

# **Aufarbeitung von energiewirtschaftlichen Hintergrunddaten für neue Kraftwerksprojekte**

Endbericht

für die

Senatsverwaltung für Gesundheit, Umwelt  
und Verbraucherschutz Berlin

**Berlin, März 2008**

Dr. Katja Schumacher

Dr. Felix Chr. Matthes

**Öko-Institut e.V.**

**Büro Berlin**

Novalisstraße 10  
D-10115 Berlin  
Tel.: +49-30-280 486-80  
Fax: +49-30-280 486-88

**Büro Darmstadt**

Rheinstraße 95  
D-64295 Darmstadt  
Tel.: +49-61 51-81 91-0  
Fax: +49-61 51-81 91-33

**Geschäftsstelle Freiburg**

Merzhauser Str. 173  
D-79100 Freiburg  
Tel.: +49-761-452 95-0  
Fax: +49-761-452 95 - 88



## Zusammenfassung

Im Zusammenhang mit der geplanten Errichtung des Heizkraftwerkes (HKW) Klingenberg II wird in dieser Studie für den politischen Entscheidungsprozess die Aufarbeitung einer Reihe von energiewirtschaftlichen Hintergrunddaten und Bewertungen vorgenommen.

Dies betrifft vor allem

- die Einordnung des geplanten Kraftwerksprojektes in andere Neubauplanungen für Kraftwerke in Deutschland
- die wirtschaftliche Darstellbarkeit von Heizkraftwerken auf Kohle- und Erdgasbasis sowie
- die Erarbeitung eines Rahmens für weitere Untersuchungen.

Eine Analyse der derzeitigen Neubauaktivitäten bzw. der entsprechenden Planungen fossiler Kraftwerke ergibt, dass sich derzeit überwiegend erdgasbasierte Kraftwerke mit einer geplanten Inbetriebnahme vor 2010 im Bau befinden. Über diesen Zeithorizont hinaus werden überwiegend Stein- und Braunkohlen-Kraftwerke geplant und gebaut. Der Anteil der Erdgaskapazitäten ist vor allem für den Zeithorizont 2015 vergleichsweise klein. Allerdings sind gerade in jüngster Zeit eine Reihe von Kraftwerksprojekten abgebrochen und verschoben worden. Dies lässt sich in der Unsicherheit bezüglich einer Vielzahl von Bestimmungsgrößen (Entwicklung der Energiepreise, der CO<sub>2</sub>-Preise, Auslastung der Kraftwerke) begründen, die für die wirtschaftliche Bewertung von Kraftwerksprojekten aktuell besonders groß sind. Ebenso tragen in den letzten beiden Jahren erheblich gestiegene Preise für Neubaukraftwerke zu einer ungünstigeren Investitionssituation bei. Auch hat der neue Stellenwert der Klimaschutzpolitik die Erwartungen befördert, dass die Ausbauziele für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien sowie die Anstrengungen zur Stromeinsparung ernster genommen und auch die Möglichkeit zusätzlicher politischer Maßnahmen z.B. hinsichtlich CCS-Technologie (Neubaukraftwerke, Nachrüstungen) in Betracht gezogen werden. Darüber hinaus sind viele Kohlekraftwerksprojekte aus sehr unterschiedlichen Gründen mit massiven lokalen und regionalen Akzeptanzproblemen konfrontiert.

Die Wirtschaftlichkeitsanalyse für große Steinkohlen- und Erdgas-Heizkraftwerke hängt einerseits von der Perspektive (Investor bzw. Betreiber) und andererseits in erheblichem Maße von einer Reihe von Basisannahmen ab. Daher wurden in dieser Studie verschiedene Varianten und Perspektiven betrachtet, um die Sensitivität bzw. die Robustheit der Ergebnisse einordnen zu können. Die untersuchten Sensitivitäten beziehen sich primär auf die Entwicklung der Brennstoffpreise, der CO<sub>2</sub>-Preise, der Anlagenkosten und der Auslastung der Kraftwerke.

Aus der **Perspektive des Investors**, die vor allem auf den Kapitalwert der Investitionen bzw. die entsprechende Kapitalverzinsung abstellt, lässt sich zusammenfassen:

- Eine Investition sowohl in eine Steinkohlen-Heizkraftwerkanlage als auch in eine GuD-Heizkraftanlage ist in den meisten Varianten wirtschaftlich darstellbar ist.
- Einzige Ausnahme für die Steinkohle-KWK-Anlage bildet die ungünstige Situation hoher Investitionskosten und geringer Auslastung gekoppelt mit der Annahme einer stringenten Klimapolitik (und einem daraus resultierenden hohen CO<sub>2</sub>-Preis) oder hohen Brennstoffpreisen. In diesem Fall lässt sich die Wirtschaftlichkeit nur bei ausreichend hohem Strompreis (über 60 €/MWh) darstellen.
- Eine Ausnahme für die Erdgas-GuD-KWK-Anlage bildet jeweils die Hochpreisvariante für Erdgas und CO<sub>2</sub>, in der aus Investorperspektive die Anlage erst ab einem Strompreis von jeweils ca. 60 €/MWh wirtschaftlich ist.
- Die Verletzbarkeit der Wirtschaftlichkeit besteht für die kapitalintensive Steinkohlen-Kraftwerksinvestition in Bezug auf höhere Investitionskosten sowie niedrige Auslastung und führt unter Umständen dazu, dass die Investition keine ausreichende Rendite erbringt und sich damit gegebenenfalls wirtschaftlich nicht bzw. schlechter darstellt als die GuD-Anlage.
- Die Verletzbarkeit einer GuD-Anlage bezieht sich maßgeblich auf Veränderungen in den Erdgaspreisen und weniger auf Veränderungen der Investitionskosten oder der Auslastung. Dies erklärt sich durch die geringere Kapitalintensität der GuD-Anlage und die höheren brennstoffbedingten variablen Kosten. Unter der Annahme hoher Erdgaspreise stellt sich die GuD-KWK-Anlage wirtschaftlich prinzipiell schlechter dar als die Steinkohle-KWK-Anlage.

Für jede Variante wurden ebenfalls die finanzmathematischen Durchschnittskosten bestimmt, die Aufschluss über die Kostenkomponenten im durchschnittlichen Verlauf geben und auch als Stromgestehungskosten bezeichnet werden. Es zeigt sich, dass

- ohne Berücksichtigung der CO<sub>2</sub>-Kosten die Stromgestehungskosten für die Erdgas-GuD-KWK-Anlage in den dargestellten Varianten höher sind als die der Steinkohle-KWK-Anlage;
- sich diese Relation ändert, wenn die CO<sub>2</sub>-Kosten mitkalkuliert werden. In diesem Fall führt in allen dargestellten Varianten die erdgasbasierte Anlage zu geringeren Stromgestehungskosten als die steinkohlebasierte Anlage.

Aus der **Sicht des Betreibers** wird davon ausgegangen, dass die Investition erfolgt ist und die entsprechenden Kosten „verloren“ sind („*sunk costs*“). Die Betreibersicht auf ein Projekt beschränkt sich daher nur auf die Betriebskosten der Anlage und die entsprechenden Erlöse. Aus der Betreibersichtanalyse lässt sich zusammenfassen:

- Der Betrieb der beiden Anlagentypen (Steinkohle-KWK und GuD-KWK) liefert unter den angenommenen Brennstoff-, CO<sub>2</sub>- und Strompreisvarianten für alle Varianten positive Deckungsbeiträge und stellt damit einen wirtschaftlichen Betrieb dar.
- Der Gegenwartswert der Deckungsbeiträge ist höher für den Betrieb des Steinkohleheizkraftwerkes als für das Erdgas-GuD-Heizkraftwerk. Dies trifft auch bei relativ hohen CO<sub>2</sub>-Preisen zu (Variante CO<sub>2</sub>-Preis hoch), die sich aus der Auktionierung von CO<sub>2</sub>-Zertifikaten bei stringentem CO<sub>2</sub>-Minderungsziel ergeben können.

In den Berechnungen werden Annahmen über die Entwicklung der Strompreise getroffen. Die Strompreise ergeben sich durch den Preisbildungsmechanismus an der Strombörse und sind von den hier gewählten Kraftwerksvarianten unabhängig.

In Bezug auf die Umweltverträglichkeit lässt sich schließen, dass der Brennstoffeinsatz und vor allem die CO<sub>2</sub>-Emissionen in der erdgasbasierten Anlage deutlich geringer sind und die Spanne zu der steinkohlebasierten Anlage größer wird, je höher die Auslastung der Anlagen ist.

Um eine umfassende Bewertung zu ermöglichen, wird empfohlen verschiedene Aspekte des Projekts bzw. mögliche Alternativen vertieft zu untersuchen. Dabei geht es einerseits um mögliche Alternativen zum geplanten Kraftwerksprojekt auf Basis Steinkohle und andererseits um die verschiedenen Optionen, mit denen das geplante Projekt hinsichtlich seiner ökologischen Aspekte signifikant verbessert werden könnte, wobei insbesondere die Fragen einer Nachrüstung des Kraftwerks mit Anlagen zur Abtrennung von CO<sub>2</sub> bzw. zum Abtransport und zur Ablagerung des CO<sub>2</sub> eine besondere Rolle spielen.

Abschließend lässt sich sagen, dass die Beurteilung der Wirtschaftlichkeit einer Investition zum jetzigen Zeitpunkt von besonders hohen Unsicherheiten geprägt ist. Diese betreffen:

- Die Unsicherheit im Rohöl- und Erdgasmarkt. Handelt es sich um einen langfristigen Aufwärtstrend oder eine Blase?
- Die Entwicklung der Klimapolitik, des Zertifikatemarktes und damit verbunden der Preise für CO<sub>2</sub>-Zertifikate.
- Die Überhitzung des Anlagenmarktes, die sich durch den Aufbau neuer Produktionskapazitäten und eine langsam abflauende Nachfrage in Asien wieder beruhigen könnte.
- Technologische Neuentwicklungen, die eine zuverlässige Bewertung relevanter Technologien noch nicht zulassen (CO<sub>2</sub>-Abscheidung, Kohlevergasung, LNG-Transport).

Es ist zu erwarten, dass sich die momentan sehr großen Unsicherheiten in wesentlichen Randbedingungen in den nächsten Jahren zumindest teilweise verringern werden.

## Glossar

Anlegbare Wärmeerlöse	Wärmeerlöse nach dem Anlegbarkeitsprinzip, d.h. sie richten sich an an den Kosten der alternativen Wärmeversorgung, im Regelfall an einer dezentral erdgasbasierten Heizungsanlage, aus (legen sich an).
Barwert	(auch Gegenwartswert) In der Barwertmethode werden alle jährlich zu leistenden Zahlungen über den Betrachtungszeitraum einer jeweiligen Anlage addiert und auf den Zeitpunkt der Inbetriebnahme abdiskontiert. Der ermittelte Barwert wird relativ zu einem Jahreswert an erzeugtem Strom gesetzt.
Deckungsbeiträge	Differenz zwischen den erzielten Erlösen und den variablen Kosten. Es handelt sich also um den Betrag, der zur Deckung der Fixkosten zur Verfügung steht.
Gegenwartswert	(auch Barwert) In der Barwertmethode werden alle jährlich zu leistenden Zahlungen über den Betrachtungszeitraum einer jeweiligen Anlage addiert und auf den Zeitpunkt der Inbetriebnahme abdiskontiert. Der ermittelte Barwert wird relativ zu einem Jahreswert an erzeugtem Strom gesetzt.
Kohle-Gas-Spread	Preisdifferenz zwischen Kohle und Gas
Merit-Order	Einsatzreihenfolge von Kraftwerken entsprechend des ökonomischen Prinzips, dass nur diejenigen Kraftwerke Strom auf dem Spot-markt der Strombörse absetzen können, deren angebotener Preis geringer oder gleich dem Preis des letzten Kraftwerks ist, welches noch einen Zuschlag erhält, um den prognostizierten Bedarf zu decken.
Redispatch	Vorübergehendes Herunterfahren oder Abschalten von Kraftwerken aufgrund von Netzengpässen oder anderen Faktoren
Referenzfall	Preisentwicklung, die den durchschnittlichen Erwartungen ohne weitere Maßnahmen entspricht.
Stromgestehungskosten	Finanzmathematische Durchschnittskosten der Stromerzeugung

# Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Anlass, Einleitung und methodischer Ansatz .....</b>	<b>11</b>
<b>2</b>	<b>Übersicht zu derzeit verfolgten Kraftwerksprojekten .....</b>	<b>12</b>
<b>3</b>	<b>Vergleichende Wirtschaftlichkeitsanalyse für Erdgas- und Steinkohlen- Heizkraftwerke .....</b>	<b>18</b>
3.1	Einführung .....	18
3.2	Rahmendaten und Varianten.....	18
3.3	Wirtschaftlichkeitsrechnungen .....	22
3.3.1	<i>Investorsicht</i> .....	22
3.3.2	<i>Betreibersicht</i> .....	30
3.4	Umweltverträglichkeit .....	32
<b>4</b>	<b>Einfluss verschiedener Kraftwerksoptionen auf die Verbraucherpreise.....</b>	<b>34</b>
<b>5</b>	<b>Ansatzpunkte für weiteren Untersuchungsbedarf .....</b>	<b>36</b>
5.1	Konsequenzen für das geplante Kraftwerksprojekt aus einer Änderung der energie- und klimapolitischen Rahmenbedingungen.....	36
5.2	Mögliche Alternativen zum geplanten Steinkohlen-Kraftwerksprojekt .....	36
5.2.1	<i>Vorbemerkungen</i> .....	36
5.2.2	<i>Konzept 1: Kleinere Steinkohlen-Anlage</i> .....	37
5.2.3	<i>Konzept 2: Erdgas-GuD-Anlagen</i> .....	38
5.2.4	<i>Konzept 3: Dezentrale Anlagen</i> .....	38
5.3	Mögliche Optionen zur Verbesserung des geplanten Steinkohlen- Kraftwerksprojekt.....	39
5.3.1	<i>Nachrüstung für die CO<sub>2</sub>-Abtrennung und -ablagerung (CCS)</i> .....	39
5.3.2	<i>Zufeuierung von Biomasse</i> .....	41
5.3.3	<i>Kombination mit einer Erdgas-Turbine</i> .....	41
<b>6</b>	<b>Literatur .....</b>	<b>43</b>

