

PROJEKTBERICHT

Zur Wirtschaftlichkeit von Kohlekraftwerken am Beispiel des geplanten Kohlekraftwerks in Mainz

im Auftrag der "Wirtschaftswissenschaftler/innen gegen das Kohlekraftwerk Mainz"



mit finanzieller Unterstützung der European Climate Foundation

Dr. Helmuth-M. Groscurth
arrhenius Institut für Energie- und Klimapolitik
Parkstraße 1a, 22605 Hamburg
info@arrhenius.de
www.arrhenius.de



INHALT

Zusammenfassung	3
1 Hintergrund.....	5
1.1 Das geplante Kraftwerk in Mainz	5
1.2 Aufgabe und Vorgehensweise	5
1.3 Rahmenbedingung Klimapolitik	5
2 Funktionsweise des Strommarkts	8
2.1 Die Stromgestehungskosten.....	8
2.2 Die Bildung des Strompreises und die Erlöse der Kraftwerke	10
3 Einfluss der Änderung kritischer Parameter.....	13
3.1 Brennstoffpreise.....	13
3.2 Auswirkungen der Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien.....	18
3.3 Veränderungen im Kraftwerkspark	20
3.3.1 Zubau von Anlagen zur Stromerzeugung.....	20
3.3.2 Rückwirkungen auf den CO ₂ -Preis.....	22
3.4 Allgemeine Schlussfolgerungen	25
4 Das geplante Steinkohle-Kraftwerk in Mainz	26
4.1 Die Stromgestehungskosten.....	26
4.2 Positionierung des Kraftwerks Mainz im Markt.....	27
4.3 Das Portfolio der Kraftwerke Mainz-Wiesbaden AG	29
4.4 Konsequenzen für das geplante Kohlekraftwerk in Mainz	29
ANHÄNGE.....	31
Daten Referenzfall.....	31
Abkürzungen	32
Referenzen	33
Verzeichnis der Tabellen	34
Verzeichnis der Abbildungen	34



ZUSAMMENFASSUNG

Die Kraftwerke Mainz-Wiesbaden AG plant den Bau eines steinkohle-gefeuerten Heizkraftwerks mit einer elektrischen Bruttoleistung von rund 820 MW. Sie will dafür rund 1,3 Mrd. Euro investieren.

Diese Studie zeigt auf, dass die Wirtschaftlichkeit einer solchen Investition durch eine Reihe von Faktoren bedroht wird:

- Die Vielzahl im Bau oder in Planung befindlicher neuer Kraftwerke wird den Strompreis senken, da die neuen Kraftwerke geringere Grenzkosten haben als die bestehenden Anlagen. Dadurch verringern sich die Erlöse aller Kraftwerke.
- Die Entwicklung im Jahr 2008 hat gezeigt, dass in den nächsten Jahren – nach Überwindung der Finanz- und Wirtschaftskrise – mit stark steigenden Brennstoffpreisen zu rechnen ist. Dabei kann der Steinkohlepreis wie in 2008 stärker steigen als der Gaspreis. Als Folge erhöhen sich die Betriebskosten eines Kohlekraftwerks stärker als dessen Erlöse.
- Der Ausbau der erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung verringert mittel- und langfristig die Auslastung konventioneller Kraftwerke. Dies wirkt sich zunächst unmittelbar auf die Erlöse aus. Es erfordert aber auch eine flexible Fahrweise für konventionelle Anlagen, die für Kohlekraftwerke nur schwer zu realisieren ist.
- Viele Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien haben Grenzkosten von Null. Durch den starken Ausbau der erneuerbaren Energien wird der Strompreis in vielen Stunden gedrückt. Dies ist ein weiterer Effekt, der die Erlöse von Kohlekraftwerken vermindert.
- Die mit Abstand größte wirtschaftliche Bedrohung für Kohlekraftwerke ergibt sich jedoch aus den klimapolitischen Vorgaben. Die mittel- und langfristigen Klimaschutzziele erfordern es, die mittleren spezifischen CO₂-Emissionen der Stromerzeugung von derzeit 600 g/kWh bis 2020 auf rund 450 g/kWh und bis 2050 mindestens auf 150 g/kWh zu senken. Dies wird mit den bisher absehbaren Investitionen nicht erreicht werden, im Gegenteil, die derzeit geplanten Investitionen stellen die Erreichbarkeit dieser Ziele in Frage. Daher wird der CO₂-Preis solange steigen, bis das Emissionsbudget eingehalten wird. Der Bau von neuen Kohlekraftwerken heute wird die Gesellschaft mittelfristig vor die Wahl stellen, diese Kraftwerke vorzeitig außer Betrieb zu nehmen oder aber die Klimaschutzziele aufzugeben.

Der Bau von Kohlekraftwerken führt zu steigenden CO₂-Preisen und damit auch zu höheren Strompreisen. Kohlekraftwerke garantieren somit nicht langfristig bezahlbare Strompreise für die Verbraucher, sondern führen zu erheblichen zusätzlichen wirtschaftlichen Risiken.

In Abwägung der Chancen und Risiken ist einem kommunalen Investor sowohl aus betriebswirtschaftlichen Überlegungen als auch vor dem Hintergrund der Klimaschutzpolitik vom Bau eines Kohlekraftwerks abzuraten.



1 HINTERGRUND

1.1 Das geplante Kraftwerk in Mainz

Die Kraftwerke Mainz-Wiesbaden AG plant den Bau eines steinkohle-gefeuerten Heizkraftwerks mit einer elektrischen Bruttoleistung von rund 820 MW.

Verschiedene Untersuchungen aus den Jahren 2006 und 2007 kommen zu dem Ergebnis, dass ein solches Kraftwerk wirtschaftlich zu betreiben ist [z.B. PWC 2006]. Im Jahr 2008 haben sich jedoch wichtige Rahmenbedingungen deutlich verändert. So ist z.B. heute davon auszugehen, dass die Emissionsrechte für Kohlendioxid (CO₂) ab dem Jahr 2013, also unmittelbar nach der geplanten Inbetriebnahme des Kraftwerks, vollständig versteigert werden. Auch die unterstellten Brennstoffpreise müssen vor dem Hintergrund des drastischen Preisanstiegs in 2008 sowie des anschließenden Preisverfalls im Rahmen der Finanz- und Wirtschaftskrise überprüft werden. Keine Rolle spielten bei den bisherigen Überlegungen Wechselwirkungen zwischen der Investitionstätigkeit bei Kraftwerken und der Klimaschutzpolitik. So hat insbesondere der Bau von Kohlekraftwerken Rückwirkungen auf den CO₂-Preis und somit auch auf die Stromgestehungskosten und den Strompreis. Wenig Beachtung fand bisher auch der Ausbau der erneuerbaren Energien, der mittelfristig die Einsatzdauer konventioneller Kraftwerke verringern wird.

1.2 Aufgabe und Vorgehensweise

Dieses Gutachten zeigt auf, dass Investitionen in Kohlekraftwerke wirtschaftlich sehr riskant sind, besonders dann, wenn man davon ausgeht, dass die von Deutschland und der EU ins Auge gefassten und zum Teil bereits beschlossenen Klimaschutzziele umgesetzt werden.

Dazu wird zunächst die Funktionsweise des Strommarkts beschrieben. Anschließend wird diskutiert, wie sich die Veränderung von Schlüsselparametern auf den Marktpreis und die Erlöse der Kraftwerke auswirken. Anhand von Modellrechnungen wird dann jeweils ermittelt, ob diese Erlöse ausreichen, um die Investition in das entsprechende Kraftwerk zu finanzieren. Weiter wird analysiert, wie sich Veränderungen im Kraftwerkspark auf die mittleren spezifischen CO₂-Emissionen auswirken und welche Rückwirkungen dies auf den CO₂-Preis haben wird.

1.3 Rahmenbedingung Klimapolitik

Vom Menschen verursachte Emissionen von Treibhausgasen drohen das globale Klima zu verändern, was – nach allem, was man heute weiß – eine Reihe von nachteiligen Effekten auf die Lebensbedingungen auf der Erde haben wird.

Mit dem Kyoto Protokoll, das 2005 in Kraft getreten ist, wurden erstmals verbindliche Ziele zur Begrenzung der Emissionen von Treibhausgasen festgesetzt. Zurzeit wird über die „Post-Kyoto“ Ziele, also für die Zeit nach 2012, verhandelt. Ziel der internationalen Staatengemeinschaft ist es, bei der nächsten Klimakonferenz in Kopenhagen Ende 2009 ein entsprechendes Protokoll zu verabschieden.



Tabelle 1 zeigt für verschiedene Konzentrationsniveaus die notwendigen Änderungen auf globaler Ebene sowie mögliche notwendige Minderungen der sog. Anhang-I-Länder der UN Klimarahmenkonvention, zu denen auch Deutschland gehört. Deutschland und Europa haben das Ziel, die globale Erwärmung auf 2 Grad zu begrenzen [z. B. EU Council 1996, CEC 2008, BMU 2007]. Daraus leitet sich ab, dass die Emissionen in den Industriestaaten bis zur Mitte des Jahrhunderts um 80% bis 95% reduziert werden müssen. Neueste wissenschaftliche Erkenntnisse tendieren mittlerweile eher zu Minderungen von 95% [Meinshausen et al. 2009]. Als konservative Annahme wird jedoch im Folgenden zugunsten von Kohlekraftwerken unterstellt, dass die Treibhausgas-Emissionen „lediglich“ um 80% zurückgefahren werden müssen.

Aus den genannten langfristigen Vorgaben lassen sich entsprechende mittelfristige Ziele ableiten, die wie in Tabelle 1 gezeigt, bei -25% bis -40% in 2020 für die Anhang-I-Länder liegen.¹ Dementsprechend hat sich die EU bereits einseitig eine Verringerung ihrer Emissionen gegenüber 1990 um 20% bis 2020 zum Ziel gesetzt [CEC 2008]. Sollten andere Staaten mitziehen, wäre die EU bereit, auch eine Minderung um 30% zu akzeptieren. Die Bundesregierung strebt ihrerseits eine Absenkung um 30% an und wäre bereit, dieses Ziel auf 40% zu erweitern, wenn die EU insgesamt um 30% mindert [BMU 2007].

Tabelle 1: Mögliche Zielkorridore für die Treibhausgas-Emissionen [Quelle: UNFCCC 2007].

Konzentration CO ₂ -Äquivalente (ppm)	Anstieg der globalen Mitteltemperatur (°C)	Änderung der globalen Emissionen in 2050 (vgl. zu 2000)	Emissionsminderung für Anhang I Länder in 2050 (vgl. zu 1990)	Emissionsminderung für Anhang I Länder in 2020 (vgl. zu 1990)
445 - 490	2,0 - 2,4	- 80% bis -50%	-80% bis -95%	- 25% bis -40%
535 - 590	2,8 - 3,2	-30% bis +5%	-40% bis -90%	-10% bis -30%
590 - 710	3,2 - 4,0	+10 bis 60%	-30% bis -80%	0 bis -25%

Die Emissionsziele auf staatlicher Ebene lassen sich nur erreichen, wenn daraus Vorgaben bzw. Anreize zur Emissionsminderung bei den verschiedenen Emittenten der einzelnen Sektoren abgeleitet werden. Die verschiedenen Möglichkeit des Emissionshandels, die geschaffen wurden, um Investitionen dorthin zu lenken, wo sie den größten Effekt haben, dürfen nicht darüber hinwegtäuschen, dass Emissionsminderungen in den genannten Größenordnungen nur dann zu erzielen sind, wenn alle Sektoren substantielle Beiträge liefern, die selbst auch in der insgesamt erforderlichen Größenordnung liegen. Der Emissionshandel kann dann darüber entscheiden, ob einzelne Sektoren einige Prozentpunkte mehr oder weniger mindern müssen.

Abbildung 1 und Abbildung 2 zeigen einen möglichen Reduktionspfad für die gesamte Wirtschaft bzw. die Stromwirtschaft. Dabei wird unterstellt, dass das Reduktionsziel von -80% gleichmäßig auf die einzelnen Sektoren herunter gebrochen wird. Dies ist wiederum eine konservative Annahme, da es Bereiche wie die Prozessindustrie oder den Verkehr gibt,

¹ Im Anhang I des Kyoto-Protokolls sind diejenigen Länder aufgeführt, die bereits jetzt verbindliche Obergrenzen für ihre Treibhausgas-Emissionen akzeptiert haben. Im wesentlichen handelt es sich dabei um die Industrieländer, allerdings ohne die USA.

in denen es noch völlig offen ist, wie ein solches Ziel erreicht werden kann. Somit ist es eher wahrscheinlich, dass dem Sektor der Stromerzeugung eine noch stärkere Reduzierung der CO₂-Emissionen abverlangt wird.

Wie in Abbildung 1 zu erkennen, sinkt das Budget für den Bereich der Energiewirtschaft (Strom und Wärme) von derzeit über 300 Mio. t CO₂ auf knapp 85 Mio. t in 2050. Daraus lässt sich für die mittleren spezifischen Emissionen der Stromerzeugung ein Zielwert von 150 Gramm je Kilowatt-Stunde (g/kWh) ableiten (Abbildung 2).² Heute liegt dieser Wert bei knapp 600 g/kWh.

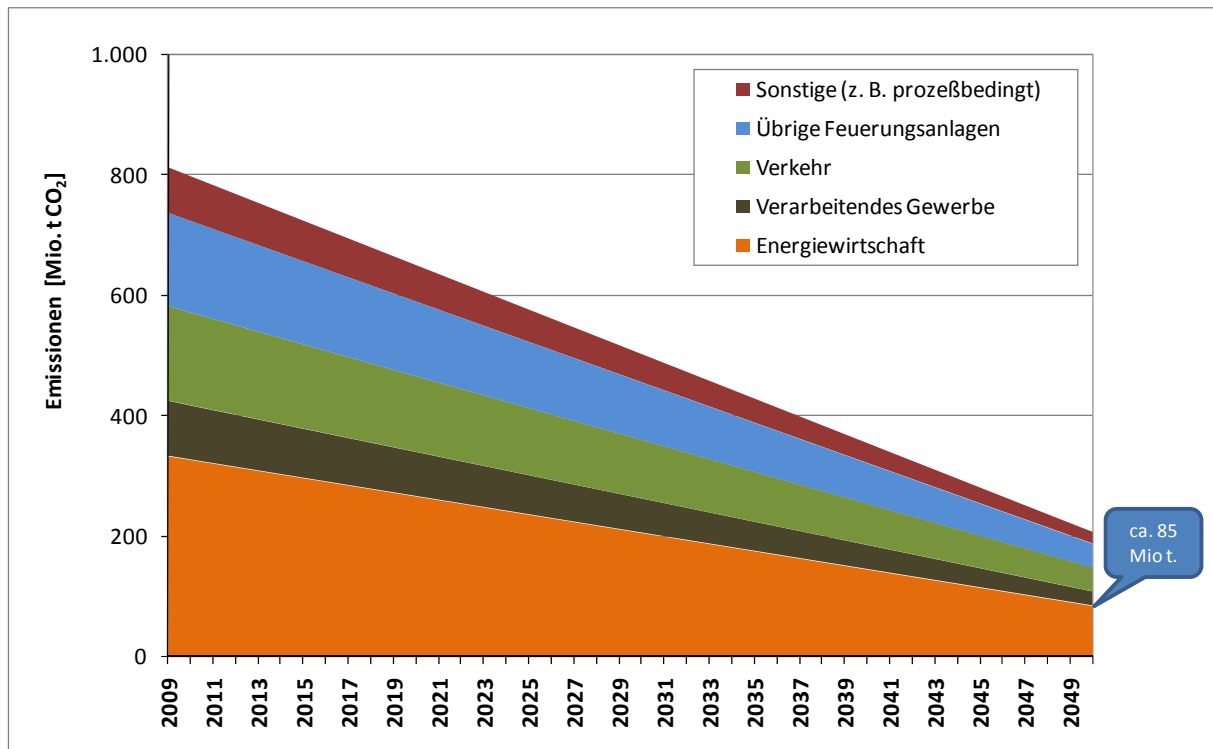


Abbildung 1: Möglicher Emissionspfad für ein CO₂-Emissionsziel von minus 80 % bezogen auf 1990 (Quelle: Eigene Berechnungen, Emissionen 1990: UBA 2006).

