht nur bei Braunkohle) die zukünftige Entwicklung der Brennstoffpreise nicht beachtet wird. Da die oben angesprochene einfaktorielle Sensitivitätsanalyse nur Schwankungen von $\pm 20\%$ berücksichtigt, die derzeitige Preisentwicklung jedoch Schwankungen von $+ 300\%$ als nicht mehr unmöglich erscheinen lässt (vgl. Fußnote Nr. 161), wäre es von Interesse, diese Sensitivitätsanalyse unter diesen beiden veränderten Rahmenbedingungen erneut durchzuführen.

¹⁶³ Cf. EU-Kommission 2008b, Frage 13. Die EU-Kommission plant, die CO₂-Sequestrierung der Richtlinie 2004/35/EG über Umwelthaftung zu unterwerfen. Damit wären die 'Betreiber' für Schäden durch ausweichendes CO₂ verantwortlich.

5.5 Ökologische Zielerreichung durch CCS bis 2020

Die noch in der Erforschung befindliche CCS-Prozesskette soll vor allem einem Ziel dienen: der Reduzierung der CO₂-Emissionen. Dabei hat die deutsche und die europäische Politik, wie bereits in Kapitel 2.4 geschildert, ein klares Ziel und einen genauen Zeitpunkt für dessen Erreichen vorgegeben: Die BRD strebt eine Reduzierung ihrer THG-Emissionen bis 2020 um 40% gegenüber 1990 an, bis 2050 sogar um 60-80%. Die ostdeutsche Braunkohleverstromung trägt gegenwärtig überproportional zu ihrem Anteil an der bundesdeutschen Stromerzeugung zu den Emissionen des Stromsektors bei. Sie steht in der Pflicht, nun ihren Anteil an der Minderung der Emissionen beizutragen.

Dieser Herausforderung will z.B. Vattenfall als Betreiber von über 7.600 MW_{el} installierter ostdeutscher Braunkohlekraftwerksleistung, und damit $\frac{3}{4}$ der gesamten Leistung, begegnen, indem es durch Nutzung erneuerbarer Energien und durch Techniken zur „emissionsfreien“ Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern und der Lagerung des Kohlendioxids bis 2030 die CO₂-Emissionen der Vattenfall-Kraftwerke in Europa um 50 Prozent senken wird.¹⁶⁴

Damit lassen sich folglich drei übergeordnete ökologische Ziele¹⁶⁵, weswegen CCS erforscht und eingeführt werden soll, formulieren

1. die Senkung der bundesdeutschen THG-Emissionen bis 2020 um 40% im Vergleich zu 1990
2. die europaweite Senkung der Vattenfall'schen CO₂-Emissionen bis 2030 um 50% gegenüber 1990
3. die Senkung der bundesdeutschen THG-Emissionen bis 2050 um 60-80% im Vergleich zu 1990, wobei dieses Ziel der zukünftigen Präzisierung politischer und wissenschaftlicher Art bedarf.

Für die ersten beiden ist eine Abschätzung der Wahrscheinlichkeit ihres Eintreffens aufgrund der bereits präzisen Zielsetzung möglich. Daher sollen diese im Folgenden weiter untersucht werden. Hier sollen – und können – jedoch nicht die Beiträge, die alle Sektoren und Emittenten an der Erreichung dieses Zieles leisten müssen, erörtert werden, und auch nicht die in der RECCS-Studie aufgeworfenen Probleme¹⁶⁶ in der Ökobilanz von CCS bei Braunkohle (z.B. in Bezug auf Sommersmog, Eutrophierung und Feinstaub sowie der in Kap. 5.2 bereits angesprochene stark erhöhte kumulierte Energieaufwand) und die damit verbundenen externen Kosten.

Vor allem eine Frage soll in diesem Unterkapitel in den Vordergrund gestellt werden: Welchen Beitrag kann CCS in den ostdeutschen Braunkohlekraftwerken zur Erreichung des ersten Zieles bis 2020 leisten? Das zweite, speziell auf Vattenfall zutreffende Ziel wird im folgenden Unterkapitel diskutiert.

Zum **Emissionsminderungsziel für 2020** könnte CCS nur beitragen, wenn es - was kaum zu erwarten ist – bereits genau zu diesem Zeitpunkt marktreif und ökonomisch konkurrenzfähig wäre, und ausreichend Kraftwerkskapazität in Ostdeutschland damit nachgerüstet werden könnte bzw. alte Kraftwerke stillgelegt und durch neue, mit CCS ausgestattete, ersetzt werden könnten.

¹⁶⁴ Cf. Hassa 2007, Folie 19

¹⁶⁵ Angelehnt an Endres/ Ohl 2001, S. 43

¹⁶⁶ Cf. RECCS 2007, S. 147-156

Die Planungen von Vattenfall sehen vor (vgl. Kap. 5.1), dass auf die Erfahrungen der Oxyfuel-Pilotanlage in Schwarze Pumpe aufbauend im Jahr 2015 eine weitere Demo-Anlage mit 300-600 MW und im Jahr 2020 ein Definitiv-Kraftwerk mit 1000 MW gebaut werden soll. Da sich gleichzeitig aber noch 8.275 MW von Vattenfall (mit Boxberg R) am Netz befinden, und gleichzeitig nicht von einer Nachrüstung dieser Kraftwerke ab 2020 die Rede ist, wird CCS bis 2020 kaum einen Beitrag zur notwendigen Emissionsminderung im Stromsektor leisten.

Auch RWE, als Betreiber der rheinischen Braunkohlekraftwerke ein sehr bedeutender Akteur im bundesdeutschen Braunkohlesektor, wird CCS bis 2020 wohl nicht soweit bringen, dass es einen Beitrag zur Verminderung der CO₂-Emissionen leisten kann. In einem Vortrag im nordrhein-westfälischen Landtag im Januar 2008¹⁶⁷ erwähnt dessen Vorstandsmitglied Dr. Johannes Lambertz zwei von RWE geplante Projekte zu CCS: eine Pilotanlage zur CO₂-Abtrennung am BoA 1 in Niederaußem, die 2009 realisiert werden soll, um an diesem Kraftwerk die Abscheidung von 300kg CO₂/h, d.h. 2.628 t/a, zu testen. Ein weiteres IGCC-Demonstrationskraftwerk mit einer geplanten Leistung von 450 MW und einem Investitionsvolumen von rund 1 Milliarde € (d.h. rund 2.220 €/kW) soll ~ 2014/ 2015 ans Netz gehen. Mit einer kommerziellen Großanlage am Netz rechnet Lambertz erst deutlich nach 2020. Die Kraftwerksnachrüstung erwähnt er nur indirekt, indem er angibt, dass beim 'nächsten Braunkohlenkraftwerk (in Niederaußem) nach BoA 2&3' Flächenbedarf und technische Einbindung der CO₂-Abtrennung bei der Planung berücksichtigt werden sollen.

¹⁶⁷ Cf. Lambertz 2008, Folien 12 sowie 18 und 19

5.6 Ökologische Zielerreichung durch CCS bis 2030 am Beispiel Vattenfalls

Zum **Emissionsminderungsziel für 2030**, das Vattenfall umzusetzen verspricht, seien die Zahlen aus Kapitel 2.4 hier in Erinnerung gebracht. Bis zum Jahr 2030 will Vattenfall auf eine Gesamt-CO₂-Menge von 39,39 Mio. t kommen. Dabei muss von einer zusätzlichen Emission von knapp 4 Mio. t durch die Inbetriebnahme von Boxberg R 2011 gerechnet werden. Der derzeit bestehende Kraftwerkspark müsste seine Emissionen folglich von heute 59 auf 35,4 Mio Tonnen CO₂ in 2030 senken. Da Vattenfall vor allem auf die CO₂-Abscheidung setzt, müsste der Konzern dann in der Lage sein, ab 2030 bis zum Umbau des bestehenden Kraftwerksparks jährlich 23,7 Mio. Tonnen abzuscheiden und zu sequestrieren. Dies entspricht recht genau den Emissionen von 2006 des Kraftwerkes Jämschwalde.