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1	Kumulierte Kapazität der in Planung und im Bau befindlichen fossilen Kraftwerke .....	13
Abbildung 2	Wirtschaftlichkeitsanalyse Investorsicht Variante 4 (hohe Betriebsstunden – 7000h/a, niedrige Investitionskosten – Steinkohle-KWK 900 €/kW, Erdgas-GuD-KWK 500 €/kW) .....	24
Abbildung 3	Wirtschaftlichkeitsanalyse Investorsicht Variante 1 (hohe Betriebsstunden 7000h/a, hohe Investitionskosten Steinkohle-KWK 1500 €/kW, Erdgas GuD-KWK 800 €/kW).....	25
Abbildung 4	Wirtschaftlichkeitsanalyse Investorsicht Variante 3 (niedrige Betriebsstunden 5000h/a, hohe Investitionskosten Steinkohle-KWK 1500 €/kW, Erdgas-GuD-KWK 800 €/kW) .....	27
Abbildung 5	Wirtschaftlichkeitsrechnung aus Betreibersicht.....	31
Abbildung 6	Wirtschaftlichkeitsrechnung aus Betreibersicht – Nettodarstellung .....	31
Abbildung 7	CO <sub>2</sub> -Emissionen und Brennstoffeinsatz der Stromerzeugung in Steinkohle-KWK und Erdgas-GuD-KWK mit alternativen Annahmen der Betriebsstunden .....	32

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1	Anzahl der geplanten oder in Bau befindlichen fossilen Kraftwerke .....	13
Tabelle 2	Kapazität (MW) der im Bau oder in Planung befindlichen fossilen Kraftwerksprojekte in Deutschland .....	14
Tabelle 3	Im Bau und in Planung befindliche Kraftwerke.....	15
Tabelle 4	Rahmendaten für Wirtschaftlichkeitsanalyse .....	19
Tabelle 5	Variantendaten Wirtschaftlichkeitsanalyse.....	21
Tabelle 6	Varianten für wirtschaftliche Kenngrößen .....	22
Tabelle 7	Kenngrößen Variante 4: niedrige Investitionskosten, hohe Auslastung .....	23
Tabelle 8	Kenngrößen Variante 1: hohe Investitionskosten, hohe Auslastung .....	25

Tabelle 9	Kenngößen Variante 3: hohe Investitionskosten, niedrige Auslastung .....	26
Tabelle 10	Stromgestehungskosten für drei verschiedene Varianten .....	29
Tabelle 11	Brennstoff- und CO <sub>2</sub> -Preisannahmen.....	30

# 1 Anlass, Einleitung und methodischer Ansatz

Im Zusammenhang mit der geplanten Errichtung des Heizkraftwerkes (HKW) Klingenberg II ist für den politischen Entscheidungsprozess die Aufarbeitung einer Reihe von energiewirtschaftlichen Hintergrunddaten und Bewertungen als erforderlich erachtet worden.

Dies betrifft vor allem

- die Einordnung des geplanten Kraftwerksprojektes in andere Neubauplanungen für Kraftwerke in Deutschland
- die wirtschaftliche Darstellbarkeit von Heizkraftwerken auf Kohle- und Erdgasbasis sowie
- die Erarbeitung eines Rahmens für weitere Untersuchungen.

Im Kapitel 2 des hier vorgelegten Berichts werden die Ergebnisse einer Überblicksanalyse zu den derzeit in Deutschland verfolgten Neubauprojekten im Bereich der Stromerzeugung dargestellt, wobei hier nur Kraftwerksprojekte auf Basis fossiler Brennstoffe berücksichtigt werden.

Das Kapitel 3 enthält die wesentlichen Annahmen und Ergebnisse einer exemplarischen Wirtschaftlichkeitsanalyse für große Steinkohlen- und Erdgas-Heizkraftwerke. Da die Wirtschaftlichkeitsanalyse einerseits von der Perspektive (Investor bzw. Betreiber) abhängt und zweitens in erheblichem Maße abhängig von einer Reihe von Basisannahmen ist, wurden verschiedene Varianten und Perspektiven betrachtet, um die Sensitivität bzw. die Robustheit der Ergebnisse einordnen zu können. Im Abschnitt 3.2 werden die verschiedenen Rahmenparameter und Varianten definiert, auf die in den folgenden Abschnitten Bezug genommen wird. Hinsichtlich der Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen wird im Kapitel 3.3.1 zunächst die Perspektive des Investors eingenommen, die vor allem auf den Kapitalwert der Investitionen bzw. die entsprechende Kapitalverzinsung abstellt. Im Abschnitt 3.3.2 wird dagegen davon ausgegangen, dass die Investition erfolgt ist und die entsprechenden Kosten „verloren“ sind („*sunk costs*“). Die Betreibersicht auf das Projekt beschränkt sich aus dieser Periode nur auf die Betriebskosten der Anlage und die entsprechenden Erlöse. Das Kapitel 3.4 enthält dann einen kompakten Vergleich der CO<sub>2</sub>-Emissionen für die betrachteten Kraftwerksprojekte in den verschiedenen Betriebsvarianten. In Kapitel 4 wird der Einfluss verschiedener Kraftwerksoptionen auf die Verbraucherpreise untersucht.

Im abschließenden Kapitel 5 werden verschiedene Fragestellungen skizziert, die hinsichtlich des Projekts bzw. möglicher Alternativen vertieft untersucht werden sollten, um eine umfassende Bewertung zu ermöglichen. Dabei geht es einerseits um mögliche Alternativen zum geplanten Kraftwerksprojekt auf Basis Steinkohle (Kapitel 5.2) und andererseits um die verschiedenen Optionen, mit denen das geplante Projekte hinsichtlich seiner ökologischen Aspekte signifikant verbessert werden könnte (Kapitel 5.3), wobei insbesondere die Fragen einer Nachrüstung des Kraftwerks mit Anlagen zur Abtrennung von CO<sub>2</sub> bzw. zum Abtransport und zur Ablagerung des CO<sub>2</sub> eine besondere Rolle spielen.

## 2 Übersicht zu derzeit verfolgten Kraftwerksprojekten

Dieser Abschnitt bietet eine Zusammenstellung zum Planungsstand von Neubaukraftwerken auf Basis fossiler Energieträger und erlaubt damit, das geplante Vorhaben für Berlin Klingenberg in die allgemeine Planung und Entwicklung des Kraftwerksparks in Deutschland einzuordnen.

Für jeden identifizierten Kraftwerksblock wurden die folgenden Angaben recherchiert und in einem einheitlichen Raster zusammengestellt

1. Betreiber
2. Kraftwerk/Standort
3. vorgesehene Energieträger
4. elektrische Leistung (netto)
5. Wirkungsgrad
6. Inbetriebnahmejahr
7. Investitionssummen (ggf. Schätzungen)
8. Planungs- und Genehmigungsstand/ weitere Projektspezifika (vorgesehene Fernwärmeauskopplung/Küstenstandort etc.)

Als Quellen für die Recherche dienen Verbandsangaben, Unternehmensdarstellungen, Presseberichte, Ankündigungen in der Fachpresse sowie Zusammenstellungen des Weltenergieberichtes (WEC 2006), der Platts Datenbank (2007) und von Umweltorganisationen (BUND), die dann jeweils mit eigenen Daten abgeglichen wurden.

Die auf fossilen Brennstoffen basierenden Anlagen mit einer Kapazität von größer 100 MW, die in Deutschland im Bau sind oder sich in Planung befinden, sind in Tabelle 3 zusammengefasst. Zu beachten ist, dass es sich bei der Aufstellung in Tabelle 3 um eine Momentaufnahme (Stand Dezember 2007) handelt. Bei der Interpretation der Tabelle ist zu berücksichtigen, dass die Realisierung der Projekte von Rahmenbedingungen abhängt, die unsicher sind und sich noch (auch kurzfristig) entscheidend ändern können. Die Unternehmen erfassen jeweils die aktuellen Marktentwicklungen und passen ihre Planungen entsprechend an. Teilweise kann es sich bei den aufgeführten Projekten auch um Alternativprojekte handeln oder es kann zu Standortverschiebungen kommen. Soweit dies zum jetzigen Zeitpunkt erkennbar ist, findet es in der Tabelle Erwähnung. Es wurde keine Bewertung der Realisierungswahrscheinlichkeit von einzelnen Projekten vorgenommen. Projekte, die nach aktuellen Informationen der Unternehmen zurückgenommen wurden, sind nicht aufgeführt.

Zusammengefasst ergibt die Recherche, dass sich in Deutschland derzeit insgesamt 52 Kraftwerke im Bau oder in Planung befinden. 29% sollen bis zum Jahr 2010 in Betrieb genommen werden und befinden sich daher zum Großteil bereits im Bau (für den jeweils genauen Projekt- bzw. Genehmigungsstand siehe Tabelle 3). Der weitaus überwiegende Teil (87%) dieser Projekte basiert auf dem Brennstoff Erdgas. Für 42% der Projekte wird ein Inbetriebnahmezeitpunkt zwischen 2011 und 2015 anvisiert. In diesem Zeitraum sind überwiegend Steinkohlekraftwerke in der Planung (82%). Für die

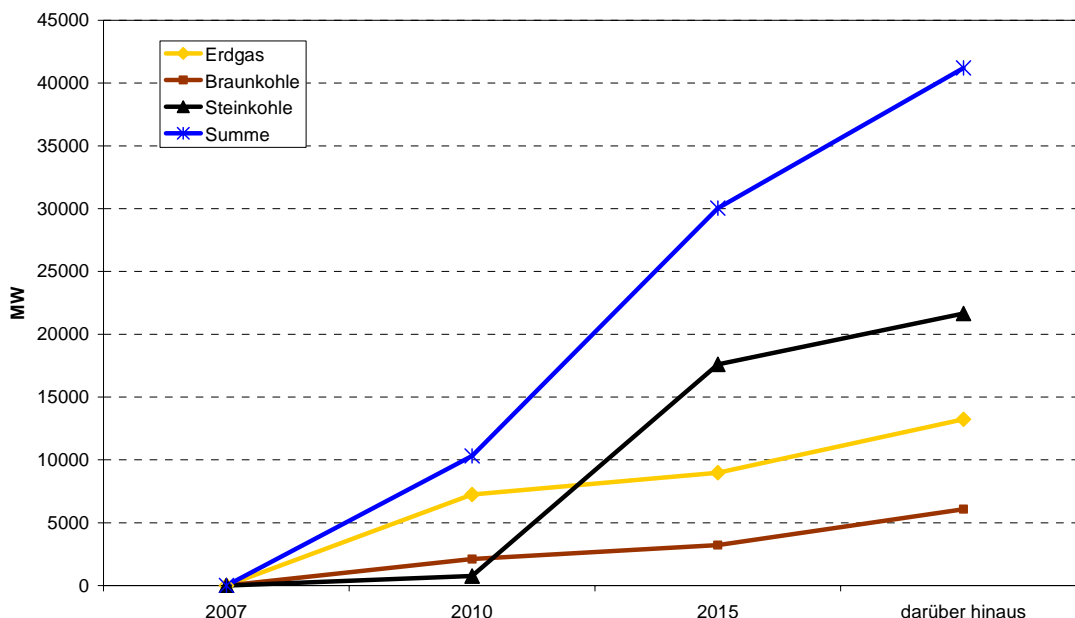
verbleibenden offenen Planungen stehen Kohle- und Erdgasbasierte Projekte in einem ausgewogenen Verhältnis.

Tabelle 1 Anzahl der geplanten oder in Bau befindlichen fossilen Kraftwerke

	Inbetriebnahmejahr			
	Gesamter Zeitraum	bis 2010	2011-2015	offen
Erdgas	23	13	2	8
Braunkohle	5	1	2	2
Steinkohle	24	1	18	5
Summe	52	15	22	15

Quelle: Öko-Institut

Abbildung 1 Kumulierte Kapazität der in Planung und im Bau befindlichen fossilen Kraftwerke



Quelle: Öko-Institut

In Abbildung 1 und Tabelle 2 ist die zeitliche Entwicklung des Kraftwerkszubaues bis 2015 und darüber hinaus, differenziert nach den unterschiedlichen Primärenergieträgern, dargestellt. Die Gesamtzahl der in der Planung bzw. sich im Bau befindlichen Projekte ergibt eine zusätzliche Kapazität von 41 GW für Deutschland. Der Grossteil des Kapazitätszuwachses durch Steinkohleprojekte ist für die Periode 2011 bis 2015 in Planung.

*Tabelle 2 Kapazität (MW) der im Bau oder in Planung befindlichen fossilen Kraftwerksprojekte in Deutschland*

	Inbetriebnahme		
	bis 2010	2011 bis 2015	darüber hinaus
Erdgas	7 253	1 730	4 260
Braunkohle	2 100	1 120	2 860
Steinkohle	750	16 865	4 045
Summe	10 103	19 715	11 165

Die Angaben zur Unterteilung der Projekte in verschiedene Brennstoffkategorien sind unter dem Vorbehalt zu interpretieren, dass Unternehmen in einigen Fällen alternative Brennstoffarten prüfen und eine Festlegung noch nicht erfolgt ist. Je nach Größe des Vorhabens können sich damit signifikante Verschiebungen zwischen den Brennstoffkategorien ergeben. Der ausgeprägte Fokus der Planungen auf Steinkohle ist unter anderem Ausdruck der Unsicherheit der Unternehmen über die Entwicklung des Erdgasmarktes, zum einen in Bezug auf den starken Preisanstieg zum anderen in Bezug auf die beginnende Liberalisierung der Gasmärkte.