² Eine ausführliche Darstellung der Ableitung findet sich bei Bode [2009].

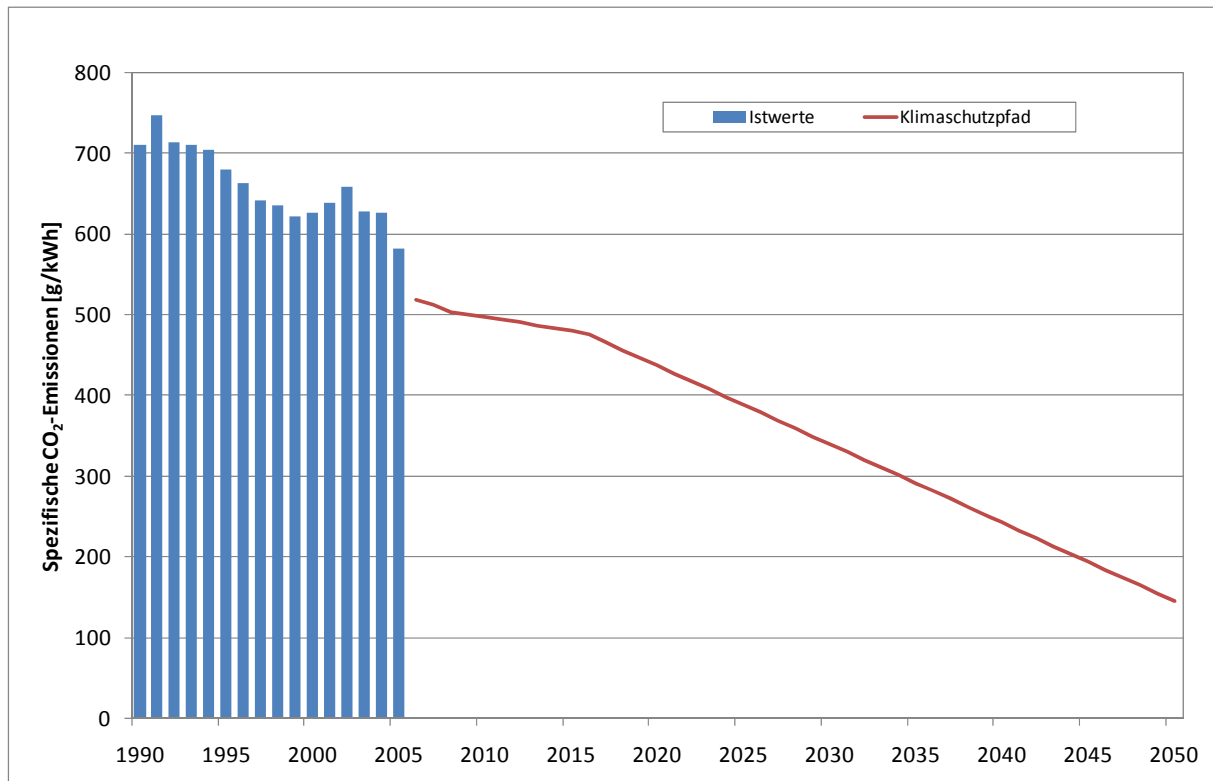


Abbildung 2: Reduktionspfad für die mittleren spezifische CO₂-Emissionen des deutschen Kraftwerks-parks (Quelle: eigene Berechnungen, Ist-Werte: LAK Energiebilanzen).

2 FUNKTIONSWEISE DES STROMMARKTS

In diesem Kapitel wird beschrieben, wie der Großhandelsstrompreis an der Strombörse zustande kommt [vgl. dazu auch Groscurth und Bode 2009]. Zuvor muss jedoch aufgezeigt werden, welche Kosten bei der Erzeugung von Strom anfallen und welche Teile davon in die Preisbildung einfließen.

2.1 Die Stromgestehungskosten

Die *Stromgestehungskosten* eines Kraftwerks setzen sich zusammen aus einem variablen Anteil, der (in der Regel) proportional zur erzeugten Strommenge ist, und einem festen Anteil, der unabhängig davon anfällt, ob das Kraftwerk Strom erzeugt oder nicht. Um die Betrachtung zu vereinfachen, wird unterstellt, dass es für die Stromproduktion nur drei Kostenfaktoren gibt:

- die Investitions- bzw. Kapitalkosten,
- die Brennstoffkosten und
- die Kosten für CO₂-Emissionsrechte.

Investitionskosten sind dabei typische Fixkosten, während die beiden anderen Kostenblöcke variable Kosten darstellen. Erfahrungsgemäß sind sonstige Ausgaben wie feste und variable Betriebs- und Wartungskosten für konventionelle Kraftwerke klein gegenüber den drei genannten Faktoren und werden deshalb für die grundsätzliche Betrachtung hier nicht weiter

berücksichtigt.³ Die variablen Brennstoff- und CO₂-Kosten hängen vom Brennstoffpreis, dem Nutzungsgrad des Kraftwerks,⁴ den spezifischen CO₂-Emissionen des Brennstoffs und dem CO₂-Preis ab.

Abbildung 3 zeigt typische Stromgestehungskosten alter und neuer Kraftwerke. Alte Kraftwerke, die bereits abgeschrieben sind, weisen keine Kapitalkosten mehr auf. Die Kapitalkosten neuer Kraftwerke hängen entscheidend davon ab, wie viele Stunden im Jahr diese Kraftwerke in Betrieb sind. Insofern sind die Werte in Abbildung 3 als typische Angaben zu verstehen, die sich aber je nach Rahmenbedingungen verändern können. Für die Rechnung wurde zunächst ein Gaspreis von 20 €/MWh_f, eine Steinkohlepreis von 8 €/MWh_f und ein CO₂-Preis von 20 €/t unterstellt (vgl. Tabelle 6 im Anhang).⁵

Das geplante Kohlekraftwerk in Mainz entspricht dem „neuen Steinkohle-Kraftwerk“ in Abbildung 3, das bestehende Erdgas-GuD-Kraftwerk dem „neuen Erdgas-GuD-Kraftwerk“.

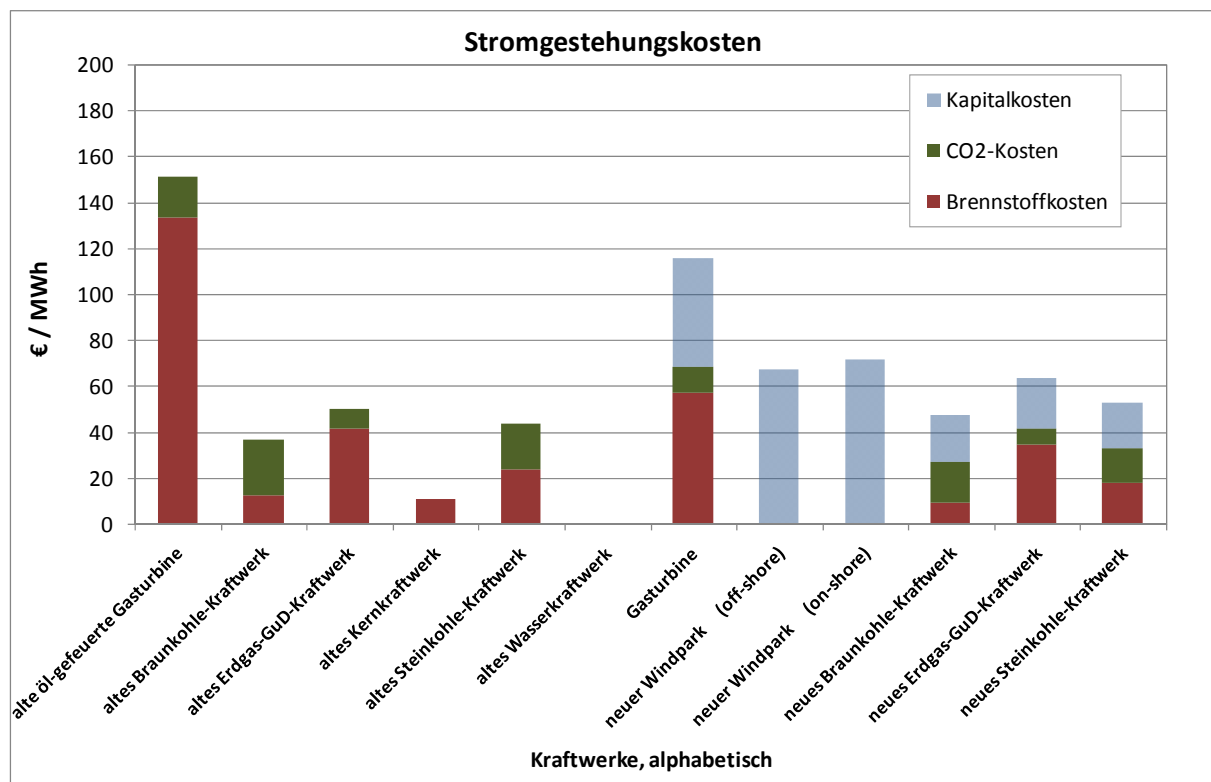


Abbildung 3: Typische Stromgestehungskosten alter und neuer Kraftwerke (eigene Berechnungen mit Annahmen zu Rahmendaten gem. Tabelle 6 im Anhang).⁶

³ Für Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien kann dies anders aussehen. Windkraftanlagen z.B. kommen auf 15-30 €/MWh. Da sich diese Studie jedoch auf Kohlekraftwerke konzentriert, wird diese Annahme dennoch getroffen, um die Darstellung zu vereinfachen.

⁴ Der Nutzungsgrad eines Kraftwerks ist das Verhältnis von produzierter Strommenge zur dafür benötigten Brennstoffmenge. Er wird häufig auch als durchschnittlicher Wirkungsgrad bezeichnet.

⁵ €/MWh_f: Die Anhang „..._f“ zeigt an, dass sich der Preis auf den Energiegehalt des Brennstoffs (fuel) bezieht. Angaben mit der Endung „..._el“ beziehen sich auf den erzeugten Strom (electricity).

⁶ Die spezifischen Fixkosten hängen entscheidend von der Nutzungsdauer eines Kraftwerks ab. Für das Steinkohlekraftwerk sind hier 7.000 Nutzungsstunden im Jahr (h/a) unterstellt, für das GuD-Kraftwerk 4.000 h/a.



2.2 Die Bildung des Strompreises und die Erlöse der Kraftwerke

Um die Preisgestaltung an der Börse zu beschreiben, wird im Folgenden ausschließlich der sogenannte Spot-Markt betrachtet, an dem Strom für die Stunden des nächsten Tages gehandelt wird („Day-ahead“ Handel).⁷ Dieser kommt dem tatsächlichen physikalischen Geschehen am nächsten. Für die grundsätzliche Betrachtung wird ferner davon ausgegangen, dass vollständiger Wettbewerb herrscht, d.h. kein Anbieter verfügt über Marktmacht, die es ihm erlaubt, den Preis zu beeinflussen.

Jeder Kraftwerksbetreiber kann an der Strombörse für jede Stunde des folgenden Tages ein Gebot abgeben, das sich zusammensetzt aus einem Preis und der Leistung, die zu diesem Preis geliefert werden kann. Zu welchem Preis wird ein Kraftwerksbetreiber seinen Strom anbieten? Wenn das Kraftwerk erst einmal gebaut ist, sieht die Überlegung anders aus als bei der Analyse vor einer Investition. Für die Entscheidung über den Betrieb eines Kraftwerkes sind Kapitalkosten nicht mehr relevant, da sie als Fixkosten unabhängig vom Einsatz des Kraftwerks anfallen.

Der Betreiber eines bestehenden Kraftwerks wird immer versuchen, seine Anlage einzusetzen, wenn er aus dem Stromverkauf in einer Stunde mehr erlöst als ihn der Betrieb der Anlage kostet. In erster Näherung ist dies gegeben, wenn die Grenzkosten der Erzeugung kleiner sind als der erzielte Strompreis. Die Grenzkosten ergeben sich als Summe der spezifischen Brennstoffkosten und spezifischen CO₂-Kosten.

Die Börse sammelt alle Gebote und sortiert diese nach den Kosten in aufsteigender Reihenfolge. Daraus resultiert die sogenannte Einsatzreihenfolge der Kraftwerke oder „Merit order“. Abbildung 4 zeigt ein Beispiel für eine solche Merit-order Kurve. Dabei wurden den Kraftwerken aus Abbildung 3 Kapazitäten zugeordnet, die den derzeit installierten Leistungen im deutschen Kraftwerkspark entsprechen.⁸ Auf der linken Seite finden sich die Kraftwerke, die keine oder sehr geringe Grenzkosten aufweisen wie Wasserkraft-, Windkraft- und Photovoltaik-Anlagen. Als nächstes kommen die Kernkraftwerke und dann die neuen und die älteren Kohlekraftwerke. Weiter rechts finden sich die Gaskraftwerke, die zwar geringere Investitionskosten, aber höhere Grenzkosten aufweisen. Ganz am Ende der Merit order liegen die Spitzenlastkraftwerke, z.B. einfache Gasturbinen, die mit Öl gefeuert werden und sehr hohe Grenzkosten haben. Die Börse erteilt nun den Kraftwerken der Reihe nach, beginnend mit dem niedrigsten Gebot, einen Zuschlag bis der prognostizierte Bedarf gedeckt ist.

Das Gebot des letzten Kraftwerkes, das noch einen Zuschlag erhält, bestimmt den Strompreis, der dann für alle zustande gekommenen Lieferverträge bezahlt wird. Das heißt, die Kraftwerke werden nicht nach ihrem eigenen Gebot, sondern nach dem Gebot des Grenzkraftwerks bezahlt.

Dabei handelt es sich nicht um einer Besonderheit des Strommarktes, sondern vielmehr um einen grundsätzlichen Mechanismus auf Märkten mit vollständigem Wettbewerb.

⁷ Neben dem Spotmarkt gibt es auch den Terminmarkt, an dem standardisierte Produkte, d.h. Strom einer definierten Leistung über feste Zeiträume (Jahre, Quartale, Monate), gehandelt werden. Die Preise an den Terminmärkten orientieren sich jedoch am jeweiligen Spotmarktpreis.

⁸ Die dabei unterstellten Kapazitäten sind im Anhang in Tabelle 7 aufgelistet. Sie entsprechen näherungsweise den aktuellen Gegebenheiten des deutschen Kraftwerksparks.