Hier sei der gewagte Versuch unternommen, darzulegen, was die Umsetzung dieses Versprechens der CO₂-Emissionsminderung durch CCS für Vattenfall bedeuten würde. Folgende Annahmen werden dabei zu Grunde gelegt:

- dass alle für die Umsetzung von CCS notwendigen Prozessschritte bis dahin technisch ausgereift wären
- dass, wie in der Studie des FZJ-STE zu Grunde gelegt, wirklich Abscheidegrade von 95% für die Oxyfuel-Technik erreicht werden¹⁶⁸
- dass CCS zudem günstiger wäre als alle andere CO₂-Minderungs- bzw. Vermeidungsoptionen, was die *conditio sine qua non* für ihren Ersatz wäre
- die Ergebnisse der Studie des FZJ-STE (vgl. Kap. 5.4) zu den zukünftigen Kosten und weiteren Parametern für CCS im Jahr 2030
- die in Kap. 4.3 gemachten Annahmen der bis 2030 bereits realisierten 26% Einsparpotentiale beim bundesdeutschen Stromverbrauch
- dass Vattenfall sich für die von ihm derzeit erforschte Oxyfuel-Technik entscheiden wird und dass bei einem möglichen Braunkohlekraftwerksneubau ohne CCS auf ein dann dem Stand der Technik entsprechendes, hocheffizientes Dampfkraftwerk gesetzt würde

Unter diesen Bedingungen wäre zu erwarten,

- dass Vattenfall bis 2030 Ersatz für 76% von rund 22 Mrd KWh elektrische Arbeit und 3000 MW_{el} Leistung durch einen Kraftwerksneubau schaffen müsste, d.h. für 16,3 TWh und 2.220 MW_{el}
- dass zusätzlich mindestens 4% der elektrischen Arbeit für die Verdichtung des CO₂, d.h. 0,65 Mrd. KWh, erzeugt werden müssten.
- dass hierfür bei einem Dampf-Kraftwerk mit den für das Jahr 2030 angenommenen Wirkungsgrad von 50% rund 1/6 weniger Braunkohle gebraucht würden: Jämschwalde benötigt heute (vgl. Tab. 2-4) 1,16 Mt Braunkohle/ TWh_{el}, während ein neu zu bauendes CCS-Dampf-Kraftwerk gut 2/5 mehr Braunkohle benötigen würde¹⁶⁹.

¹⁶⁸ Dabei geht der IPCC-Bericht davon aus, dass reell nur 80-90% der Emissionen wirklich der Atmosphäre ferngehalten werden können da die CCS-Technik selbst auch CO₂-Emissionen verursacht. Cf. IPCC 2005, Technical Summary, S. 25

¹⁶⁹ Cf. Fraunhofer ISI 2006, S. 60f, bzw. s.o., Kapitel 5.2

- Dies entspricht bei dem Standard-Kraftwerk pro produzierter TWh einer Menge von knapp 1 Mt/ TWh*a Braunkohle, für das Oxyfuel-Kraftwerk 1,3 Mt/ TWh*a an Braunkohle. In absoluten Zahlen wären dies rund 15,6 Mt/a für das Dampf-Kraftwerk und 21,9 Mt/a für das Oxyfuel-Kraftwerk.
- Damit einher gingen eine weitere erhebliche Belastung für das hydrologische Gleichgewicht der Lausitz, die bereits heute unter einem anhaltenden Wasserdefizit von 7 Milliarden m³ Grundwasser leidet¹⁷⁰, und ein um mindestens 50% erhöhter Landschaftsverbrauch durch die Tagebaue (unter der Annahme, dass das Abraum-zu-Kohle-Verhältnis künftiger Tagebaue sich nicht weiter verschlechtern würde).
- Dass Pipelines für den Transport von jährlich ungefähr 20,8 Mio. Tonnen CO₂ (1 t Braunkohle emittiert recht genau 1 t CO₂) vom Kraftwerk bis zu den entsprechenden Deponien gebaut (und bezahlt) werden müssten, während für mindestens weitere 5% CO₂, d.h. 1,1 Mio. Tonnen, die nicht abgeschieden werden könnten, Emissionsrechte gekauft werden müssten, die die Stromgestehungskosten zusätzlich erhöhen würden.
- Dass über 40 Jahre Laufzeit dieses Kraftwerkes für gut 0,8 Gt CO₂-Verbringungskapazitäten, d.h. 2,7% des geschätzten maximalen Volumens (d.h. 30,6 Gt, vgl. Kap. 5.3) der in der BRD vorhandenen Sequester, gebraucht würden und dass sichergestellt sein muss, dass diese Sequester über Jahrhunderte hinweg dicht sein müssen.
- Dass, bei einer Investitionssumme von 1.820 €/ KW_{el}, für den Bau dieses Kraftwerkes mit 2.220 MW_{el} rund 4 Mrd. € investiert werden müssten, während das Dampf-Kraftwerk rund 2,2 Mrd. € bei angenommenen 1.000 €/ KW_{el} kosten würde.
- Dass sich die Stromgestehungskosten von Vattenfall um die beachtlichen Mehrkosten des CCS-Stroms durch die beinahe doppelt so hohen Investitionssummen für die Kraftwerke erhöhen würden (ohne dass jeweils die Mehrkosten für den Erwerb der CO₂-Zertifikate berücksichtigt wären).

Damit ist die Wegstrecke skizziert, die Vattenfall schaffen muss, wenn es sein Versprechen der Emissionsminderung (das oben genannte 2. ökologische Ziel) von 50% gegenüber 1990 mit unverändertem Vorrang der Braunkohleverstromung und im Wesentlichen durch CCS schaffen will. Dabei müssen, da CCS ja eine komplette Prozesskette ist, von der gesteigerten Förderung von Braunkohle über die ganze Etappe der Verstromung einschließlich Abscheidung über die nachgelagerten Prozessschritte Verdichtung, Transport und Jahrhunderte lange, sichere Verwahrung alle Etappen sicher beherrscht werden, denn ein Manko in nur einer Etappe dieser Prozesskette gefährdet die Umsetzung der ganzen Kette und damit die Erreichung des ökologischen Zieles, das sich Vattenfall gesetzt hat.

Somit hängt die ökologische Zielerreichung für 2030 mittels CCS von einer großen Anzahl geologischer, technologischer, makroökonomischer, betriebswirtschaftlicher und gesellschaftlicher Faktoren ab, die aus heutiger Sicht nur schwer eingeschätzt werden können. So müssen die heutigen Investitionen in die Erforschung von CCS immer vor dem Hintergrund betrachtet werden, dass sich CCS als nicht umsetzbar erweisen könnte oder dass andere Alternativen, z.B. Erneuerbare oder Energieeinsparungen, sich als die günstigeren Alternativen zur Zielerreichung des Klimaschutzes erweisen könnten.

¹⁷⁰ Cf. Michel 2008, 5 und DoE 2008, S. 57-66 zu den Wassermehrverbräuchen von Post-Combustion und IGCC Kraftwerken, wobei hier keine speziellen Angaben zu Oxyfuel-Kraftwerken gemacht werden.

6 Résumé

Entscheidungen über die künftige Struktur der Stromversorgung in der Bundesrepublik sind Entscheidungen von sehr langfristiger Tragweite. Investitionen in einzelne Energieträger, Kraftwerke und Versorgungsinfrastrukturen bedürfen wegen der hohen Kapitalintensität und der vielen mit ihnen verbundenen wirtschaftlichen, politischen, gesellschaftlichen und ökologischen Konsequenzen einer langen Vorlaufzeit. In gleichem Maße prägen und beeinflussen diese Entscheidungen aber auch langfristig wirtschaftliche Strukturen unseres Landes, sowohl makroökonomisch als auch regionalwirtschaftlich. Energiegewinnung und -umwandlung sichern nicht nur selbst Arbeitsplätze und tragen zur wirtschaftlichen Prosperität bei, die Versorgungssicherheit mit Energie ist auch ein wichtiger Standortfaktor. Dabei ist Energie in Form von Heiz- oder Prozesswärme oder von Elektrizität nur ein Mittel zum Zweck. Nicht das Produkt Energie wird vom Kunden nachgefragt, sondern ihre Fähigkeit, zu vertretbaren Kosten zu seiner Bedürfnisbefriedigung beizutragen.

Nicht nur deswegen ist die Frage nach dem Fortbestand bestehender Strukturen der Energie- und Stromversorgung, um die es vor allem in dieser Studie geht, gerechtfertigt. Der Klimawandel, dessen Folgen wir jetzt schon spüren können, und dessen Folgen wir aus heutiger Sicht nur abschätzen können, ist eine drängende Herausforderung der heutigen Politik und der Gesellschaft. Die Strukturen unserer Versorgung mit Strom müssen auch unter dem Gesichtspunkt des Klimawandels genau untersucht werden.