Tabelle 3 Im Bau und in Planung befindliche Kraftwerke

	Betreiber	Kraftwerk	Vorges. Energieträger	Leistung MW (el. netto)	Wirkungsgrad (%)	Inbetriebnahme	Investitionssumme Mio €	Planungs- und Genehmigungsstand/ andere Projektspezifika
1	Mark-E AG/Statkraft	Herdecke CC GT 1	Erdgas	400	60%	2007	220	GuD / Inbetriebnahmephase läuft / Ersatz für Block H2 stillgelegt 2004
2	RWE Power	Weisweiler	Erdgas	270		2007	150	Erweiterung
3	Statkraft	Hürth	Erdgas	812	59%	2007	450	GuD/im Bau
4	Trianel Power	Hamm-Uentrop CC 1	Erdgas	800	58%	2007	450	GuD/Inbetriebnahmephase läuft seit 26.10.07
5	Vattenfall Europa	Hamburg - Tiefstack	Erdgas	125		2007	82	GuD/im Bau
6	Braunschweiger Versorgungs AG	Braunschweig Nord CC	Erdgas	400	59%	2008		
7	Vattenfall Europe AG	Reuter West GT Berlin	Erdgas	150		2008		Vattenfall zieht drei (alternative) Standorte in Berlin in Betracht um Fernwärmeversorgung zu sichern
8	E.ON Kraftwerke GmbH	Irsching 5 GT 1	Erdgas	820	58%	2009	450	Kooperation von E.ON Kraftwerke GmbH (60 Prozent), Hannover, N-ERGIE AG, Nürnberg (25 Prozent) und Mainova AG, Frankfurt (15 Prozent), im Bau
9	RWE Power AG	Emsland Lingen D GT 1	Erdgas	876	59%	2009	500	GuD/Grundsteinlegung 15.6.07/zusätzlich Bau eines Erdgasröhrenspeichers
10	RWE Power AG	Neurath F und G	Braunkohle	2100	43%	2010	2200	BimSchG Genehmigung (Vorbescheid und Teilgenehmigung am 23.6.05.) EU Beschwerde (FFH) läuft noch. Im Bau
11	Advanced Power SA	Boholt AP CC	Erdgas	400		2010	250	GuD
12	Gazprom (Rus)-Soteg (Lux)	Eisenhüttenstadt CC 1 und 2	Erdgas	800		2010	400	Gazprom via Gazprom Marketing & Trading (London); Soteg ist ein Joint Venture aus luxemburgischen Staat, Arcelor, Saar Ferngas und E.ON
13	Iberdrola, HGW Projektentwickler	Macklar-Marbach	Erdgas	1000	57-60%	2010	500	Anbindung an Ferngasleitung (3), Umspannwerk und Autobahn
14	Nuon Deutschland GmbH	Griesheim CC	Erdgas	400		2010		GuD/CCGT/ Entscheidung in 2008
15	Salzgitter AG	Hallendorf New 1 und 2	Anderer	220		2010	200	2x110 MW/ Hochofen-, Stahl- und Koks gas/ Komplett-Modernisierung des bestehenden Kraftwerks
16	STEAG-EVN	Duisburg-Walsum 10	Steinkohle	750	46%	2010	800	EVN-Anteil 49%/ Baubeginn Okt. 2006; Errichtung durch Hitachi Power Europe
17	Vattenfall Europe AG	Boxberg R	Braunkohle	670	44%	2011	1000	Genehmigung im Dez. 2006 erteilt/ Grundsteinlegung im April 2007 erfolgt
18	E.ON Kraftwerke GmbH	Irsching 4 GT 1	Erdgas	530	60%	2011		Forschungsprojekt mit Siemens / im Bau / nach Testbetrieb der 340 MW-Gasturbine Ausbau zur GuD-Anlage
19	E.ON Kraftwerke GmbH	Datteln 4	Steinkohle	1050	46%	2011	1000	davon 300 MW Bahnstrom/ Baubeginn erfolgt/ max. Wärmeauskopplung 320 MW/ Ersatz für Blöcke 1 -3/Vorbescheid und erste Teilgenehmigung
20	EWM/Internat. SW-Konsortium	Ruhrgebiet	Steinkohle	1100		2011	1000	
21	Kraftwerke Mainz-Wiesbaden	Mainz	Steinkohle	800	46%	2011	1200	Genehmigungsantrag eingereicht/ Genehmigungsverfahren bis Ende 2008 / zusätzlich 210 MW/Platz für CCS auf Gelände
22	Concord Power GmbH & Co. Lubmin	Concord Lubmin-1 CC 1, 2 und 3	Erdgas	1200		2012	600	GuD/ Planfeststellung für Pipeline "Nordal" abgeschlossen / Änderungsgenehmigung für 1.200 mm Leitungsdurchmesser erfolgt / Anschluss an Ostseepipeline wird verhandelt

	Betreiber	Kraftwerk	Vorges. Energieträger	Leistung MW (e.l. netto)	Wirkungsgrad (%)	Inbetriebnahme	Investitionssumme Mio €	Planungs- und Genehmigungsstand/ andere Projektspezifika
23	Dong Energy Germany	Lubmin 1: 1 und 2	Steinkohle	1600	47%	2012	1500	Genehmigungsantrag soll Ende 2007 gestellt werden/ Mögl. Baubeginn Herbst 2008/ Scoping Termin bereits erfolgt/ Clean-Coal-Technologie/ Aufträge für Dmperzeuger (Aistom) und Turbinen (Doosan Babcock Energy) vergeben
24	E.ON Kraftwerke GmbH/Stadtwerke Hannover	Staudinger 6 (Großkrotzenburg)	Steinkohle	1055	46%	2012	1200	Scoping Dez. 06/ Einwendungsverfahren Ende 2007/ noch kein Antrag nach BImSchG/ vorab Raumordnungsplan von RP Darmstadt verlangt/ Projekt zusammen mit Stadtwerke Hannover, / CCS konzeptionell vorgesehen
25	Electrabel Deutschland AG	Brunsbüttel, Stade oder Wilhelmshaven	Steinkohle	800	>46%	2012	1000	2 Kraftwerke geplant/ Alternative Standorte Brunsbüttel, Stade oder evtl. Wilhelmshaven/ für Stade Anschlussvertrag mit Vattenfall Transmission, Firma Hitachi beauftragt/ Scopingtermin Brunsbüttel und Wilhelmshaven
26	Electrabel Deutschland AG	Brunsbüttel, Stade oder Wilhelmshaven	Steinkohle	800	>46%	2012	1000	Standortentscheidung im Sommer 2007/ Genehmigungsverfahren beginnen in Kürze; Standortentscheidung abhängig vom Verlauf der Genehmigungsverfahren/ erster Vertrag mit VE für Brunsbüttel
27	ENBW Energie Baden-Württemberg	RDK (Karlsruhe 8)	Steinkohle	820	46%	2012	830	Aufsichtsratsbeschluss liegt vor/ KWK mit 220 MW thermisch / el. Wirkungsgrad rd. 46%, inkl. Wärmeauskopplung 58% Nutzungsgrad / Baubeginn für Frühjahr 2008 geplant/ Fläche für Nachrüstung vorhanden
28	RWE Power	Hamm-Uentrop Westfalen D und E	Steinkohle	1500	46%	2012	1300	zus. Wärmeauskopplung geplant / Abschaltung 3x600MW 2010 bis 2014 / mögl. Beteiligung für 350 MW an 26 Stadtwerke / Arbeitsgruppe Gemeinschafts-kraftwerk Kohle (Gekko) gebildet
29	Stadtwerke Düsseldorf AG	Lausward F	Steinkohle	400	46%	2012		KWK-Anlage/ Fernwärmeleistung 300 MW th / elektrischer Wirkungsgrad 45%, Gesamtwirkungsgrad 74% / Ersatz für Altanlagen (3 Blöcke Lausward) / Vorstandsentscheidung in 2008/ Scoping Termin bereits erfolgt/ CCS ready in Betracht gezogen, Fläche nicht vorhanden
30	Südweststrom Kraftwerk GmbH/Iberdrola	Brunsbüttel SWS 1	Steinkohle	800		2012		Optionsvertrag für Standort wurde abgeschlossen/ Südweststrom übernimmt Standortversicherung, Iberdrola Planung, Bau und Betrieb/ geplanter Baubeginn 2009, Erwerbierung auf 1.600 MW möglich (1.6 Mrd. EUR)/ Scoping Termin 30.10.2007
31	Trianel European Energy Trading	Krefeld-Uerdingen	Steinkohle	750	46%	2012	1000	Beteiligung von 26 Stadtwerken/ zusätzlich Belieferung des Chemieparks mit Strom und Prozessdampf / Antrag zum Genehmigungsverfahren im 1. Q 07/ Ablehnung durch Stadtrat im März 2007 / weitere Verhandlungen laufen/ Änderung Regionalplans geplant 12.2007/ CCS Nachrüstung möglich
32	Trianel European Energy Trading	Lünen 4	Steinkohle	750	46%	2012		Beteiligungen aus D, A, CH/ Genehmigungsantrag Anfang 2007/ Trianel Power Projektgesellschaft Kohlekraftwerk (TPK) gegründet / Vertragsabschluss zum Bau mit Siemens und Austrian Energy & Environment im Sept. 2007, Baubeginn für 2008 geplant/ Kooperation mit STEAG/ Evonik bzgl. Stromableitung/ Netzanbindung (derzeit nicht ausreichend)/

	Betreiber	Kraftwerk	Vorges. Energieträger	Leistung MW (el. netto)	Wirkungsgrad (%)	Inbetriebnahme	Investitionssumme Mio €	Planungs- und Genehmigungsstand/ andere Projektspezifika
33	Vattenfall Europe AG	Hamburg Moorburg 3 und 4	Steinkohle	1640	47%	2012	1800	KWK/ 450 MW thermisch/ Baubeginn für 2007 geplant/BImSchG und WHG Verfahren abgeschlossen/ Genehmigung für vorzeitigen Baubeginn nach BImSchG erteilt 14.11.07/ Mglw. Klage von BUND HH
34	RWE Power	IGCC-Kraftwerk Dörpen	Braunkohle	450		2014	1000	Energieträger wird momentan geprüft/ Entscheidung in 2007/ CCS-Anlage Kaufoptionsvertrag für Grundstück abgeschlossen / optional wird Gaskraftwerk geprüft/ Baubeginn für Ende 2009/Anfang 2010 geplant/ CCS
36	E.ON Kraftwerke GmbH	Wilhelmshaven B	Steinkohle	500	50%	2014	1000	700 Grad/350 bar- Technologie / Wirkungsgrad >50% / Baubeginn für 2010 geplant/Küstennah/50+ Kraftwerk/entspricht COMTES700
37	Gemeinschaftskraftwerk Kiel	Kiel	Steinkohle	800		2015	1000	Investitionsentscheidung in 2008, zus. 450 MW thermisch / Bausstart in 2011 / Ersatz für bestehende Anlage/ Verschiebung der Entscheidung um 2-3 Jahre/ CCS in Betracht gezogen
38	Vattenfall Europe AG	Berlin Klingenberg 7	Steinkohle	800		2015	1000	KWK; zusätzlich 650 MW thermisch/ Standort mglw. Klingenberg / Projekt wird geprüft / Energieträger noch offen/städtebauliche Prüfung (relevant für B-Planverfahren)
39	Mibrag	Profen	Braunkohle	660		offen	950	Projekt wird momentan geprüft/ Ersatz für Deuben und Mumsdorf
40	RWE	Bergheim-Niederaussem Block 3 und 4	Braunkohle	2200		offen		Frühe Planungsphase/ Regionplanänderung wurde abgelehnt
41	Electrabel	Offen	Erdgas	400		offen		Projekt wird momentan geprüft
42	ENBW Energie Baden-Württemberg	RDK (KARLSRUHE) 9	Erdgas	400	58%	offen	220	Umbau des Dampfkraftwerks RDK zu einer GuD-Anlage (RDK 6S), Modernisierung der bestehenden Gebäude und Neubau des Kesselhauses / Wirkungsgrad rd. 58% / definitive Investitionsentscheidung steht noch aus
43	ENBW Energie Baden-Württemberg	Concord Lubmin II CC 1, 2 und 3	Erdgas	1200		offen	600	
44	Gesellschaft für Stromhandel	Ruhrgebiet	Erdgas	400		offen		
45	Iberdrola	Lauchhammer	Erdgas	1100		offen	300	
46	Infraserv Höchst	Frankfurt	Erdgas	100		offen		Ersatzbrennstoff / im Bau
47	Stadtwerke Lippstadt GmbH	Lippstadt	Erdgas	260		offen	200	GuD
48	Südwestdeutsche Stromhandels-gesellschaft	Südweststrom Projekt Wertheim	Erdgas	400		offen		in Kooperation mit Iberdrola
49	GKM	Mannheim	Steinkohle	260		offen		Antrag auf BImSchG Genehmigung wird vorbereitet
50	Infracor	Marl	Steinkohle	1140		offen		
51	KW Euer	Geisenkirchen	Steinkohle	1055		offen		
52	STEAG	Weiter	Steinkohle	790		offen		Quelle unsicher/evtl. nicht mehr in Betracht gezogen
53	Südweststrom Kraftwerk GmbH/Iberdrola	Brunsbüttel	Steinkohle	800		offen		Option einen zu eiten Block zu bauen, ist von Iberdrola Süd-West-Strom offen geplant

## 3 Vergleichende Wirtschaftlichkeitsanalyse für Erdgas- und Steinkohlen-Heizkraftwerke<sup>1</sup>

### 3.1 Einführung

In diesem Abschnitt wird die Wirtschaftlichkeit von zwei repräsentativen Steinkohle- und Erdgas-Heizkraftwerken untersucht. Die Steinkohlenanlage orientiert sich dabei an dem derzeit für den Standort Klingenberg II verfolgten Anlagenkonzept. Die Erdgasanlage orientiert sich an einem repräsentativen großen Heizkraftwerk auf Erdgasbasis.

Die Wirtschaftlichkeit wird hinsichtlich zweier Fragestellungen analysiert und bewertet:

- Wie stellt sich die Wirtschaftlichkeit aus Sicht der Investoren dar (Barwert der Investition)?
- Wie stellt sich die Wirtschaftlichkeit des Anlagenbetriebs dar (Einordnung in das Strompreisgefüge auf den Großhandelsmärkten)?