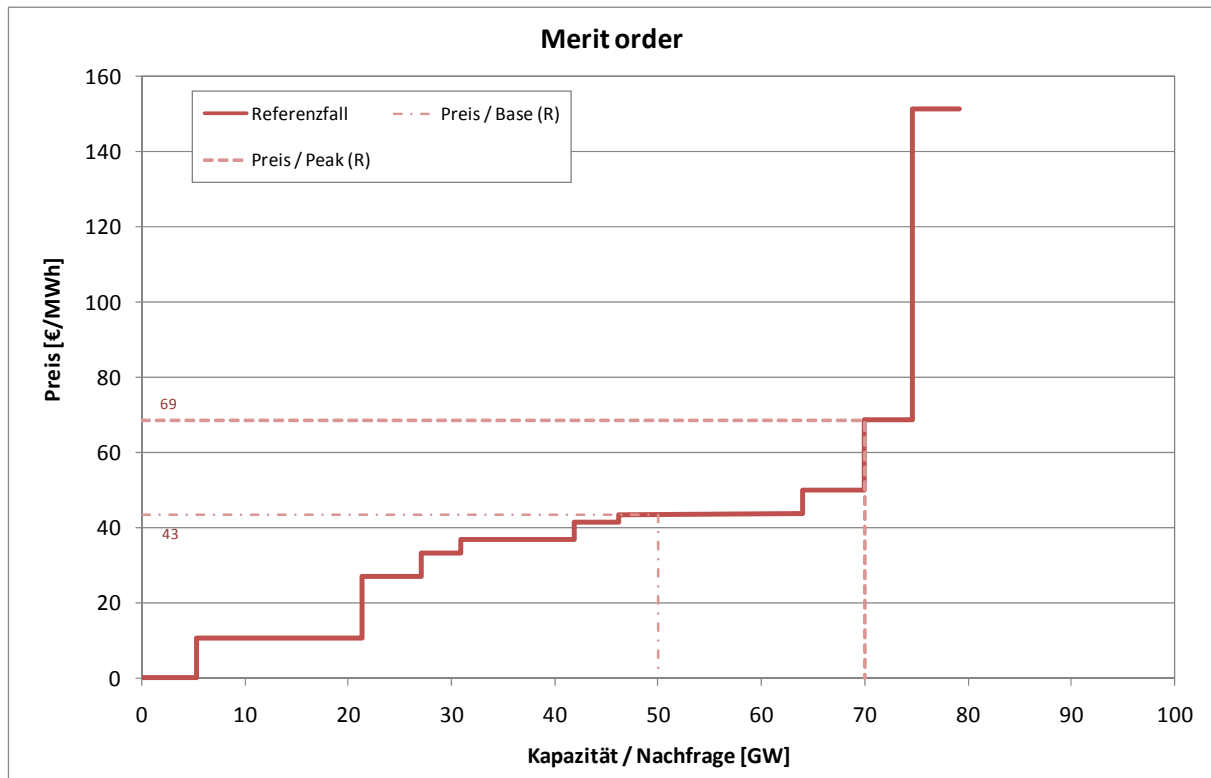


Abbildung 4: Preisbildungsmechanismus an der Strombörse in je einer exemplarischen Stunde mit hoher und niedriger Last.

Typischer Verlauf der Merit-order Kurve mit einem repräsentativen Kraftwerkspark für 2009 auf Basis von Kraftwerkstypen bei geringer Verfügbarkeit von Strom aus erneuerbaren Energien (EE). Der tatsächliche Verlauf hängt von den Gegebenheiten der jeweils betrachteten Stunde ab. Für die Auswirkungen einer stärkeren Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien vgl. Kap. 3.2.

Abbildung 4 zeigt diesen Mechanismus für zwei exemplarische Stunden. Der Strompreis ergibt sich jeweils als Schnittpunkt von Nachfrage- und Angebotskurve. Die Nachfrage ist in diesem Beispiel unelastisch, d.h. die Nachfrage sinkt nicht mit steigendem Strompreis (senkrechte Linien in Abbildung 4). Diese Annahme ist für die kurzfristige Nachfrage erfahrungsgemäß sinnvoll, zumindest solange man sich im linken und mittleren Bereich der Merit-order Kurve bewegt. Weiter unten wird auch der Fall eines durch hohe Preise induzierten Nachfragerückgangs diskutiert.

Solange ausreichend Kapazität verfügbar ist, gilt: Der Börsenpreis für Strom in einer bestimmten Stunde ist gleich den Grenzkosten des letzten Kraftwerks, das benötigt wird, um die Stromnachfrage dieser Stunde zu decken.

In Zeiten niedriger Nachfrage von 50 GW ist das Grenzkraftwerk im Beispiel in Abbildung 4 ein Kohlekraftwerk und der Preis beträgt 43 €/MWh. Steigt die Nachfrage, so verschiebt sich die Nachfragekurve nach rechts. Sie schneidet die Angebotskurve dann bei höheren Preisen. Bei einer Nachfrage von etwa 70 GW wird das Grenzkraftwerk mit Gas gefeuert und der Preis steigt auf 69 €/MWh.

In der Praxis hat die Merit-order Kurve einen weniger treppenförmigen, sondern eher stetigen Verlauf. Dies liegt daran, dass sich die einzelnen realen Kraftwerke stets voneinander unterscheiden und somit auch unterschiedliche Grenzkosten haben. Für die grundsätzlichen Betrachtungen, die hier angestellt werden, ist es jedoch nicht von Bedeutung, ob der ermit-



telte Strompreis konstant bleibt oder sich geringfügig ändert. Wichtig sind die grundsätzlichen Effekte, die sich auch an einem vereinfachten Kraftwerkspark aufzeigen lassen.

In der letzten Zeit sind an der Börse auch negative Preise aufgetreten. Dies geschieht dann, wenn es die Betreiber konventionelle Kraftwerke vermeiden wollen, die Anlage innerhalb weniger Stunden erst herunter und dann wieder hoch fahren zu müssen. Dies ist mit hohen Kosten verbunden. Sie sind daher bereit, für die Möglichkeit in den dazwischenliegenden Stunden Strom liefern zu dürfen, zu bezahlen.

Bisher wurde nur eine einzelne Stunde betrachtet. Sowohl die Merit-order Kurve aus Abbildung 4 als auch die Nachfrage unterliegen jedoch ständigen Veränderungen. Um den mittleren Strompreis eines Jahres zu ermitteln, muss man daher dieselbe Betrachtung für alle Stunden eines Jahres anstellen. Dazu ist es erforderlich, die Schwankungen der Nachfrage und des Angebots im zu Detail kennen. Abbildung 5 zeigt, wie die Last saisonal und im Tagesverlauf schwankt. Für die im Folgenden durchgeführten Modellrechnungen wird eine Verteilungsfunktion für die (Rest-)Last unterstellt, die von der eigentlichen Nachfrage die Einspeisung von Strom aus Windkraft abzieht.

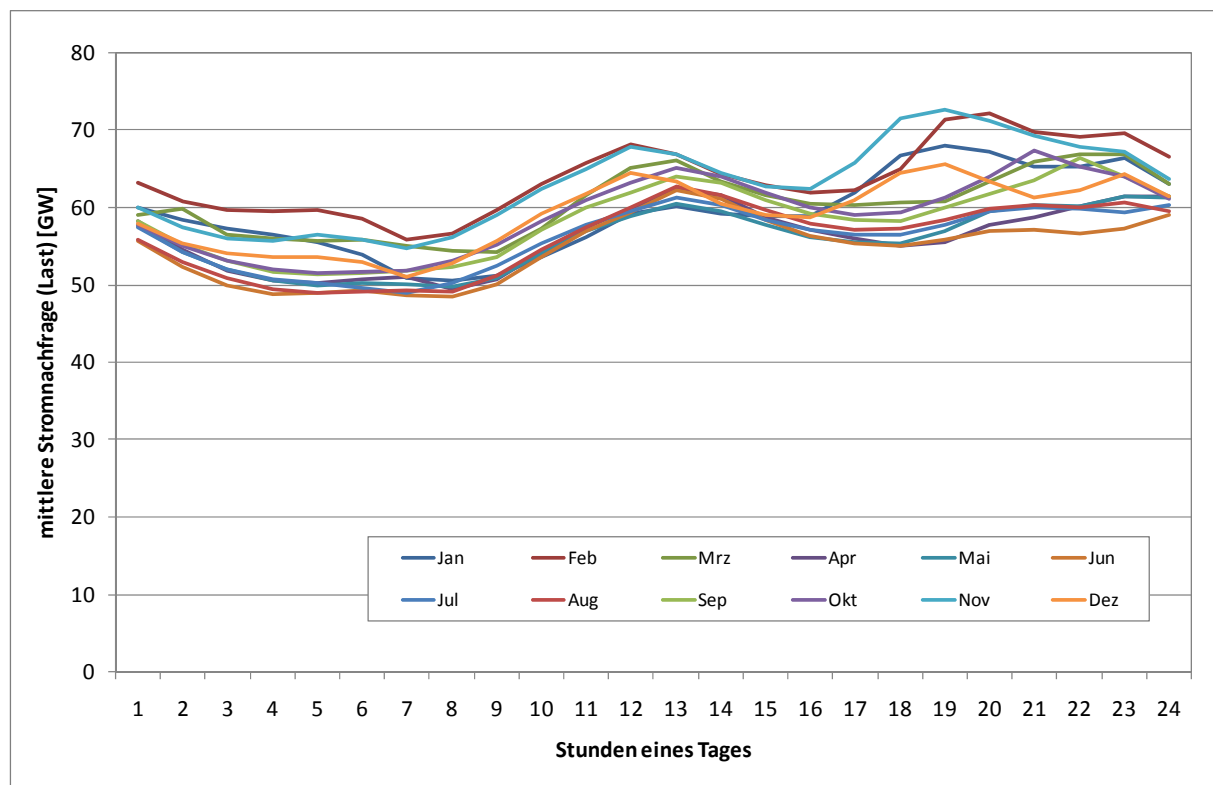


Abbildung 5: Verlauf der mittleren monatlichen Stromnachfrage (Last) in Deutschland im Jahr 2006 [www.ucte.org].

Wenn alle Kraftwerke nicht nach ihren eigenen Kosten, sondern denen des Grenzkraftwerks bezahlt werden, stellt sich die Frage, was mit der Differenz geschieht. Ökonomen bezeichnen diese Differenz als *Deckungsbeitrag*. Er deckt u.a. die Fixkosten der Kraftwerke, die in das Angebot für die Börse bisher nicht eingegangen sind. In Abbildung 6 ist der Marktwert

des erzeugten Stroms durch die Fläche unter den rechteckigen Kurven gegeben. Die Angebotskurve (Merit-order Kurve) teilt diese Felder in die variablen Kosten (Betriebskosten) unterhalb der Kurve und die Deckungsbeiträge darüber. Wie man in Abbildung 6 sehen kann, erzielen Grenzkraftwerke in der Regel keine Deckungsbeiträge.

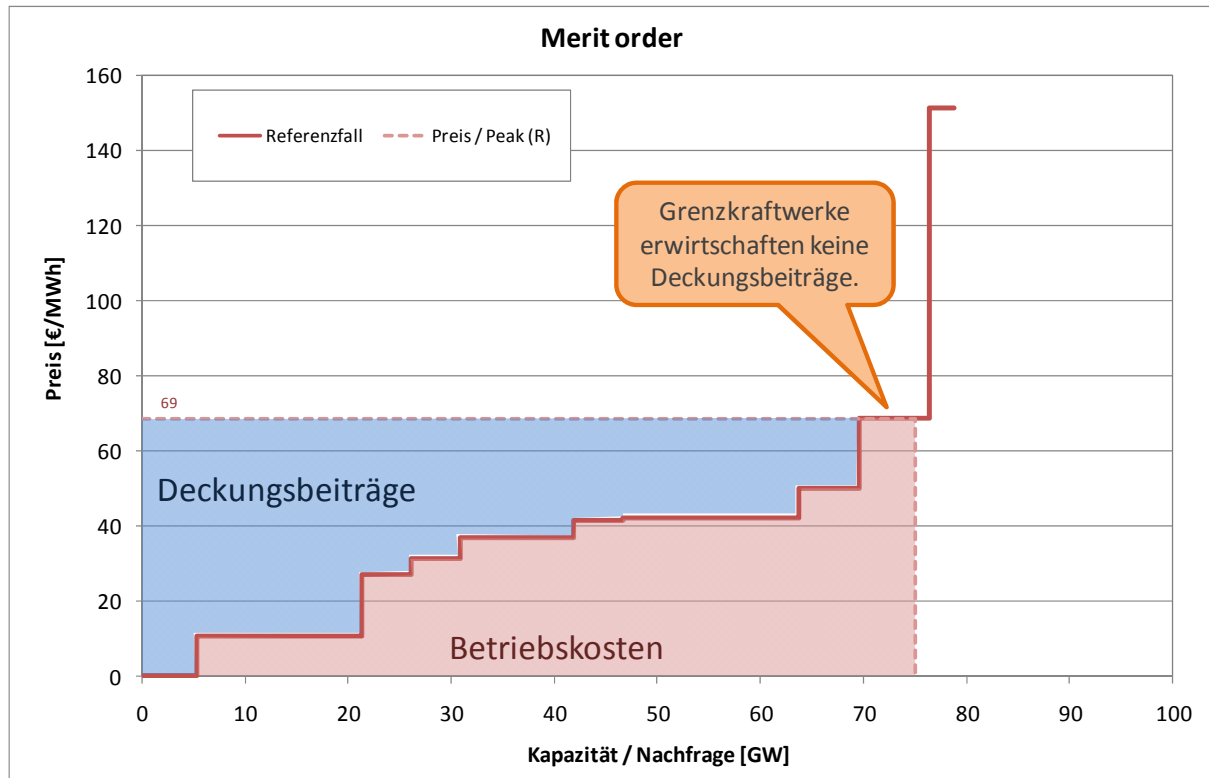


Abbildung 6: Erlöse und Deckungsbeiträge von Kraftwerken an der Strombörse.

3 EINFLUSS DER ÄNDERUNG KRITISCHER PARAMETER

3.1 Brennstoffpreise

Der Strompreis wird bestimmt durch das Grenzkraftwerk. Dessen Grenzkosten hängen wiederum ab vom Preis des eingesetzten Brennstoffs und vom Preis der CO₂-Emissionsrechte. Da in vielen Fällen ein Gaskraftwerk als Grenzkraftwerk fungiert, reicht es nicht aus, für die Analyse der Wirtschaftlichkeit eines Kohlekraftwerks Veränderungen im Kohlepreis zu untersuchen. Vielmehr müssen Veränderungen der drei wichtigsten Parameter analysiert werden: Kohlepreis, Gaspreis und CO₂-Preis.

Abbildung 7 vermittelt einen Eindruck davon, wie stark diese drei Preise in den letzten drei Jahren geschwankt haben. Insbesondere wird deutlich, dass im Sommer 2008, als sich deutliche Knappheitssignale auf den Weltenergiemärkten bemerkbar machten, der Kohlepreis stärker gestiegen ist als der Öl- und der Gaspreis. Abbildung 7 zeigt neben den Preisen selbst auch die Differenz von Kohle und Gaspreis, die für die Wirtschaftlichkeit von Kraftwerken von großer Bedeutung ist.