Die hier vorliegende Studie untersucht einen Teilbereich dieser Fragestellungen: In Ostdeutschland, wo derzeit ein hoher Anteil der Stromversorgung durch den dort in großen Mengen vorhandenen Energieträger Braunkohle geleistet wird, stellt sich die Frage nach der Zukunft dieses Energieträgers. Auch hier stehen jetzt, zu Beginn des 21. Jahrhunderts, wichtige Entscheidungen an, die sehr langfristige Auswirkungen auf die Sicherheit der Energieversorgung, die wirtschaftlichen Strukturen dieser Bundesländer und die ökologische Situation dort als auch global haben werden.

So wurde in einem ersten Teil der Studie untersucht, wie lange die derzeit bestehenden Tagebaue noch in der Lage sind, die bestehenden bzw. im Bau befindlichen Kraftwerke mit ihrem Rohstoff Braunkohle zu versorgen: Würden diese Tagebaue vollständig ausgekohlt, aber keine Abbaugenehmigung für die bestehenden Vorranggebiete erteilt, so wären erste Abstriche bei der Braunkohleverstromung ab 2020 zu erwarten. Das Gros der Kraftwerke könnte jedoch mit diesen bestehenden Braunkohlevorräten bis in die 30er Jahre dieses Jahrhunderts betrieben werden. Damit wären diese Kraftwerke dann alle mindestens 30 Jahre am Netz, wenn nicht sogar 40 Jahre. Die Nutzung bereits ausgewiesener Vorranggebiete, geschweige denn der Aufschluss neuer Tagebaue ist für die betriebswirtschaftliche Amortisation des bestehenden Kraftwerksparks nicht notwendig.

Weiterhin wird auch die Struktur der derzeitigen Stromversorgung Ostdeutschlands untersucht. Derzeit werden – wie der DEBRIV in seinen „10 Fakten rund um die Braunkohle“¹⁷¹ korrekt benennt, etwas mehr als 90% der ostdeutschen Braunkohle verstromt bzw. in Fernwärme umgewandelt.

Nicht erwähnt wird dabei jedoch, dass durch die Wirkungsgrade der bestehenden Kraftwerke, die netto zwischen ungefähr 33 – 43% liegen, nicht einmal die Hälfte, bei alten

¹⁷¹ Cf. DEBRIV 2007, S. 71

Kraftwerken nur ein Drittel, des Primärenergieverbrauchs auch wirklich in für die Verbraucher nutzbaren Strom umgewandelt werden. Die vom DEBRIV erwähnte Fernwärme spielt im Vergleich zur Verstromung eine untergeordnete und weit hinter den technischen Möglichkeiten zurückbleibende Rolle. Dies ist ein strukturelles Manko großer Teile des bestehenden ostdeutschen Braunkohlekraftwerksparks: Die fünf großen Kraftwerke, die über 91% der installierten elektrischen Leistung der Braunkohlekraftwerke auf sich vereinen, sind mehrfach überdimensioniert, um für die überschüssige Wärme (die als Nebenprodukt der Stromerzeugung entsteht) Abnehmer finden zu können. Korrekter wäre es also, wenn der DEBRIV sagte, dass sehr wohl 90% der Menge an Braunkohle genutzt werden, aber nur rund 40% ihres Potentials. 60% der in ihnen enthaltenen Primärenergie entweicht ungenutzt aus den Kühltürmen dieser Kraftwerke!

Auch die bei der Verstromung der Braunkohle entstehenden CO₂-Emissionen werden in dieser Studie untersucht. Während die ostdeutschen Braunkohlekraftwerke derzeit rund 11-12% zur bundesdeutschen Stromversorgung beitragen, gehen von ihnen fast 21% der Emissionen des gesamten Sektors der Energieerzeugung und Umwandlung aus. Damit trägt die ostdeutsche Braunkohleverstromung überproportional zum CO₂-Ausstoß bei und steht damit in der Pflicht, dieses Übermaß an CO₂-Anteil abzubauen und auch die absolute Menge an emittiertem Kohlendioxid bedeutend zu reduzieren, damit die Bundesrepublik ihre Ziele der Emissionsreduktion erfüllen kann.

Den „10 Fakten rund um die Braunkohle“ ist weiterhin zu entnehmen, dass sich die Braunkohlewirtschaft zum „vorsorgenden Klimaschutz“ bekennt. Sie hat in der Vergangenheit in der Tat durch die Stilllegung und Modernisierung bzw. den Neubau von Kraftwerken die CO₂-Emissionen reduziert: 'Nolens' durch die Außerbetriebnahme von Überkapazitäten der DDR-Zeiten, 'volens' durch die Modernisierung des Kraftwerksparks. In der Zukunft will sie beweisen, dass sie durch die Investition in Erneuerbare Energien und vor allem durch Erforschung der Technologie der CO₂-Abscheidung und Sequestrierung zur Reduktion ihrer Emissionen in der Lage sein wird. In der Gegenwart gehört sie jedoch zu den mengen- und anteilmäßig größten Emittenten und sollte ihrem Bekenntnis zum 'vorsorgenden Klimaschutz' Taten folgen lassen, denn Klimaschutz kann sich nicht nur auf Forschungsaktivitäten beschränken, deren Früchte vielleicht erst in mehreren Jahrzehnten geerntet werden können.

Ein weiteres Kapitel dieser Studie untersucht die Auswirkungen der Braunkohleförderung und -verstromung auf die Arbeitssituation in den betroffenen Landkreisen und in Ostdeutschland im Allgemeinen. 2006 lag die Zahl der direkt in diesem Industriezweig Beschäftigten in Ostdeutschland bei rund 11.500 Personen (Gesamtdeutschland rund 23.300). Dabei zeigt sich aber seit 1990 beständig, dass bei steigenden Fördermengen immer weniger Menschen im Braunkohlesektor beschäftigt sind. Vor diesem Hintergrund zunehmender Rationalisierung muss die Behauptung des DEBRIV, dass Braunkohle in ganz Deutschland „mehr als 50.000 wettbewerbsfähige Arbeitsplätze“ schaffe, gesehen werden. Dass diese Arbeitsplätze jedoch durch den „Braunkohlebergbau und die -stromerzeugung gesichert“ werden, lässt sich anhand der in dieser Studie aufgezeigten Produktivitätssteigerungen nicht belegen.

Ein weiteres Ergebnis dieser Studie ist es, dass in den Landkreisen, in denen Braunkohle gefördert und verstromt wird, eine Entkoppelung von Braunkohle und Zukunftschancen festzustellen ist. Nicht nur, dass – mit Ausnahme der Lausitz - der Anteil der Wertschöpfung im Vergleich zum Anteil der gesamt Beschäftigten unterdurchschnittlich ist. Viele der Landkreise, in denen Braunkohle gefördert und verarbeitet wird, schneiden in landes und

bundesweiten Vergleichen nachhaltigkeitsorientierter Strukturmerkmale sehr schlecht ab: dies trifft sowohl auf ihre generelle Zukunftsfähigkeit, auf die Zahl der in ihnen erfolgenden Firmengründungen und -übernahmen als auch auf die massenhafte Abwanderung junger Frauen und den damit verbundenen strukturellen und demographischen Problemen in der Gegenwart und Zukunft zu.

Weiterhin untersucht diese Studie, inwieweit Erneuerbare Energien in Ostdeutschland zur Stromversorgung beitragen können und welche Chancen sich hieraus für den Arbeitsmarkt und die regionale Entwicklung Ostdeutschlands bieten können.

Dabei zeigt sich, dass die ostdeutschen Länder schon 2005 anteilmäßig mehr Strom aus Erneuerbaren Energien produziert haben als die Bundesrepublik als Ganzes. Die Länder Brandenburg, Mecklenburg-Vorpommern und Sachsen-Anhalt hatten zu diesem Zeitpunkt schon mehr als 20% ihres Stromes regenerativ erzeugt, während dies deutschlandweit nur auf 10% des Stromes zutraf.