### 3.2 Rahmendaten und Varianten

Für die Analyse wurden zunächst allgemeine und kraftwerksspezifische Rahmendaten bestimmt. Es wird von einer Inbetriebnahme des Kraftwerks im Jahr 2015 ausgegangen. Die Kapazität der Anlage wird auf 800 MW elektrisch und 650 MW thermisch festgelegt. Der Abschreibzeitraum wird auf 30 Jahre bei einem Zinssatz von 10% angesetzt. Die alternativen Annahmen bzgl. des Wirkungsgrads und fixer und variabler Betriebskosten sind in Tabelle 4 hinterlegt.

Hinsichtlich bestimmter wichtiger Parameter werden **alternative Varianten** analysiert, die die Robustheit der Rechnungen prüfen sollen. Die Varianten unterscheiden sich hinsichtlich der Annahmen über Brennstoffpreise, CO<sub>2</sub>-Preise, Investitionskosten, Betriebsstunden und Strompreise (siehe Tabelle 5).

**Brennstoffpreise:** Ausgangspunkt für die Projektionsvarianten der Brennstoffpreise für Erdgas und Steinkohle sind verfügbare Ölpreisprojektionen. Unter den gegenwärtigen Projektionen, wie sie z.B. von der IEA (2007), der EIA (2008) von Prognos (2006) erstellt werden, lässt sich die Ölpreisprojektion der IEA mit einer Projektion von 60 US\$/bbl für 2030 als Mainstream bzw. als Referenzfall betrachten. Aus den Ölpreis-Szenarien, aus Annahmen über Wechselkursentwicklungen und jeweilige Preisrelationen können Brennstoffpreis-Szenarien für Steinkohle und Erdgas für Deutschland abgeleitet werden. Bei den hier verwendeten Preisen frei Kraftwerk kommen zu den Importpreisen Kosten für Transport (Steinkohle) sowie Netznutzung (Erdgas) hinzu. Der in dieser Studie unterlegte Brennstoffpreis-Referenzfall basiert dabei auf den Projektionen des World Energy Outlook (IEA 2007), während der Hochpreisfall auf der Studie der Energy Information Administration (EIA 2007) aufbaut.

---

<sup>1</sup> In diesem Zwischenbericht werden die Bezeichnungen Erdgas-Heizkraftwerk und Erdgas-GuD-KWK sowie Steinkohlen-Heizkraftwerke und Steinkohle-KWK synonym verwendet

Tabelle 4 Rahmendaten für Wirtschaftlichkeitsanalyse

<b>Rahmendaten</b>			
Inbetriebnahme		2015	
Planungszeitraum		30	
Verzinsung		10%	
<b>Emissionsfaktoren</b>			
Steinkohle	t CO <sub>2</sub> /TJ	94	
Erdgas	t CO <sub>2</sub> /TJ	56	
<b>Kraftwerksbezogene Daten</b>		<b>Steinkohle KWK</b>	<b>GuD KWK</b>
Kapazität der Anlage	MW <sub>el</sub> netto	800	800
	MW <sub>th</sub> netto	650	650
Wirkungsgrad (elektrisch) effek	%	46%	61%
Versicherungskosten	Anteil der Investitionskosten p.a.	1%	1%
Bauherreneigenleistung	Anteil der Investitionskosten	15%	15%
Personalkosten	Mio. € p.a.	200 Angestellte a 60.000 Euro p.a.	50 Angestellte a 60.000 Euro p.a.
variable Betriebskosten	€/MWh <sub>el</sub>	2	0,5
fixe Betriebskosten (Betriebs- und Instandhaltungskosten)	€/kWh <sub>el</sub>	27 €/kW in 2015 (1% Steigerungsrate p.a.)	12 €/kW in 2015 (1% Steigerungsrate p.a.)
Abrisskosten (Ende der Abschreibungszeit)	€/kWh <sub>el</sub>	45	45

**CO<sub>2</sub>-Preise:** Die Projektionen der CO<sub>2</sub>-Preise orientieren sich an den Brennstoffpreisprojektionen. Empirisch kann – einen funktionierenden Emissionshandel mit ausreichendem Cap vorausgesetzt – eine Korrelation zwischen der Preisdifferenz zwischen Kohle und Gas (Kohle-Gas-Spread), als kurzfristig mögliche Option der CO<sub>2</sub>-Minderung durch Brennstoffwechsel, und dem CO<sub>2</sub>-Preis abgeleitet werden. Grundlagen für den Verlauf der CO<sub>2</sub>-Preisszenarien sind demnach der Verlauf der abgeleiteten Steinkohle- und Erdgaspreis-Szenarien und der daraus folgende Kohle-Gas-Spread. In den hier vorliegenden Berechnungen wird ein Band für die Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Preise angenommen. Im Referenzfall wird ein Wert von 20 €/t CO<sub>2</sub> in 2010 unterstellt, der sich bis 2030 auf 35 €/t CO<sub>2</sub> einpendelt, während im Hochpreisszenario von einem Anstieg von 30 €/t CO<sub>2</sub> in 2010 auf 50 €/t CO<sub>2</sub> bis 2030 ausgegangen wird. Höhere CO<sub>2</sub>-Preise würden sich ergeben in Reaktion auf höhere Energiepreise bzw. im Falle von sehr ambitionierten Klimaschutzzielen, bei denen deutlich stärkere Emissionsminderungen erfolgen müssen als im Referenzszenario. In den Berechnungen wird ebenso davon ausgegangen, dass die CO<sub>2</sub>-Zertifikate veräußert werden und demnach nicht kostenlos verfügbar sind.

**Investitionskosten:** Investitionskosten spielen eine wesentliche Rolle in der Beurteilung der Wirtschaftlichkeit. Sie spiegeln die Kraftwerkskosten, Genehmigungskosten, und Zinskosten wider und stellen damit den Kapitalbedarf des Investors zu Beginn einer Bautätigkeit dar.

Derzeit können am Anlagenmarkt massive Verteuerungen von Kraftwerkstechnologien beobachtet werden. Die Kraftwerkspreise für Kohle- und auch für Gasttechnologien sind in den letzten zwei Jahren stark gestiegen. Der Preisanstieg wird insbesondere mit der hohen Nachfrage nach Kraftwerkstechnologien aus dem asiatischen Raum sowie den aus gleichem Grund gestiegenen Stahl- und anderen Materialpreisen in Verbindung gebracht. Hinsichtlich der Investitionskosten werden daher in den hier vorliegenden Berechnungen eine Niedrig- und eine Hochkostenvariante unterschieden. Die Hochvariante trägt dabei den in letzter Zeit beobachtbaren Preissteigerungen des Anlagenbaus Rechnung.

**Volllaststunden:** Für die Betriebsstunden (elektrisch) werden drei Varianten (5000 h/a, 6000 h/a, 7000 h/a) untersucht, da in einem liberalisierten Markt der Kraftwerkseinsatz gemäß der Grenzkosten der Stromerzeugung der Kraftwerke bestimmt wird. Die sich daraus ergebende Merit-Order bezeichnet die Einsatzreihenfolge der Kraftwerke entsprechend des ökonomischen Prinzips, dass nur diejenigen Kraftwerke Strom auf dem Spot-Markt der Strombörse absetzen können, deren angebotener Preis geringer oder gleich dem Preis des letzten Kraftwerks ist, welches noch einen Zuschlag erhält, um die prognostizierten Bedarf zu decken. Aus diesem Grund kann die Auslastung der Kraftwerke nicht mehr von vorneherein abgesehen werden. Ebenso kann es aufgrund eines deutlichen Ausbaus im Bereich erneuerbarer Energien und einer zunehmenden Errichtung von Kraftwerkskapazitäten im bestehenden Netz zu möglichen Netzengpässen kommen, so dass Kraftwerke vorübergehend heruntergefahren bzw. abgeschaltet werden müssen und eine maximale Auslastung über das Jahr hinweg nicht mehr sichergestellt werden kann. Dieser Vorgang wird Redispatch genannt. Diese Notwendigkeit kann sich auch ergeben, wenn sich die Kosten für den Redispatch von Kraftwerkskapazitäten am Ende als geringer erweisen als der Netzausbau. Die thermischen Betriebsstunden sind auf 85% der elektrischen Betriebsstunden festgelegt.

**Strompreise:** Für die wirtschaftliche Bewertung verschiedener Erzeugungsvarianten ist entscheidend, welche Erlöse für die Stromproduktion erzielt werden. Die Strompreise, die für die Bestimmung der Stromerlöse eine wichtige Rolle spielen, werden in den folgenden Berechnungen mit jeweils 55, 60, 65, und 70 €/MWh den Kostenvarianten gegenübergestellt. Es sei darauf hinzuweisen, dass diese Varianten ad hoc Annahmen darstellen, die eine Reihe von Erwartungen zur Entwicklung der Stromerlöse in einer Bandbreite widerspiegeln.

Tabelle 5 Variantendaten Wirtschaftlichkeitsanalyse<sup>2</sup>

<b>Brennstoffpreise (€/GJ)</b>	<b>2015</b>	<b>2030</b>	<b>2045</b>
Steinkohlepreis frei Kraftwerk Referenz (WEO 2007)	2,72	3,20	3,41
Steinkohlepreis frei Kraftwerk Hoch (EIA 2007)	3,71	5,05	5,80
Gaspreis frei Kraftwerk Referenz (WEO 2007)	8,13	9,61	10,24
Gaspreis frei Kraftwerk Hoch (EIA 2007)	11,18	15,29	17,60
<b>CO2 Preise (€/t CO2)</b>	<b>2010</b>	<b>2030</b>	<b>2045</b>
CO2 Preis <b>Referenz</b>	20	35	35
CO2 Preis <b>Hoch</b>	30	50	50
<b>Investitionskosten (€/kW)</b>			
Invest.kosten Steinkohlekraftwerk Hoch	1 500		
Invest.kosten Steinkohlekraftwerk Niedrig	900		
Invest.kosten GuD Hoch	800		
Invest.kosten GuD Niedrig	500		
<b>Betriebsstunden Strom (h/a)</b>			
Niedrig	5 000		
Mittel	6 000		
Hoch	7 000		
<b>Strompreise (€/MWh)</b>			
Niedrig	55		
Mittel 1	60		
Mittel 2	65		
Hoch	70		

Quelle: Öko-Institut.

Tabelle 6 bietet einen Überblick über die 6 Varianten mit jeweils 3 Untervarianten, die im Rahmen der Wirtschaftlichkeitsanalyse untersucht werden. Die Varianten unterscheiden sich im Wesentlichen in ihren Annahmen bezüglich der Höhe der Investitionskosten und der Auslastung in Betriebsstunden. Für jede Kombinatorik an Investitionskostenhöhe und Auslastungshöhe werden Untervarianten gebildet, die die oben beschriebenen Erwartungen über die Entwicklung der Brennstoffpreise und der CO<sub>2</sub>-Preise widerspiegeln.

Der Übersichtlichkeit halber werden im folgenden Abschnitt zunächst die Ergebnisse der hervorgehobenen Varianten dargestellt und erläutert. Variante 1 orientiert sich mit hohen Investitionskosten und hoher Auslastung an der derzeit beobachtbaren Situation am Markt. Demgegenüber wird in Variante 4 eine Alternative untersucht, in der die In-

<sup>2</sup> Das Referenzszenario für die Brennstoffpreise beruht auf den Mainstream-Annahmen über die Entwicklung der Rohölpreise und stellt damit eine Mainstream-Erwartung dar. Das Hochpreisszenario zeigt demgegenüber eine alternative Entwicklung und dient dazu eine Bandbreite möglicher Entwicklungen zu veranschaulichen. Ebenso dienen die Annahmen eines Referenz- und Hochpreisszenarios für die Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Preise dazu, die Spanne möglicher Entwicklungen und ihrer Auswirkungen zu verdeutlichen.

Investitionskosten wieder auf ihr niedrigeres Niveau von vor zwei Jahren zurückfallen und die Auslastung auf hohem Niveau bleibt. Intuitiv stellt dies eine für die Wirtschaftlichkeit von Investitionen günstigere Situation dar. In Variante 3 wird schließlich eine ungünstigere Situation beschrieben, in der die Investitionskosten hoch bleiben, aber aus oben erläuterten Gründen, die Auslastung der Kraftwerke, d.h. die Betriebsstunden pro Jahr, um 2000h/a sinken. Varianten 3 und 4 stecken damit die Bandbreite der anzunehmenden Bedingungen ab, während Variante 1 als derzeit zu beobachtende Situation im Mittelfeld liegt.

*Tabelle 6 Varianten für wirtschaftliche Kenngrößen*

Variante	Brennstoffpreise	Wärmeerlöse	CO <sub>2</sub> -Preise	Investitionskosten	Betriebsstunden
<b>1.1</b>	<b>Referenz</b>	<b>Referenz</b>	<b>Referenz</b>	<b>hoch</b>	<b>hoch</b>
<b>1.2</b>	<b>Referenz</b>	<b>Referenz</b>	<b>hoch</b>	<b>hoch</b>	<b>hoch</b>
<b>1.3</b>	<b>hoch</b>	<b>hoch</b>	<b>hoch</b>	<b>hoch</b>	<b>hoch</b>
2.1	Referenz	Referenz	Referenz	hoch	mittel
2.2	Referenz	Referenz	hoch	hoch	mittel
2.3	hoch	hoch	hoch	hoch	mittel
<b>3.1</b>	<b>Referenz</b>	<b>Referenz</b>	<b>Referenz</b>	<b>hoch</b>	<b>niedrig</b>
<b>3.2</b>	<b>Referenz</b>	<b>Referenz</b>	<b>hoch</b>	<b>hoch</b>	<b>niedrig</b>
<b>3.3</b>	<b>hoch</b>	<b>hoch</b>	<b>hoch</b>	<b>hoch</b>	<b>niedrig</b>
<b>4.1</b>	<b>Referenz</b>	<b>Referenz</b>	<b>Referenz</b>	<b>niedrig</b>	<b>hoch</b>
<b>4.2</b>	<b>Referenz</b>	<b>Referenz</b>	<b>hoch</b>	<b>niedrig</b>	<b>hoch</b>
<b>4.3</b>	<b>hoch</b>	<b>hoch</b>	<b>hoch</b>	<b>niedrig</b>	<b>hoch</b>
5.1	Referenz	Referenz	Referenz	niedrig	mittel
5.2	Referenz	Referenz	hoch	niedrig	mittel
5.3	hoch	hoch	hoch	niedrig	mittel
6.1	Referenz	Referenz	Referenz	niedrig	niedrig
6.2	Referenz	Referenz	hoch	niedrig	niedrig
6.3	hoch	hoch	hoch	niedrig	niedrig

Quelle: Öko-Institut

### 3.3 Wirtschaftlichkeitsrechnungen

#### 3.3.1 Investorsicht

##### 3.3.1.1 Vorbemerkungen

Die Wirtschaftlichkeit aus Investorsicht wird anhand der so genannten **Barwertmethode** ermittelt. In der Barwertmethode werden alle jährlich zu leistenden Zahlungen über den Betrachtungszeitraum einer jeweiligen Anlage addiert und auf den Zeitpunkt der Inbetriebnahme abdiskontiert. Der ermittelte Barwert wird relativ zu einem Jahreswert an erzeugtem Strom gesetzt.