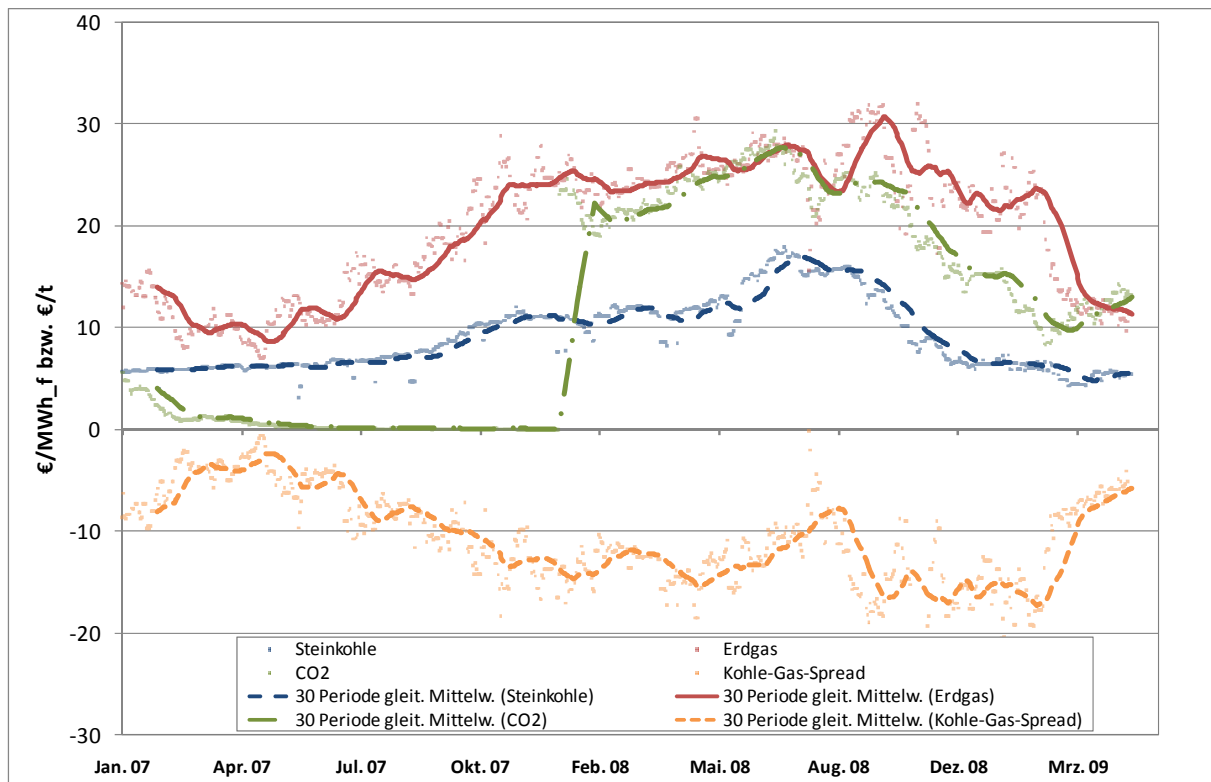


Abbildung 7: Entwicklung der Brennstoff- und CO₂-Preise seit Januar 2007 (Eigene Darstellung).

Die folgenden Betrachtungen gehen vom heutigen Kraftwerkspark aus (vgl. dazu Tabelle 7 im Anhang). Veränderungen des Kraftwerksparks werden weiter unten diskutiert. Es geht an dieser Stelle noch nicht darum, endgültige Aussagen über die Wirtschaftlichkeit neuer Kohlekraftwerk zu machen, sondern darum, die Marktmechanismen zu verdeutlichen.

Eine einseitige Erhöhung des Preises für Steinkohle – unter sonst gleichen Bedingungen – führt zunächst zur Erhöhung des Strompreises in den Zeiten, in denen ein Kohlekraftwerk das Grenzkraftwerk ist. Der Strompreis in den übrigen Zeiten bleibt unverändert. Die zusätzlichen Kosten treten jedoch in allen Stunden auf, in denen das Kraftwerk betrieben wird. Insofern ist klar, dass sich die Deckungsbeiträge in Summe verringern. Hinzu kommt, dass sich die Position eines neuen Kohlekraftwerks in der Merit order nach rechts verschiebt und es unter Umständen seltener zum Einsatz kommt, wodurch weitere Deckungsbeiträge verloren gehen. Um diese Effekte zu verdeutlichen, zeigt Abbildung 8 die Auswirkungen einer Erhöhung des Kohlepreises um 50%.

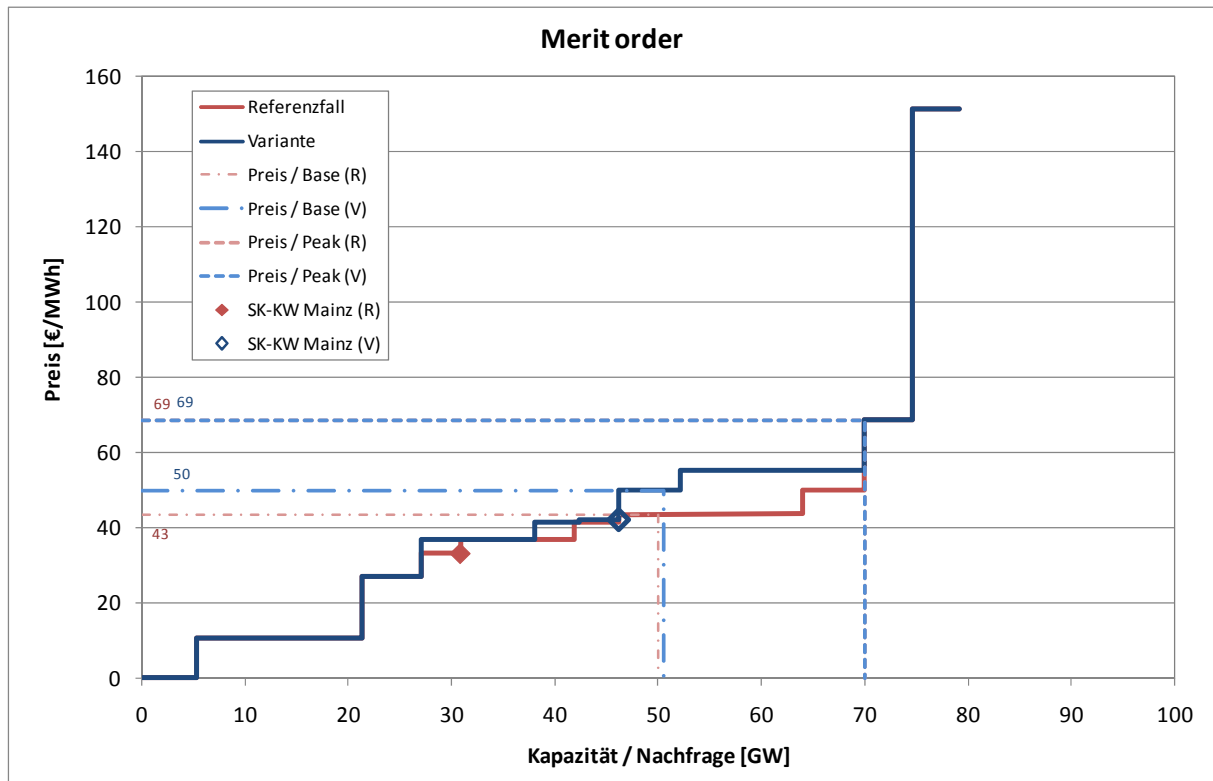


Abbildung 8: Veränderung der Merit-order Kurve (Stand 2009) für zwei beispielhafte Lastsituationen bei Erhöhung des Preises für Steinkohle um 50% (V) gegenüber dem Referenzfall (R). Die Rauten zeigen die Positionierung eines neuen Steinkohle-Kraftwerks.

Eine Erhöhung des Preises für Erdgas führt zur Erhöhung des Strompreises in Zeiten hoher Last, wenn Erdgas-Kraftwerke als Grenzkraftwerke fungieren. Der Preis in Zeiten schwacher Last bleibt unverändert. Das geplante Kohlekraftwerk profitiert von der Erhöhung der Strompreise, was sich in zusätzlichen Deckungsbeiträgen niederschlägt. Die Einsatzreihenfolge verändert sich dagegen nicht. Abbildung 9 zeigt exemplarisch die Veränderungen in der Merit order, wenn sich der Preis für Erdgas um 50% erhöht.

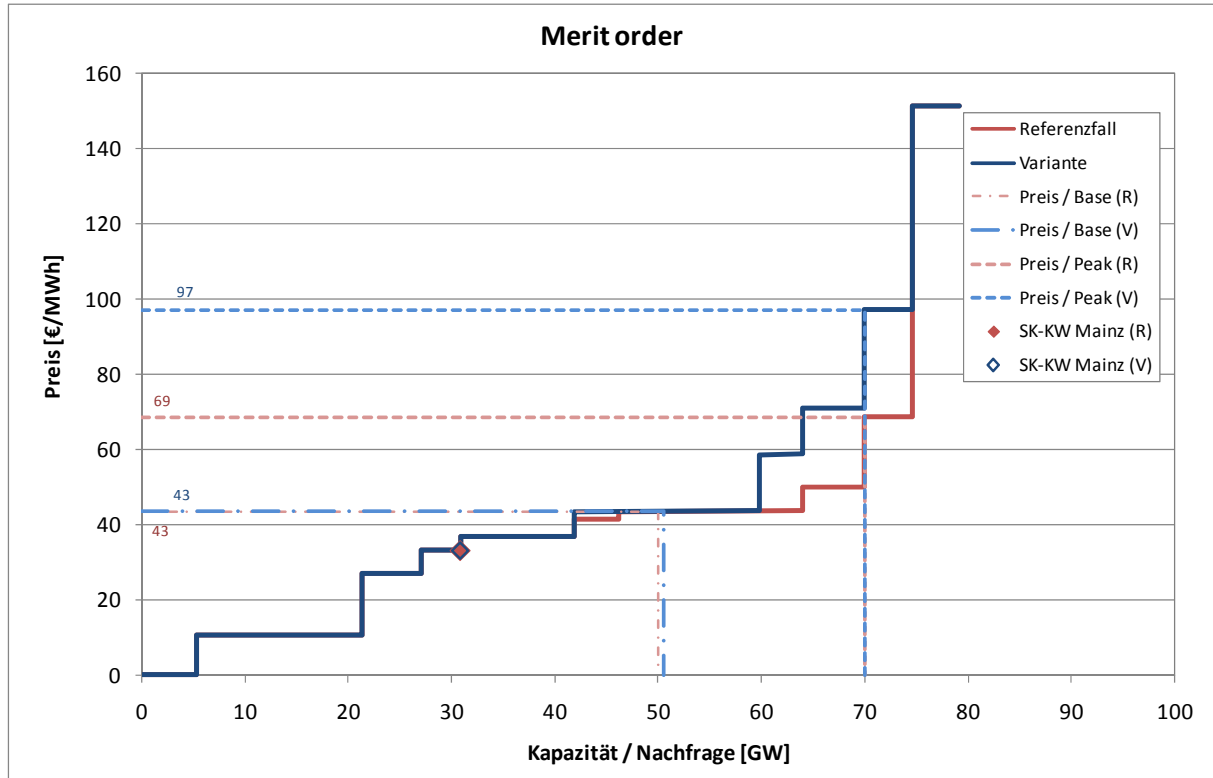


Abbildung 9: Veränderung der Merit-order Kurve (2009) für zwei beispielhafte Lastsituationen bei Erhöhung des Preises für Erdgas um 50% (V) gegenüber dem Referenzfall (R). Die Rauten zeigen die Positionierung eines neuen Steinkohle-Kraftwerks.

In grober Näherung – insbesondere unter Vernachlässigung von Veränderungen beim CO_2 -Preis – kann man sagen, dass Kohlekraftwerke wirtschaftlich sind, wenn die Differenz von Kohle- und Gaspreis größer als 12 €/MWh_f ist. Abbildung 7 zeigt, dass es in den letzten drei Jahren mehrere Phasen gegeben hat, in denen dies nicht der Fall war.

Eine Erhöhung des CO_2 -Preises um 50% erhöht die Grenzkosten sowohl für Kohlekraftwerke als auch für Gaskraftwerke, für letztere allerdings in geringerem Maße als für erstere (vgl. Abbildung 10). Die Kohlekraftwerke profitieren von der Erhöhung der Strompreise in den Zeiten, in denen ein Gaskraftwerk das Grenzkraftwerk ist. Umgekehrt gilt dies nicht, da die Gaskraftwerke nicht in Betrieb sind, wenn ein Kohlekraftwerk das Grenzkraftwerk ist.

Erst ein CO_2 -Preis über 40 €/t positioniert ein neues Erdgas-GuD-Kraftwerk vor einem neuen Steinkohle-Kraftwerk in der Merit order.

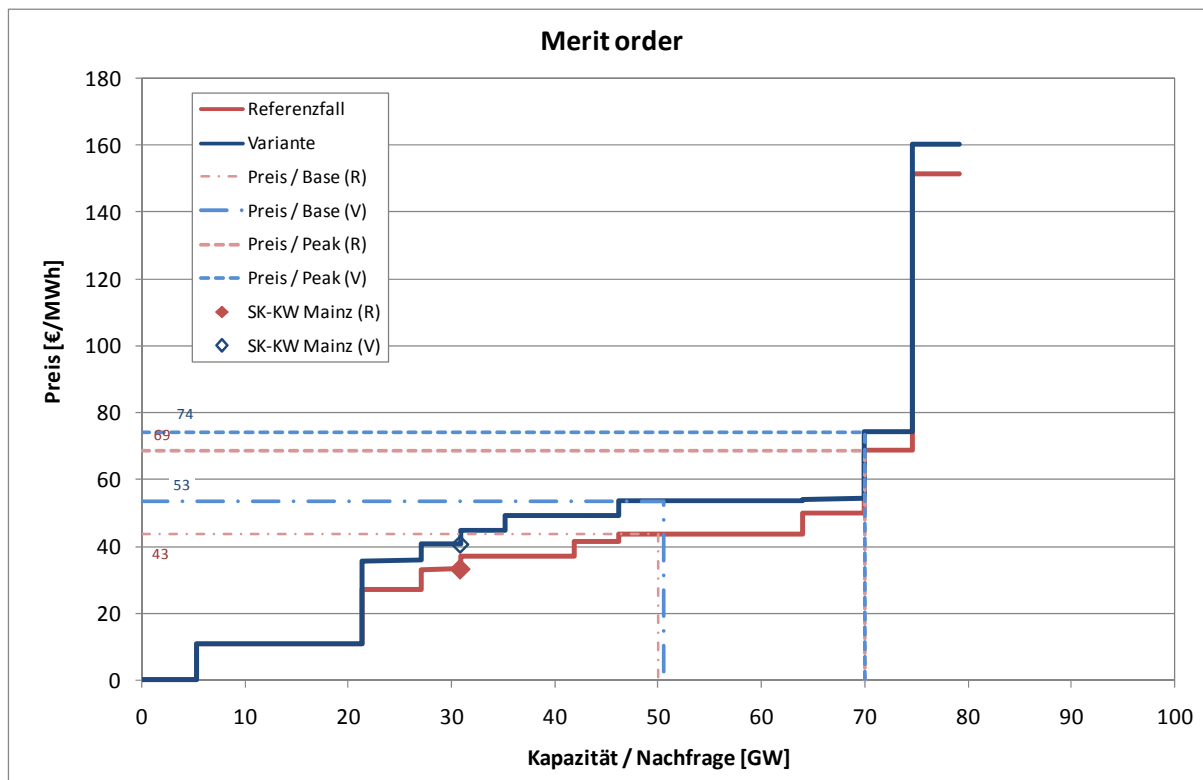


Abbildung 10: Veränderung der Merit-order Kurve (2009) für zwei beispielhafte Lastsituationen bei Erhöhung des Preises für CO₂ um 50% (V) gegenüber dem Referenzfall (R). Die Rauten zeigen die Positionierung eines neuen Steinkohle-Kraftwerks.

Die obigen Abbildungen zeigen jeweils nur eine Momentaufnahme für zwei typische Stunden. Um eine generelle Aussage zu erhalten, muss ein längerer Zeitraum, typischerweise alle Stunden eines Jahres, betrachtet werden. Dies erfolgt wiederum mit Hilfe der aus der Lastkurvenschar abgeleiteten Verteilungsfunktion für die Last. Abbildung 11 zeigt die Ergebnisse einer solchen Rechnung. Gezeigt werden:

- der Strompreis (blau),
- die Grenzkosten eines neuen Steinkohle-Kraftwerks (rot),
- dessen Deckungsbeiträge (= Strompreis – Grenzkosten; grün) sowie
- der Gewinn (= Deckungsbeiträge – Fixkosten; orange).