Die Zeichen stehen sehr gut, dass Ostdeutschland weiterhin an der Spitze der regenerativen Stromerzeuger bleiben wird. Die 6 östlichen Bundesländer könnten bis 2020 bereits 44% ihres Strombedarfs aus Biomasse, Photovoltaik, Geothermie, (Lauf-)wasserkraft und On-shore-Windstrom decken. Dabei sind die Potentiale der Off-shore-Windkraft noch nicht berücksichtigt, ebenso wenig wie die enormen Potentiale der Stromeinsparung, die gemeinsam und vor allem nach 2020 den Anteil Erneuerbaren Stroms aus Ostdeutschland noch weiter anheben könnten.

Dabei bestehen bereits jetzt erste Forschungsergebnisse dazu, dass Erneuerbare Energien, trotz ihres teilweise fluktuierenden Charakters bedingt durch ungleichmäßige Sonneneinstrahlung und Windaufkommen, gemeinsam in der Lage sind, größere örtliche Einheiten dauerhaft und stabil mit Strom zu versorgen. Dies geschieht derzeit vor allem durch ein ausgeklügeltes Produktionsmanagement und den Abgleich in Echtzeit mit dem tatsächlichen Bedarf. Durch forcierte Anstrengungen in der Forschung und Entwicklung im Bereich Erneuerbare Energien sowie des Netz- und Lastmanagements sollte mittelfristig der Beweis erbracht werden können, dass eine regenerative Vollversorgung auch für größere räumliche Einheiten und mit unterschiedlich zusammengesetzten Anteilen Erneuerbarer Energien möglich ist. Dann entfielen jedoch das Argument, dass Erneuerbare Energien nur funktionierten, weil im Hintergrund fossil betriebene 'Schattenkraftwerke' zur Verfügung stünden, die den in Teilen fluktuierenden Charakter der Erneuerbaren ausglich. Die Befürchtung, dass in Ostdeutschland „das Licht ausginge“, wenn man in der Zukunft die „nahe liegende“¹⁷² Braunkohle dort beließe, wo sie jetzt ist, nämlich hunderte Meter unter Mitteldeutscher und Lausitzer Erde, gehört damit eher in das Genre der Panikmache denn in das der wissenschaftlich fundierten Hypothesen.

Ebenso wird in dieser Studie der Arbeitsplatzeffekt der Erneuerbaren Energien in Ostdeutschland untersucht. Dabei zeigt sich alleine schon bei der Betrachtung der Wind- und Photovoltaikbranche, dass in den ostdeutschen Ländern eine hohe Dynamik herrscht. An mehreren Stellen in Ostdeutschland sind bereits heute Tausende genuin neue Arbeitsplätze entstanden, die in diesen Regionen neue Strukturen und Industriecluster geschaffen haben und weiterhin schaffen könnten. Dies kann jedoch nicht von alleine geschehen, sondern diese Entwicklung muss durch Akteure vor Ort und die Politik generell gestützt werden. Als notwendige Faktoren für eine weitere, viel versprechende regionale Entwick-

¹⁷² Cf. Anzeige von www.braunkohle-forum.de im Spiegel Nr. 11/ 2008, S. 7

lung der Branche der Erneuerbaren werden folgende Faktoren ausgemacht:

- der technologische Vorsprung der deutschen EE-Industrie, damit weiterhin wettbewerbsfähige Technologien im Inland produziert werden können
- die Nutzung endogener Potentiale,
- die konstruktive Zusammenarbeit der Akteure vor Ort ,
- die Schaffung von entsprechenden Aus- und Weiterbildungsangeboten, um dem zukünftigen Arbeitskräftebedarf entsprechen zu können,
- vorausschauendes Standortmarketing der jeweiligen Regionen und
- die Schaffung von Unternehmensnetzwerken und Clustern, mit deren Hilfe Innovationen vor Ort entwickelt und umgesetzt werden können und somit ein wachsender Anteil Wertschöpfung in der Region bleibt.

In Ostdeutschland bestehen also enorme Potentiale sowohl für die Energiebereitstellung aus Erneuerbaren Energiequellen als auch für die regionale Entwicklung.

Einer der wesentlichen Gründe für den Einsatz Erneuerbarer Energien ist, dass sie CO₂-frei (Windkraft, Photovoltaik, Wasserkraft und Geothermie) bzw. CO₂-neutral (Biomasse) Strom (bzw. andere Nutzenergien) erzeugen können. Alle Kapazitäten der Stromerzeugung, die heute für die nächsten Jahrzehnte errichtet und erforscht werden, müssen auf ihre Klimaverträglichkeit hin überprüft und für unschädlich befunden werden. Dabei haben fossile Energien gegenüber den Erneuerbaren den Nachteil, dass ihre Verstromung das in ihnen enthaltene Kohlendioxid freisetzt. Eine mögliche Lösung dieses Problems der Freisetzung von Kohlendioxid in die Atmosphäre wird derzeit weltweit darin gesehen, dieses Kohlendioxid vor oder nach der Verstromung abzuscheiden und in geologischen Formationen unterschiedlicher Art so lange zu verwahren, bis von ihm quasi keine Gefahr mehr für das weltweite Klima ausgeht.

Inwieweit diese Option, die heute kurz unter 'CCS' subsumiert wird, in Ostdeutschland machbar ist und welchen Beitrag sie zur Reduzierung der ostdeutschen CO₂-Emissionen leisten kann, wird im letzten Kapitel dieser Studie untersucht. Dies geschieht anhand von fünf Leitfragen:

- Inwieweit kann der bestehende Kraftwerkspark mit CCS-Technologien nachgerüstet werden?

Es gibt heute – zu Beginn des Jahres 2008 – noch keinen Fall in der Stromerzeugung, wo dies bereits geschehen wäre. Eine erste kleinmaßstäbliche Umrüstung wird dieses Jahr in Lacq in Südfrankreich durchgeführt werden, von der sich die beteiligten Unternehmen Alstom, Total und Air Liquide wichtige Erkenntnisfortschritte erwarten.

Technisch gesehen ist die Nachrüstung mit CCS eine große Herausforderung, da bei allen drei derzeit untersuchten Varianten von CCS wichtige Prozessschritte in der Kraftwerkstechnik geändert werden müssen und zusätzlich Energie für die weiteren Etappen der Abtrennung des CO₂ benötigt wird, was die Wirkungsgrade der Kraftwerke empfindlich herabsetzt. Auch die Frage des Platzes für die zusätzlichen Komponenten ist von hoher Bedeutung und könnte in der Realität die Nachrüstung bestehender Kraftwerke, sobald die Technik marktreif sein könnte, in manchen Fällen unmöglich machen.

Neben diesen technischen Schwierigkeiten sind die Hindernisse bei einer Nachrüstung mit CCS aber auch ökonomischer Art, denn es gilt heute zumeist als günstiger, ein neues Kraftwerk zu bauen als ein bestehendes in der Zukunft umzurüsten. Dies könnte sich in späteren Emissionshandelsperioden durchaus ändern.

Auch das Konzept der sog. Capture-Ready-Kraftwerke, d.h. zukünftiger mit CCS nachrüstbarer Kraftwerksneubauten, steht vor den gleichen technischen und betriebswirtschaftlichen Herausforderungen wie die Nachrüstung des bestehenden Kraftwerksparks. Die Unsicherheit in Bezug auf die wirklich umsetzbaren Abscheide- und Sequestrierungstechniken und die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen erschwert eine realistische Einschätzung dessen, was bei Planungen von Kraftwerksneubauten vorgesehen werden muss, erheblich. Auch kann nicht mit Sicherheit gesagt werden, ob sich ab der Marktreife von CCS die Umrüstung selbst zukünftiger Neubauten wirklich für deren Betreiber lohnt.

Damit erscheint die Option der Nachrüstung des bestehenden ostdeutschen Braunkohlkraftwerksparks derzeit als eher unwahrscheinlich und der Einsatz in derzeit geplanten Kraftwerken, wie in Ostdeutschland derzeit Boxberg R, zumindest als nicht gesichert.

- Welchen zusätzlichen Energiebedarf hätte die Anwendung von CCS zur Folge?