Aus Investorsicht ist eine Investition wirtschaftlich, wenn über einen gegebenen Abschreibungszeitraum bei gegebenem Zinssatz der Barwert der Investition positiv ist. Dies bedeutet, dass der Gegenwartswert (Barwert) der Gesamtkosten (Investitions-

plus Betriebskosten) den Gegenwartswert der zu erwartenden Erlöse übersteigen muss.

Die Gesamtkosten setzen sich zusammen aus den folgenden Komponenten:

1. Investitionskosten inkl. Bauherrneigenleistung
2. Brennstoffkosten
3. Kosten für CO<sub>2</sub>-Zertifikate
4. andere variable Betriebskosten
5. fixe Betriebskosten

Den Kosten stehen Einnahmen aus der Strom- und Fernwärmeproduktion sowie staatliche Vergütungen gegenüber. Die Stromerlöse bestimmen sich aus der produzierten Strommenge und der Annahme von Strompreisen in Höhe von jeweils 55, 60, 65, und 70 €/MWh. Die Wärmeerlöse werden entsprechend der vermiedenen Kosten dezentral erzeugter Wärme angelegt. Sie sind direkt an die Entwicklung der Importpreise für Erdgas gekoppelt unter der Berücksichtigung eines Haushaltszuschlags für Endverbraucher sowie der Berücksichtigung von Steuern, Netzkosten und Leitungsverlusten. Zusätzlich wird in den im folgenden dargestellten Wirtschaftlichkeitsrechnungen davon ausgegangen, dass eine KWK Förderung, wie im Entwurf der Gesetzesnovelle 2007 vorgeschlagen, mit 1,5 Eurocent/kWh für das Jahr der Inbetriebnahme und fünf folgende Kalenderjahre bzw. maximal 30 000 Vollbenutzungsstunden, Einfluss findet.

### 3.3.1.2 Variante 4: niedrige Investitionskosten, hohe Auslastung

Zunächst wird der aus der Perspektive der Wirtschaftlichkeit für beide Kraftwerkstypen günstigste Variantenfall mit der Annahme von geringen Investitionskosten und einer hohen Auslastung für unterschiedliche Annahmen bzgl. der Entwicklung der Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preise untersucht. Die Variantenbezeichnungen sind in Tabelle 7 aufgeführt.

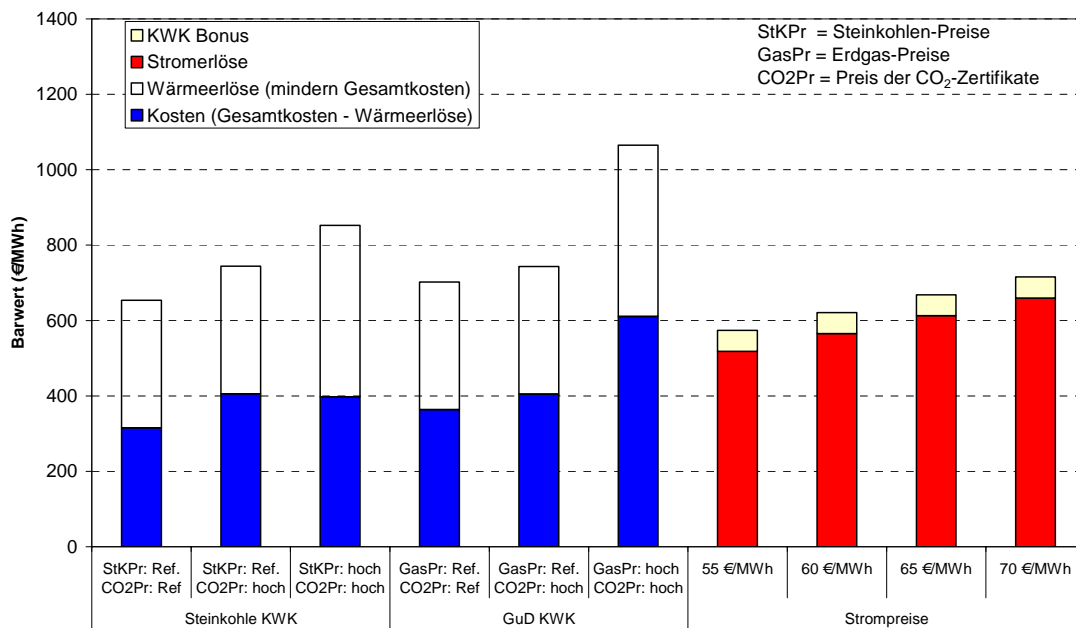
Tabelle 7 Kenngrößen Variante 4: niedrige Investitionskosten, hohe Auslastung

Variante	Brennstoffpreise	Wärmeerlöse	CO <sub>2</sub> -Preise	Investitionskosten (€/kW)		Betriebsstunden (h/a)
				GuD KWK	SK KWK	
4.1	Referenz	Referenz	Referenz	500	900	7 000
4.2	Referenz	Referenz	hoch	500	900	7 000
4.3	hoch	hoch	hoch	500	900	7 000

In Abbildung 2 lässt sich erkennen, dass ohne die Anrechnung von Wärmeerlösen selbst im günstigsten Fall der Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preisentwicklungen (Referenz) keines der beiden Kraftwerksprojekte wirtschaftlich wäre. Der Gegenwartswert der Gesamtkosten, hier dargestellt in Relation zu der erzeugten Strommenge in einem Jahr, übersteigt den Gegenwartswert der Erlöse, die durch den Stromabsatz und die KWK Förderung erzielt werden können.

Unter Anrechnung der Wärmeerlöse jedoch ergibt sich ein positiver Nettobarwert sowohl für die Steinkohle KWK Anlage wie auch für die Erdgas GuD-KWK-Anlage für alle Preisvarianten (Brennstoffpreis, CO<sub>2</sub>-Preis und Strompreis). Eine Ausnahme bildet die Erdgas GuD-KWK-Anlage mit hohem Erdgas- und CO<sub>2</sub>-Preis, die nur im Falle eines Strompreises von mehr als 60€/MWh und der angenommenen KWK-Förderung wirtschaftlich ist.

Abbildung 2 Wirtschaftlichkeitsanalyse Investorsicht Variante 4 (hohe Betriebsstunden – 7000h/a, niedrige Investitionskosten – Steinkohle-KWK 900 €/kW, Erdgas-GuD-KWK 500 €/kW)



Quelle: Öko-Institut

### 3.3.1.3 Variante 1: hohe Investitionskosten, hohe Auslastung

Diese Variante zeigt einen mittleren Fall, in dem eine hohe Auslastung der Kraftwerke der Annahme hoher Investitionskosten für beide Kraftwerksprojekte mäßigend gegenüber steht. Die Variantenbezeichnungen stehen jeweils für die Kenngrößen wie in Tabelle 8 ausgewiesen.

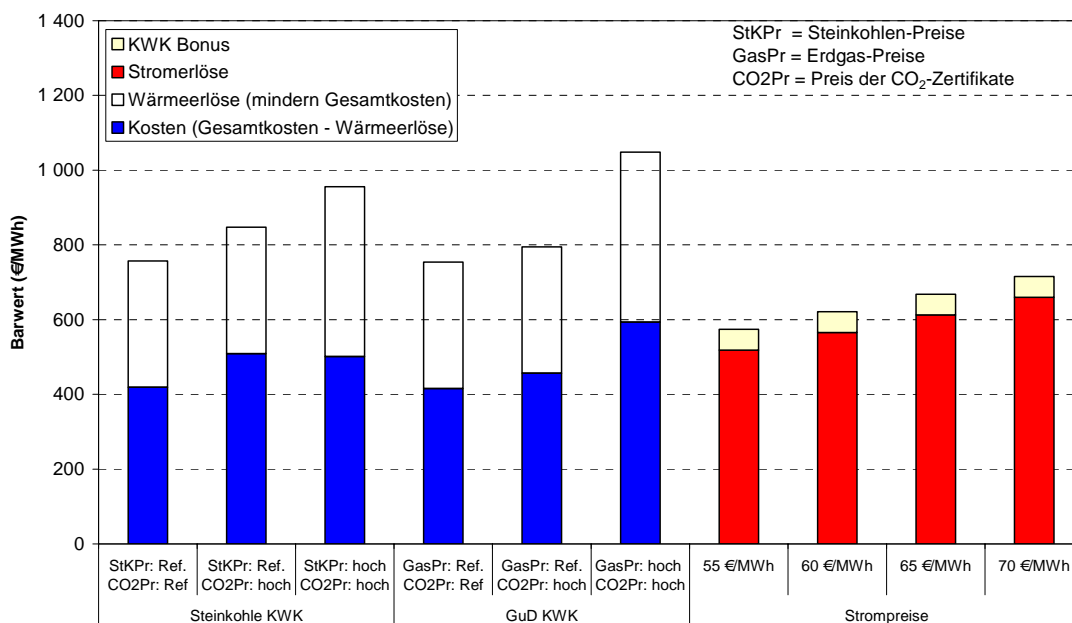
Tabelle 8 Kenngrößen Variante 1: hohe Investitionskosten, hohe Auslastung

Variante	Brennstoffpreise	Wärmeerlöse	CO <sub>2</sub> -Preise	Investitionskosten (€/kW)		Betriebsstunden (h/a)
				GuD KWK	SK KWK	
1.1	Referenz	Referenz	Referenz	800	1 500	7 000
1.2	Referenz	Referenz	hoch	800	1 500	7 000
1.3	hoch	hoch	hoch	800	1 500	7 000

Die gegenüber der Darstellung in Abbildung 2 höheren Investitionskosten schlagen sich insbesondere für die kapitalintensivere Steinkohle-KWK-Anlage deutlich auf der Kostenseite nieder (siehe Abbildung 3). Bei gleichbleibender Erlössituation auf dem Strom- und Wärmemarkt bedeuten höhere Investitionskosten eine geringere Rendite.

Dennoch ist die Wirtschaftlichkeit der Investition für beide Projekte gesichert. Der Barwert der Erlöse übersteigt den Barwert der Kosten. Einzig das Erdgas GuD-KWK-Projekt in der Hochpreisvariante fällt bei niedrigem Strompreis heraus und ist erst ab einem Strompreis von knapp über 55 €/MWh und der angenommenen KWK-Förderung wirtschaftlich.

Abbildung 3 Wirtschaftlichkeitsanalyse Investorsicht Variante 1 (hohe Betriebsstunden 7000h/a, hohe Investitionskosten Steinkohle-KWK 1500 €/kW, Erdgas GuD-KWK 800 €/kW)



Quelle: Öko-Institut

3.3.1.4 Variante 3: hohe Investitionskosten, geringe Auslastung

Der aus Investorsicht ungünstigste Fall mit hohen Investitionskosten und geringer Kraftwerksauslastung ist in Abbildung 4 gezeigt. Die Kenngrößen gestalten sich wie in Tabelle 9 dargelegt.

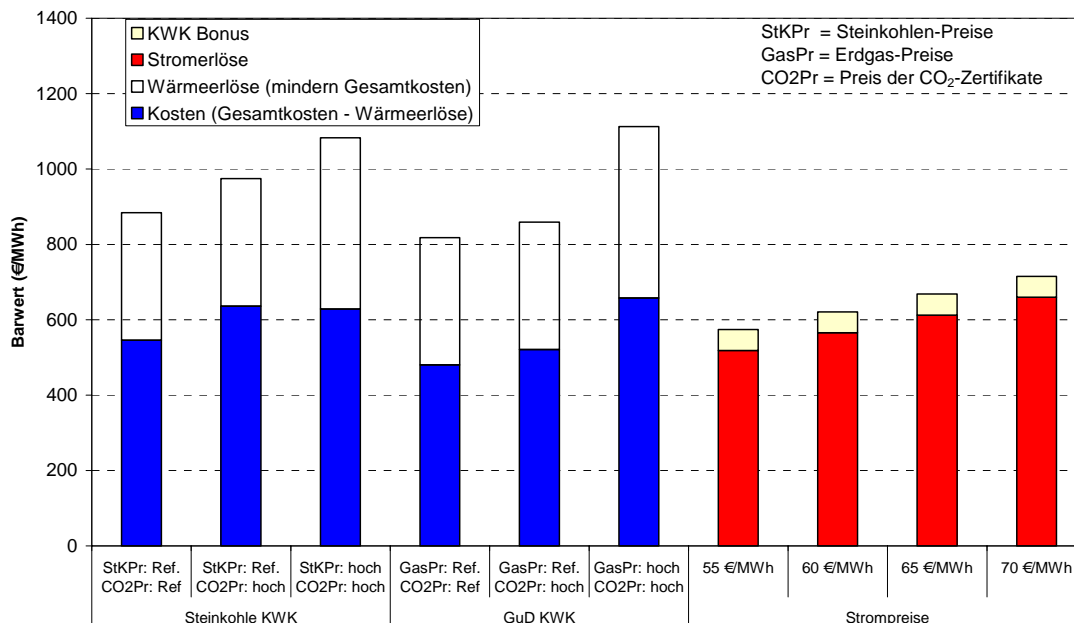
Tabelle 9 Kenngrößen Variante 3: hohe Investitionskosten, niedrige Auslastung

Variante	Brennstoffpreise	Wärmeerlöse	CO <sub>2</sub> -Preise	Investitionskosten (€/kW)		Betriebsstunden (h/a)
				GuD KWK	SK KWK	
3.1	Referenz	Referenz	Referenz	800	1 500	5 000
3.2	Referenz	Referenz	hoch	800	1 500	5 000
3.3	hoch	hoch	hoch	800	1 500	5 000

Der Gegenwartswert der Kosten beider Kraftwerksprojekte ist deutlich höher als in den vorherigen beiden Varianten. Hervorhebenswert ist, dass sich der Gegenwartswert der Kosten der Steinkohlenanlage deutlich stärker erhöht hat gegenüber den vorherigen beiden Varianten als die der GuD-KWK-Anlage. Hohe Investitionskosten in Verbindung mit einer verringerten Auslastung wirken sich demnach stärker auf die Wirtschaftlichkeit der Steinkohlenanlagen aus als auf die Wirtschaftlichkeit der GuD-KWK-Anlage. Nur im Referenzbrennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preisfall übersteigt der Barwert der Erlöse für die Steinkohlenanlage für alle Strompreise den Barwert der Kosten. Bei Annahmen höherer CO<sub>2</sub>-Preise und/oder höherer Brennstoffpreise ist die Wirtschaftlichkeit erst ab einem Strompreis von mehr als 60 €/MWh gegeben.