Für diese Studie wurde ein vereinfachtes Modell des Strommarkts verwendet, das die maßgeblichen Kraftwerkstypen abbildet. Für eine genauere Analyse könnte man umfangreiche Modellrechnungen mit einem Strommarktmodell durchführen, das den gesamten Kraftwerkspark und dessen erwartete Veränderungen abbildet. Frühere Rechnungen dieser Art für andere Kraftwerke kommen jedoch zu ähnlichen Ergebnissen und zeigen somit, dass das vereinfachte Modell für die hier zu machenden Aussagen hinreichend repräsentativ ist [Pehnt et al. 2007].

Im Referenzfall ist das geplante Kohlekraftwerk wie oben gezeigt gerade an der Grenze der Wirtschaftlichkeit unter den geforderten Bedingungen. Eine Erhöhung des Kohlepreises



macht es unwirtschaftlich. Eine Erhöhung der Gaspreise verbessert die Wirtschaftlichkeit deutlich.

Kurzfristig führt die Erhöhung des CO₂-Preises dazu, dass sich die Wirtschaftlichkeit eines neuen Kohlekraftwerks verbessert. Dies liegt daran, dass das neue Kohlekraftwerk effizienter ist als die alten Kohlekraftwerke, die teilweise als Grenzkraftwerke fungieren. Deshalb sind seine zusätzlichen Einnahmen durch die höheren Strompreise größer als die zusätzlichen Kosten für Emissionsrechte. Es wird mangels anderer Kapazitäten auch nicht aus dem Markt gedrängt. Mittel- und langfristig kehrt sich dieser Effekt jedoch um, da die Kohlekraftwerke selbst dann die Ursache für hohe CO₂-Preise sind (vgl. dazu Kap. 3.3).

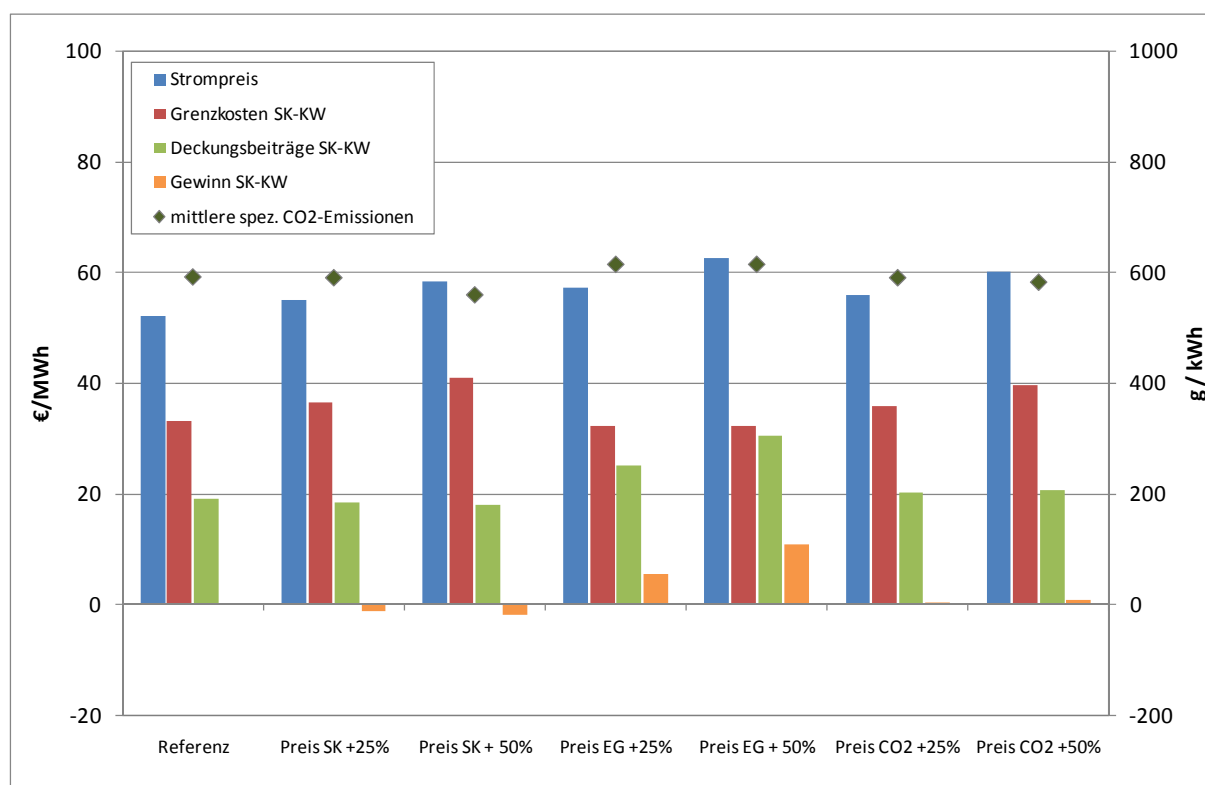


Abbildung 11: Ergebnisse der Variation von Preisparametern auf der Basis des heutigen Kraftwerksparks.

Es ist jedoch zu beachten, dass in allen in Abbildung 11 gezeigten Fällen die durchschnittlichen CO₂-Emissionen der Stromerzeugung bei rund 600 g/kWh liegen (vgl. grüne Rauten, rechte vertikale Achse). Steigende CO₂-Preise wirken sich ohne weitere Veränderungen kaum auf die mittleren spezifischen Emissionen aus. Dies ist ein wichtiges Ergebnis, das im Folgenden noch intensiver betrachtet werden muss.

3.2 Auswirkungen der Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien

Viele Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien haben Grenzkosten von Null oder nahe Null. Dies gilt vor allem für die Windenergie, Photovoltaik und solarthermische Kraftwerke und somit für die vielversprechendsten Techniken. Eine Ausnahme bilden Biomassekraftwerke, deren Bedeutung aber ohnehin begrenzt bleiben wird.

Die Einspeisung von Strom aus diesen Anlagen führt – unabhängig davon, ob er überhaupt an der Börse gehandelt oder durch das EEG direkt vergütet wird, dazu, dass die Merit-order Kurve in Abbildung 4 nach rechts verschoben wird und der Preis somit sinkt.

Abbildung 12 zeigt diesen Effekt, wenn die Einspeisung von Strom aus Windkraft 10 GW statt wie bisher angenommen 1 GW beträgt. Der Strompreis in Zeiten niedriger Last sinkt von 43 auf 37 €/MWh und in Zeiten hoher Last von 69 auf 59 €/MWh.

Dies hat potentiell zwei Effekte auf konventionelle Kraftwerke. Zum einen sinken deren Erlöse, weil der Strompreis sinkt, zum anderen können sie in Zeiten, in denen sehr viel Strom aus erneuerbaren Energien zur Verfügung steht, ganz aus dem Markt gedrängt werden. Beides führt dazu, dass ihre Einnahmen und somit auch die Deckungsbeiträge sinken.

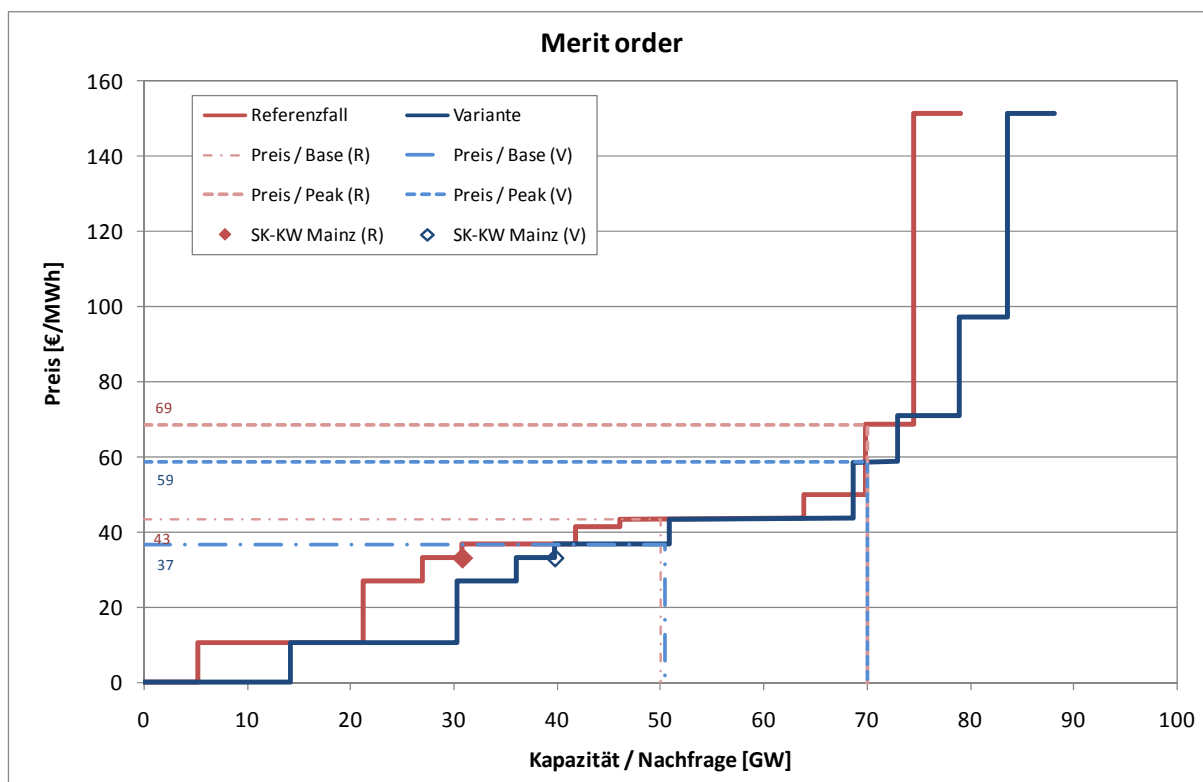


Abbildung 12: Veränderung der Merit-order Kurve (2009) bei einer Einspeisung von 10 GW Strom aus Windkraft (V) statt 1 GW (R). Die Rauten zeigen die Positionierung eines neuen Steinkohle-Kraftwerks.

Auch wenn Kohlekraftwerke in der Merit order besser positioniert sind, trifft sie dies stärker als Gaskraftwerke, weil sie höhere Investitionskosten haben und weil sie schlechter regelbar sind und sich somit einem schwankenden Bedarf schlechter anpassen können.

Langfristig ist damit zu rechnen, dass es keine sogenannte Grundlast mehr geben wird. Abbildung 13 verdeutlicht dies anhand der verbleibenden Restlast. Die Restlast ist die Differenz von Stromnachfrage und Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Sie muss aus konventionellen Kraftwerken gedeckt werden. In Abbildung 13 erkennt man, dass diese Restlast in 2006 nie unter 30 GW gefallen ist. Unterstellt man den von der Bundesregierung geplanten Ausbau erneuerbarer Energien, so erkennt man, dass sich die gewohnte Struktur bis 2030 völlig auflöst und dass häufig geringe Restlasten bis hin zum Wert Null auftreten.



Konventionelle Kraftwerke müssen die sich schnell verändernde Differenz zwischen einer schwankenden Last und der fluktuierenden Einspeisung aus erneuerbaren Energien jederzeit decken können.

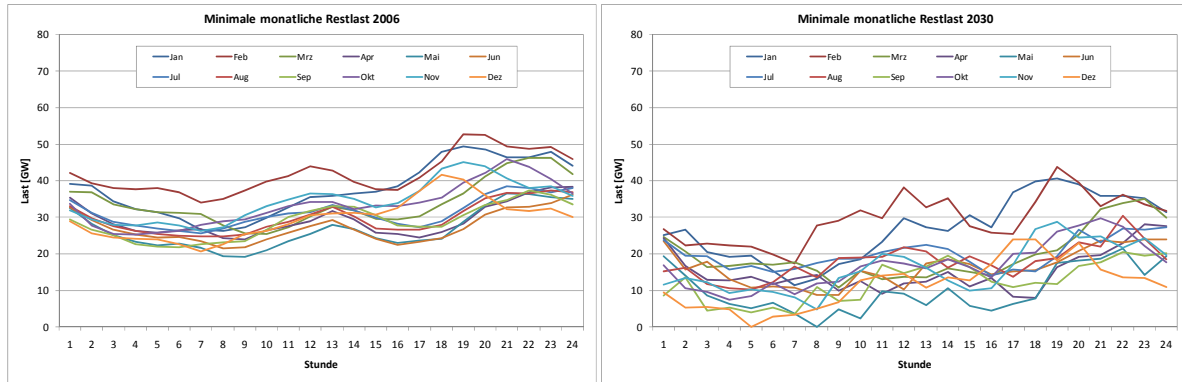


Abbildung 13: Minimale Restlast (= Nachfrage – Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien) 2006 und 2030 (eigene Berechnung).

3.3 Veränderungen im Kraftwerkspark

In diesem Kapitel wird untersucht, welche Auswirkungen auf den Strommarkt Veränderungen im Kraftwerkspark haben. Dazu werden verschiedene Veränderungen des heutigen, in Tabelle 7 dokumentierte Kraftwerksparks angenommen. Mit Hilfe der veränderten Merit order und den Lastprofilen aus Abbildung 5 können wiederum der sich einstellende mittlere Strompreis, die Grenzkosten eines neuen Steinkohle-Kraftwerks, dessen Deckungsbeiträge, sowie sein Gewinn ermittelt werden. Abbildung 14 fasst die Ergebnisse zusammen. Die Tabelle am unteren Rand der Grafik gibt an, welche Komponenten und Parameter jeweils verändert wurden. Ganz links ist der Referenzfall (R) dargestellt. Zusätzlich werden in Abbildung 14 die mittleren CO₂-Emissionen des Kraftwerksparks ausgewiesen (grüne Rauten, rechte vertikale Achse).

3.3.1 Zubau von Anlagen zur Stromerzeugung

Der Zubau von z.B. 5 Gigawatt (GW) Windenergie (offshore) – unter sonst gleichen Bedingungen – würde den mittleren Strompreis um 7% senken (Szenario 1 in Abbildung 14). Dies reicht bereits aus, um neue Kohlekraftwerke unwirtschaftlich zu machen.

Der Zubau von 5 GW Steinkohle-Kraftwerken (Szenario 2) oder 5 GW Erdgas-GuD-Kraftwerken (Szenario 3) würde den Strompreis um 14% bzw. 13% senken. Die Senkung fällt stärker aus als bei Windkraftwerken, weil diese Kraftwerkstypen eine höhere Zahl von Nutzungsstunden pro Jahr aufweisen. Auch in diesen beiden Fällen wären die Kohlekraftwerke unwirtschaftlich.