Auch wenn diese Frage derzeit noch nicht abschließend geklärt werden kann, ist abzusehen, dass die Wirkungsgrade aller Kraftwerkstypen empfindlich durch die Einführung der Kohlendioxidabscheidung gesenkt werden. Dies bedingt, vor allem bei der Braunkohle mit ihren stofflich bedingten hohen CO₂-Gehalten, einen enormen Mehrverbrauch an Brennstoff. Berechnungen aufgrund des heutigen Kenntnisstandes ergeben, dass für neue Braunkohlkraftwerke mit CCS rund 43% mehr Brennstoff benötigt werden könnte. Zu gleichen Werten kommt auch eine Untersuchung des kumulierten Energieaufwands der CCS-Prozesskette, die für Braunkohle den höchsten Wert aller fossilen Energieträger ermittelt, nämlich eine Steigerung um 44%.

Damit würde eine Einführung von CCS im ostdeutschen Braunkohlesektor auch den Landschaftsverbrauch durch die Notwendigkeit weiterer Tagebaue erhöhen und alle damit verbundenen negativen Effekte verstärken.

- Welche regionalen Lagermöglichkeiten stünden für CO₂ aus der Braunkohleverstromung zur Verfügung?

In dieser Frage herrscht relative Einigkeit darüber, dass vor allem saline Aquifere und (bald) ausgediente Gaslagerstätten für die CO₂-Verwahrung in Deutschland in Frage kämen. Sich bald erschöpfende Gaslagerstätten böten den Vorteil, dass durch die Verpressung von CO₂ das noch enthaltene Erdgas besser gefördert werden könnte und dass sie ihre Dichtigkeit als Gaslagerstätten schon unter Beweis gestellt haben. Ihr gesamtes Volumen ist aber im Vergleich zu den salinen Aquiferen viel geringer. Letztgenannte haben noch hohen Forschungsbedarf in Bezug auf ihre tatsächliche Eignung und weisen eine mögliche Nutzungskonkurrenz mit einer Nutzung für die Geothermie auf.

Mögliche Standorte wären in Ostdeutschland vor allem in Brandenburg und in Mecklenburg-Vorpommern zu finden, sowie in kleinerem Maßstab auch in Sachsen-Anhalt und Thüringen. Enorme Unsicherheiten bestehen jedoch bei den Fragen nach der Tauglichkeit dieser geologischen Formationen und bei den Volumina an CO₂, die sie langfristig sicher aufnehmen können. Erste Forschungsprojekte zur Klärung dieser Fragen werden derzeit

v.a. in Brandenburg durchgeführt. Die Herausforderung bei der Durchführung dieser Forschungsprojekte liegt vor allem darin, einen Nachweis dafür führen zu können, dass Pilotprojekte von einigen Jahren die Sicherheit der Verwahrung über Jahrhunderte hinweg belegen können.

- Welche Kosten würde die Anwendung der CCS-Technologien voraussichtlich mit sich bringen?

Auch die Beantwortung dieser Frage kann aus heutiger Sicht nur mit mathematischen Modellen und Prognosen geschehen. Zwei Forschungsprojekte haben sich ausführlich mit dieser Frage im bundesdeutschen Kontext befasst und die Aspekte der Zusatzinvestitionen in CCS-Kraftwerke, der Mehrkosten bei der Stromgestehung und der Vermeidungskosten von CO₂ beleuchtet.

Folgt man den Ergebnissen dieser Studien, wären bei den zukünftigen Investitionskosten für das Jahr 2020 Zusatzkosten von 80 – 100% im Vergleich zu Standard-Kraftwerken mit dann modernster Technik zu erwarten. Auch die Stromgestehungskosten könnten sich mit der Einführung von CCS möglicherweise verdoppeln. Bei beiden würden zwar bis 2030 gewisse Lerneffekte eintreten, die die Mehrkosten verringern würden, doch änderte sich an den Proportionen kaum etwas, da auch die Standardtechnologien immer noch von Lerneffekten profitieren könnten.

Eine verlässliche Abschätzung der Vermeidungskosten des CO₂ ist mit dem heutigen Wissensstand äußerst schwierig, da sich diese aus mehreren Komponenten (Mehrkosten Bau und Betrieb der Kraftwerke, erhöhter Energiebedarf, gesamte Prozesskette der Verbringung und eventuelle Versicherung der ökologischen Risiken) zusammensetzt.

- Inwieweit stimmen die CCS-Technologien mit den Kriterien ökologischer Zielerreichung überein?

Hier werden vor allem zwei ökologische Ziele untersucht: Das Ziel der Reduzierung der deutschen THG-Emissionen bis 2020 um 40% im Vergleich zu 1990. Hierbei wird CCS aller Voraussicht nach nicht beitragen können, denn seine Markteinführung wird frühestens zu diesem Zeitpunkt erwartet.

Das zweite Ziel ist eines, das Vattenfall sich selbst gesteckt hat: die Reduktion seiner europaweiten Treibhausgasemissionen bis 2030 um die Hälfte im Vergleich zu 1990. Auf Ostdeutschland bezogen, würde dies recht genau der Menge entsprechen, die das Kraftwerk Jänschwalde heute emittiert. Gelänge es Vattenfall, bis 2030 alle Prozessschritte von CCS soweit zu beherrschen, dass Jänschwalde durch ein gleichwertiges Kraftwerk mit CCS ersetzt werden könnte – was schon ausreichend ambitiös ist – und vor allem, wäre diese Option 2030 wirklich der günstigste Weg zur Zielerreichung, hätte der Neubau dieses Kraftwerks laut den hier untersuchten Studien folgende Konsequenzen:

- einen Mehrverbrauch an Braunkohle von 40% im Vergleich zu einem Dampf-Kraftwerk
- damit einhergehend mindestens auch 40% mehr Landschaftsverbrauch und weitere enorme Risiken für das hydrologische Gleichgewicht der Lausitz,
- den Bau einer Pipeline vom Kraftwerksstandort bis zur unterirdischen Deponie des abgeschiedenen CO₂ (deren Existenz und Sicherheit auch erst nachgewiesen werden muss),

- beinahe doppelt so hohe Investitionskosten für dieses Kraftwerk im Vergleich zu einem Standardkraftwerk und dementsprechend erhöhte Stromgestehungskosten

Die Aufgabe, die sich Vattenfall damit gestellt hat, nämlich die Erreichung seines eigenen CO₂-Reduktionszieles mit CCS ist also gewaltig und birgt das Risiko, auch scheitern zu können. Die notwendigen enormen Aufwendungen für die Erfüllung des Klimaschutzzieles durch CCS müssen gründlich und ernsthaft mit den finanziellen, ökologischen und gesellschaftlichen Folgen dieser Technologie abgewogen werden.

CCS wird häufig als so genannte Brückentechnologie¹⁷³ dargestellt, die den Zeitraum überbrücken könne, bis die Erneuerbaren Energien in der Lage wären, Deutschland sicher und ausreichend mit Strom zu versorgen. Diese „Brücke“ wird, wenn überhaupt erst gegen 2030 in Betrieb genommen werden können, und vielleicht kommt sie auch schon zu spät, denn das Zeitfenster für die Ergreifung der Chancen, die die Erneuerbaren Energien Deutschland bieten, steht, wie diese Studie gezeigt hat, jetzt offen.

Die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien hat in Ostdeutschland heute schon rund 20.000 Arbeitsplätze geschaffen und sie hat das Potential, auch in der Zukunft Arbeitsplätze und regionale Wertschöpfung in ganz Deutschland zu schaffen. Die Dynamik, die sie bereits heute an den Tag legt, lässt erwarten, dass sie das Ziel, bereits 2020 über 40% zum bundesdeutschen Stromverbrauch beitragen zu können, durchaus erreichen kann; in Ostdeutschland sollte sie es übererfüllen.

Nicht zuletzt sind Erneuerbare Energien bereits heute in der Lage, kleinere räumliche Einheiten sicher mit Strom zu versorgen, und Forschungsbedarf besteht bei den Erneuerbaren eher darin, wie man überschüssigen Strom effizient speichert. Zusätzlich gibt es enorme Potentiale in der Erforschung von Effizienztechnologien sowie Netz- und Lastmanagement.

Deutschland sollte diese Chancen offensiv nutzen, um seine weltweite Vorreiterrolle im Klimaschutz und bei den Erneuerbaren Energien zu bewahren und weiter auszubauen. Ostdeutschland könnte in großem Umfang davon profitieren.