In dieser Variante zeichnet sich deutlich eine bessere Wirtschaftlichkeit der GuD-Anlage gegenüber der Steinkohle-KWK-Anlage für den Fall von Referenzbrennstoffpreisen und Referenz- bzw. Hoch-CO<sub>2</sub>-Preisen ab. Einzig im Fall von hohen Brennstoffpreisen und hohen CO<sub>2</sub>-Preisen ist der Barwert der Nettokosten der GuD-Anlage leicht höher als der der Steinkohlenanlage und ebenso wie bei der Steinkohlenanlage eine Wirtschaftlichkeit erst ab einem Strompreis von über 60 €/MWh gegeben.

Abbildung 4 Wirtschaftlichkeitsanalyse Investorsicht Variante 3 (niedrige Betriebsstunden 5000h/a, hohe Investitionskosten Steinkohle-KWK 1500 €/kW, Erdgas-GuD-KWK 800 €/kW)



Quelle: Öko-Institut

### 3.3.1.5 Fazit: Wirtschaftlichkeit aus Investorsicht

Es lässt sich zusammenfassen, dass die Wirtschaftlichkeit eines Steinkohlen-Heizkraftwerkprojektes unter den gegebenen Annahmen bezüglich der Strom- und Wärmeerlöse in den Varianten hoher Auslastung und geringer Investitionskosten sowie hoher Auslastung und hoher Investitionskosten gegeben ist. Anders gestaltet sich dies in der für Unternehmen ungünstigeren Situation hoher Investitionskosten und geringer Auslastung gekoppelt mit der Annahme hoher Brennstoffpreise und stringenter Klimapolitik. In diesem Fall lässt sich die Wirtschaftlichkeit nur bei ausreichend hohem Strompreis darstellen lässt. Eine solche Situation ist in Anbetracht der verschiedenartigen Unsicherheiten durchaus vorstellbar. Die Analyse zeigt die Verletzbarkeit der Wirtschaftlichkeit einer Steinkohlen-Kraftwerksinvestition in Bezug auf die Veränderung der Rahmenbedingungen. Höhere Investitionskosten sowie eine niedrigere Auslastung verändern die Wirtschaftlichkeit und führen in ihrer Kombination unter Umständen dazu, dass die Investition keine ausreichende Rendite erbringt und sich damit wirtschaftlich nicht darstellen lässt.

Die Analyse der GuD-Heizkraftwerkanlage ergibt ähnliche Erkenntnisse. Eine Investition lässt sich in den verschiedenen Varianten darstellen. Einzige Ausnahme bildet jeweils die Hochpreisvariante für Erdgas und CO<sub>2</sub>, in der aus Investorperspektive die Anlage erst ab einem Strompreis von knapp über 60 €/MWh wirtschaftlich ist. Die Verletzbarkeit der GuD-Anlage bezieht sich hauptsächlich auf die Veränderung in den Erdgaspreisen und weniger auf die Veränderung der Investitionskosten oder Auslas-

tung. Dies erklärt sich durch die geringere Kapitalintensität der GuD-Anlage und die höheren brennstoffbedingten variablen Kosten.

Hervorhebenswert ist, dass sich die GuD-KWK-Anlage in der Variante 3 mit hohen Investitionskosten und niedriger Auslastung (vgl. 3.3.1.4) für Referenzbrennstoffpreise und für Referenz- bzw. hohe CO<sub>2</sub>-Preise wirtschaftlich besser darstellt als die Steinkohlenanlage.

### 3.3.1.6 Finanzmathematische Durchschnittskosten

Für jede Variante lassen sich die finanzmathematischen Durchschnittskosten bestimmen, die Aufschluss über die Kostenkomponenten im durchschnittlichen Verlauf geben und auch als Stromgestehungskosten bezeichnet werden können. Tabelle 10 gibt einen Überblick über die Stromgestehungskosten für drei verschiedene Varianten, die sich in den Investitionskosten (hoch versus niedrig) und in der Kraftwerksauslastung (hoch versus niedrig) unterscheiden. In der Tabelle werden die Stromgestehungskosten jeweils mit und ohne Berücksichtigung der CO<sub>2</sub>-Kosten ausgewiesen. Des Weiteren sind die CO<sub>2</sub>-Kosten noch separat aufgeführt. Diese liegen aufgrund des höheren Kohlenstoffgehalts von Steinkohle bei den Steinkohlen-KWK-Anlagen mehr als doppelt so hoch als bei den Erdgas-GuD-KWK Anlagen.

Wenn neben den Investitions-, Brennstoff- und Betriebskosten die CO<sub>2</sub>-Kosten mitkalkuliert werden, sind die Stromgestehungskosten der GuD-KWK-Anlage in allen drei dargestellten Varianten geringer als die der Steinkohlen-KWK-Anlage. Diese Relation ändert sich, wenn die CO<sub>2</sub>-Kosten nicht einkalkuliert werden. Ohne Berücksichtigung der CO<sub>2</sub>-Kosten sind die Stromgestehungskosten für die Erdgas-GuD-KWK-Anlage in allen drei Varianten höher als die der Steinkohle-KWK-Anlage.

Tabelle 10 Stromgestehungskosten für drei verschiedene Varianten

<b>Variantenannahmen</b>		Referenz		Referenz		Referenz	
Brennstoffpreise		hoch		hoch		hoch	
CO <sub>2</sub> -Preise		hoch		hoch		niedrig	
Investitionskosten		hoch		hoch		niedrig	
Betriebsstunden		hoch		niedrig		hoch	
<b>Finanzmathematische Durchschnittskosten</b>		Steinkohle	Erdgas	Steinkohle	Erdgas	Steinkohle	Erdgas
		KWK	GuD KWK	KWK	GuD KWK	KWK	GuD KWK
Investitionskosten	€/MWh	26,14	13,94	36,60	19,52	15,68	8,71
Brennstoffkosten	€/MWh	23,16	52,71	23,16	52,71	23,16	52,71
CO <sub>2</sub> -Kosten	€/MWh	31,01	14,05	31,01	14,05	31,01	14,05
var. und fixe Kosten	€/MWh	9,58	3,63	12,61	4,88	9,09	3,38
Stromgestehungskosten	€/MWh	89,89	84,32	103,38	91,15	78,94	78,85
davon CO <sub>2</sub> -Kosten	€/MWh	31,01	14,05	31,01	14,05	31,01	14,05
Stromgestehungskosten ohne CO <sub>2</sub> -Kosten	€/MWh	58,88	70,27	72,37	77,10	47,93	64,80

Quelle: Öko-Institut

### 3.3.2 Betreibersicht

Aus der Sicht des Anlagenbetreibers ist eine Anlage wirtschaftlich, wenn die kurzfristigen Grenzkosten mindestens durch die Grenzerlöse gedeckt werden. Die kurzfristigen Grenzkosten spielen im liberalisierten Markt eine bedeutende Rolle, da sie einen direkten Einfluss auf Einsatzreihenfolge der Kraftwerke (die Merit Order) und damit auf das Strompreisgefüge auf den Großhandelsmärkten haben. Die kurzfristigen Grenzkosten setzen sich im Wesentlichen zusammen aus den Brennstoffkosten und den emissionsbedingten Kosten (CO<sub>2</sub>-Kosten), die sich im Zusammenhang mit dem Betrieb der Anlage ergeben. Auf der Grenzerlösseite stehen diesen Kosten die Stromerlöse und die Wärmeerlöse gegenüber. Die Grenzkosten und Grenzerlöse stellen Kosten und Erlöse dar, die sich für eine zusätzliche Stromproduktionseinheit ergeben, daher sind sie unabhängig von der Auslastung der Anlagen.

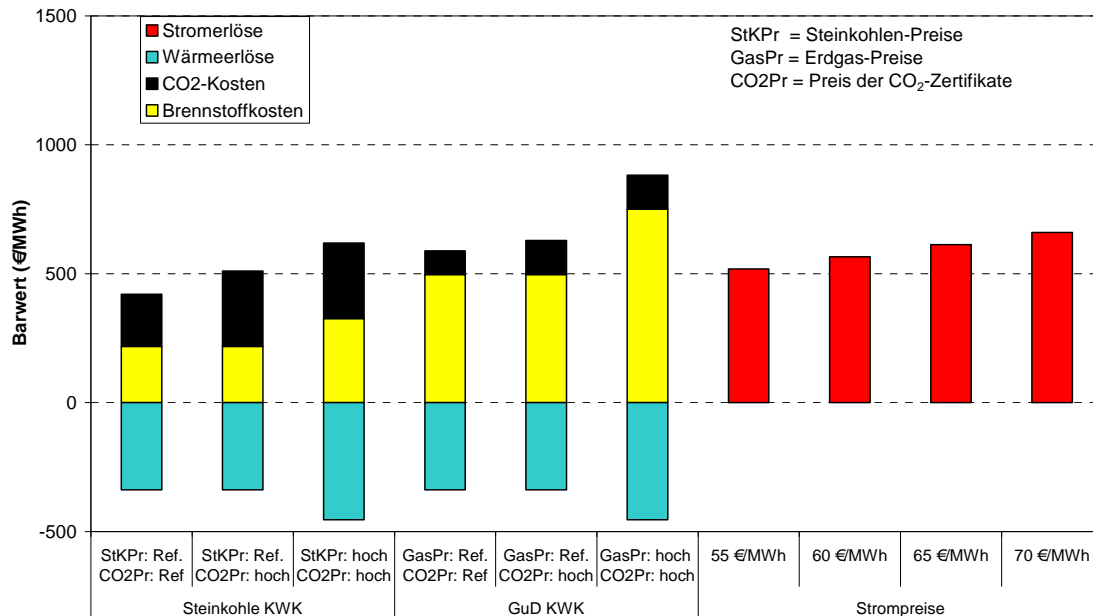
In Abbildung 5 sind die Kosten- und Erlösbestandteile des Anlagenbetriebs dargestellt. Wiederum handelt es sich um den Gegenwartswert der über die Zeit anfallenden und abdiskontierten Zahlungs- und Erlösströme bezogen auf die Stromproduktion in einem Jahr. Die Variantenbezeichnung bezieht sich hier nur auf die Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preisvariabilität.

Tabelle 11 Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preisannahmen

Variante	Brennstoffpreise	CO <sub>2</sub> -Preise
1	Referenz	Referenz
2	Referenz	hoch
3	hoch	hoch

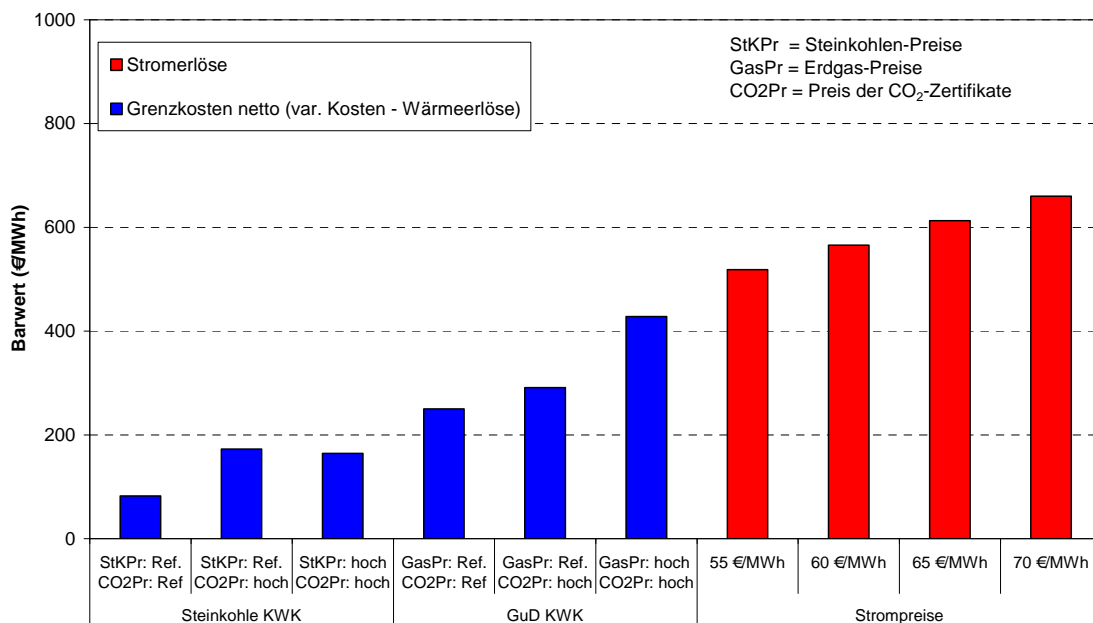
Auf der Kostenseite bilden die Brennstoffkosten den wesentlichen Kostenteil, insbesondere für die erdgasbetriebene GuD-Heizkraftanlage und für die Hochpreisvariante der Steinkohlen-KWK-Anlage. Die CO<sub>2</sub>-Kosten haben bei der emissionsintensiveren Steinkohlen-KWK-Anlage einen deutlich größeren Anteil an den variablen Kosten als bei der erdgasbasierten Anlage. Die Stromerlöse alleine können die kurzfristigen Grenzkosten nur in einigen Fällen decken. Unter Berücksichtigung der anlegbaren Wärmeerlöse, die sich an den Kosten der alternativen Wärmeversorgung (also im Regelfall einer dezentralen erdgasbasierten Heizungsanlage) ausrichten, ergeben sich allerdings positive Deckungsbeiträge und damit die Wirtschaftlichkeit aus Betreibersicht.