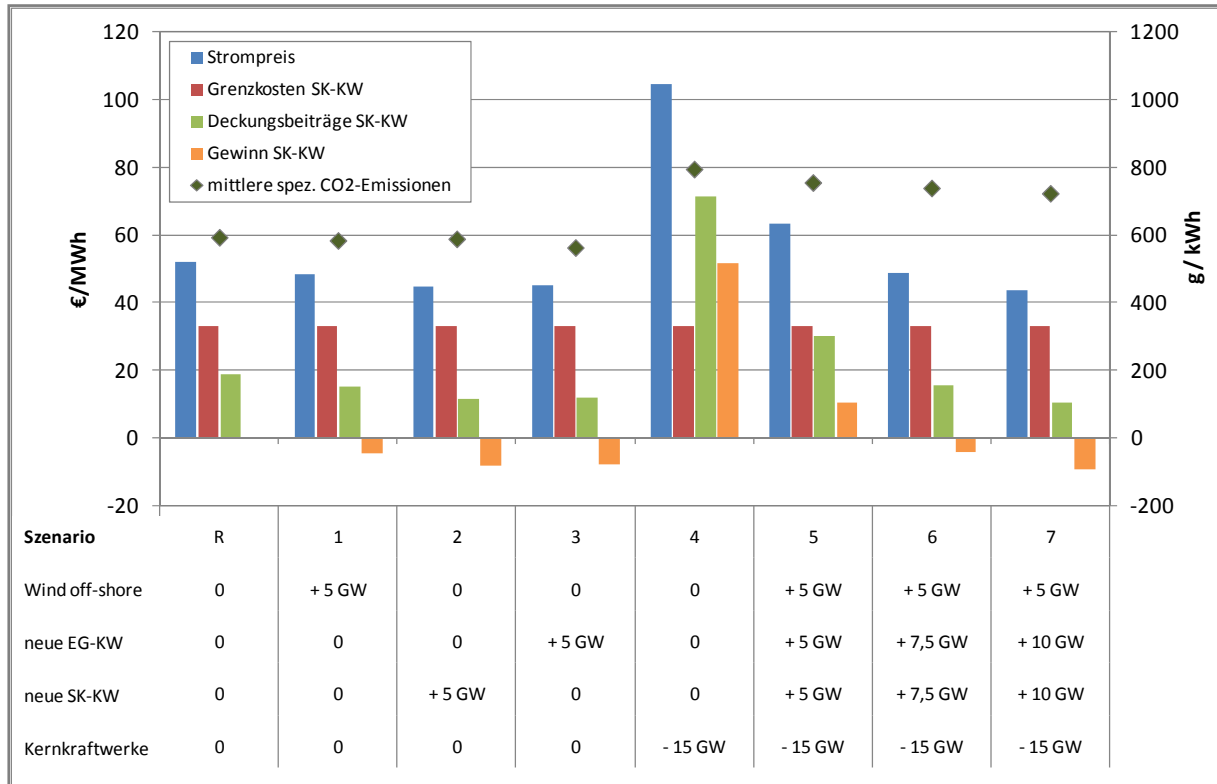


Abbildung 14: Auswirkungen von Veränderungen im Kraftwerkspark auf die Wirtschaftlichkeit eines neuen Steinkohle-Kraftwerks. Für alle Szenarien wurde ein CO₂-Preis von 20 €/t unterstellt.

Es ist wichtig festzuhalten, dass jede Investition in neue Kraftwerkskapazitäten tendenziell den Strompreis reduziert. Dies ist notwendigerweise so, da ein neues Kraftwerk immer geringere Grenzkosten haben muss als die bestehenden Kraftwerke, weil es sonst keine Chance am Markt hätte. Diese Tatsache ist jedoch ein wichtiges Hemmnis für Investitionen in neue Kraftwerke [Groscurth und Bode 2009]. Ökonomen argumentieren regelmäßig, dass bei einer Verknappung der Produktionskapazitäten die Preise der entsprechenden Güter steigen und dass dadurch Anreize geschaffen werden, in neue Kapazitäten zu investieren. Dies ist im Strommarkt aufgrund der langen Vorlaufzeiten beim Bau neuer Kraftwerke jedoch problematisch. Die Strompreise können in der Tat steigen, wenn Kraftwerkskapazitäten knapp werden. Sobald die fehlenden Kapazitäten ersetzt sind, sinkt der Strompreis jedoch wieder, so dass die neuen Kapazitäten von dem höheren Preisniveau nicht profitieren können.

Als nächstes wird angenommen, dass Kernkraftwerke im Umfang von 15 GW stillgelegt werden, wie dies bis 2020 nach heutiger Gesetzeslage zu erwarten ist. Geschieht dies ohne dass die Leistung ersetzt wird, führt dies zu deutlich steigenden Strompreisen und macht ein neues Kohlekraftwerk wirtschaftlich (Szenario 4). Dieser Fall ist aber unrealistisch. Es werden verschiedene Fälle untersucht, wie die entsprechende Leistung ersetzt werden kann.

Zu unterstellen, dass der Ausstieg aus der Kernenergie wie geplant erfolgt, ist eine Annahme zugunsten neuer Kohlekraftwerke. Ohne diesen Ausstieg wäre die Position eines jeden neuen fossil gefeuerten Kraftwerks in der Merit order ungünstiger und seine Deckungsbeiträge würden geringer ausfallen.



Ein Zubau von je 5 GW Windenergie (offshore), Kohlekraftwerken und Erdgas-GuD-Kraftwerken würde die Wirtschaftlichkeit neuer Kohlekraftwerke zwar verschlechtern, aber noch nicht in Frage stellen (Szenario 5). Der Strompreis liegt dann in der Größenordnung von 60 €/MWh. Dieser Wert liegt etwas oberhalb des Referenzfalls, weil die Windkraftanlagen im Gegensatz zu den Kernkraftwerken nicht immer zu Verfügung stehen.

Ein Zubau von 5 GW Windkraft und je 7,5 GW Kohle- und Gaskraftwerken würde den Strompreis auf rund 50 €/MWh drücken (Szenario 6). Dieser Wert ist niedriger als im Referenzfall, weil die entfallene Kapazität der Kernkraftwerke vollständig durch konventionelle Anlagen ersetzt wird und zusätzliche Kapazität aus Windkraft zur Verfügung steht. In dieser Situation sind neue Kohlekraftwerke unwirtschaftlich.

Wenn neben den 5 GW Windenergie je 10 GW Kohle- und Gaskraftwerke gebaut würden, dann ergäbe sich ein Strompreis von rund 45 €/MWh, was die wirtschaftliche Situation neuer Kohlekraftwerke weiter verschlechtert (Szenario 7).

3.3.2 Rückwirkungen auf den CO₂-Preis

Entscheidend ist an dieser Stelle aber ein anderer Punkt: In allen bisher untersuchten Fällen verharren die mittleren spezifischen CO₂-Emissionen des Kraftwerksparks bei 600 g/kWh oder – im Fall des Kernenergieausstiegs – sogar deutlich darüber. Abbildung 2 zeigt aber, dass dieser Wert bis 2015 unter 500 g/kWh und bis 2020 in die Größenordnung von 400 g/kWh sinken muss, wenn die langfristigen Ziele zur Emissionsminderung eingehalten werden sollen. Ein Zukauf von Emissionsrechten in der entsprechenden Größenordnung ist vor dem Hintergrund der Tatsache, dass alle anderen Ländern ebenfalls entsprechende Minde-rungsverpflichtungen haben werden, unrealistisch.

Wenn die CO₂-Emissionen zu hoch sind, wird eine erhebliche Nachfrage nach Emissionsrechten entstehen. Dies wird zu einer Verknappung und damit steigenden CO₂-Preisen führen. Letztlich werden diese solange steigen, bis das Budget eingehalten wird. Dazu stehen zwei Optionen zur Verfügung. Zum einen können die Verbraucher, ausgelöst durch die hohen Preise, ihre Nachfrage reduzieren, sei es durch Investitionen in effizientere Geräte oder durch Verzicht auf bestimmte Dienstleistungen. Zum anderen kann der Kraftwerkspark so verändert werden, dass die ursprüngliche Strommenge mit geringeren Emissionen erzeugt werden kann.

Zunächst steigen also die CO₂-Preise. Ein belastbares ökonomisches Modell, das die Kopp-lung zwischen CO₂-Emissionen und CO₂-Preis abbildet, ist bisher nicht verfügbar. Da der CO₂-Markt mindestens EU-weit, zunehmend sogar global funktioniert, ist die Erstellung eines sol-chen Modells sehr anspruchsvoll, wenn nicht unmöglich. Wie in solchen Fällen üblich werden daher Plausibilitätsüberlegungen angestellt, wie der CO₂-Preis auf bestimmte Emissionsni-veaus reagieren wird. Die Ergebnisse sind in Abbildung 15 zusammengestellt.

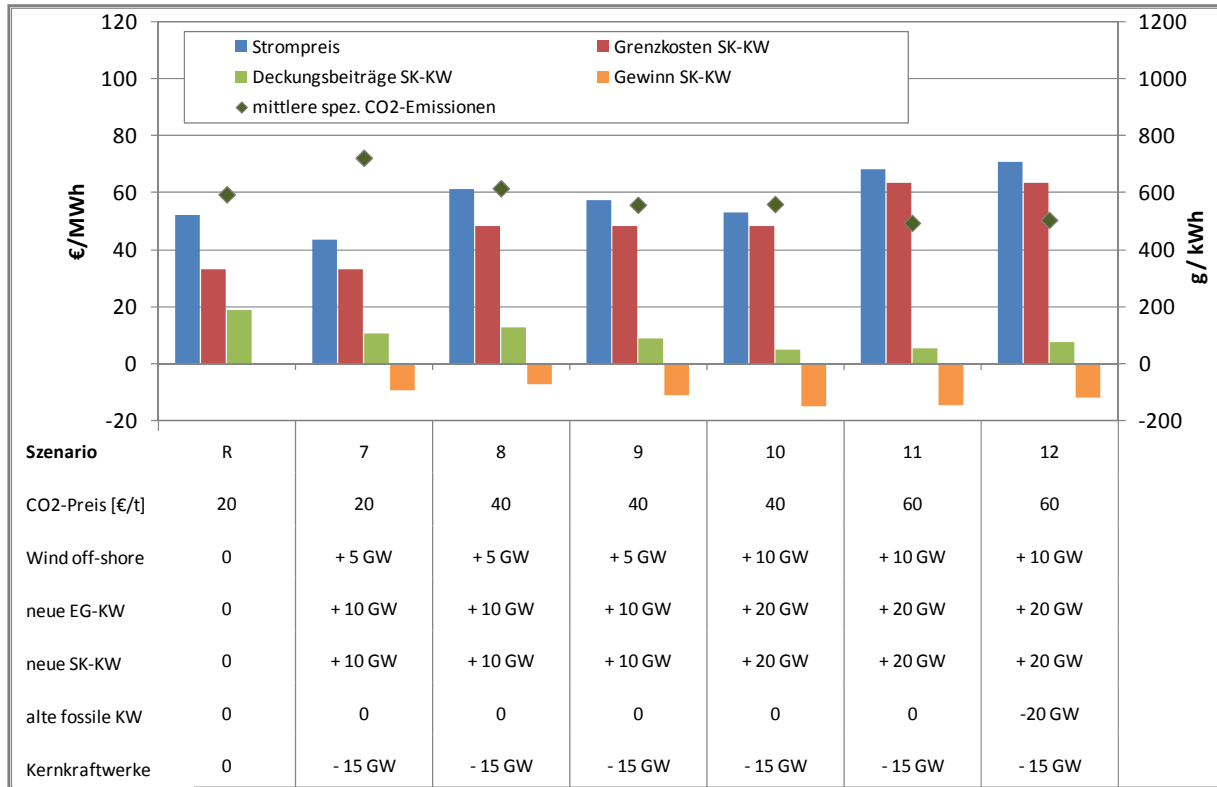


Abbildung 15: Auswirkungen von steigenden CO₂-Preisen auf die Wirtschaftlichkeit eines neuen Steinkohle-Kraftwerks.

Ein Anstieg des CO₂-Preises von den bisher unterstellten 20 €/t auf 40 €/t lässt die mittleren Emissionen jedoch lediglich von dem nach dem Kernenergieausstieg erreichten Niveau von 700 g/kWh auf rund 600 g/kWh fallen (Szenario 8). Dies geht auf Umstellungen in der Einsatzreihenfolge der Kraftwerke zurück. Der Strompreis steigt auf 60 €/MWh.

Wenn durch den Anstieg des Strompreises ein Rückgang der Nachfrage um 20% induziert wird, fallen die spezifischen CO₂-Emissionen auf 550 g/kWh (Szenario 9). Ein Rückgang in diesem Umfang bis 2020 ist ein sehr ehrgeiziger Wert, wenn er durch Effizienzverbesserungen erreicht werden soll. Ein Verzicht auf Dienstleistungen wird von den Verbrauchern jedoch voraussichtlich nur schwer akzeptiert werden und zu Forderungen nach einer Aufweichung der Klimaschutzziele führen.

Wenn stattdessen weiter versucht wird, das Problem technisch anzugehen und 10 GW Windkraft sowie je 20 GW Kohle- und Gaskraftwerke zugebaut werden, dann sinken die mittleren CO₂-Emissionen bei konstantem CO₂-Preis von 40 €/t auf 560 g/kWh (Szenario 10). Der Strompreis beträgt rund 53 €/MWh.

Da das Emissionsniveau immer noch zu hoch ist, wird der CO₂-Preis weiter steigen. Wenn er 60 €/t erreicht, sind erstmals mittlere Emission unter 500 g/kWh zu realisieren (Szenario 11). Der Strompreis beträgt dann 68 €/MWh.

Wenn jetzt zusätzlich ein Rückgang der Nachfrage um 20% unterstellt wird, liegen die mittleren CO₂-Emissionen der Stromerzeugung bei 420 g/kWh. Die absoluten Emissionen reduzieren sich überproportional um 33%.

Es wurde bisher nicht berücksichtigt, dass neben den Kernkraftwerken auch fossil befeuerte Kraftwerke außer Dienst genommen werden. Dies spielt aber eine untergeordnete



Rolle, weil diese Kraftwerke durch die Neuinstallationen ohnehin aus dem Markt gedrängt werden. Nimmt man in den Modellrechnungen jedoch Stilllegungen alter Kraftwerke im Umfang von 20 GW an (Szenario 12), erhöht dies den Strompreis und die CO₂-Emissionen geringfügig. Letzteres liegt daran, dass auch Gaskraftwerke abgeschaltet werden.

In allen genannten Fällen sind neue Kohlekraftwerke nicht wirtschaftlich zu betreiben. Dies ist auch zu erwarten, denn der Emissionshandel wird, wenn er denn seine Wirkung entfalten darf, dafür sorgen, dass das Emissionsbudget eingehalten wird. Wenn man von der Senkung der Stromnachfrage einmal absieht, so können die CO₂-Emissionen nur dann in dem für den Klimaschutz erforderlichen Umfang sinken, wenn die Kraftwerke mit hohen spezifischen Emissionen aus dem Markt gedrängt werden. Dies gilt auch und gerade für neue Kohlekraftwerke.

Tabelle 2 zeigt den aktuellen Stand der Zubauten konventioneller Kraftwerke. Dabei ist zu erkennen, dass mit einiger Sicherheit mehr als 7 GW neue Kohlekraftwerke (inkl. Braunkohle) zugebaut werden und somit das Erreichen der CO₂-Minderungsziele erschweren. Neueren Angaben zufolge sind sogar schon Kohlekraftwerke mit einer Leistung von mehr als 10 GW im Bau [BUND 2009]. Jedes weitere Kohlekraftwerk verschärft diese Situation.

Tabelle 2: Stand der im Bau oder in Planung befindlichen konventionellen Kraftwerke in Deutschland bis 2015 [BMWi 2008].

	in Bau	sehr sicher	relativ sicher	fraglich	Summe
	MW				
	ohne Wahrscheinlichkeitsgewichtung				
Steinkohle	1.800	1.510	6.854	8.030	18.194
Braunkohle	2.905	0	0	1.850	4.755
Erdgas	2.351	0	2.179	3.670	8.200
Summe	7.056	1.510	9.033	13.550	31.149
	mit Wahrscheinlichkeitsgewichtung				
	WK = 100%	WK = 66%	WK = 33%	WK = 0%	
Steinkohle	1.800	1.007	2.285	0	5.091
Braunkohle	2.905	0	0	0	2.905
Erdgas	2.351	0	726	0	3.077
Summe	7.056	1.007	3.011	0	11.074

Werden keine neuen Kohlekraftwerke, sondern stattdessen 40 GW Erdgaskraftwerke gebaut, so reicht ein CO₂-Preis von 30 €/t aus, um die Merit order so zu verändern, dass sich mittlere CO₂-Emissionen von 430 g/kWh ergeben. Wenn man ferner konstante Kohlepreise von 8 €/MWh unterstellt, so ergibt sich dasselbe Strompreisniveau von 68 €/MWh wie mit Kohlekraftwerken bei einem Gaspreis von 30 €/MWh. Das heißt aber, dass die Gaspreise auf das Niveau vom Sommer 2008 ansteigen müssen, bevor diese Variante wirtschaftlich ungünstiger wird als die Variante mit Kohle- und Gaskraftwerken. Sie wird erst dann schlechter als letztere, wenn der Gaspreis weiter steigen sollte ohne dass der Kohlepreis steigt. Das ist aber unwahrscheinlich, wie die Daten aus 2008 zeigen (Abbildung 7). Der Kohlepreis ist damals stärker angestiegen als der Gaspreis.