¹⁷³ Cf. Anzeige von www.braunkohle-forum.de im Spiegel Nr. 11/ 2008, S. 7

Literaturverzeichnis

a) Artikel und Bücher mit Nennung der Autoren bzw. Herausgeber

Amt für Statistik Berlin-Brandenburg 2007: Statistischer Bericht A I 3 - j /06. Bevölkerung der kreisfreien Städte und Landkreise nach Alter und Geschlecht am 31.12.2006 im Land Brandenburg. Potsdam, unter

Audus 2007: Carbon Capture and Storage (CCS) – Vortrag von Harry Audus, IEA Greenhouse Gas R&D Programme - UK während des 2007 Technical Committee Meeting, 12-14 March 2007, Ho Chi Minh City, Vietnam, unter http://www.fertilizer.org/ifa/technical_2007_hcmc/PDF/2007_tech_hcmc_audus.pdf

BBE 2008: Bioenergie – Marktzahlen 2007 unter <http://www.bioenergie.de/downloads/Bioenergie07.pdf>

BEE 2008: 2007: Rekordwerte trotz gebremstem Wachstum. Stand 08.Januar 2008, unter www.bee-ev.de

Berlin-Institut 2004: Krönert, Steffen/ van Olst, Nienke/ Klingholz, Rainer: Deutschland 2020. Die demographische Zukunft der Nation, 2. überarbeitete Auflage unter www.ihk-nordwestfalen.de/initiative/bindata/GEO-Studie_kompl.pdf

BGR 2005: Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2004. Stand 31.12.2004, Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Hannover 2005, übermittelt von Werner Zittel, LBST

BGR 2007: Kurzstudie. Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2006. Stand 31.12.2006, Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Hannover 2007, übermittelt von Werner Zittel, LBST

BINE Informationsdienst 2006: Haselhuhn, Ralf: Photovoltaik. Gebäude liefern Strom. Berlin, Solarpraxis AG

BMU 2006: Staiß, Frithjof/ Kratzat, Marlene et al.: Erneuerbare Energien. Arbeitsplatzeffekte. Wirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien auf den deutschen Arbeitsmarkt. Kurz- und Langfassung. Hrsg: BMU, Berlin, Juni 2006 unter http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/arbeitsmarkt_ee_lang.pdf

BMU 2007: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: Erneuerbare Energien in Zahlen – nationale und internationale Entwicklung – Stand: November 2007: Internet-Update unter www.erneuerbare-energien.de/files/erneuerbare_energien/downloads/application/pdf/broschuere_ee_zahlen.pdf

BMU 2008: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: Innovation durch Forschung. Jahresbericht 2007 zur Forschungsförderung im Bereich der erneuerbaren Energien, Berlin, Februar 2008, unter http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/jahresbericht_forschung_ee_2007.pdf

Borghorst 2007: Zukunftsorientierte Personalpolitik im Zeichen des demografischen Wandels – Das Personalkonzept von Vattenfall Europe Mining & Generation. Vortrag von Dr. Hermann Borghorst, Personalvorstand Vattenfall Europe Mining & Generation, gehalten

ten am 15.11.2007 während der 68. Sitzung des Braunkohleausschusses Brandenburg, übermittelt von René Schuster, Grüne Liga Brandenburg

BSW-Solar 2008: Statistische Zahlen der deutschen Photovoltaikbranche. Stand Januar 2008, unter www.solarwirtschaft.de

BÜNDNIS 90/ DIE GRÜNEN Thüringen 2008: Grüne Energie für Thüringen. Energiepolitisches Programm von BÜNDNIS 90/ DIE GRÜNEN Thüringen. Übermittelt von Stefanie Kolling, B90/ Grüne Thüringen.

Bundestagsfraktion Bündnis 90/ Die Grünen 2007: Energie 2.0. Die Grünen Maßnahmen bis 2020. Berlin, Eigenverlag

DEBRIV 1999: Braunkohle. Ein Industriezweig stellt sich vor. DEBRIV, Köln 1999, unter www.debriv.de/, Stand 26.02.2008

DEBRIV 2007: Braunkohle. Ein Industriezweig stellt sich vor. DEBRIV, Köln 2007, unter <http://www.debriv.de/pages/layout3sp.php?page=228>

DEBRIV 2008a: Braunkohlevorräte in Deutschland in Mrd. t, unter www.debriv.de/, Stand 26.02.2008

DEBRIV 2008b: Braunkohle in Deutschland 2007 unter www.debriv.de/, Stand 26.02.2008

Deutscher Bundestag 2008: Drucksache 16/5059: Antwort der Bundesregierung auf die Kleine Anfrage der Abgeordneten Dr. Reinhard Loske, Hans-Josef Fell, Sylvia Kotting-Uhl, weiterer Abgeordneter und der Fraktion BÜNDNIS90/ DIE GRÜNEN – Drucksache 16/4968. CO₂-Abscheidung und Lagerung. Deutscher Bundestag, Berlin, 20.04.2007

DEWI 2008: J.P. Molly: Status der Windenergienutzung in Deutschland – Stand 31.12.2007 unter http://www.dewi.de/dewi/fileadmin/pdf/publications/Statistics%20Pressemitteilungen/31.12.07/folien%20statistik_2007.pdf

DEWI Magazin Nr. 32: Carsten Ender: Wind energy use in Germany – Status 31.12.2007, Wilhelmshaven. Februar 2008

DoE-NETL 2007: U.S. Department of Energy – National Energy Technology Laboratory: Estimating Freshwater Needs to Meet Future Thermoelectric Generation Requirements. 2007 Update. DOE/NETL-400/2007/1304, übermittelt von Jeffrey Michel

DUDEN Fremdwörterbuch 1990: 5. Auflage, Dudenverlag. Mannheim, Wien, Zürich 1990

'Eckpunkte der Energiestrategie des Landes Brandenburg' 2008: (vorbereitende Unterlagen zur Sitzung des Braunkohleausschusses des Landes Brandenburg am 07.02.2008), übermittelt von René Schuster, Grüne Liga Brandenburg

Endres/ Ohi 2006: Enrdes, Alfred/ Ohi, Cornelia : Der europäische Handel mit Treibhausemissionen : Klimapolitische Hintergründe und ökonomische Bewertung, (ohne durchlaufende Paginierung) in Biermann, Brigitte/ Kuhn, Judith (Hrsg.): Klimafolgenforschung. Interdisziplinärer Reader. Band 2: Gesellschaftsbezogene Klimaforschung, Fern-Universität in Hagen & Fraunhofer Institut UMSICHT Oberhausen, Eigenverlag

Energieprogramm Sachsen 2007: Leitlinien und Schwerpunkte der sächsischen Energiepolitik. Entwurf 31. Januar 2007, unter www.bergbehoerde.sachsen.de/set/431/entwurf_energieprogramm_2007.pdf, Stand 26.02.2008

Energy Watch Group 2007: Coal: Resources and future Production. EWG-Series No 1/2007, updated version: 10th July 2007 unter http://www.energywatchgroup.org/fileadmin/global/pdf/EWG-Coalreport_10_07_2007.pdf