Abbildung 5 Wirtschaftlichkeitsrechnung aus Betreibersicht



Quelle: Öko-Institut

Abbildung 6 Wirtschaftlichkeitsrechnung aus Betreibersicht – Nettodarstellung



Quelle: Öko-Institut

Abbildung 6 bietet eine Darstellung der Nettogrenzkosten (variable Kosten - Wärmeerlöse) im Vergleich zu den durch Stromverkauf erzielten Einnahmen. Die durch Stromverkauf erzielten Einnahmen bestimmen sich gemäß den angenommenen Strompreisen.

varianten. Die Strompreise ergeben sich durch den Preisbildungsmechanismus an der Strombörse und sind von der hier gewählten Kraftwerksvariante unabhängig (vgl. Abschnitt 4). Der Betrieb beider Anlagentypen ist für alle angenommenen Strompreise wirtschaftlich.

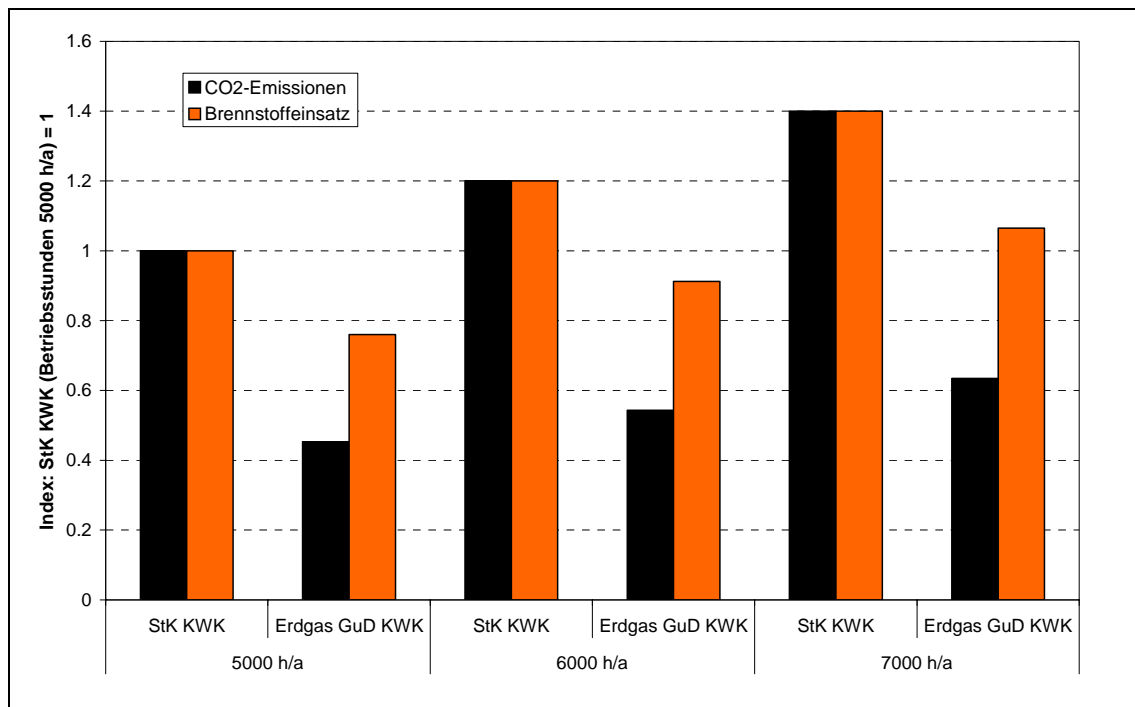
Zusammengefasst lässt sich feststellen, dass der Betrieb der beiden Anlagen unter den angenommenen Brennstoff-, CO<sub>2</sub>- und Strompreisvarianten wirtschaftlich ist. Der Gegenwartswert der Deckungsbeiträge für alle Anlagen und Varianten ist positiv.

Ebenso ergibt die Wirtschaftlichkeitsrechnung aus Betreibersicht, dass der Gegenwartswert der Deckungsbeiträge deutlich höher für den Betrieb des Steinkohleheizkraftwerkes ist als für das Erdgas-GuD-Heizkraftwerk. Dies trifft auch bei relativ hohen CO<sub>2</sub>-Preisen zu (Variante CO<sub>2</sub>-Preis hoch), die sich aus der Auktionierung von CO<sub>2</sub>-Zertifikaten bei stringentem CO<sub>2</sub>-Minderungsziel ergeben können.

### 3.4 Umweltverträglichkeit

Die gekoppelte Erzeugung von Strom und Wärme erlaubt einen hohen Wirkungsgrad der Kraftwerke, der sich im Vergleich zu bestehenden Anlagen deutlich positiv auf die spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen auswirkt.

Abbildung 7 CO<sub>2</sub>-Emissionen und Brennstoffeinsatz der Stromerzeugung in Steinkohle-KWK und Erdgas-GuD-KWK mit alternativen Annahmen der Betriebsstunden



Quelle: Öko-Institut

Dabei schneidet das Erdgas-GuD-KWK-Projekt aufgrund seines höheren Wirkungsgrades und der geringeren spezifischen Emissionsintensität von Erdgas deutlich besser ab als das Steinkohle-KWK-Projekt, wie sich in Abbildung 7 erkennen lässt. Der Brennstoffeinsatz und vor allem die CO<sub>2</sub>-Emissionen sind in der erdgasbasierten Anlage deutlich geringer und die Spanne zu der steinkohlebasierten Anlage wird größer, je höher die Auslastung der Anlagen ist.

## 4 Einfluss verschiedener Kraftwerksoptionen auf die Verbraucherpreise

In der Diskussion um die verschiedenen Optionen für Heizkraftwerke in Berlin wurde verschiedentlich die Frage aufgeworfen, welche Effekte die Entscheidung für bzw. gegen ein bestimmtes Kraftwerksprojekt hinsichtlich der Verbraucherpreise für Berlin haben kann.

Diesbezüglich ist zu unterscheiden zwischen den kurzfristigen und originär aus einer regionalen Entscheidung resultierenden Effekten einerseits und zwischen den langfristigen und sich aus dem Gesamtsystem resultierenden Effekten andererseits.

Grundsätzlich haben örtliche Entscheidungen für oder gegen eine bestimmte Kraftwerksvariante *kurzfristig* keinen Effekt auf die Verbraucherpreise, weder auf der Strom- noch auf der Wärmeseite.

- Die *Verbraucherpreise für Strom* ergeben sich aus den Beschaffungskosten, den Netznutzungsentgelten, den staatlichen Auflagen (Steuern, Abgaben, Umlagen) sowie den Vertriebskosten (inklusive Vertriebsmarge). Alle Preisbestandteile neben den Beschaffungskosten sind unabhängig von bestimmten Kraftwerksprojekten. Die Beschaffungskosten orientieren sich wiederum bei rational handelnden Unternehmen an den Großhandelspreisen, die den Preisbildungsmechanismen an der Strombörse folgen. Die Entscheidung für oder gegen ein spezifisches Kraftwerk kann damit keinen (wesentlichen) Effekt auf die Börsenpreise haben, wenn es sich nicht um das Preis setzende (Grenz-) Kraftwerk handelt. Ein Grenzkraftwerk erwirtschaftet aber in einem wettbewerblichen Markt keine Deckungsbeiträge (zur Finanzierung der Kapitalkosten bzw. als Gewinne) sondern nur seine kurzfristigen Grenzkosten (Brennstoff und weitere kurzfristige Betriebskosten). Ein solches Kraftwerk würde nicht gebaut.
- Die *Fernwärmepreise für Endverbraucher* wird ein rational handelndes und Profit maximierendes Unternehmen stets an den anlegbaren Wärmekosten der alternativen Wärmeversorgung (also im Regelfall einer dezentralen Heizungsanlage) ausrichten. Auch diese Preise sind unabhängig von bestimmten Kraftwerksoptionen.

Sofern also bestimmte Kraftwerksoptionen (unter den Renditeanforderungen des jeweiligen Unternehmens) wirtschaftlich darstellbar sind, wird die Investition durchgeführt. Die Energiepreise auf der Strom- und Wärmeseite sind also Determinanten und keineswegs eine (kurzfristige) Folge einer Entscheidung für oder gegen bestimmte Heizkraftwerksoptionen.

Im Gesamtsystem und vor allem mittel- und langfristig sind komplexere Wirkungsmechanismen zu berücksichtigen, die sich vor allem im Bereich der Strompreisentwicklungen ergeben.

- Kommt es zur (zeitlichen) Verschiebung von Kraftwerksprojekten, so kann dies mittelfristig zu Knappheitssignalen an den Strombörsen und damit mittelfristig zu steigenden Großhandelspreisen und damit zu steigenden Beschaffungskosten führen. Darüber hinaus würden ausbleibende Erneuerungsinvestitionen tendenziell zu höheren CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreisen führen. Da die Kosten für Emissionszertifikate ein maßgeblicher Bestandteil der Großhandelspreise für Strom sind, würde dies mittelfristig auch zu höheren Beschaffungskosten für Strombezüge führen. Entsprechende Preissignale sind jedoch zumindest derzeit an den Strommärkten nicht zu beobachten (an der Strombörse EEX werden derzeit Future Kontrakte bis zum Jahr 2014 angeboten).
- Sofern jedoch in erheblichem Maße Investitionen durchgeführt werden, die den anvisierten mittel- und langfristigen Klimaschutzzielen zuwiderlaufen, so wird dies – bei gegebenen Emissionsvorgaben – mittel- und langfristig zu deutlich höheren Preisen für CO<sub>2</sub>-Emissionszertifikate führen. Dies würde mit Blick auf die Preisbildungsmechanismen an den Strombörsen mittel- und langfristig wiederum zu höheren Beschaffungskosten für Strombezüge führen.

Die sich mittel- und langfristig sowie über die Wechselwirkungen mit dem gesamten Stromerzeugungssystem ergebenden (Netto-) Preiseffekte von Entscheidungen für oder gegen eine bestimmte Kraftwerksoption sind also nur qualitativ und letztendlich in ihrer Richtung nur grob bestimmbar. Sofern davon ausgegangen wird, dass den klimapolitischen Restriktionen zukünftig ein herausgehobener Stellenwert zukommen wird, kann sich aus den emissionsseitigen Parametern von Kraftwerksprojekten in Berlin ein Trend auch für die zukünftigen Strom-Beschaffungskosten ergeben, zumindest wenn sich alle Kraftwerksinvestoren im Gesamtsystem der Stromerzeugung vergleichbar verhalten würden. Kraftwerksprojekte mit geringen Emissionsintensitäten würden sich danach mittel- und langfristig eher dämpfend auf die Strompreisentwicklung auswirken, Kraftwerksprojekte mit hohen Emissionen dagegen eher Preis treibend.

Die Wärmepreise ergeben sich auch in der mittel- und langfristigen Perspektive vor allem aus der Entwicklung der internationalen Öl- und Gasmärkte und sind weitgehend unabhängig von der konkreten Entscheidung für ein Heizkraftwerksprojekt in Berlin.

## 5 Ansatzpunkte für weiteren Untersuchungsbedarf

### 5.1 Konsequenzen für das geplante Kraftwerksprojekt aus einer Änderung der energie- und klimapolitischen Rahmenbedingungen

Für das geplante Kraftwerkskonzept auf Basis Steinkohle in der Leistungsklasse von 800 MW können sich hinsichtlich der sich ändernden energie- und klimapolitischen, aber auch der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen die folgenden Fragestellungen als zentral erweisen:

- Welche Folgen haben der Wegfall der kostenlosen Zuteilung von Emissionsberechtigungen sowie die Verfolgung ambitionierter klimapolitischer Ziele (die sich in einem höheren CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreis niederschlagen werden) auf das Projekt?
- Welche Folgen ergeben sich aus dem politisch flankierten Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und dem damit einhergehenden verminderten Bedarf an Grundlaststrom für das Projekt?
- Welche Risiken ergeben sich für das Projekt aus der möglicherweise erforderlich werdenden Nachrüstung der Anlage mit Technologien zur Abscheidung des CO<sub>2</sub> und dem Abtransport und der Ablagerung von CO<sub>2</sub> (CCS, siehe dazu auch die Ausführungen zu CCS weiter unten)?
- Welche Aspekte können sich aus einer eventuell sinnvollen Verschiebung des Projekts ergeben (Marktsituation bei Strom, Steinkohle, Erdgas und CO<sub>2</sub>, Verfügbarkeit der CCS-Technologien etc.)?

Auch wenn sich diese Aspekte vor allem auf das Investitions- und Betriebsrisiko des Betreibers beziehen, wäre eine entsprechende Meinungsbildung auf Seiten des Senats mit Blick auf das öffentliche Interesse (CO<sub>2</sub>-Minderungsziele des Landes Berlin, Steuer- und Beschäftigungseffekte etc.) sinnvoll und angeraten.

### 5.2 Mögliche Alternativen zum geplanten Steinkohlen-Kraftwerksprojekt

#### 5.2.1 Vorbemerkungen

Als Alternativen für das geplante (Heiz-) Kraftwerksprojekt auf Basis Steinkohle können vor allem drei verschiedene Pfade verfolgt werden:

- die Errichtung eines kleineren Heizkraftwerks mit gleicher Brennstoffbasis (Steinkohle);
- die Errichtung eines Heizkraftwerkes auf Basis GuD-Technologie und dem Brennstoff Erdgas;
- die Errichtung dezentraler Anlagen als Alternative (oder Ergänzung) zum ggf. modifizierten Heizkraftwerksprojekt.

Mit den folgenden Überlegungen sollen die diesbezüglich jeweils vorstellbaren Analysen umrissen werden.

Als durchgehend notwendige Analyse-Inhalte ergeben sich die Frage nach Energieflüssen und Treibhausgasemissionen, diese werden in den nachfolgenden Abschnitten jeweils nicht mehr separat aufgeführt.

Bei den Untersuchungen für die verschiedenen Alternativ- und Verbesserungskonzepte sollten explizit die folgenden Rahmenbedingungen besonders berücksichtigt werden, ohne dass in den nachfolgenden Ausführungen darauf nochmals explizit hingewiesen wird:

- die Novelle des KWK-Gesetzes, nach dem – zum gegenwärtigen Entwurfsstand – bis Ende 2014 in Betrieb gehenden KWK-Anlagen in den Genuss von Bonuszahlungen kommen können und auch der Ausbau von Wärmenetzen bis 2020 mit Fördermitteln unterstützt werden kann;
- die Revision des EU-Emissionshandelssystems, nach der – zum gegenwärtigen Diskussionsstand – Stromerzeugungsanlagen erstens keine kostenlose Zuteilung von Emissionsberechtigungen mehr erhalten werden, zweitens aber für die Erzeugung von Wärme in KWK-Anlagen eine Zuteilung von kostenlosen Emissionsberechtigungen vorgesehen ist.

Darüber hinaus sind an einigen Stellen energie- und klimapolitische Förderinstrumente zu berücksichtigen, auf die im jeweiligen Kontext dann entsprechend hingewiesen wird.

### 5.2.2 Konzept 1: Kleinere Steinkohlen-Anlage

Das geplante Kraftwerkskonzept auf Basis Steinkohle wird mit einer elektrischen Leistung in der Größenordnung von 800 MW überwiegend Kondensationsstrom erzeugen. Der Anteil des Stroms, der dem Prozess der Kraft-Wärme-Kopplung (in der derzeit üblichen Abgrenzung der FW 208) zuzurechnen ist, wird einen deutlich geringeren Anteil an der gesamten Stromerzeugung haben. In anderen Worten: von der insgesamt anfallenden Abwärme wird nur der geringere Teil für die Fernwärmeversorgung genutzt.

Als Argument für die Errichtung von Kraftwerken der 800 MW-Klasse auch für die Auslegung als Heizkraftwerk wird derzeit regelmäßig vorgebracht, dass nur solche Anlagen auf dem Anlagenmarkt erhältlich wären. Die bezüglich wären folgende Untersuchungen sinnvoll

- Wie müsste ein solches Kraftwerk vor dem Hintergrund des derzeitigen und des zukünftigen Fernwärmebedarfs ausgelegt werden?
- Welche Konsequenzen hinsichtlich der Kosten und Lieferzeiträume hätte die Errichtung eines Heizkraftwerks auf Basis Steinkohle, dass ganz überwiegend KWK-Strom erzeugt?

- Welche Folgen hätte die Errichtung eines solchen Kraftwerks für die Betriebsweise des Kraftwerks im liberalisierten Strommarkt?
- Wie würde sich die Kosten- und Erlössituation eines solchen Kraftwerks unter den denkbaren energie- und klimapolitischen Rahmenbedingungen darstellen?

Im Ergebnis der Untersuchung sollte herausgearbeitet werden, welche technischen, wirtschaftlichen und ökologischen Konsequenzen mit der Errichtung einer vorwiegend auf KWK-Stromerzeugung ausgelegten Anlage verbunden wären.

### 5.2.3 Konzept 2: Erdgas-GuD-Anlagen

Als Standard-Alternative für ein Heizkraftwerk auf Basis des Energieträgers Steinkohle kommt vor allem ein Erdgas-GuD- (Gas- und Dampf-) Heizkraftwerk in Frage. Diesbezüglich könnten die folgenden Aspekte näher untersucht werden:

- Wie müsste eine solche Anlage ausgelegt werden, um einerseits überwiegend KWK-Stromerzeugung und andererseits durch einen teilweise stromgeführten Betrieb hinreichende Deckungsbeiträge zu erwirtschaften.
- Welche Erdgaspreise frei Kraftwerk können in absehbarer Zukunft für solche Anlagen kontrahiert werden und welche Erdgas-Bezugsquellen können erschlossen werden?
- Welche Entwicklung für die Anlagenkosten zeichnen sich derzeit und für die nächsten Jahre ab?
- Welche Erlöse auf der Wärmeseite (und damit welche Effekte für die Fernwärmepreise) müssten bei der Realisierung eines Erdgas-GuD-Heizkraftwerks angestrebt werden.

Insbesondere für eine Erdgas-GuD-Variante wäre zu prüfen, ob und unter welchen Rahmenbedingungen eine Inbetriebnahme noch in dem Zeitrahmen in Frage kommen könnte, für den neue KWK-Anlagen noch in den Genuss der Förderung durch das KWKG 2008 kommen können.

### 5.2.4 Konzept 3: Dezentrale Anlagen

Das weitgehendste Alternativkonzept für das geplante Projekt wäre eine Ausrichtung auf dezentrale Alternativen. Diesbezüglich sind die folgenden Fragen von besonderer Bedeutung:

- Inwieweit und zu welchen Konditionen können die in Berlin nicht unmaßgeblich vorhandenen Heizwerke (Neukölln, Märkisches Viertel etc.) auf KWK umgestellt werden?
- Könnte für Berlin eine auf eine massive Verbreitung von Mikro-KWK- und BHKW-Anlagen bzw. den Ausbau von Nahwärmenetzen ausgerichtete Strategie

gie sinnvoll sein und was wären die diesbezüglichen wirtschaftlichen und umweltseitigen Konsequenzen?

- Welche Konsequenzen würden sich bei einer solchen Strategie für die bestehenden Fernwärmenetze ergeben?

Zu berücksichtigen wären bei diesen Fragestellungen vor allem die veränderten Rahmenbedingungen im Bereich des Wärmenetzausbaus und der Mikro-KWK-Förderung:

- Im Rahmen des KWKG 2008 ist eine umfassende Förderung des Netzausbaus im Bereich der Fern- und Nahwärmenetze vorgesehen.
- Im Rahmen der Nationalen Klimaschutz-Initiative (die aus dem Aufkommen der Auktionierungserlöse im EU-Emissionshandelssystem gespeist werden wird) ist eine umfangreiche Förderung von Mikro-KWK-Anlagen vorgesehen.

Im Rahmen dieser Alternativstrategie wäre auch herauszuarbeiten, welche Berliner Akteure jenseits von Vattenfall Europe diesbezüglich eine wesentliche Rolle spielen könnten und welche regionalwirtschaftlichen Effekte (Wertschöpfung, Beschäftigung) sich daraus ergeben könnten.

Schließlich sei aber auch darauf hingewiesen, dass die hier skizzierte Strategie nicht ausschließlich als Alternativ- sondern ggf. auch als komplementäre Strategie zum geplanten Kraftwerksprojekt verfolgt werden könnte. In jedem Fall ertragreich könnte für die Berliner Energiepolitik eine Potenzialstudie für den Bereich der Mikro-KWK bzw. der Objektversorgung durch BHKW-Anlagen bzw. den Ausbau von Nahwärmenetzen (für KWK bzw. auch die Biomassenutzung) sein.

## **5.3 Mögliche Optionen zur Verbesserung des geplanten Steinkohlen-Kraftwerksprojekt**

### **5.3.1 Nachrüstung für die CO<sub>2</sub>-Abtrennung und –ablagerung (CCS)**

Bei den derzeit diskutierten Inbetriebnahmezeitpunkten für das Kraftwerk kommt eine Erstausrüstung der Anlage mit CCS-Technologie nicht in Frage. Vor diesem Hintergrund bildet die Nachrüstung der Anlage mit CCS-Technologie eine wesentliche Option zur klimapolitischen Optimierung der Anlage. Mit Blick auf die Nachrüstung der Anlagen spielen einerseits Fragen zur Auslegung der Anlage bzw. zur infrastrukturellen Einbindung der Anlage eine wichtige Rolle, die analytisch aufgearbeitet werden sollten. Andererseits stellt sich diesbezüglich die Frage, welche Vorkehrungen im Bereich der Regulierung (Genehmigung, verbindliche Nachrüstungsverpflichtungen etc.) getroffen werden können.

Vor diesem Hintergrund können die folgenden Elemente für *Capture ready*-Auflagen diskutiert werden:

1. Berücksichtigung der Platzanforderungen bei der Planung und Errichtung der Anlagen
  - a. Platzbedarf für die erweiterte Rauchgasreinigung (für Post combustion-Abtrennung),
  - b. Platzbedarf für CO<sub>2</sub>-Reinigungs- und Verdichtungsanlagen,
  - c. Platzbedarf für die Erweiterung der Kühlwassersysteme (bis zu 30%!),
  - d. Platzbedarf für ggf. erforderliche CO<sub>2</sub> –Zwischenspeicherungsanlagen.
2. Berücksichtigung der Kompatibilitätsanforderungen für die Kraftwerksanlagen und -komponenten für die mit der Nachrüstung auftretenden neuen Prozessparameter und anderen Anforderungen
  - a. Wärmebedarf für den Desorptionsprozess der Wäschen (beim Entwurf des Dampfkreislaufs bei Post combustion-Abtrennung),
  - b. Auslegung der Rauchgasreinigungsanlagen für – im Rahmen einer CO<sub>2</sub>-Abscheidung dann erforderliche – niedrigere Emissionswerte,
  - c. Auslegung der Fundamente für höhere Traglasten,
  - d. Auslegung der Leittechnik in einer Weise, dass auch umfangreichere zusätzliche Komponenten problemlos einbezogen werden können.
3. Standortwahl und räumliche Anbindung an zukünftige Ablagerungsstätten bzw. die Infrastruktur zum CO<sub>2</sub> –Abtransport
  - a. Identifikation möglicher Standorte für CO<sub>2</sub>-Ablagerungsanlagen,
  - b. technische (und politische) Machbarkeit einer Pipeline zum Abtransport des CO<sub>2</sub>.
4. Einhaltung der Sicherheitsanforderungen im Kraftwerk beim zukünftigen Einsatz von für die CO<sub>2</sub> -Abtrennung notwendigen Chemikalien etc.

Die Einhaltung dieser Anforderungen könnte – bei allen Unsicherheiten der zukünftigen Technologieentwicklung – im Genehmigungsverfahren für neu zu errichtende Kraftwerke durch entsprechende Vorplanungen berücksichtigt werden.

Neben diesen technisch ausgerichteten Fragen kann sich die Analyse der folgenden Regulierungsaspekte als sinnvoll erweisen:

- Welche Vorkehrungen können in der Anlagengenehmigung getroffen werden, dass die o.g. Aspekte hinreichend beachtet werden?
- Wie kann eine Anlagengenehmigung ausgestaltet werden, dass eine Nachrüstung mit CCS-Technologie sehr schnell erfolgt, wenn die entsprechenden Technologien der CO<sub>2</sub>-Wäsche kommerziell zur Verfügung stehen bzw. dass

die Anlage zu den ersten gehört, die eine entsprechende Nachrüstung vornehmen?

- Wie können darüber hinausgehende Regelungen getroffen werden (öffentlich-rechtlicher Vertrag etc.), mit der eine CCS-Nachrüstung verbindlich gemacht wird?

Im Ergebnis der entsprechenden Untersuchungen sollte ein Maßnahmenkatalog erarbeitet werden, der eine klare, verbindliche sowie technische und regulierungsseitige Perspektive für die Nachrüstung der Anlage (sowohl in der geplanten als auch der kleineren Variante) eröffnet.

### 5.3.2 Zufeuerung von Biomasse

Eine Möglichkeit zur ökologischen „Verbesserung“ der Anlage besteht darin, dass diese so konzipiert wird, dass eine Zufeuerung von Biomasse erfolgt. Diesbezüglich stehen die folgenden Fragen im Vordergrund:

- Welche technischen Vorkehrungen können getroffen werden, dass die Zufeuerung von Biomasse möglich wird (Anlagenkonzeption und –auslegung)?
- Welche Konsequenzen ergeben sich für den Standort hinsichtlich der Biomasse-Anlieferung?
- Welche Quellen für die Biomasseversorgung können erschlossen werden, welche Zusammenarbeit mit dem Land Brandenburg ist diesbezüglich sinnvoll und angeraten?

Auch diese Betrachtungen sollten sowohl hinsichtlich der ursprünglich geplanten als auch der o.g. kleineren Anlagenauslegung erfolgen.

### 5.3.3 Kombination mit einer Erdgas-Turbine

Die Kombination einer Staubfeuerungsanlage für Kohle mit einer Vorschaltturbine auf Basis Erdgas können sowohl die Effizienz als auch die Treibhausgasbilanz der Anlage erheblich verbessert werden. Diesbezüglich wären die folgenden Fragen zu klären:

- Welches (innovative) technische Konzept könnte für eine solche Anlagenkonzeption verfolgt werden?
- Könnte dieses Konzept im Rahmen der ursprünglich geplanten Auslegung der Anlage umgesetzt werden oder käme dafür nur eine Anlage mit geringerer Leistung in Frage?
- Welche Investitionskosten würden sich für eine solche Anlage ergeben?
- Welche Fragen der Erdgasversorgung müssten am konkreten Standort geklärt werden?

- Welche Konditionen für den Erdgasbezug müssten für ein solches Anlagenkonzept realisiert werden?
- Welche Wirtschaftlichkeit würde sich für ein solches innovatives Konzept ergeben?

Gerade für dieses kombinierte Konzept wäre die Frage der Sensitivität auf unterschiedliche energiewirtschaftliche (Erdgas- und Steinkohlenpreise) sowie klimapolitische (CO<sub>2</sub>-Preise) von besonderer Bedeutung.

## 6 Literatur

Platts (2007) Internationale Kraftwerksdatenbank Stand Oktober 2007  
<http://www.platts.com/>.

Weltenergieerat (2006) Energie für Deutschland.

BUND (2007) Übersicht 25 neue Kohlekraftwerke in Deutschland Stand September 2007.

Energy Information Administration (2007) Annual Energy Outlook 2007 with Projections to 2030.

International Energy Agency: World Energy Outlook. China and India Insights, Paris, 2007