3.4 Allgemeine Schlussfolgerungen

Alles in allem stehen Investoren vor einem Dilemma. Einerseits werden neue Kraftwerke benötigt. Andererseits gibt es bei den bestehenden Regeln des Marktes nur wenig Anreize, in neue Kapazitäten zu investieren. Erschwerend kommen der Ausbau erneuerbarer Energien und die klimapolitischen Vorgaben hinzu.

Um die langfristigen Klimaschutzziele zu erreichen, muss der Kraftwerkspark in Deutschland nachhaltig verändert werden. Ein Ersatz bestehender fossil gefeuerter Kraftwerke durch neue, wenn auch effizientere Anlagen desselben Typs reicht nicht aus. Im Gegenteil, dadurch wird ein Erreichen der langfristig erforderlichen Minderung der CO₂-Emissionen behindert, wenn nicht unmöglich gemacht.

Eine Reduzierung der Nachfrage kann einen wichtigen Beitrag leisten. Allerdings ist bisher nur ein Rückgang durch Effizienzverbesserungen um 13% als Zielgröße vorgegeben. Das Potential liegt bei mindestens 30%. Dabei ist jedoch nicht berücksichtigt, dass es auch eine Reihe von Mengeneffekten gibt, die die Nachfrage nach Strom erhöhen können. Allein werden Effizienzsteigerungen also nicht ausreichen, um die Klimaschutzziele zu erreichen. Ein darüber hinausgehender Beitrag auf der Nachfrageseite kann durch sehr hohe Strompreise erzwungen werden. Die damit einhergehenden wirtschaftlichen und sozialen Folgen machen es jedoch fraglich, ob dies politisch akzeptable und durchsetzbar ist.

Der Bau von neuen Kohlekraftwerken heute wird die Gesellschaft mittelfristig vor die Wahl stellen, diese Kraftwerke vorzeitig außer Betrieb zu nehmen, was zu erheblichen wirtschaftlichen Verlusten führt, oder aber die Klimaschutzziele aufzugeben. Es ist heute schon absehbar, dass die betroffenen Unternehmen ein intensives Lobbying zugunsten ihrer Anlagen betreiben werden.

Der Bau von Kohlekraftwerken führt zu steigenden CO₂-Preisen und damit auch zu höheren Strompreisen. Kohlekraftwerke garantieren somit nicht langfristig bezahlbare Strompreise für die Verbraucher, sondern führen zu erheblichen zusätzlichen wirtschaftlichen Risiken.

Da es letztlich aber auch für den Bau von Gaskraftwerken keine Anreize gibt, ist zu fragen, ob der liberalisierte Strommarkt hier überhaupt eine Lösung finden kann oder ob es nicht ein integriertes Konzept für die Stromerzeugung in Deutschland bzw. Europa erforderlich ist.



4 DAS GEPLANTE STEINKOHLE-KRAFTWERK IN MAINZ

4.1 Die Stromgestehungskosten

Das geplante Steinkohle-Kraftwerk Mainz soll eine elektrische Bruttoleistung von rund 820 MW haben. Mit der angestrebten Auslastung von 7.500 Stunden im Jahr ergibt sich daraus eine jährliche Stromerzeugung von nicht ganz 6 Terawatt-Stunden (TWh/a). Bei einem Nutzungsgrad von knapp 45% ist dazu Steinkohle mit einem Energiegehalt von knapp 13 TWh/a erforderlich. Das Kraftwerk stößt im Jahr mehr als 4 Millionen Tonnen CO₂ aus. Die technischen Daten sind in Tabelle 3 zusammengestellt.

Tabelle 3: Technische Daten des geplanten Steinkohle-Kraftwerks Mainz.⁹

Technische Daten	Einheit	Wert
Bruttoleistung	MW _{el}	823
Nettoleistung	MW _{el}	757
elektrischer Nutzungsgrad		44,8%
Stromerzeugung	TWh _{el/a}	5,68
Brennstoff-Input	TWh _{f/a}	12,7
CO ₂ -Emissionen		
spez. Emissionen Brennstoff	t/MWh _f	0,34
absolute Emissionen	Mt/a	4,31
spez. Emissionen (Strom)	t/MWh _{el}	0,76

Bei spezifischen Investitionskosten (einschließlich Anschluss- und sonstigen Nebenkosten) von 1.700 €/kW ergibt sich eine Gesamtinvestition von knapp 1,3 Mrd. Euro. Es wird unterstellt, dass davon 1 Mrd. Euro zu Zinsen von 4,5% pro Jahr fremdfinanziert wird. Für das Eigenkapital wird eine Verzinsung von 10% angenommen. Die Abschreibungsdauer beträgt 25 Jahre.

Als Ausgangswerte für die weitere Betrachtung wird angenommen, dass das Kraftwerk 7.500 Stunden im Jahr betrieben werden kann, dass der Preis für Steinkohle 8,0 €/MWh_f beträgt und dass die CO₂-Emissionsrechte 20 €/t kosten. Die wirtschaftlichen Daten und Annahmen sind in Tabelle 4 zusammengefasst.

Tabelle 5 zeigt die Ergebnisse einer ersten Berechnung der Stromgestehungskosten. Diese belaufen sich auf gut 300 Mio. Euro pro Jahr oder 53,6 €/MWh_{el}. Die Grenzkosten betragen 34,5 €/MWh.

Die geplante Wärmeauskopplung ist gering. Man kann daher in guter Näherung davon ausgehen, dass sich die Einnahmen aus dem Wärmekauf und die zusätzlichen Kosten im Kraftwerk ausgleichen. Die Wärmeauskopplung wird daher in den Wirtschaftlichkeitsüberlegungen nicht näher betrachtet.

⁹ Hier und im Folgenden gilt: Kursiv gedruckte Werte sind berechnet, normal gedruckte Werte vorgegeben.

Tabelle 4 Wirtschaftliche Daten und konservative Annahmen für das geplante Steinkohle-Kraftwerks Mainz.

Wirtschaftliche Daten	Einheit	Wert
Investition		
spezifische Investition	€/kW _{el}	1.700
Investition, absolut	M€	1.287
Eigenkapital		287
Fremdkapital		1.000
Zinsen		
Zins Eigenkapital		10,0%
Zins Fremdkapital		4,5%
Abschreibungsdauer	a	25
geplante Vollast-Stunden	h/a	7.500
Preis Steinkohle	€/MWh _f	8,0
Preis CO ₂	€/t	20

Tabelle 5: Abschätzung der Stromgestehungskosten des geplanten Steinkohle-Kraftwerks Mainz bei konservativen Annahmen gem. Tabelle 4 (eigene Berechnung).

Stromgestehungskosten	Jährlich	Spezifisch
	M€/a	€/MWh _{el}
Kapitalkosten	99	17,4
sonstige fixe Kosten	9	1,6
Brennstoffkosten	101	17,9
CO ₂ -Kosten	86	15,2
sonstige var. Kosten	9	1,5
Summe	304	53,6
Grenzkosten		34,5

4.2 Positionierung des Kraftwerks Mainz im Markt

In der Merit order aus Abbildung 4 käme das Kraftwerk Mainz sowohl in Zeiten starker als auch schwacher Last zum Einsatz, so dass die geplante Nutzungsdauer von 7.500 Stunden pro Jahr zunächst realistisch erscheint.

Mittelt man die Strompreise der gezeigten Einsatzreihenfolge mit Hilfe aus der Lastkurvenschar in Abbildung 5 abgeleiteten Verteilungsfunktion, so ergibt sich ein mittlerer Strompreis von 52 €/MWh_{el}, der nicht ausreicht, um die Stromgestehungskosten von 53,6 €/MWh zu decken. Erst eine Senkung der Zinserwartung für das Eigenkapital auf 6% lässt die Stromgestehungskosten auf den Wert von 52 €/MWh sinken.

Es ist aber voreilig, aus diesen ersten Erkenntnissen bereits Schlussfolgerungen zu ziehen. Wie die Überlegungen in Kap. 3 gezeigt haben, reicht es nicht aus, eine statische Betrachtung durchzuführen. Es soll daher im Folgenden gezeigt werden, wie sich die Änderung wichtiger Parameter auf die wirtschaftlichen Eckdaten des geplanten Kraftwerks auswirken.

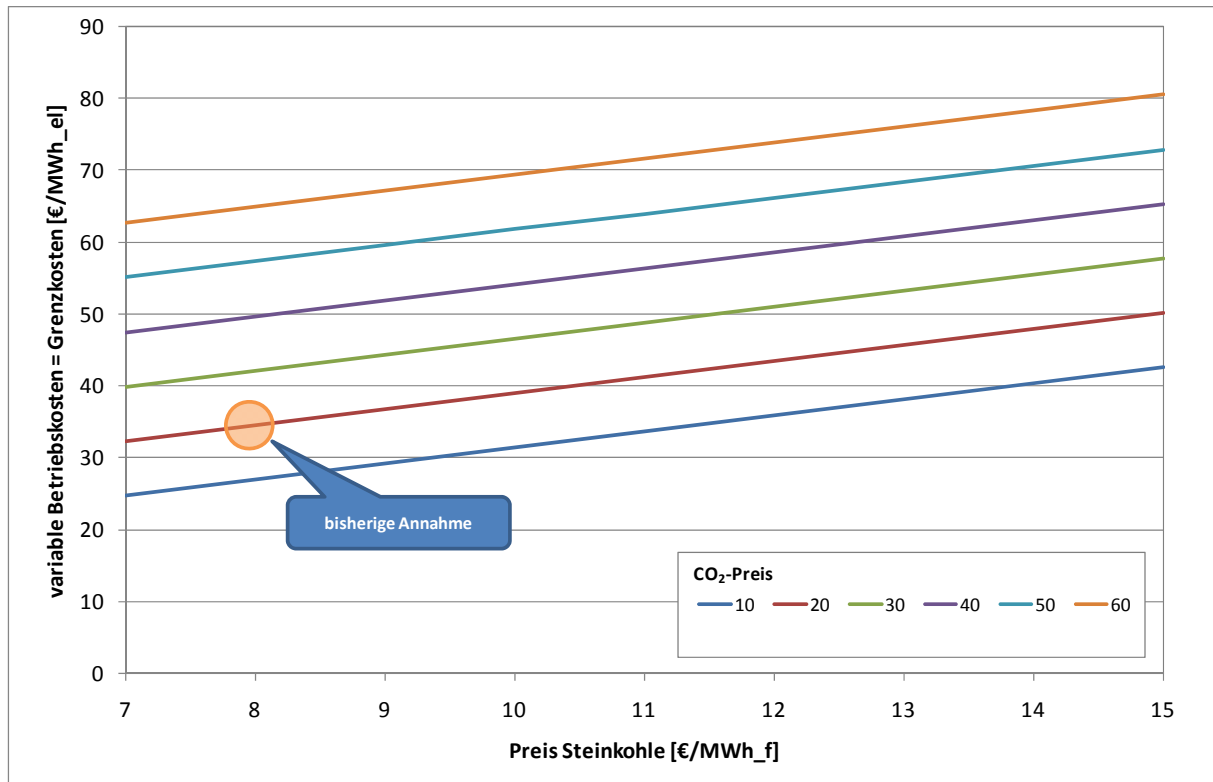


Abbildung 16: Abhängigkeit der variablen Betriebskosten (Grenzkosten) des Steinkohle-Kraftwerks Mainz vom Steinkohle-Preis und vom CO₂-Preis (eigene Berechnung).

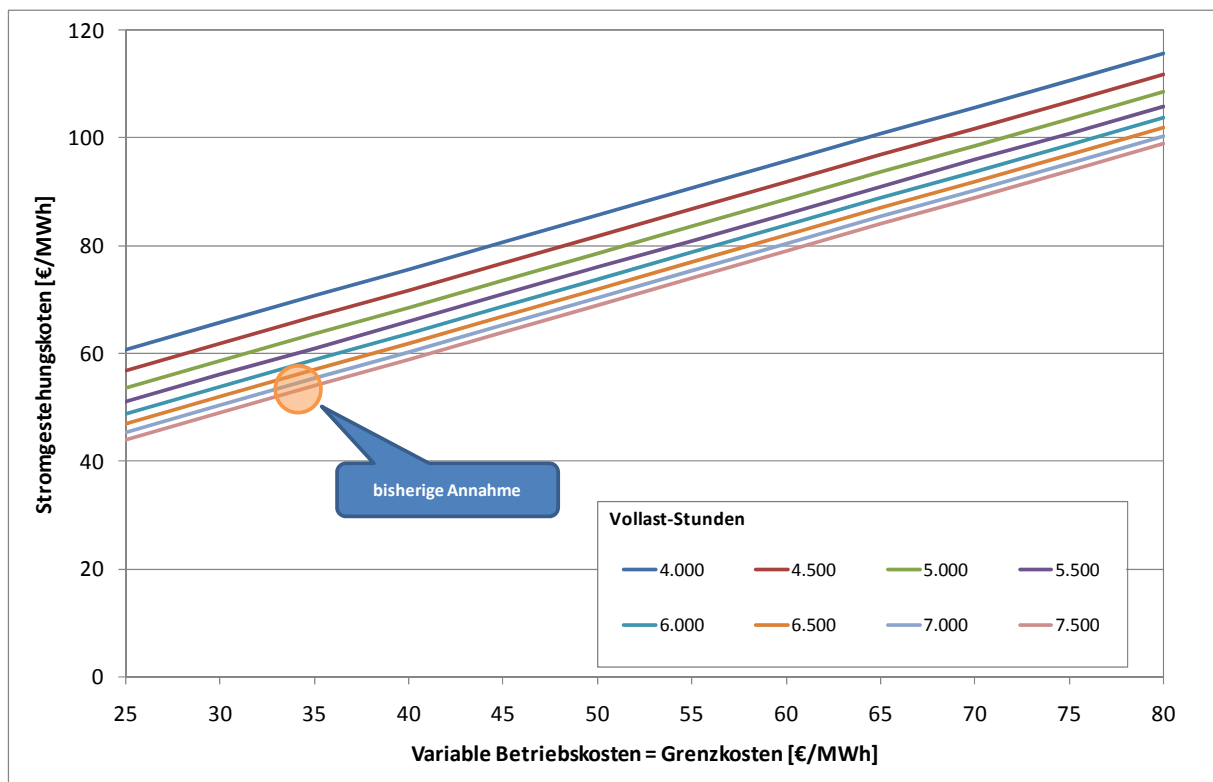


Abbildung 17: Abhängigkeit der Stromgestehungskosten des Steinkohle-Kraftwerks Mainz von den variablen Betriebskosten (Grenzkosten) und der Auslastung (Vollast-Stunden) (eigene Berechnung).

4.3 Das Portfolio der Kraftwerke Mainz-Wiesbaden AG

Es wird teilweise argumentiert, dass das Kohlekraftwerk für die Sicherstellung der Versorgung in der Region erforderlich sei. Dem ist entgegenzuhalten, dass eine regionale Betrachtung der Versorgungssituation im liberalisierten Strommarkt nicht mehr angebracht ist. Maßgeblich sind vielmehr die im deutschen Markt verfügbare Kapazität sowie die vorhandenen Netzkapazitäten. Vor dem Hintergrund der langfristigen Erfordernisse einer dauerhaft umweltgerechten Stromerzeugung ist dem Ausbau der Netze unbedingt Vorrang vor lokalen konventionellen Kraftwerken zu geben.