- EU-Kommission 2008:** Memo/08/35. Questions and Answers on the Commission's proposal to revise the EU Emissions Trading System. Brüssel, Januar 2008
- EU-Kommission 2008b:** Vorschlag für eine Richtlinie über die geologische Speicherung von Kohlendioxid – Fragen und Antworten, Brüssel, Januar 2008
- EuPD Research/ ifo 2008:** Standortgutachten Photovoltaik in Deutschland. Bonn und München, unter www.eupd-research.com/en/downloads_microsite/EuPD_Research_-_Standortgutachten_Forum_Solarpraxis.pdf
- FFU 2007:** Forschungsstelle für Umweltpolitik der Freien Universität Berlin: Zukünftiger Ausbau erneuerbarer Energieträger unter besonderer Berücksichtigung der Bundesländer. Endbericht für das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Berlin; unter http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/ausbau_ee_laender_gesamt.pdf
- FFU 2007b.:** Forschungsstelle für Umweltpolitik der Freien Universität Berlin: Zukünftiger Ausbau erneuerbarer Energieträger unter besonderer Berücksichtigung der Bundesländer. Anlagenband. Berlin unter http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/ausbau_ee_laender_anlagen.pdf
- Fraunhofer ISI 2006:** Radgen, Peter et al.: Verfahren zur CO₂-Abscheidung und -Speicherung. Abschlussbericht. In Zusammenarbeit mit Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Hannover. Im Auftrag des Umweltbundesamtes, unter <http://www.umwelt-daten.de/publikationen/fpdf-k/k3075.pdf>
- Freytag 2005:** Freytag, Klaus: Genehmigungsaspekte für Geothermieprojekte: Vortragsveranstaltung „Geothermische Energie für Kommunen und Industrie“ am 4. und 5. April im Umweltforum Berlin, Hrsg.: LBGR Brandenburg, 2005, unter <http://www.ie-leipzig.de/Geothermie/Portal/downloads/lbgr.pdf>
- Gerhardt 2006:** Gerhardt, Horst/ Slaby, Dieter: Bewertung, Sicherung und Gewinnung mineralischer Rohstoffe in Sachsen. Voraussetzungen, Grenzen und Rahmenbedingungen. Bergbau 11/2006, S. 509-515
- Gesetz- und Verordnungsblatt für das Land Brandenburg**, Teil II, Ausgaben vom
- Grünwald 2007:** Grünwald, Reinhard: CO₂-Abscheidung und -Lagerung bei Kraftwerken: Sachstandsbericht zum Monitoring „Nachhaltige Energie“. November 2007. Arbeitsbericht Nr. 120 – Berichterstatterexemplar. Deutscher Bundestag, Ausschuss für Bildung, Forschung und Technikfolgenabschätzung. Drucksache Nr. 16(18)340b
- Hassa 2006:** Hintergründe für Investitionsentscheidungen von Energieunternehmen. Beispiele für Investitionsprojekte bei Vattenfall Europe. Vortrag von Reinhardt Hassa auf dem Sachsenmetall-Forum10.06.06 in Dresden unter <http://www.sachsenmetall.org/veranstaltungen/pdf/2006/SME-Forum/Hassa2.pdf>
- Handelsblatt/ Prognos 2007:** Zukunftsatlas 2007 unter <http://www.prognos.com/Zukunftsatlas-2007-Regionen.173.0.html>
- Hassa 2007:** Energieversorgung für Brandenburg 2050 – Der Beitrag von Vattenfall, Vortrag von Reinhardt Hassa, Vattenfall auf der „Energiepolitischen Konferenz der LINKEN Brandenburg“ am 29.09.2007 unter http://www.dialog-fuer-brandenburg.de/fileadmin/dialog-brandenburg/dokumente/bilder/OEkoologie/Vortrag_Vattenfall.pdf
- HIERO 2008:** Hanseatic Institute for Enterpreneurship and Regional Development an der Universität Rostock: Wirtschaftliche Zukunftsfelder in Ostdeutschland, unter www.bmvbs.de/Anlage/original_1028387/Studie-Zukunftsfelder-in-Ostdeutschland.pdf

IEA GHG 2007: IEA Greenhouse Gas R&D Programme: CO2 capture ready plants, 2007/4, Cheltenham Mai 2007 unter http://www.iea.org/Textbase/Papers-/2007/CO2_Capture_Ready_Plants.pdf

IPCC 2005: Metz, Bert et al.: IPCC Special Report on Carbon Dioxide capture and storage: prepared by the Working group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change, unter http://arch.rivm.nl/env/int/ipcc/pages_media/SRCCS-final/IPCCSpecialReportonCarbondioxideCaptureandStorage.htm

IKEE o.J.: Informationskampagne für Erneuerbare Energien: Technische Beschreibung des Kombikraftwerkes, unter http://www.kombikraftwerk.de/fileadmin/downloads/Technik_Kombikraftwerk_071005.pdf

ISUSI 2005: http://www.isusi.de/downloads/BRD_KWErsatz_KWK_EE.pdf

Kebir 2005: Kebir, Noara: Erneuerbare Energien in Berlin & Brand. Regionalentwicklungspotenzial von Produktion und Nutzung unter technischen und beschäftigungspolitischen Aspekten. Vorstudie. Berlin (im Auftrag der Zentraleinrichtung Kooperation der Technischen Universität Berlin), übermittelt von Martin Berngruber, Grüne Liga Brandenburg

Kratz et al. 2007: Erneuerbare Energien: Arbeitsplatzeffekte 2006. Abschlußbericht des Vorhabens „Wirkung des Ausbaus der erneuerbaren Energien auf den deutschen Arbeitsmarkt – Follow up“, Stuttgart et al. 2007, unter http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/ee_studie_bruttobeschaeftigung2006.pdf

Landesregierung Sachsen-Anhalt 2007: Das Energiekonzept der Landesregierung von Sachsen-Anhalt für den Zeitraum zwischen 2007 und 2020, unter http://www.sachsen-anhalt.de/LPSA/fileadmin/Elementbibliothek/Bibliothek_Politik_und_Verwaltung/Bibliothek_Wirtschaftsministerium/Dokumente_MW/investieren/Energiekonzept_2007.pdf, Stand 26.02.2008

Lambertz 2008: Lambertz, Johannes: Kraftwerkserneuerungsprogramm im Rheinischen Braunkohlerevier. Stand und weitere Umsetzung im Rahmen der RWE Klimaschutzstrategie; Vortrag von Dr. Johannes Lambertz, RWE Power, im Ausschuss für Wirtschaft, Mittelstand und Energie des nordrhein-westfälischen Landtages am 16.08.2008

LBGR 2007: Land Brandenburg. Zukunftsfelder im Lausitzer Revier – Studie TU Clausthal – Dr.-Ing. Klaus Freytag unter www.lbgr.brandenburg.de/sixcms/media.php/lbm1.a.3310-.de/SitzungBraunkohlenausschuss25.pdf

MLUV Brandenburg 2008: Linke, Carsten: Stand und Potentiale von Windkraft und Photovoltaik im Land Brandenburg. Ministerium für ländliche Entwicklung, Umwelt und Verbraucherschutz des Landes Brandenburg, Potsdam 27.02.2008

Linssen 2005: Linssen, J. et al.: Systemanalytische Bewertung von CCS. STE/ gste-Tagung: CO₂-Abscheidung und Speicherung: Eine Zukunftsoption für die deutsche Klimaschutzstrategie? Forschungszentrum Jülich 10./11.11.2005, unter <http://www.fz-juelich.de/ief/ief-ste/datapool/pdf/Linssen.pdf>

Linssen 2006: Linssen, J. et al.: Zukünftige Energieversorgung unter den Randbedingungen einer großtechnischen CO₂-Abscheidung und Speicherung. Abschlussbericht des Forschungsvorhabens FKZ 0326889. April 2006. Projekt gefördert durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, unter http://www.fz-juelich.de/ief/ief-ste/datapool/pdf/FZJ_STE_CCS_Bericht.pdf

MIBRAG 2002: Zahlen und Fakten. Energie und Wärme aus mitteldeutscher Braunkohle. 5. Auflage, Theißen, Eigenverlag