Zudem verfügt die Kraftwerke Mainz-Wiesbaden AG über eines der modernsten Gaskraftwerke in Deutschland. Es wird jedoch angeführt, dass dieses nach Auslaufen des bestehenden Gaslieferungsvertrages im Jahre 2014 abgeschaltet werden müsse, weil kein Gas zu beschaffen sei. Wenn dies tatsächlich in Mengenproblem wäre, so müsste sich die Bundesregierung dieses Problems umgehend annehmen. Es werden aber bereits erhebliche Anstrengungen unternommen, um neue Pipelines für Gaslieferungen nach Deutschland zu bauen. Sofern es sich lediglich um ein Preisproblem handelt, sei angemerkt, dass eine Steigerung des Gaspreises unmittelbar zu höheren Spotmarktpreisen für Strom führt. Von diesen wird das bestehende Gaskraftwerk, das besser als andere Gaskraftwerke im Markt positioniert ist, profitieren. Es wird auf jeden Fall Deckungsbeiträge erwirtschaften, weil sein Wirkungsgrad besser ist als derjenige der Grenzkraftwerke auf Gasbasis. Es wäre daher betriebswirtschaftlich nicht rational, das Kraftwerk außer Betrieb zu nehmen.

4.4 Konsequenzen für das geplante Kohlekraftwerk in Mainz

Abbildung 16 zeigt die Abhängigkeit der variablen Betriebskosten, also der Grenzkosten, vom Steinkohle- und vom CO₂-Preis. Abbildung 17 verdeutlicht die Abhängigkeit der gesamten Stromgestehungskosten von den Grenzkosten und der Auslastung des Kraftwerks. In beiden Abbildungen erkennt man, dass die bisher getroffenen Annahmen jeweils am optimistischen Ende der möglichen Werte für die betrachteten Parameter liegen. Aus den Ausführungen in Kap. 3 ergeben sich jedoch eine Reihe von Risiken für neue Kohlekraftwerke:

- Wenn mehr Kraftwerkskapazität nachgebaut wird als vom Netz geht, dann werden die Strompreise soweit sinken, dass die neuen Kraftwerke keine ausreichenden Deckungsbeiträge erwirtschaften.
- Wenn der Kernenergieausstieg rückgängig gemacht werden sollte, verschlechtert sich die Position neuer konventioneller Kraftwerke in der Merit order und sie werden weniger Nutzungsstunden erreichen.
- Der Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien mit Grenzkosten von Null führt mittelfristig dazu, dass es immer mehr Stunden mit sehr niedrigen Spotmarktpreisen geben wird, die sich stark auf die Erlöse auswirken werden. Wie in Abbildung 13 gezeigt, wird sich die Struktur des durch konventionelle Kraftwerke zu deckenden Lastprofils mittelfristig erheblich verändern. Dies führt dazu, dass derartige Kraftwerke weniger Nutzungsstunden im Jahr erreichen werden. Außerdem stellt es erhöhte Anforderungen an die Regelbarkeit dieser Anlagen. Mit beiden Randbedingungen kommen Gaskraftwerke deutlich besser zurecht als Kohlekraftwerke.



- Investoren in neue Kohlekraftwerke müssen zudem wissen, dass der Emissionshandel ihre Anlagen mittelfristig unwirtschaftlich machen kann.

Alle bisher genannten Punkte belastet die Einnahmeseite des Kohlekraftwerks. Auf der Ausgabenseite ist neben steigenden CO₂-Preisen auch mit steigenden Preisen für Steinkohle zu rechnen. Wenn nach Überwindung der augenblicklichen Wirtschaftskrise die Nachfrage nach Gas und Öl wieder anzieht und deren Preise zu steigen beginnen, ist eine ähnliche Entwicklung auch für Steinkohle zu erwarten. Dies hat sich während des steilen Anstiegs der Brennstoffpreise im Verlauf des Jahres 2008 gezeigt.

Da sich das Kraftwerk bereits unter optimistischen Annahmen an der Grenze der Wirtschaftlichkeit bewegt (Abbildung 16, Abbildung 17), stellt jede Verschlechterung dieser Annahmen ein erhebliches Risiko für den Investor dar. Die wirtschaftlichen Konsequenzen des Zubaus von Kraftwerkskapazitäten und eines Anstiegs des CO₂-Preises einzelner Veränderungen sind in Abbildung 14 und Abbildung 15 dargestellt worden. In allen realistischen Fällen führen sie dazu, dass ein neues Kohlekraftwerk nicht wirtschaftlich zu betreiben ist.

In Abwägung der Chancen und Risiken ist somit gerade einem kommunalen Investor sowohl aus betriebswirtschaftlichen Überlegungen als auch vor dem Hintergrund der Klimaschutzpolitik vom Bau eines Kohlekraftwerks abzuraten.

ANHÄNGE

Daten Referenzfall

Tabelle 6: Ausgangswerte der Rahmendaten für die Beispielrechnungen.

Rahmendaten	Einheit	Referenzfall
Brennstoffpreise		
Braunkohle	€/MWh _f	4,0
Erdgas	€/MWh _f	20,0
Erneuerbare Energie	€/MWh _f	0,0
Öl	€/MWh _f	40,0
Steinkohle	€/MWh _f	8,0
Uran	€/MWh _f	3,5
Umweltdaten		
CO ₂ -Preis	€/t	20,0
spez. CO ₂ -Emissionen		
Braunkohle	t/MWh _f	0,39
Erdgas	t/MWh _f	0,20
Erneuerbare Energie	t/MWh _f	0,00
Öl	t/MWh _f	0,27
Steinkohle	t/MWh _f	0,34
Uran	t/MWh _f	0,00
Investitionsdaten		
Zinssatz	1/a	10%

Tabelle 7: Ausgangswerte für den Kraftwerkspark in den Beispielrechnungen

Kraftwerkstyp	Kapazität [GW]
alte öl-gefeuerte Gasturbinen	5
alte Braunkohle-Kraftwerke	13
alte Erdgas-GuD-Kraftwerke	7,5
Kernkraftwerke	19
alte Steinkohle-Kraftwerke	21
alte Wasserkraftwerke	4,7
Gasturbinen	5
neuer Windpark (off-shore)	0
neuer Windpark (on-shore)	23
neue Braunkohle-Kraftwerke	6
neue Erdgas-GuD-Kraftwerke	4,5
neue Steinkohle-Kraftwerke	4



Abkürzungen

°C	Grad Celsius
..._f	... bezogen auf den Brennstoff (fuel)
..._el	... bezogen auf Strom
€	Euro
€/MWh	Euro je Megawatt-Stunde 1 €/MWh = 1/10 c€/kWh
a	Jahr
CO ₂	Kohlendioxid
EEX	European Energy Exchange (Strombörse in Leipzig)
EU	European Union / Europäische Union
EU-ETS	European Emissions Trading System (= Handel mit Emissionsrechten)
GuD	Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerk
g/kWh	spezifische CO ₂ -Emissionen in Gramm je Kilowatt-Stunde
GW	Gigawatt = 1.000 MW
h	Stunde
h/a	Stunden pro Jahr
IEKP	Integriertes Energie- und Klimaprogramm (der Bundesregierung)
kW	Kilowatt = 1.000 Watt
kWh	Kilowatt-Stunde = 1.000 Wattstunden
MW	Megawatt = 1.000 kW
MWh	Megawatt-Stunde = 1.000 kWh
MWh_f	Megawatt-Stunde Energiegehalt im Brennstoff
MWh_el	Megawatt-Stunde elektrisch
MWh_th	Megawatt-Stunde thermisch
t	Tonne
W	Watt (elektrische Leistung)
Wh	Watt-Stunden (physikalische Arbeit); 1 Wh = 3.600 Ws = 3.600 J

Referenzen

- arrhenius Institut 2009: Neue Kohlekraftwerke und Strompreise, arrhenius Policy Brief 1, Hamburg, 2009.
- Bode 2009: Sven Bode, Zur Bedeutung des Energiestandorts Greifswald-Lubmin für Klimaschutz und Preise in Mecklenburg-Vorpommern und Deutschland, Gutachten im Auftrag des BUND Mecklenburg-Vorpommern, arrhenius Institut, Hamburg, 2009.
- BMU 2007: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: Das Integrierte Energie- und Klimaprogramm der Bundesregierung, Berlin, Dezember 2007.
- BMWi 2008: Monitoring-Bericht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie nach § 51 EnWG zur Versorgungssicherheit im Bereich der leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität, Berlin, 2008.
- BUND 2009: Geplante und im Bau befindliche Kohlekraftwerke in Deutschland, Berlin April 2009.
- CEC 2008: Commission of the European Communities: 20 20 by 2020 – Europe's Climate Change Opportunity, COM(2008) 13, 16, 17, 18, and 19, Brussels, 23.1.2008.
- EU Council 1996: Community Strategy on Climate Change – Council Conclusions, CFSP Presidency statement: Luxembourg (25/6/1996) - Press:188 Nr: 8518/96.
- EU 2008: Rat der Europäischen Union, Vermerk des Vorsitzes für die Delegationen: „Energie und Klimawandel – Bestandteile des endgültigen Kompromisses“, 17122/1/08, Brüssel, 11.12.2008.
- Groscurth und Bode 2009: Anreize für Investitionen in konventionelle Kraftwerke – Reformbedarf im liberalisierten Strommarkt, arrhenius Discussion Paper 2, Hamburg, 2009.
- LAK Energiebilanzen: www.lak-energiebilanzen.de
- Meinshausen et al. 2009: Greenhouse-gas emission targets for limiting global warming to 2°C, Nature Vol 458, pp. 1158, April 2009.
- Pehnt et al. 2007: Martin Pehnt, Helmuth Groscurth et al., Das Steinkohle-Kraftwerk Hamburg Moorburg und seine Alternativen, Studie für den BUND, Heidelberg / Hamburg, November 2007.
- PWC 2006: Price WaterhouseCoopers, Weiterentwicklung der Stromerzeugungsanlagen der Kraftwerke Mainz-Wiesbaden AG, Düsseldorf, 2006.
- UBA 2006: Nationale Trendtabellen für die deutsche Berichterstattung atmosphärischer Emissionen, CO₂ 1990 – 2004, Umweltbundesamt, Dessau September 2006.
- UNFCCC 1992: United Nations Framework Convention on Climate Change, New York, 1992.
- UNFCCC 2007: Synthesis of information relevant to the determination of the mitigation potential and to the identification of possible ranges of emission reduction objectives of Annex I Parties, Technical paper, FCCC 2007/TP/1, July 2007.



Verzeichnis der Tabellen

Tabelle 1: Mögliche Zielkorridore für die Treibhausgas-Emissionen [Quelle: UNFCCC 2007].....	6
Tabelle 2: Stand der im Bau oder in Planung befindlichen konventionellen Kraftwerke in Deutschland bis 2015 [BMWi 2008].	24
Tabelle 3: Technische Daten des geplanten Steinkohle-Kraftwerks Mainz.	26
Tabelle 4 Wirtschaftliche Daten und konservative Annahmen für das geplante Steinkohle-Kraftwerks Mainz.	27
Tabelle 5: Abschätzung der Stromgestehungskosten des geplanten Steinkohle-Kraftwerks Mainz bei konservativen Annahmen gem. Tabelle 4 (eigene Berechnung).	27
Tabelle 6: Ausgangswerte der Rahmendaten für die Beispielrechnungen.	31
Tabelle 7: Ausgangswerte für den Kraftwerkspark in den Beispielrechnungen	31

Verzeichnis der Abbildungen

Abbildung 1: Möglicher Emissionspfad für ein CO ₂ -Emissionsziel von minus 80 % bezogen auf 1990 (Quelle: Eigene Berechnungen, Emissionen 1990: UBA 2006).	7
Abbildung 2: Reduktionspfad für die mittleren spezifische CO ₂ -Emissionen des deutschen Kraftwerksparks (Quelle: eigene Berechnungen, Ist-Werte: LAK Energiebilanzen).	8
Abbildung 3: Typische Stromgestehungskosten alter und neuer Kraftwerke (eigene Berechnungen mit Annahmen zu Rahmendaten gem. Tabelle 6 im Anhang).	9
Abbildung 4: Preisbildungsmechanismus an der Strombörse in je einer exemplarischen Stunde mit hoher und niedriger Last. Typischer Verlauf der Merit-order Kurve mit einem repräsentativen Kraftwerkspark für 2009 auf Basis von Kraftwerkstypen bei geringer Verfügbarkeit von Strom aus erneuerbaren Energien (EE). Der tatsächliche Verlauf hängt von den Gegebenheiten der jeweils betrachteten Stunde ab. Für die Auswirkungen eine stärkeren Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien vgl. Kap. 3.2.	11
Abbildung 5: Verlauf der mittleren monatlichen Stromnachfrage (Last) in Deutschland im Jahr 2006 [www.ucte.org].	12
Abbildung 6: Erlöse und Deckungsbeiträge von Kraftwerken an der Strombörse.....	13
Abbildung 7: Entwicklung der Brennstoff- und CO ₂ -Preise seit Januar 2007 (Eigene Darstellung).	14
Abbildung 8: Veränderung der Merit-order Kurve (Stand 2009) für zwei beispielhafte Lastsituationen bei Erhöhung des Preises für Steinkohle um 50% (V) gegenüber dem Referenzfall (R). Die Rauten zeigen die Positionierung eines neuen Steinkohle-Kraftwerks.	15
Abbildung 9: Veränderung der Merit-order Kurve (2009) für zwei beispielhafte Lastsituationen bei Erhöhung des Preises für Erdgas um 50% (V) gegenüber dem Referenzfall (R). Die Rauten zeigen die Positionierung eines neuen Steinkohle-Kraftwerks.	16



Abbildung 10: Veränderung der Merit-order Kurve (2009) für zwei beispielhafte Lastsituationen bei Erhöhung des Preises für CO₂ um 50% (V) gegenüber dem Referenzfall (R). Die Rauten zeigen die Positionierung eines neuen Steinkohle-Kraftwerks..... 17

Abbildung 11: Ergebnisse der Variation von Preisparametern auf der Basis des heutigen Kraftwerksparks..... 18

Abbildung 12: Veränderung der Merit-order Kurve (2009) bei einer Einspeisung von 10 GW Strom aus Windkraft (V) statt 1 GW (R). Die Rauten zeigen die Positionierung eines neuen Steinkohle-Kraftwerks..... 19

Abbildung 13: Minimale Restlast (= Nachfrage – Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien) 2006 und 2030 (eigene Berechnung). 20

Abbildung 14: Auswirkungen von Veränderungen im Kraftwerkspark auf die Wirtschaftlichkeit eines neuen Steinkohle-Kraftwerks. Für alle Szenarien wurde ein CO₂-Preis von 20 €/t unterstellt. ... 21

Abbildung 15: Weitere Auswirkungen von steigenden CO₂-Preisen auf die Wirtschaftlichkeit eines neuen Steinkohle-Kraftwerks..... 23

Abbildung 16: Abhängigkeit der variablen Betriebskosten (Grenzkosten) des Steinkohle-Kraftwerks Mainz vom Steinkohle-Preis und vom CO₂-Preis (eigene Berechnung)..... 28

Abbildung 17: Abhängigkeit der Stromgestehungskosten des Steinkohle-Kraftwerks Mainz von den variablen Betriebskosten (Grenzkosten) und der Auslastung (Vollast-Stunden) (eigene Berechnung)..... 28