- Michel 2005:** Michel, Jeffrey: Status and Impacts of the German Lignite Industry. The Swedish Secretariat on Acid Rain. Air pollution and climate series, Nr. 18. Göteborg 2005, unter www.acidrain.org
- Michel 2008:** Michel, Jeffrey: Die Braunkohlenutzung: teuer und nicht nachhaltig, Deutzen, Eigenverlag, 2008, übermittelt von Jeffrey Michel
- NAP 2008-2012:** Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: Nationaler SIllokationsplan 2008-2012 für die Bundesrepublik Deutschland, Berlin, 28. Juni 2006
- Neue Energie Nr. 10/ 2007:** Arzt, Ingo et. al.: Perfekter Dreiklang, in Neue Energie Nr. 10/07, S.30-41, Hrsg.: BWE, Osnabrück
- Neue Energie Nr. 11/ 2007:** Franken, Marcus: Ungleiche Nachbarn, in Neue Energie Nr. 11/07, S.20-23, Hrsg.: BWE, Osnabrück
- Neue Energie Nr. 03/ 2008:** Rentzing, Sascha: Die perfekte Zelle, in Neue Energie Nr. 03/08, S.53-59, Hrsg.: BWE, Osnabrück
- Neue Energie Nr. 04/ 2008:** Rentzing, Sascha: Zoff im Kloster, in Neue Energie Nr. 04/08, S.41-43, Hrsg.: BWE, Osnabrück
- Nitsch 2007:** Nitsch, Joachim: Leitstudie 2007. Ausbaustrategie Erneuerbare Energien. Aktualisierung und Neubewertung bis zu den Jahren 2020 und 2030 mit Ausblick bis 2050, unter http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/leitstudie2007_zusf.pdf
- Öko-Institut & Partner 2004:** Fritsche, U.R. et al.: Stoffstromanalyse zur nachhaltigen energetischen Nutzung von Biomasse, Hrsg. Öko-Institut, Freiburg 2004, unter http://www.oeko.de/forschung_beratung/projekte/abgeschlossene_projekte/dok/668.php?id=&anzeige=det&ITitel1=&IAutor1=&ISchlagw1=&sortieren=&dokid=236
- Paschen/ Oertel/ Grünwald 2003:** Paschen, Herbert/ Oertel, Dagmar/ Grünwald, Reinhard: Möglichkeiten geothermischer Stromerzeugung in Deutschland. Sachstandsbericht. Arbeitsbericht Nr. 84, TAB. Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag, Berlin, Februar 2003
- Prognos 2005:** Energie- und regionalwirtschaftliche Bedeutung der Braunkohle in Ostdeutschland, Berlin 2005, unter http://www.grueneliga.de/aktuell/prognos_zur_kohle.pdf
- RECCS 2007:** Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH, DLR – Institut für Technische Thermodynamik, Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung, Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung: RECCS. Strukturell-ökonomisch-ökologischer Vergleich regenerativer Energietechnologien (RE) mit Carbon Capture and Storage (CCS) ..., unter http://www.bmu.de/erneuerbare_energien/downloads/doc/38826.php
- ROG 1997:** Raumordnungsgesetz vom 18. August 1997 (BGBl. I S. 2081, 2102), zuletzt geändert durch Artikel 2b des Gesetzes vom 25. Juni 2005 (BGBl. I S. 1746)
- Sonne, Wind und Wärme 2008:** Koenemann, Detlef: Gute Aussichten für Brandenburg, in Sonne, Wind und Wärme 1/2008, S. 94-95, Hrsg. BVA Bielefeld
- Schiffer 2008:** Schiffer, Hans-Wilhelm: Deutscher Energiemarkt 2007, in Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Jahrgang 58 (2008), Heft 3, S. 36-47
- Schuster 2006:** René Schuster: Stellungnahme zum Gutachten „Energie und regionalwirtschaftliche Bedeutung der Braunkohle in Ostdeutschland“ der Prognos AG. Hrsg.: Grüne Liga Brandenburg, Potsdam Mai 2005, unter www.grueneliga.de

Schuster 2007: Schuster, René: Zur Zukunft der Lausitzer Braunkohle. Kohlebedarf des konventionellen Kraftwerksparks sowie Folgen für den Klimaschutz und die Inanspruchnahme von Siedlungen, unter: www.grueneliga.de

Statistische Berichte Land Brandenburg:

- Bericht PI 1 – j /05
- Bericht A I 3 – j /06
- Bericht EI1 – m 12/07

Statistisches Bundesamt 2008: Erhebung über Stromabsatz und Erlöse der Elektrizitätsunternehmen, Tabelle 2.1: Stromabgabe an Letztverbraucher (Sonder-/ Tarifabnehmer) und an andere EVU. Schriftliche Fragen an die Bundesregierung im Monat Februar 2008. Fragen Nr. 322, 323, 324 und 325 vom 11.03.2008

Thrän 2007: Daniela Thrän: Erneuerbare Energien in Ostdeutschland und Bilanz der wirtschaftlichen Effekte – Ein Markt mit Zukunft, Leipzig, Institut für Energetik und Umwelt gGmbH 2007 unter www.forumost.de/servlet/PB/show/1701568/Vortrag%20Dr.%20Daniela%20Thrn.pdf

TMWTA o.J.: Thüringer Ministerium für Wirtschaft, Technologie und Arbeit: Wirtschaftsbericht 2007 für den Freistaat Thüringen, unter www.thueringen.de/imperia/md/content/tmwta/publikationen/wirtschaft/wibe2007.pdf

TOTAL 2007: the lacq pilot project: aims and characteristics, unter <http://www.total.com-static/en/medias/topic2627/lacq-pilot-information-dossier.pdf>

TU Clausthal 2007: Tudeshki, H./ Könnecke, M./ Rebehn, T.: Studie zur Fortschreibung der Tagebauentwicklung im Lausitzer Braunkohlenrevier (Teil Brandenburg), übermittelt von Martin Berngruber, Grüne Liga Brandenburg

Wissenschaftsladen Bonn 2007: Bühler, Theo/ Klemische, Herbert/ Ostenrath, Krischan: Ausbildung und Arbeit für Erneuerbare Energien. Statusbericht 2007. Wissenschaftsladen Bonn, September 2007, unter http://www.bmu.de/erneuerbare_energien/downloads/doc-39917.php

VGE Jahrbuch 2008: Hrsg. Meller, Eberhard et al.: Jahrbuch der europäischen Energie- und Rohstoffwirtschaft. Essen, VGE Verlag

ZEP 2006: The European Technology Platform for Zero Emission Fossil Fuel Power Plants (ZEP): Strategic Research Agenda, unter <http://www.zero-emissionplatform.eu/website/docs/ETP%20ZEP/ZEP%20SRA%20-%20draft%2012.pdf>

ZUG 2012: Gesetz zur Änderung der Rechtsgrundlagen zum Emissionshandel im Hinblick auf die Zuteilungsperiode 2008 bis 2012 vom 7. August 2007, Bundesgesetzblatt Jg. 2007, Teil 1 Nr. 38, ausgegeben zu Bonn am 10. August 2007, S. 1788 – 1808.

b) Artikel und Inhalte ohne Autorennennung aus folgenden Webseiten (genaue Nennung der URL in den einzelnen Fußnoten)

www.bgr.bund.de

www.bine.info

www.bmbf.de

www.bmwi.de

www.bmu.de

www.bundesregierung.de

www.debriv.de

www.dokumentation.landtag-mv.de

www.dradio.de (v.a. mehrere Sendungen von 'Umwelt und Verbraucher' des DLF)

www.dwa.de (Deutsche Vereinigung für Wasserwirtschaft, Abwasser und Abfall e.V.)

www.enertrag.com

www.enro-geothermie.de

<http://www.eti-brandenburg.de> (Brandenburgische Energie Technologie Initiative)

www-genesis.destatis.de (Statistisches Bundesamt)

www.german-renewable-energy.com (Herausgeber: Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie)

www.ifm-bonn-org

www.kohlenstatistik.de

www.lr-online.de (Lausitzer Rundschau)

www.mibrag.de

www.nordex-online.com

www.oekostrom-saar.de

www.regierung-mv.de

www.register.dehst.de

www.repowersystems.de

www.reuters.com

www.rpvolsn.homepage.t-online.de (Regionaler Planungsverband Oberlausitz Niederschlesien)

www.rpv-west Sachsen.de (Regionaler Planungsverband Westsachsen)

www.romonta.de

www.smul.sachsen.de

www.stk.brandenburg.de

www.haidemuehl.de

www.vattenfall.de

c) Mailkontakte, persönliche oder telefonische Gespräche

Martin Berngruber, Grüne Liga Brandenburg

Thomas Brill und Thomas Nägler, Windpark Saar GmbH und Ökostrom Saar GmbH

Heiko Hoff und Nicolai Zwosta, Ökostrom Saar GmbH

Werner Bußmann, Bundesverband Geothermie e.V.

Jaqueline Daniel, Volker Lenz, Dr. Daniela Thrän; Institut für Energetik und Umwelt gGmbH

Carsten Ender, DEWI

Günther Frey, Juri Horst, Michael Janoschka und Michaela Schlichter, IZES

Bernd Günther, Verein für Heuersdorf e.V.

Bernd Holzer, PV-Solar-Dach GmbH

Dr. Ernst Huenges und Angela Spalek, GeoForschungszentrum Potsdam

Klaus Kröpelin, IHK Ostbrandenburg

Stephan Lubomierski, Investor Center Ostbrandenburg GmbH

Jeffrey Michel, Energieforscher und Energiebeauftragter der Gemeinde Heuersdorf

René Schuster, Grüne Liga Brandenburg

Thomas Siegmund, Bundesverband BioEnergie e.V.

Egbert Terholsen, ENERCON GmbH

Mike Wirtz, ENRO Geothermie GmbH

Dr. Werner Zittel, Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH