

Fachgutachten

Auswirkung eines Kraftwerksneubaus am Standort Staudinger auf die CO₂- Bilanz der Stromerzeugung in Deutschland

im Auftrag der
E.ON Kraftwerke GmbH,
Hannover

Frank Peter

Berlin, November 2008

Das Unternehmen im Überblick

Geschäftsführer

Christian Böllhoff

Präsident des Verwaltungsrates

Gunter Blickle

Berlin HRB 87447 B

Rechtsform

Aktiengesellschaft nach schweizerischem Recht

Gründungsjahr

1959

Tätigkeit

Prognos berät europaweit Entscheidungsträger in Wirtschaft und Politik. Auf Basis neutraler Analysen und fundierter Prognosen werden praxisnahe Entscheidungsgrundlagen und Zukunftsstrategien für Unternehmen, öffentliche Auftraggeber und internationale Organisationen entwickelt.

Arbeitssprachen

Deutsch, Englisch, Französisch

Hauptsitz

Prognos AG
Aeschenplatz 7
CH - 4010 Basel
Telefon +41 61 32 73-200
Telefax +41 61 32 73-300
info@prognos.com

Weitere Standorte

Prognos AG
Goethestraße 85
D - 10623 Berlin
Telefon +49 (0)30 520059-200
Telefax +49 (0)30 520059-201

Prognos AG
Wilhelm-Herbst-Straße 5
D - 28359 Bremen
Telefon +49 (0)421 2015-784
Telefax +49 (0)421 2015-789

Prognos AG
Schwanenmarkt 21
D - 40213 Düsseldorf
Telefon +49 (0)211 887-3131
Telefax +49 (0)211 887-3141

Prognos AG
Rue de Luxembourg 19-21
B - 1000 Brüssel
Telefon +32 2 51322-27
Telefax +32 2 50277-03

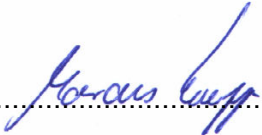
Internet

<http://www.prognos.com>

Erstellt durch: Prognos AG
Goethestraße 85
10623 Berlin

Inhaltliche Bearbeitung:
Frank Peter

Projektleitung:
Marcus Koepf
Berlin, den 18. November 2008


.....

Auftraggeber: E.ON Kraftwerke GmbH
Tresckowstraße 5
30457 Hannover

Inhalt	Seite
Zusammenfassung	1
1 Aufgabenstellung und Vorgehensweise	2
2 Energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen	3
2.1 Marktmechanismen in der Stromerzeugung – die Merit Order	3
2.2 Die Ausgangssituation auf dem deutschen Strommarkt	7
2.3 Annahmen zur Entwicklung der Brennstoff- und CO ₂ -Preise	10
3 Effekte des Kraftwerksneubaus am Standort Staudinger	18
3.1 Der Kraftwerkspark bis zum Jahr 2030	18
3.2 Berechnung der Grenzkosten der Stromerzeugung bei optimalem Anlagenbetrieb am Standort Staudinger	22
3.3 Einordnung der Neubauvarianten in den deutschen Kraftwerkspark	25
3.4 Auswirkungen auf die CO ₂ -Bilanz	29
3.5 Sensitivitätsanalyse und zukünftige Entwicklung	32
4 Quellen	34

Abbildungen und Tabellen

Abbildung 1:	Prinzipbild der Merit Order des deutschen Kraftwerksparks im Jahr 2007	4
Abbildung 2:	Um die Verfügbarkeit bereinigte Merit Order des deutschen Kraftwerksparks im Jahr 2007	6
Abbildung 3:	(Hypothetische) Entwicklung des deutschen Kraftwerksparks ohne Neubauten 2000 bis 2030	9
Abbildung 4:	Vergleich der realen Grenzübergangpreise für Rohöl, Erdgas und Steinkohle	12
Abbildung 5:	Vergleich der nominalen Grenzübergangspreise für Rohöl, Erdgas und Steinkohle	13
Abbildung 6:	Vergleich der Brennstoffpreise frei Kraftwerk (real) bis zum Jahr 2030 in Deutschland	15
Abbildung 7:	Vergleich der Brennstoffpreise frei Kraftwerk (nominal) bis zum Jahr 2030 in Deutschland	16
Abbildung 8:	Die Entwicklung des CO ₂ -Preises bis zum Jahr 2030	17
Abbildung 9:	Geordnete Jahreslastkurve in der deutschen Stromerzeugung	20
Abbildung 10:	Entwicklung der Leistungsbereitstellung im deutschen Kraftwerkspark bis zum Jahr 2030	21
Abbildung 11:	Entwicklung der Brennstoffpreise frei Kraftwerk am Standort Staudinger	24
Abbildung 12:	Merit Order des deutschen Kraftwerksparks im Jahr 2013	27
Abbildung 13:	Auslastung der verfügbaren Kraftwerksleistung im Jahr 2013 im deutschen Kraftwerkspark	28
Abbildung 14:	Einordnung der Neubauvarianten in die Merit Order des bestehenden Kraftwerksparks im Jahr 2013	30
Tabelle 1:	Ölpreisannahmen in der Ölpreisvariante im Überblick	11
Tabelle 2:	Annahmen zur Berechnung und Ergebnis der kurzfristigen Grenzkosten am Standort Staudinger im Jahr 2013	24
Tabelle 3:	Effekt auf die CO ₂ -Bilanz Deutschlands durch den Kraftwerksneubau am Standort Staudinger bis zum Jahr 2030	31

Zusammenfassung

Ziel dieses Gutachtens ist es, die Auswirkungen eines Kraftwerksneubaus auf die CO₂-Bilanz der Stromerzeugung in Deutschland zu ermitteln. Hierzu werden die Neubauvarianten Steinkohlekraftwerk und Erdgas-GuD-Kraftwerk anhand ihrer kurzfristigen Grenzkosten in den zukünftigen Kraftwerkspark Deutschlands eingeordnet. Durch die Einordnung der Neubaukraftwerke wird Stromerzeugung aus bestehenden Anlagen verdrängt und somit die CO₂-Bilanz verändert. Das Gutachten kommt zu folgenden zentralen **Ergebnissen:**

- Ein neues Steinkohlekraftwerk wird am Standort Staudinger aufgrund seiner niedrigeren Grenzkosten deutlich höhere Volllaststunden pro Jahr (rund 7.000) erzielen als ein vergleichbares Erdgas-GuD-Kraftwerk (3.400).
- Neue Steinkohlekraftwerke, wie am Standort Staudinger geplant, verdrängen durch niedrige kurzfristige Grenzkosten in erheblichem Maße alte Braun- und Steinkohlekraftwerke.
- Selbst neue Erdgaskraftwerke werden im Jahr 2013 nicht in der Lage sein, Stromerzeugung aus alten Kohlekraftwerken zu verdrängen.
- Die Auswirkungen neuer Steinkohlekraftwerke auf Erdgaskraftwerke bleiben aufgrund technisch-wirtschaftlicher Einschränkungen von Kohleanlagen im Volllaststundenbereich von unter 2.500 h pro Jahr sehr begrenzt.
- In der Summe wird ein Steinkohlekraftwerk mit 1,4 Mio. Tonnen jährlich unter den bestehenden Rahmenbedingungen deutlich mehr CO₂ zum Inbetriebnahmezeitpunkt einsparen als ein Erdgas-GuD-Kraftwerk mit 0,4 Mio. Tonnen.
- Bis zum Jahr 2030 wird sich dieser Vorteil für Steinkohlekraftwerke verkleinern aber bestehen bleiben. Ein im Jahr 2013 in Betrieb genommenes Steinkohlenkraftwerk wird in Summe über die gesamte Laufzeit mehr CO₂ vermeiden als ein vergleichbares Erdgas-GuD-Kraftwerk.
- Derzeit ist keine grundlegende Änderung der Rahmenbedingungen in der Stromwirtschaft absehbar, die dazu führen könnte, dass die hier nachgewiesenen Effekte nicht eintreten. Es ist vielmehr davon auszugehen, dass die derzeitige Brennstoffpreisentwicklung die Aussagen des Gutachtens untermauert.

1 Aufgabenstellung und Vorgehensweise

Im Rahmen dieses Gutachtens werden die Auswirkungen des geplanten Kraftwerksneubau der E.ON Kraftwerke GmbH am Standort Staudinger auf die **jährliche CO₂-Bilanz** der Stromerzeugung in Deutschland geprüft. Hierzu wird analysiert, welchen Effekt der geplante Steinkohleblock im Vergleich zu einer GuD-Anlage auf die Emissionsbilanz der Stromerzeugung in Deutschland hat. Relevante Fachbegriffe und Maßeinheiten werden im Anschluss an alle Gutachten in einem Glossar erläutert.

Die Auswirkungen von Kraftwerksneubauten auf die Emissionsbilanz sind eng an die **Marktmechanismen** der Stromerzeugung geknüpft. Nur über die Einordnung der geplanten Anlage in die **Merit Order** des deutschen Kraftwerksparks kann geklärt werden, welchen Effekt ein Kraftwerk tatsächlich auf die Emissionsbilanz der deutschen Stromerzeugung haben kann. Eine kurze Einführung in die Marktmechanismen der Stromerzeugung (Merit Order) in Kapitel 2.1 liefert somit die Grundlage für die spätere Diskussion der Effekte. In Kapitel 2.2 wird die Ausgangssituation auf dem deutschen Strommarkt erläutert. Die Entwicklung der Brennstoff- und CO₂-Kosten bis zum Jahr 2030, vor deren Hintergrund eine heute zu treffende Investitionsentscheidung betrachtet werden muss, wird in Kapitel 2.3 vorgestellt.

In Kapitel 3 werden schließlich die Auswirkungen der Kraftwerksinvestition auf die CO₂-Bilanz der deutschen Stromerzeugung modelliert. Hierzu werden die folgenden Arbeitsschritte durchgeführt:

- **Fortschreibung des deutschen Kraftwerksparks** bis zum Jahr 2030 mit dem Prognos Kraftwerksmodell.
- **Berechnung der Merit Order** des deutschen Kraftwerksparks in den Berichtsjahren ohne den Neubau am Standort Staudinger.
- **Berechnung der kurzfristigen Grenzkosten** eines Neubaukraftwerks im Betriebsoptimum unter den spezifischen Bedingungen am Standort Staudinger.
- **Einordnung der Neubauvarianten** „Erdgas-GuD“ und „Steinkohle“ in den bestehenden Kraftwerkspark und Bereinigung des Nettowirkungsgrades um die An- und Abfahrverluste. Berechnung der durchschnittlichen jährlichen Grenzkosten der Neubauvarianten.
- Modellierung der **Auswirkungen auf die CO₂-Bilanz** des gesamten deutschen Kraftwerksparks.

2 Energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen

2.1 Marktmechanismen in der Stromerzeugung – die Merit Order

Die Vollkosten (fixe und variable Kosten insgesamt) der Stromerzeugung und die zu erwartende Rendite für ein Neubaukraftwerk sind für Investoren entscheidende Kriterien für die Auswahl des Kraftwerkstyps, in den investiert werden soll. Die zu erwartende Rendite für ein Neubauprojekt hängt dabei maßgeblich mit der Einordnung des Neubaus in den bestehenden Kraftwerkspark zusammen. Die Stellung in der so genannten **Merit Order** („Einsatzreihenfolge zur Stromerzeugung“) ist ebenfalls für die Auswirkungen auf die CO₂-Bilanz entscheidend.

Kraftwerke werden am Markt nicht willkürlich zur Stromerzeugung eingesetzt, sondern unterliegen **wirtschaftlichen und technischen Einsatzkriterien**. Die Einsatzreihenfolge der Kraftwerke wird durch die kurzfristigen Grenzkosten der Stromerzeugung in den einzelnen Anlagen bestimmt.

Die **kurzfristigen Grenzkosten** der Stromerzeugung umfassen all jene Kosten, die durch die Erzeugung der nächsten Einheit Strom verursacht werden. Hierzu zählen ausschließlich die variablen Kostenkomponenten Brennstoffkosten, variable Betriebskosten¹ und CO₂-Kosten. Alle anderen fixen Kostenblöcke (Kapitalkosten, Personalkosten, Instandhaltungskosten etc.) werden nicht mit in die Betrachtung einbezogen, weil diese unabhängig vom Betrieb eines Kraftwerks immer anfallen.

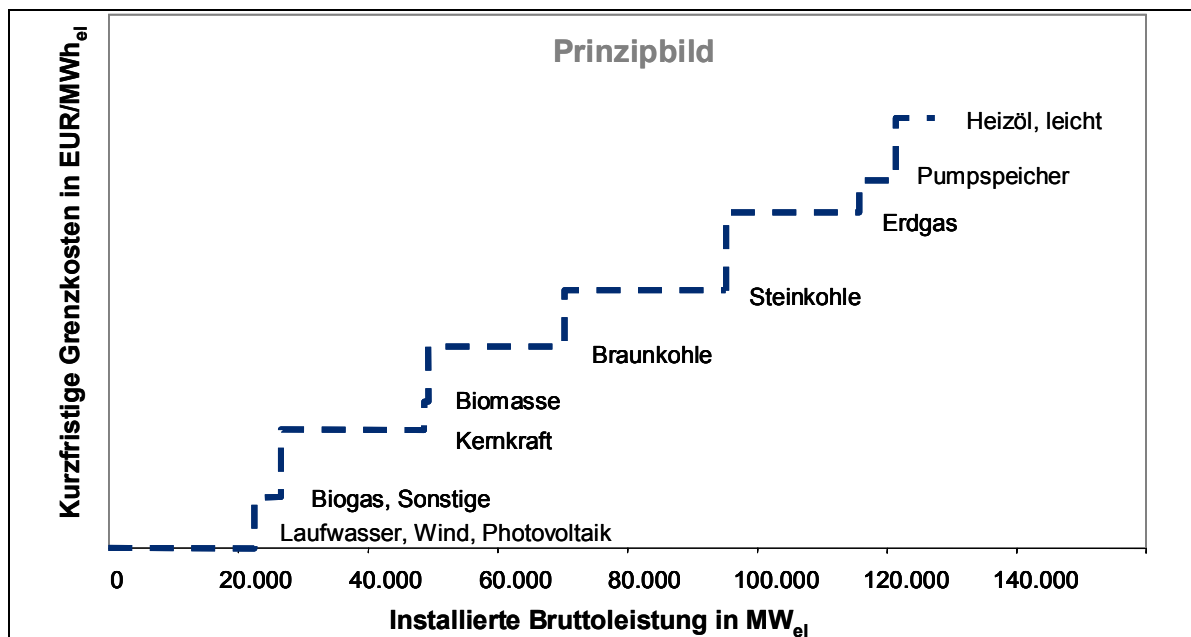
Kraftwerke mit **niedrigen kurzfristigen Grenzkosten** wie beispielsweise Kernkraftwerke oder Braunkohleanlagen werden dementsprechend häufiger zur Stromerzeugung (Grundlast) eingesetzt als Kraftwerke mit hohen Grenzkosten wie zum Beispiel Erdgaskraftwerke oder Pumpspeichieranlagen (Spitzenlast). Steinkohlekraftwerke laufen in der Regel im hohen bis mittleren Volllaststundenbereich, in der so genannten oberen Mittellast². Anlagen, die durch eine Einspeisevergütung gefördert werden, entziehen sich dieser ökonomischen Logik. Sie gelten als so genannte Must-Run-Anlagen, die immer dann betrieben werden, wenn sie verfügbar sind. Durch die Einsatzreihenfolge der Kraft-

¹ Variable Betriebskosten sind jene Kosten die mit dem Betrieb der Anlage anfallen. Hilfs- und Betriebsstoffe, beispielsweise für die Rauchgasreinigung, zählen zu diesen Kosten.

² Grundlast, Mittellast und Spitzenlast erklären Lastbereiche für die Stromerzeugung, in denen Anlagen aufgrund ihrer Kosten typischerweise eingesetzt werden.

werke zur Stromerzeugung gibt sich für den deutschen Kraftwerkspark eine charakteristische Merit Order (vgl. Abbildung 1).

Abbildung 1: Prinzipbild der Merit Order des deutschen Kraftwerksparks im Jahr 2007



Quelle: Prognos AG

Im Prinzipbild der Merit Order in Abbildung 1 werden auf der y-Achse die kurzfristigen Grenzkosten über der installierten Bruttoleistung³ auf der x-Achse abgetragen. Um zu berechnen, welche Anlagenkapazität im deutschen Kraftwerkspark über ein Jahr hinweg **gesichert** für die Stromerzeugung **zur Verfügung steht**, müssen geplante und ungeplante Stillstandszeiten der einzelnen Anlagen zusätzlich berücksichtigt werden.

Während bei konventionellen Wärmekraftwerken in der Regel einzig Wartungs- und Instandhaltungsmaßnahmen die Verfügbarkeit reduzieren, kommen bei erneuerbaren Energien vielfach Ausfallzeiten aufgrund fehlender Verfügbarkeit der Primärenergiequelle hinzu. Windenergieanlagen stehen aufgrund des schwankenden Windangebots zum Beispiel lediglich zu 10 % bis 15 % der Zeit im Jahr mit der maximal installierten Leistung zur Verfügung. Für die Lastdeckung im deutschen Strommarkt bedeutet dies, dass für eine gesicherte Stromerzeugung auch nur maximal 15 % der Anfang 2007 installierten 21.000 Megawatt elektrisch (MW_{e1})

³ Die installierte Bruttoleistung eines Kraftwerks ist die maximal abzurufende Leistung, mit der ein Kraftwerk Strom in das deutsche Stromnetz abgeben kann.

Windleistung⁴ (3.150 MW_{el}) in den Kraftwerkspark einbezogen werden können. **Konventionelle Wärmekraftwerke**, wie das am Standort Staudinger geplante Kraftwerk (Steinkohle oder Erdgas-GuD), stehen theoretisch im Gegensatz dazu zu 85 % des Jahres gesichert für eine Stromerzeugung zur Verfügung. Ihre installierte Bruttoleistung reduziert sich dementsprechend über das Jahr gesehen lediglich um 15 %.

Die begrenzte Verfügbarkeit der Anlagen muss insbesondere bei der **Modellierung des Kraftwerksparks** berücksichtigt werden. Die Bereinigung kann auf zwei verschiedene Weisen erfolgen.

1. Reduktion der maximal möglichen **Volllaststundenzahl** eines Jahres (8.760 h) um die geplanten und ungeplanten Stillstandszeiten⁵ von Kraftwerken
2. Anpassung der installierten Bruttoleistung um die Verfügbarkeit im Verlauf eines Jahres.

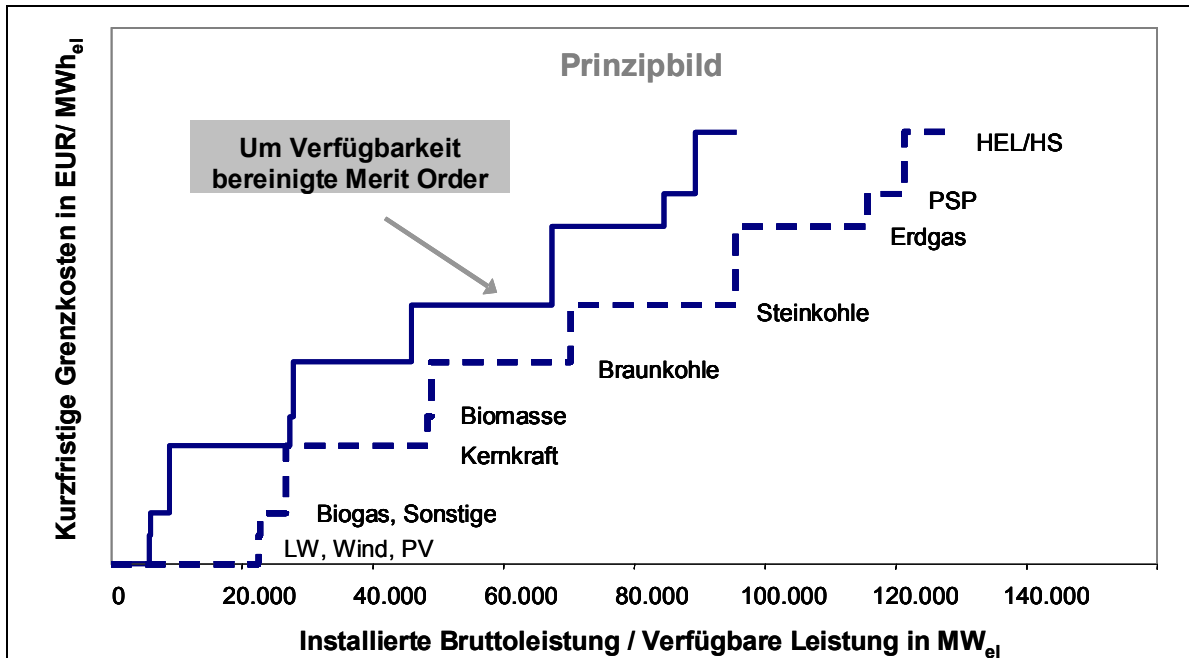
Da das **Kraftwerksmodell der Prognos AG** auf Jahresbasis arbeitet, wird der **zweite** beschriebene Weg der Verfügbarkeitsanpassung genutzt, um die Stillstandszeiten von Kraftwerken zu berücksichtigen. Dementsprechend ist für die Einordnung des Kraftwerks Staudinger in das Prognos-Kraftwerksmodell die Anpassung der installierten Bruttoleistung auf die jährlich verfügbare Leistung notwendig. In der Konsequenz reduziert sich für die Modellrechnung die installierte Bruttoleistung der Kraftwerke um die Nicht-Verfügbarkeit der Anlagen (vgl. Abbildung 2). Die installierte Leistung mit der im Modell für die Stromerzeugung gerechnet wird, reduziert sich somit von knapp 130.000 MW_{el} Bruttoleistung auf gut 90.000 MW_{el} verfügbare Leistung.

Folglich muss für die Einordnung der **Neubaukraftwerke am Standort Staudinger** in den deutschen Strommarkt sowohl die installierte Bruttoleistung für das Erdgaskraftwerk als auch für die Steinkohleanlage angepasst werden. Die installierte Bruttoleistung von 1.100 MW_{el} reduziert sich um den für konventionelle Kraftwerke üblichen Abschlag von 15 % auf 935 MW_{el} dauerhaft verfügbare Leistung.

⁴ Vgl. Deutsches Windenergie-Institut (DEWI) Magazin, Nr. 30 Februar 2007, S. 27, Installierte Windleistung Stand 31.12.2006: 20.621 MW_{el}.

⁵ Stillstandszeiten beschreiben den Zeitraum, in dem Kraftwerke nicht zur Stromerzeugung genutzt werden können.

Abbildung 2: Um die Verfügbarkeit bereinigte Merit Order des deutschen Kraftwerksparks im Jahr 2007



Quelle: Prognos AG

Die hier abgebildete Merit Order des deutschen Kraftwerksparks ist als **typologisches Prinzipbild** zu verstehen, weil auch innerhalb der Energieträger zwischen einzelnen Kraftwerken teilweise erhebliche Unterschiede in der Kostensituation auftreten. Diese werden beispielsweise durch Wirkungsgradunterschiede und Unterschiede bei den Brennstoffbezugskosten ausgelöst.

Zur Einordnung des Neubaukraftwerks in die Merit Order des zukünftigen Kraftwerksparks wird in diesem Gutachten zur Brechnung der Ergebnisse eine anlagenscharfe Merit Order des deutschen Kraftwerksparks herangezogen. Die hat den Vorteil, dass die Auswirkungen des neuen Kraftwerks auf die Stromerzeugung und die CO₂-Bilanz anlagenscharf modelliert werden kann.

2.2 Die Ausgangssituation auf dem deutschen Strommarkt

Die Umsetzung der EU-Richtlinie zur Liberalisierung der europäischen Strom- und Gasmärkte von 1996 durch das deutsche Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) hat in der deutschen Stromwirtschaft zu gravierenden Umwälzungen geführt. Die integrierten Bereiche Erzeugung, Netz und Vertrieb wurden entflochten, Gebietsmonopole abgeschafft und auf allen Wertschöpfungsstufen Wettbewerb eingeführt. Dieser noch nicht abgeschlossene Prozess führte in der Frühphase (1997 bis etwa 2000) zu einem starken Verfall der Großhandelspreise für Strom. Ursächlich hierfür waren **Überkapazitäten** bei Kraftwerken, die dann in Folge des Preisverfalls abgebaut wurden. So wurden zwischen 1995 und dem Jahr 2002 in Deutschland etwa 10.000 - 15.000 MW_{el} installierte Bruttoleistung an Kraftwerken stillgelegt oder in die Kaltreserve⁶ überführt.

Verunsicherungen über die künftigen Ertragserwartungen führten bei den Investoren dazu, dass Kraftwerksprojekte nicht begonnen bzw. nicht weitergeplant wurden. Zwischen den Jahren 1995 und 2005 kamen **kaum neue Großkraftwerke** hinzu, der wachsende Strombedarf wurde weitgehend mit dem bestehenden Kraftwerkspark gedeckt [AG Energiebilanzen]. Lediglich einige Gaskraftwerke wurden, meist an Standorten von industriellen Großverbrauchern oder als Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) in den ostdeutschen Großstädten, errichtet. Darüber hinaus kam es infolge des Stromeinspeisungsgesetzes und seines Nachfolgers, des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG), zu einem **dynamischen Ausbau erneuerbarer Energien**, insbesondere der Windenergie.

Parallel zu dieser Entwicklung vollzog sich an den weltweiten **Primärenergiemärkten** eine dramatische Wende hin zu **hohen Energiepreisen** bei Öl und Gas, aber auch bei Kohle. Globale Unsicherheiten und Terrorängste einerseits und eine kräftig wachsende Weltwirtschaft andererseits führten zu immer neuen Höchstständen bei den Energiepreisen.

⁶ Die Kaltreserve ist ein Zustand von Kraftwerken, aus dem sie mittelfristig für die Stromerzeugung reaktiviert werden können. Hierzu sind zumeist kleine Investitionen notwendig, weil Wartung und Betrieb für diese Anlagen prinzipiell eingestellt werden. Die Kaltreserve wird vorgehalten, um längere absehbare Engpässe in der Stromversorgung aufgrund von Brennstofflieferengpässen oder technischen Mängeln bei Kraftwerken begegnen zu können.

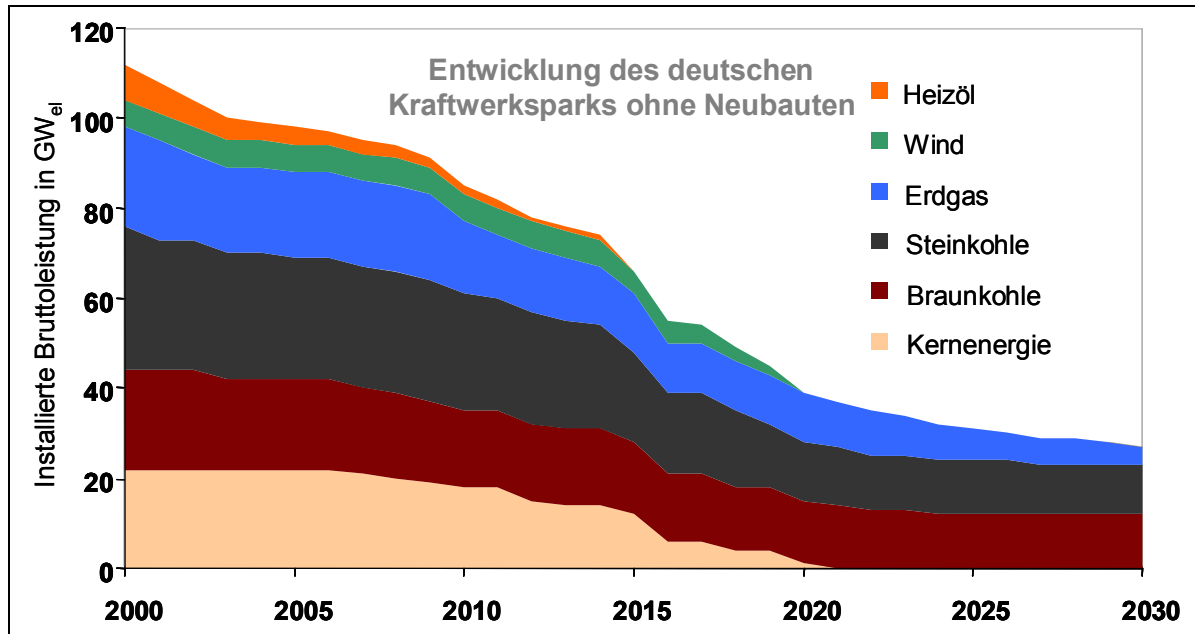
Die knappen Kraftwerkskapazitäten und die hohen Primärenergiepreise führten schließlich auch zu deutlich steigenden **Strompreisen**: So stieg der Großhandelspreis für Strom im Mittel von ca. 21 EUR/Megawattstunde (MWh_{el}) im Jahr 2000 auf 36 EUR/ MWh_{el} im Jahr 2005. Mit der Einführung des Zertifikatehandels für CO_2 -Emissionen im Jahr 2005 ist ein weiterer, den Strompreis bestimmender Faktor hinzugekommen. Seit der Einführung werden die Kosten für Zertifikate als Opportunitätskosten⁷ auf den Strompreis umgelegt. In Verbindung mit weiter steigenden Brennstoffpreisen führte dies zu einem nochmaligen Preisanstieg auf dem Großhandelsmarkt. Im Mai 2008 lagen die Stromkontrakte für das Produkt Base⁸ mit über 70 EUR/ MWh_{el} auf einem neuen Allzeithoch seit Bestehen der Leipziger Strombörse.

Die hohen Strompreise haben längst dazu geführt, dass die Investitionszurückhaltung einer intensiven **Planungstätigkeit für neue Kraftwerke** gewichen ist. Dass die Entwicklung überfällig war, zeigt sich an der Altersstruktur des deutschen Kraftwerks-parks: Würden alle Kraftwerke nach Ende ihrer technisch-wirtschaftlichen Lebensdauer stillgelegt, so würden bis zum Jahr 2030 etwa 60.000 MW_{el} (entspricht 60 Gigawatt) Bruttokraftwerksleistung stillgelegt werden (vgl. Abbildung 3). Der geplante Ausstieg aus der Kernenergie ist Teil dieser Entwicklung. Es wird lediglich die Entwicklung der bereits im Jahr 2000 bedeutenden Kraftwerkskapazitäten dargestellt. Biomasse, Photovoltaik hatten zu diesem Zeitpunkt lediglich eine geringe Bedeutung.

⁷ Opportunitätskosten beschreiben die Kosten der nächst besten Alternative im Vergleich zum gewählten Vorgehen. Im Fall von CO_2 -Zertifikaten wäre die Alternative, die Zertifikate nicht zur Erzeugung von Strom einzusetzen, sondern diese am Markt zu verkaufen. Somit bildet der Marktpreis für CO_2 -Zertifikate in diesem Fall die einzupreisenden Opportunitätskosten ab.

⁸ Das Produkt Base ist der mittlere gewichtete stündliche Strompreis über den Zeitraum von 0-24 Uhr eines Tages. Der Wert für das Jahr 2005 wird als mengengewichteter Mittelwert des Baseload-Preises aus Termin- und Spotmarktgeschäften für das jeweilige Jahr angegeben. Als Termingeschäft wird der Stromhandel bezeichnet, der weit vor dem zeitlichen Eintreten der Stromlieferung vollzogen wird. Beispielsweise konnte bereits im Jahr 2002 Strom gehandelt werden, der erst im Jahr 2005 tatsächlich geliefert wird. Dem gegenüber stehen die Spotmarktgeschäfte, die kurz vor der eigentlichen Stromlieferung im selben Jahr (meist tags zuvor) getätigt werden. Der Spotmarkthandel wird daher auch als kurzfristiger Handel bezeichnet.

Abbildung 3: (Hypothetische) Entwicklung des deutschen Kraftwerksparks ohne Neubauten 2000 bis 2030



Quelle: Prognos AG

Die Darstellung macht deutlich, dass Deutschland einen **erheblichen Neubaubedarf** an Kraftwerken hat. Der Kraftwerkspark ist zunehmend überaltert und entspricht nicht mehr dem heutigen Stand der Technik. So wurde das letzte große Steinkohlekraftwerk im Jahr 1994 in Rostock in Betrieb genommen. Alle anderen Steinkohlekraftwerke sind deutlich älter, einige Blöcke stammen noch aus den späten 50er bzw. 60er Jahren. Diese alten Steinkohlekraftwerke haben einen Jahreswirkungsgrad⁹ (netto) von unter 35 %. Im Vergleich dazu beträgt der Jahreswirkungsgrad eines neuen Steinkohlenblocks wie am Standort Staudinger geplant ca. 45 %.

Die **Planungen** der Kraftwerksbetreiber konzentrieren sich heute im Wesentlichen auf **zwei Energieträger**: Erdgas und Steinkohle. Beide Energieträger haben derzeit Vor- und Nachteile. Während für Kohlekraftwerke die Verschärfung des Klimaschutzes Risiken birgt, ist die Brennstoffpreisentwicklung sicherer einzuschätzen. Bei Erdgaskraftwerken sind die Risiken genau umgekehrt

⁹ Der Jahreswirkungsgrad (netto) bezeichnet das Verhältnis Stromabgabe eines Kraftwerks in das Stromnetz und Brennstoffeinsatz eines Jahres. Im Vergleich zum Jahreswirkungsgrad (brutto) ist der Jahreswirkungsgrad (netto) um den Stromeigenverbrauch des Kraftwerks bereinigt. Wird der Eigenverbrauch der Anlage der Erzeugung zugerechnet, erhöht sich die Stromerzeugung bei gleichem Brennstoffeinsatz. Infolge dessen liegt der Jahreswirkungsgrad (brutto) immer über dem Jahreswirkungsgrad (netto).

ausgeprägt. Der Anstieg der Brennstoffpreise ist hier derzeit der größte Unsicherheitsfaktor in den Planungen, durch die niedrigeren spezifischen CO₂-Emissionen sind Gaskraftwerke aber weniger stark durch hohe CO₂-Preise belastet.

Die Auswirkungen auf die **Gesamtemissionsbilanz** der deutschen Stromerzeugung sind jedoch deutlich komplexer als ein einfacher Vergleich der spezifischen CO₂-Emissionen. Die Ausgangslage im deutschen Kraftwerkspark ist hierfür ebenso mit entscheidend wie die zukünftige Entwicklung der Brennstoff- und CO₂-Preise, die im folgenden dargestellt wird.

2.3 Annahmen zur Entwicklung der Brennstoff- und CO₂-Preise

Die **Primärenergiepreise** und der **Marktpreis** für CO₂-**Zertifikate** bilden wichtige Determinanten für die Entwicklung des zukünftigen Kraftwerksparks in Deutschland. Sie beeinflussen nicht nur den Kraftwerkspark, sondern darüber hinaus die Einordnung des Neubaukraftwerks am Standort Staudinger in den bestehenden Park und damit seine Marktchancen.

Brennstoffpreise

Die Prognos AG hält es vor dem Hintergrund der aktuellen Preisentwicklung für sinnvoll, die im Folgenden dargestellte „Ölpreisvariante“ der Langfristprognose der Energiemärkte in Deutschland (Energierport IV) als Preisbasis zu Grunde zu legen¹⁰.

In der **Ölpreisvariante** wird unterstellt, dass ein Strukturbruch in der Ölpreisbildung erfolgt. Von physischen Knappheiten wird zwar nicht ausgegangen, dennoch wird erwartet, dass die Ölnachfrage weltweit schneller steigt, als Förderkapazitäten aufgebaut werden können. Dadurch können am Markt Knappheitsrenten erlöst werden, die dazu führen, dass der Ölpreis im Mittel nominal die Grenze von 60 US Dollar pro Barrel¹¹ nicht mehr signifikant unterschreiten wird.

¹⁰ Der Energierport IV wurde durch Prognos und das Energiewirtschaftliche Institut der Universität zu Köln (EWI) für das Bundesministerium für Wirtschaft im Jahr 2005 angefertigt. In einer weiterführenden Variantenrechnung wurde im Jahr 2006 der Einfluss dauerhaft höherer Ölpreise (Ölpreisvariante) ermittelt.

¹¹ 1 Barrel (Fass) entspricht 159 Liter

Tabelle 1: Ölpreisannahmen in der Ölpreisvariante im Überblick

Rohöl in US-Dollar pro Barrel	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Real, Preisbasis 2000	28,4	50,3	50,0	44,0	47,0	53,0	60,0
Nominal	28,4	55,0	60,1	58,0	67,7	83,2	102,4
Wechselkurs Euro/ US-Dollar	0,92	1,22	1,17	1,08	1,08	1,08	1,08

Quelle: Prognos AG

In der Tabelle 1 ist der unterstellte **Wechselkurs** EUR/ US-Dollar mit abgebildet. Die Schwäche der US-Währung ist seit Anfang 2007 für einen Großteil der Preissteigerung der in Dollar gehandelten Ölsorten verantwortlich. Allein durch die Anpassung der Ölpreisprognose an das heutige Kursverhältnis von 1,55 US-Dollar/EUR (Stand: Juni 2008) ergäbe sich ein Ölpreis von nominal rund 80 US-Dollar/Barrel für das Jahr 2010, ohne Veränderung des Preisniveaus im Euroraum. Im Jahr 2030 entsprechen 102,4 US-Dollar/Barrel in der Ölpreisvariante bei dem aktuellen Wechselkurs etwa 150 US-Dollar/Barrel.

Für die Zukunft wird in der Ölpreisvariante nach dem Jahr 2010 im Euroraum ein leichter **Rückgang der realen Ölpreise** erwartet. Ausgelöst durch eine sich abkühlende Weltkonjunktur steigt die Nachfrage deutlich weniger stark. Nach dem Jahr 2015 werden die Ölpreise als Folge knapper werdender Ressourcen aber wieder deutlich anziehen.

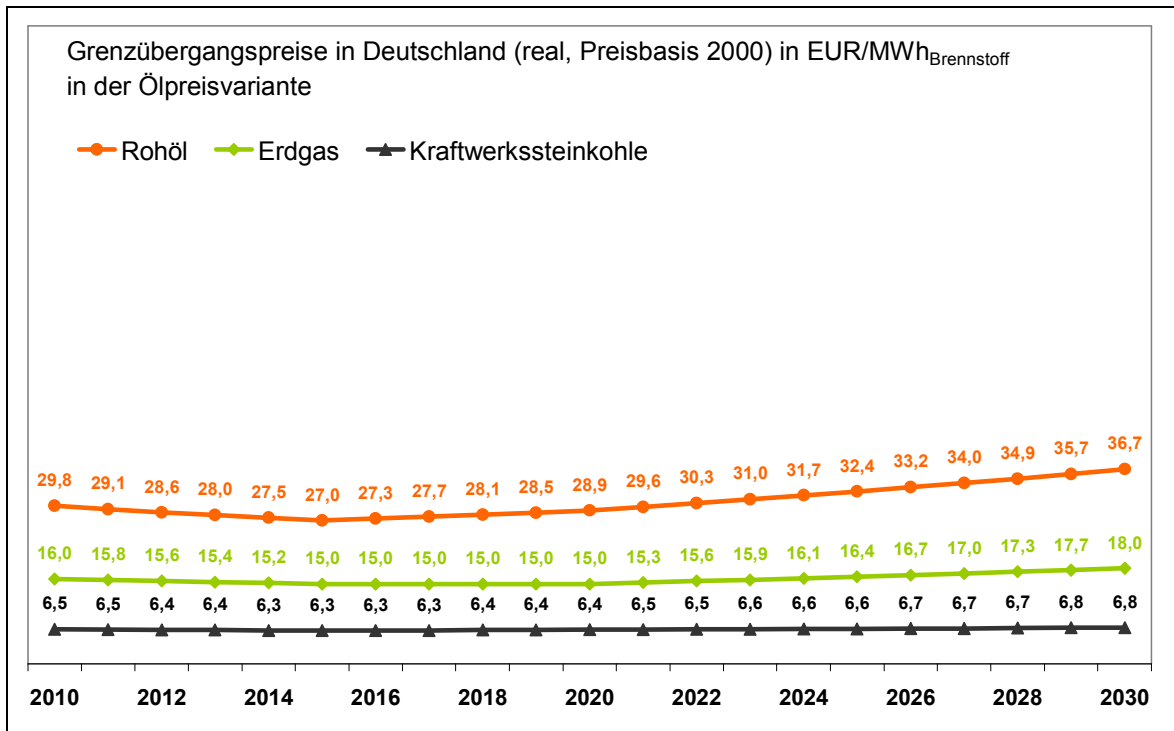
Das Niveau der Ölpreise im Euroraum beeinflusst insbesondere die internationalen Gasmärkte. Unter der Annahme, dass auch in Zukunft eine **Öl-Gas-Preisbindung** besteht, folgen die mittleren Grenzübergangspreise¹² für Erdgas dem Ölpreisniveau mit einer Zeitverzögerung von etwa einem halben Jahr.

Handelsverträge auf den **internationalen Kohlemärkten** beinhalten in der Regel keine Ölpreisbindung, so dass die Ölpreisentwicklung weit weniger Einfluss auf den Kohlepreis ausübt. Zudem liegt für Steinkohle eine **diversifizierte Anbieterstruktur** in politisch stabilen Regionen vor, was dazu führt, dass die Kohlepreise voraussichtlich weit weniger steigen als die Öl- oder Gaspreise. Durch die internationalen Bestrebungen zum Klimaschutz werden die Kohlepreise zusätzlich unter Druck geraten.

¹² Als Grenzübergangspreise werden die Preise für Energieträger wie Öl, Gas oder Kohle bezeichnet, die an der deutschen Grenze für die Einfuhr zu bezahlen sind. Sie enthalten in der Regel die Förderkosten der Rohstoffe, die Gewinnmargen der Förderunternehmen, Steuern und Abgaben in den Exportländern und die Transportkosten bis zur deutschen Grenze.

Insgesamt erwartet Prognos in Zukunft langfristig eine Vergrößerung der Preisdifferenz für Erdgas und Kohle (vgl. Abbildung 4).

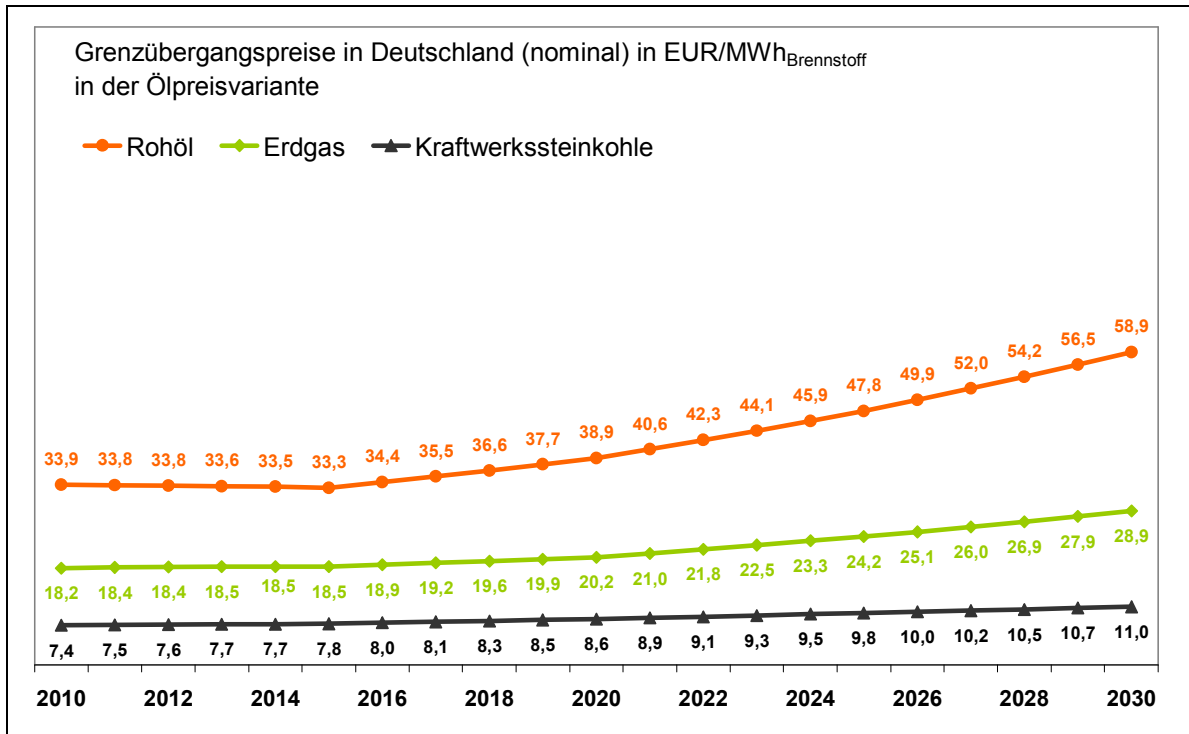
Abbildung 4: Vergleich der realen Grenzübergangpreise für Rohöl, Erdgas und Steinkohle



Quelle: Prognos AG

In nominalen Preisen wird sich das Ölpreisniveau bis zum Jahr 2015 stabilisieren und danach, bedingt durch steigende Realpreise, deutlich anziehen. Die Erdgaspreise folgen dieser Entwicklung zeitverzögert, die Kohlepreise legen im Rahmen der allgemeinen Preisentwicklung weniger stark zu.

Abbildung 5: Vergleich der nominalen Grenzübergangspreise für Rohöl, Erdgas und Steinkohle



Quelle: Prognos AG

Ausgehend von den Grenzübergangspreisen werden **die nationalen Bezugspreise frei¹³ Kraftwerk** für das Mittel der deutschen Kraftwerke berechnet. Zu den Grenzübergangspreisen kommen die Binnentransportkosten¹⁴, Verarbeitungskosten und die Vertriebsmargen als weitere Kostenkomponenten hinzu.

Eine Ausnahme besteht beim **Erdgas**. Hier liegt der Grenzübergangspreis über dem Bezugspreis für Großkraftwerke. Die Erdgasmengen, die zum Einsatz in Großkraftwerken (GuD-Anlagen) importiert werden, unterliegen beim Import Verträgen mit einer Anpassung an Kohle¹⁵, um gegenüber diesem Energieträger in der Stromerzeugung wettbewerbsfähig sein zu können. Folglich liegt der Importpreis für Erdgas zum Kraftwerkseinsatz etwas

¹³ Mit dem Zusatz „frei“ wird betont, dass alle Kosten, die bis zum Kraftwerksstandort anfallen, enthalten sind. Zusätzliche Kosten für die Lagerung und Verarbeitung von Brennstoffen auf dem Kraftwerksgelände werden nicht berücksichtigt.

¹⁴ Binnentransportkosten umfassen den Transport des Energieträgers nach dem Grenzübertritt bis zum Kraftwerk über Leitungen oder Güterverkehr.

¹⁵ Die Anpassung von Gas an Kohle erfolgt über das so genannte Marktwertprinzip. Mit Anpassung ist hier nicht gemeint, dass Erdgas gleich teuer ist wie Kohle, sondern dass die Preisentwicklung beim Gas auf einem unterschiedlichen Niveau in etwa der Preisentwicklung von Kohle folgt.

unterhalb des Mittelwertes für alle Erdgasimporte, die auch die Mengen für den Einsatz in der Industrie und in den Haushalten enthalten. Diese wiederum unterliegen einer Heizölpreisbindung und werden somit zu deutlich höheren Kosten importiert. Die Ölpreisbildung allein existiert also streng genommen bereits heute schon nur für Teile der Erdgasimporte, die nicht für die Verstromung in großen **Mittellastkraftwerken** bestimmt sind.

Für **Erdgas** wird erwartet, dass die Binnentransportkosten im deutschen Gasnetz auf der Hochdruckstufe¹⁶ bis zum Jahr 2020 aufgrund der Regulierungserfolge der Bundesnetzagentur sinken. Folglich sinken real ebenfalls die Preise für Kraftwerkserdgas in diesem Zeitraum. Danach steigen die Preise aufgrund höherer internationaler Bezugskosten an. Die in Abbildung 6 und Abbildung 7 dargestellten Preise sind Preise für den Bandbezug¹⁷ von Erdgas aus der Hochdruckstufe. Diese gelten üblicherweise nur für den Bezug von Großkraftwerken. Die Bezugskosten für kleinere Kraftwerke oder Gasturbinenanlagen liegen üblicherweise darüber. Dieser Preisaufschlag im niedrigen Volllaststundenbereich (Spitzenlast) wird bei der Kalkulation der Merit Order berücksichtigt.

Die Preise für den **Steinkohlebezug** von Kraftwerken werden real durch steigende Importpreise nach dem Jahr 2020 zulegen (Abbildung 6). Für die Binnentransportkosten geht Prognos im Mittel von einer Stagnation bei 5,5 EUR/Tonne aus. Die Dieselpreise werden in Deutschland bis zum Jahr 2030 signifikant steigen und somit zur Erhöhung der Transportkosten führen. Demgegenüber steht eine Zunahme der Kraftwerke in Küstennähe, für die der Binnentransport in Zukunft ganz entfällt. Im Mittel werden daher für alle Kohlekraftwerke real konstante Binnentransportkosten unterstellt.

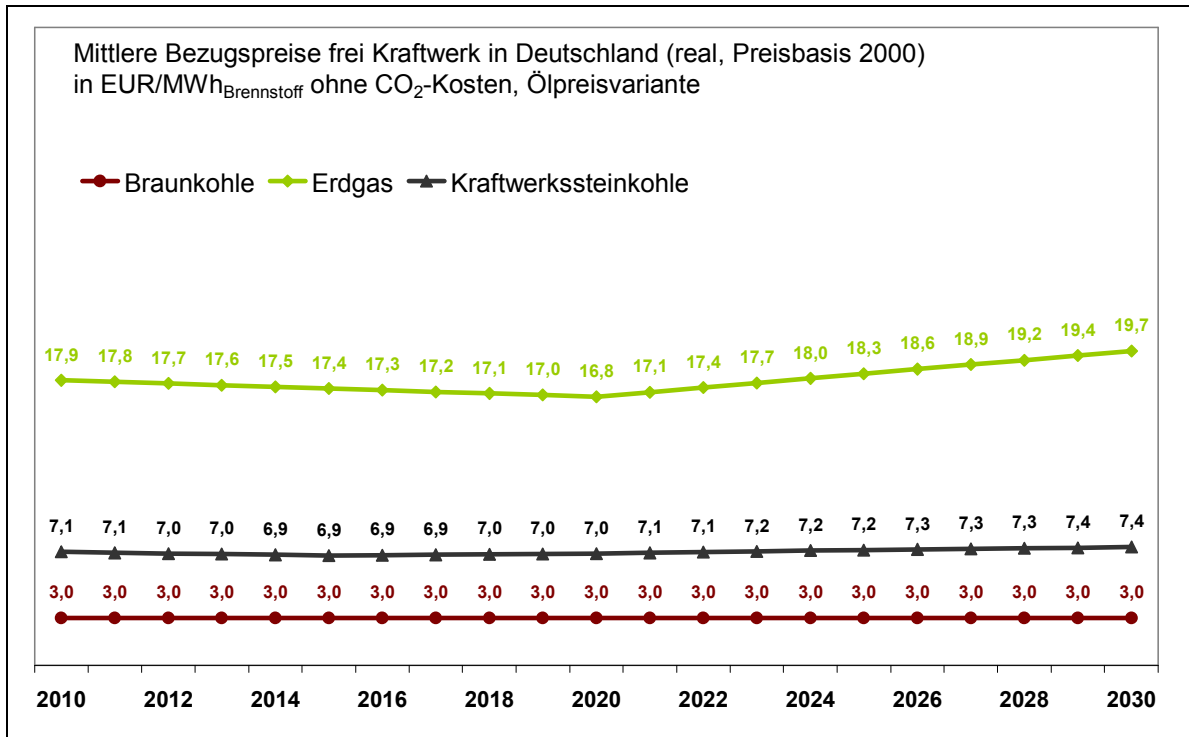
Der Bezugspreis von **Braunkohle** frei Kraftwerk unterliegt im Wesentlichen den Förderkosten im Tagebau. Hier erwartet Prognos in Übereinstimmung mit den Tagebaubetreibern real konstante Kosten. Kostensteigerungen durch Lagerstättenverschlechterungen werden durch Effizienzgewinne bei der Förderung kompensiert. Für **Kernbrennstoffe** werden keine Bezugspreise ausgewiesen, da wir davon ausgehen, dass die Lagerbestände dazu ausreichen, den Brennstoffpreis für die Restlaufzeiten auf dem heutigen Niveau konstant halten zu können. Abbildung 6

¹⁶ Die Hochdruckstufe ist die höchste Netzebene im deutschen Gasnetz. Sie dient normalerweise dem Überregionalen Gastransport. Allerdings beziehen auch Großabnehmer wie Kraftwerke Gas aus dieser Netzebene. Kleinkunden wie Haushalte entnehmen das Gas hingegen aus der untersten Netzebene (Niederdruckstufe).

¹⁷ Als Bandbezug wird der Bezug von Erdgas bezeichnet der über einen definierten Zeitraum (4.000 Stunden) eine konstante Leistung umfasst. Diese Lieferungen sind für Gasversorger von Vorteil, da diese gut planbar sind. Daher werden sie zumeist mit Rabatten im Vergleich zu unsteten Lieferungen gleichen Umfangs begünstigt.

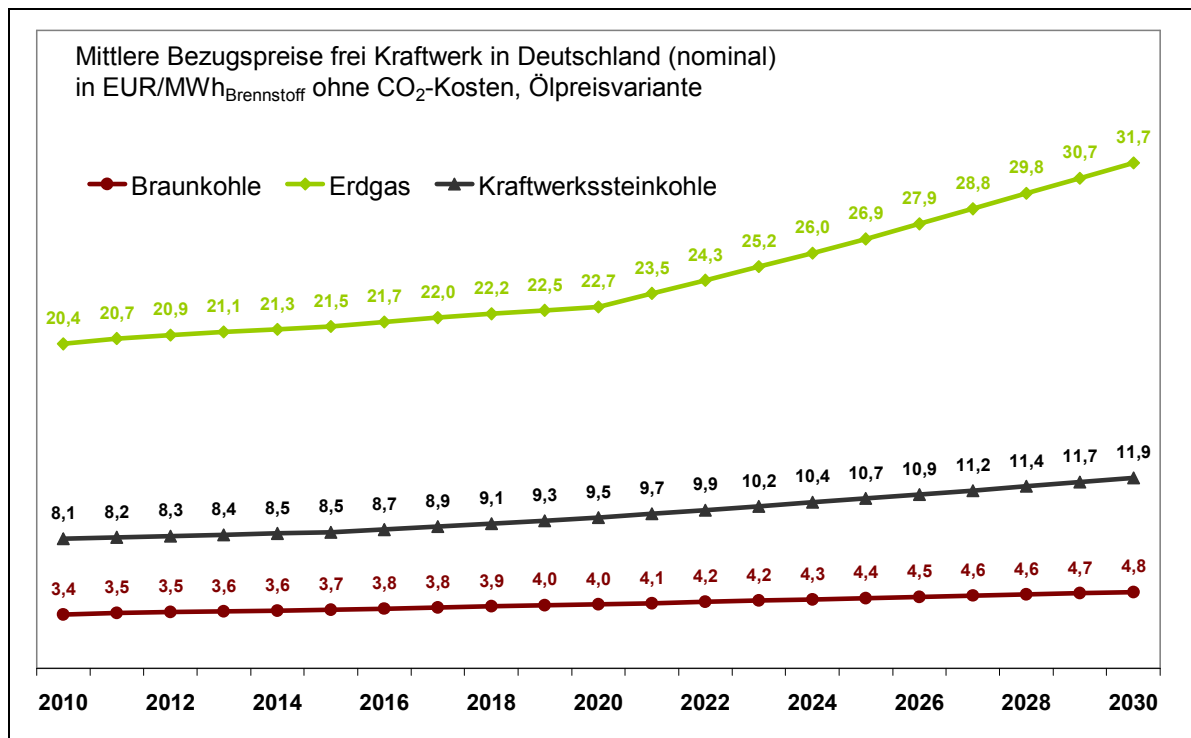
fasst die Entwicklung der realen Brennstoffpreise frei Kraftwerk zusammen, Abbildung 7 stellt die Nominalpreise dar.

Abbildung 6: Vergleich der Brennstoffpreise frei Kraftwerk (real) bis zum Jahr 2030 in Deutschland



Quelle: Prognos AG

Abbildung 7: Vergleich der Brennstoffpreise frei Kraftwerk (nominal) bis zum Jahr 2030 in Deutschland



Quelle: Prognos AG

Marktpreis für CO₂-Zertifikate

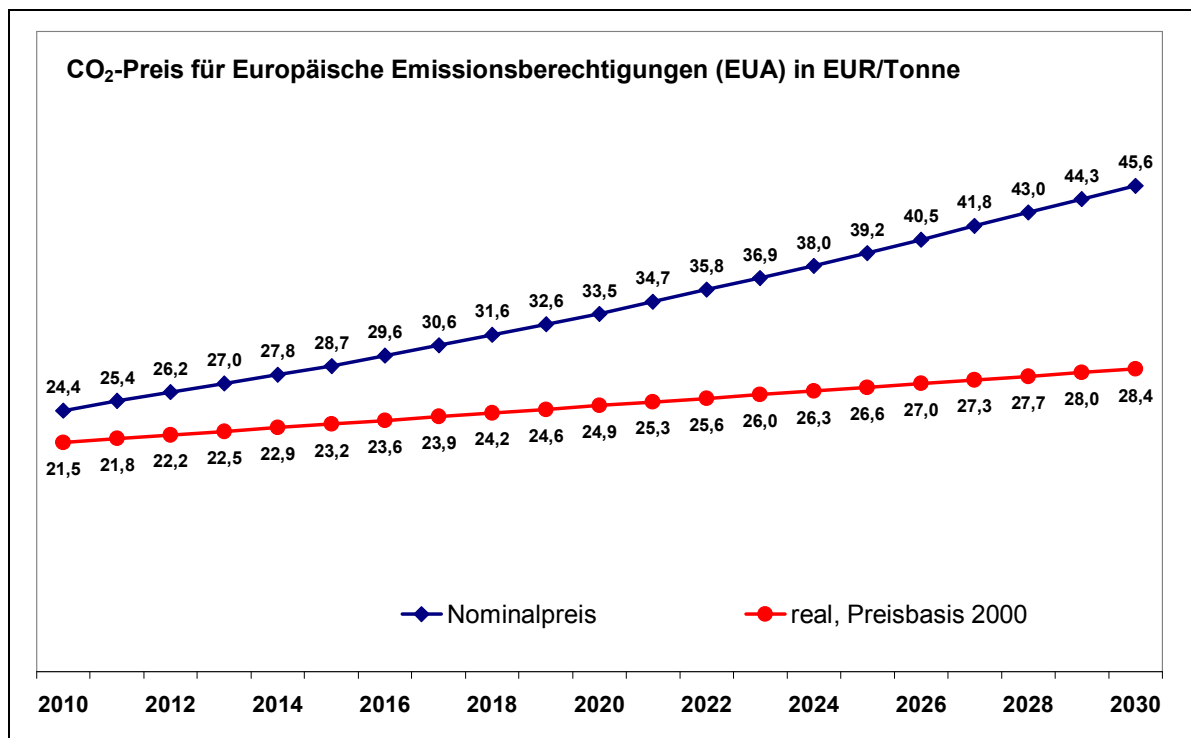
Mit der **Einführung des Emissionshandels** in der EU im Jahr 2005 ist dem europäischen Strommarkt eine weitere Variable der Preisbildung hinzugefügt worden. Die reichliche Ausstattung aller Staaten in der Europäischen Union mit CO₂-Zertifikaten in der ersten Handelsperiode 2005 bis 2007 führte dazu, dass der Zertifikatspreis bis April 2006 auf ein Niveau von deutlich unter 10 EUR/ Tonne CO₂ abrutschte und in weiten Teilen des Jahres 2007 bei unter 1 EUR/ Tonne lag.

Die **nationalen Emissionsbudgets**, darunter auch die Deutschlands, sind allerdings für die zweite Handelsperiode 2008 bis 2012 durch die Europäische Kommission deutlich gekürzt worden. Die Verknappung der Zertifikate auf ein Niveau unterhalb des zu erwartenden CO₂-Ausstoßes der Industrie und der Kraftwerke wird sehr wahrscheinlich auch in Zukunft fortgesetzt werden.

Prognos erwartet nach dem Jahr 2010 einen **CO₂-Preis** von real (Preisbasis 2000) über 20 EUR/ Tonne. Nominal entspricht das einem Preis von über 25 EUR/ Tonne CO₂. Langfristig wird real ein Anstieg der Preise erwartet. Bisher ist noch offen, wie hoch der Anteil an den nationalen Emissionsverpflichtungen ist, der aus den

Kyoto-Mechanismen¹⁸ generiert werden darf. Es ist aber davon auszugehen, dass der Anteil durch die EU-Kommission für Europa beschränkt wird. Somit wird der Zertifikatpreis langfristig von den Grenzvermeidungskosten für CO₂ in Europa bestimmt. Dadurch hält Prognos einen Anstieg auf real 28,4 EUR/ Tonne bis zum Jahr 2030 für realistisch. Nominal entspricht das einem Preis von über 45 EUR/Tonne CO₂ im Jahr 2030 (vgl. Abbildung 8).

Abbildung 8: Die Entwicklung des CO₂-Preises bis zum Jahr 2030



Quelle: Prognos AG

¹⁸ Die flexiblen Mechanismen des Kyoto Protokolls umfassen den Clean Development Mechanism (CDM), Joint Implementation (JI), das Emission Trading und die Vereinbarung von Zielgemeinschaften. Großes Potenzial, vergleichsweise kostengünstig CO₂-Reduktionen zu erzielen, bietet vor allem der CDM. Erste Schätzungen belaufen sich auf ein Zertifikatvolumen von bis zu 200 Mio. Tonnen Kohlendioxid, die zeitnah über CDM-Projekte in China und Indien zu Kosten von weit unter 10 EUR/Tonne generierbar sind. Zusätzlich verfügt Russland durch den Zusammenbruch der Wirtschaft Anfang der 90er Jahre über nahezu 1.000 Mio. Tonnen so genannte „Hot Air“, die über das Emission Trading dem europäischen Zertifikatmarkt zugänglich gemacht werden könnte. Da Russland an ausländischem Devisenzufluss interessiert ist, wird auch diese Möglichkeit wahrscheinlich genutzt.

3 Effekte des Kraftwerksneubaus am Standort Staudinger

Die E.ON Kraftwerke GmbH (EKW) plant am Standort Staudinger in Großkrotzenburg den Bau eines Kraftwerks. Prognos prüft anhand der Einordnung in den bestehenden Kraftwerkspark, wie sich ein Erdgas-GuD- oder ein Steinkohlekraftwerk in die **Merit Order** des deutschen Kraftwerksparks einordnen würde und welche Konsequenzen dann hinsichtlich der CO₂-Bilanz des Gesamtparks entstehen.

Für die genaue Bestimmung der Auswirkungen auf die jährliche CO₂-Bilanz der Stromerzeugung in Deutschland ist es notwendig, die **durchschnittlichen Grenzkosten** eines Kraftwerks **über ein Jahr** hinweg zu simulieren. Hierzu wird in drei Schritten vorgegangen: Zunächst wird mit dem Prognos Kraftwerksmodell der zukünftige Kraftwerkspark modelliert (Kapitel 3.1). Anhand der Kostenparameter wird dann mit dem Nettowirkungsgrad des Kraftwerks ein Wert für die **Grenzkosten im Betriebsoptimum** der Anlage ermittelt (Kapitel 3.2). Abschließend erfolgt dann in Kapitel 3.3 eine erste Einordnung des betreffenden Kraftwerks in die Merit Order des bestehenden Kraftwerksparks im Betrachtungsjahr und die Anpassung des Nettowirkungsgrades¹⁹ der Anlagen im optimalen Betrieb auf den Jahreswirkungsgrad²⁰ (netto). Mit dem Jahreswirkungsgrad werden dann die durchschnittlichen Grenzkosten über ein Jahr modelliert und anhand der endgültigen Einordnung der Anlagen in die Merit Order des deutschen Kraftwerksparks die Auswirkungen auf die CO₂-Bilanz der Stromerzeugung berechnet (Kapitel 3.4).

3.1 Der Kraftwerkspark bis zum Jahr 2030

Die Entwicklung des Kraftwerksparks bis zum Jahr 2030 und die Strombedarfsdeckung wurden mit dem Prognos Kraftwerksmodell berechnet. Im Folgenden werden die zentralen Instrumente des Modells zur besseren Einordnung der Ergebnisse vorgestellt.

Das **Prognos Kraftwerksmodell** berücksichtigt alle heute in Betrieb befindlichen Einzelblöcke in den 27 Staaten der

¹⁹ Bezeichnet das Verhältnis von Stromabgabe eines Kraftwerks in das Stromnetz und Brennstoffeinsatz bei optimalem Anlagenbetrieb.

²⁰ Bezeichnet das Verhältnis Stromabgabe eines Kraftwerks in das Stromnetz und Brennstoffeinsatz eines Jahres. Durch An- und Abfahrverluste eines Kraftwerks und im Teillastbetrieb verringert sich die Gesamteffizienz von Kraftwerken im Vergleich zum optimalen Anlagenbetrieb. Dadurch liegt der Jahresnutzungsgrad immer unter dem Nettowirkungsgrad im optimalen Anlagenbetrieb.

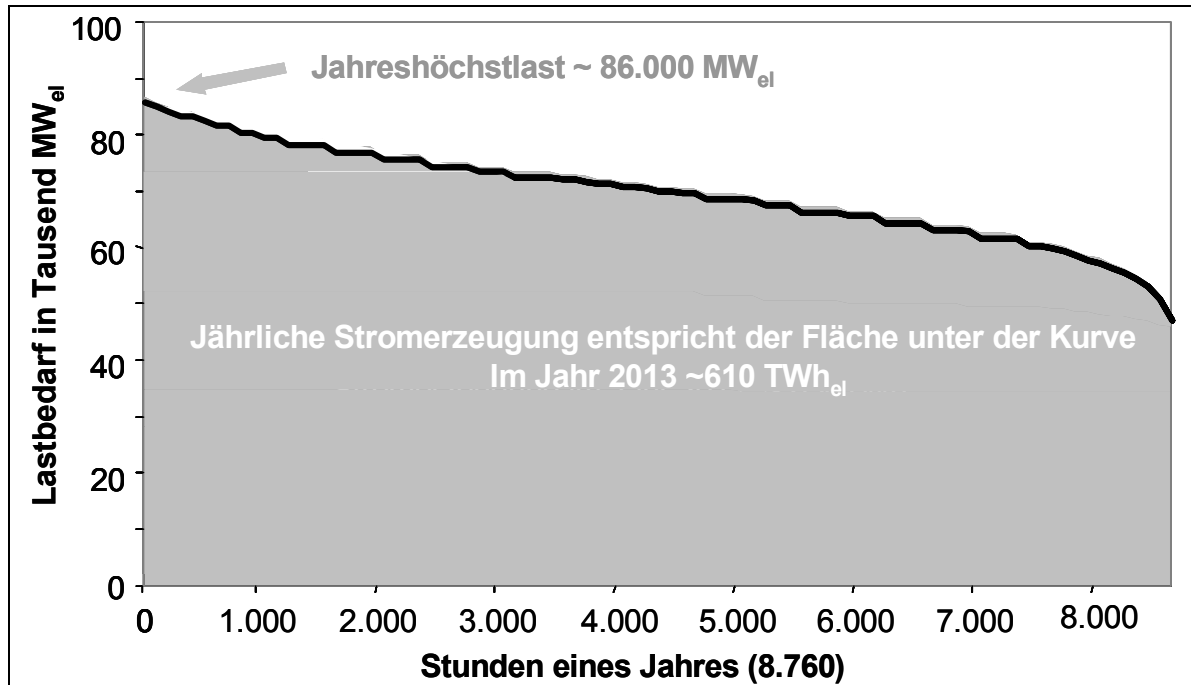
Europäischen Union (EU 27). Die bekannten Kraftwerksblöcke sind jeweils mit dem Jahr der Inbetriebnahme, der Effizienz der Anlage und spezifischen Kostenparametern hinterlegt. Entsprechend der Merit Order jedes einzelnen Landes wird der jährliche Lastbedarf über die Zeit von 8.760 Volllaststunden (entspricht einem Jahr) gedeckt.

Nach der wirtschaftlichen Betriebsdauer, die sich von Kraftwerkstyp zu Kraftwerkstyp unterscheidet, werden **Anlagen stillgelegt** und stehen somit zur Stromerzeugung nicht mehr zur Verfügung. Reicht nach der Stilllegung alter Anlagen der bestehende Park nicht mehr aus, um die Jahreshöchstlast zu decken, müssen Anlagen neu errichtet werden.

Die **Jahreshöchstlast** ergibt sich dabei aus einer aktuellen Strombedarfsprognose. Für das Jahr 2013 erwartet Prognos in Deutschland einen **Bruttostrombedarf** von rund 600 Terawattstunden (TWh_{el})²¹. Zusätzlich werden voraussichtlich knapp 10 TWh_{el} Strom in Nachbarländer exportiert. Daraus ergibt sich eine abzudeckende **Bruttostromerzeugung** von 610 TWh_{el} . Die Jahreshöchstlast wird nach Schätzungen von Prognos bei etwa 86.000 MW_{el} liegen. (vgl. Abbildung 9).

21 1 TWh = 1.000 GWh = 1.000.000 MWh. Der Bruttostrombedarf von 600 TWh_{el} beinhaltet im Jahr 2013 einen Strombedarf (Endenergie) von 517,0 TWh_{el} (vgl. Gutachten Rationelle Energieverwendung und Erneuerbare Energien, Kapitel 2) und einen Eigenverbrauch der Kraftwerke, Netzverluste und Umwandlungseinsatz von 83 TWh_{el} .

Abbildung 9: Geordnete Jahreslastkurve in der deutschen Stromerzeugung



Quelle: Prognos AG

Bis zum Jahr 2030 gehen wir in der Ölpreisvariante davon aus, dass die Bruttostromerzeugung auf rund 586 TWh_{el} zurück geht. Die Jahreshöchstlast inklusive der industriellen Eigenerzeugung wird bis zum Jahr 2030 auf etwa 83.000 MW_{el} sinken.

Die **Errichtung neuer Kraftwerke** im Prognos Kraftwerksmodell folgt ökonomischen Kriterien. Alle Erzeugungsoptionen, mit Ausnahme der Kernenergie²², werden gleichberechtigt behandelt. Das Kraftwerk mit der höchsten Renditeerwartung unter den angenommenen Randbedingungen wird dann schließlich im Modell realisiert und in die bestehende Merit Order des Kraftwerksparks eingeordnet.

Erneuerbare Energien werden, so lange sie nicht wirtschaftlich sind, außerhalb der ökonomischen Logik entsprechend der politischen Ziele zugebaut. In der Praxis wird die Wirtschaftlichkeit der Anlagen an der Einspeisevergütung gemessen.

Die Stromerzeugung **aus Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)** wird ebenfalls auf der Basis der politischen Ausbauziele

²² In Deutschland und Schweden beispielsweise existieren Ausstiegsszenarien, deren aktueller Stand sich in den Modellannahmen wieder findet. Für Deutschland bedeutet dies, dass der Ausstieg aus der Kernenergie auf der Basis der zugewiesenen Reststrommenge vor dem Jahr 2025 abgeschlossen ist.

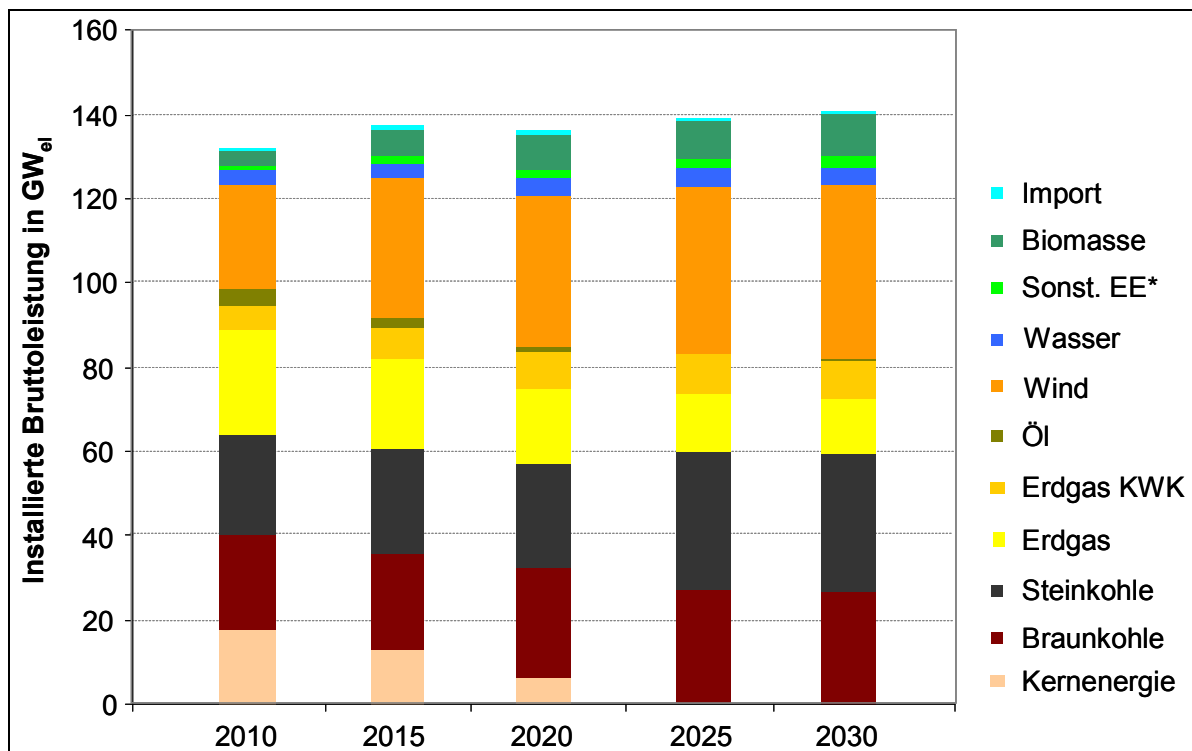
modelliert. Bei der Einordnung in den Kraftwerkspark werden die saisonalen Effekte der KWK-Erzeugung auf die Grundlaststromerzeugung berücksichtigt.

Die **Entwicklung des Kraftwerksparks** wird sich langfristig an den Brennstoff- und CO₂-Preisen orientieren. Bis zum Jahr 2013 jedoch fallen Abweichungen aufgrund der **Trägheit des Systems** weniger stark aus.

Generell ist die Entwicklung im Park bis zum Jahr 2030 durch einen **erheblichen Erneuerungsbedarf** bestehender Kohleanlagen, den weiteren **Ausstieg aus der Kernenergie** und den deutlichen **Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energieträger**, insbesondere der Windenergie, geprägt.

Während Steinkohlekraftwerke aufgrund der ökonomischen Rahmenbedingungen Marktanteile gewinnen, werden Erdgaskraftwerke in der Zukunft verstärkt zur Leistungsabsicherung der Windenergie oder als KWK-Anlagen in urbanen Zentren betrieben werden. In der Abbildung 10 ist die Struktur des Kraftwerksparks bis zum Jahr 2030 dargestellt.

Abbildung 10: Entwicklung der Leistungsbereitstellung im deutschen Kraftwerkspark bis zum Jahr 2030



* Photovoltaik, Geothermie;
Quelle: Prognos AG

3.2 Berechnung der Grenzkosten der Stromerzeugung bei optimalem Anlagenbetrieb am Standort Staudinger

Zur Einordnung in die Merit Order ist es notwendig, die **kurzfristigen Grenzkosten** (GK) der Stromerzeugung (SE) am geplanten Standort für die beiden Varianten möglichst genau zu bestimmen. Wesentliche Kostenkomponenten sind dabei:

- Variable Betriebskosten ($BK_{var.}$)
- Nettowirkungsgrad (η) der Anlage im Betriebsoptimum
- CO₂-Kosten (BK_{CO_2})
- Brennstoffkosten frei Kraftwerk (BK_{fuel})
- Spezifische CO₂-Gehalt des Brennstoffs (Spez. CO₂)

Alle **fixen Kostenblöcke** wie Kapitaldienstleistungen oder Personalkosten, die unabhängig vom Anlagenbetrieb anfallen, spielen für die Berechnung der kurzfristigen Grenzkosten keine Rolle.

Der **elektrische Nettowirkungsgrad** von Steinkohlekraftwerken wird bei der neuesten Baugeneration bei optimalem Anlagenbetrieb mit 46 % angegeben. Für Erdgas-GuD-Kraftwerke beträgt der Nettowirkungsgrad nach Angaben der Anlagenbauer 57,5 % bei optimalen Anlagenbetrieb.

Die Angaben zu den **variablen Betriebskosten** von Kraftwerken variieren in der Literatur zum Teil erheblich. Ursache hierfür ist einerseits, dass in Einzelfällen Teile der hier dem Fixkostenblock zugeordneten Instandhaltungs- und Wartungskosten den variablen Kosten zugerechnet werden. Im Gutachten wird hingegen nur der Einsatz von Hilfs- und Betriebsstoffen als variabler Kostenblock unterstellt.

Andererseits wird darauf verzichtet, **mögliche Erlöse** aus dem Verkauf von Gips aus der Rauchgaswäsche oder Flugasche den Kosten gegenüberzustellen. Durch die Erlöse lässt sich der variable Kostenblock von Kohlekraftwerken zum Teil ganz kompensieren.

Prognos unterstellt für Steinkohlekraftwerke mit 2,2 €/MWh_{el} deutlich höhere variable Betriebskosten als für ein GuD-Kraftwerk mit 1,0 €/MWh_{el}. Ursache hierfür ist der hohe Betriebsmittelaufwand zur Rauchgaswäsche bei Steinkohleanlagen.

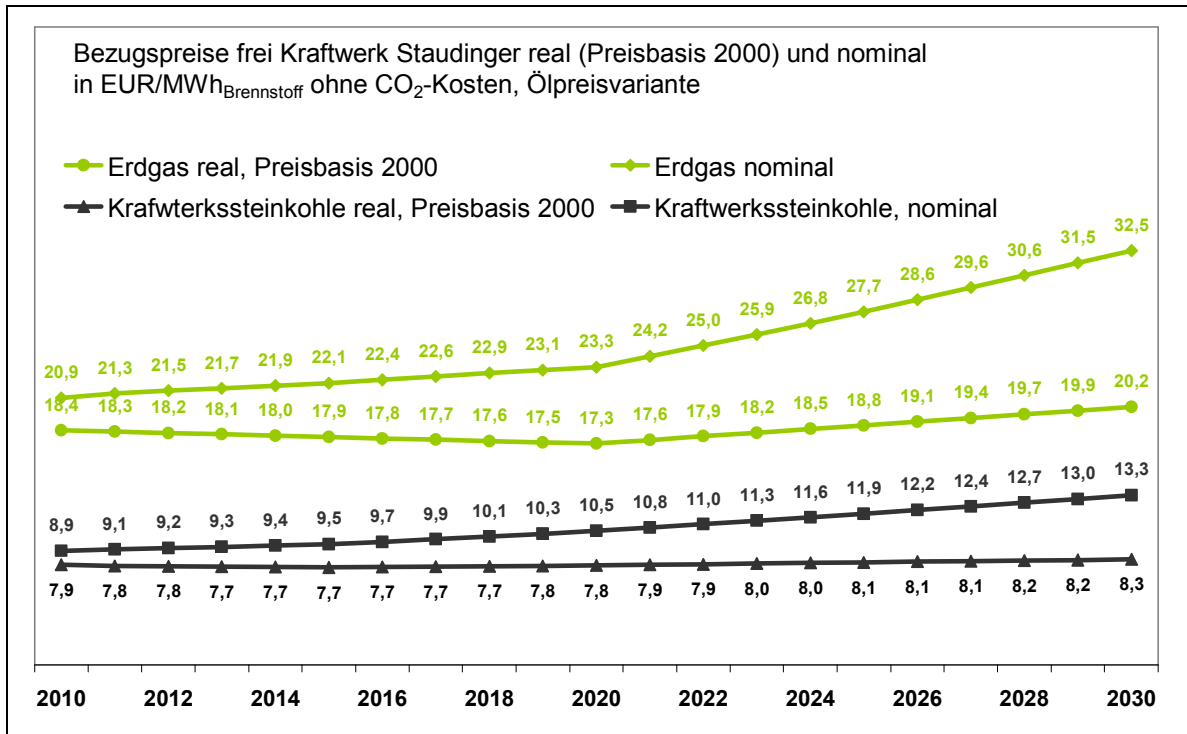
Für die **Brennstoffkosten frei Kraftwerk** wird von dem in Kapitel 2.3 ausgewiesenen Mittel der deutschen Kraftwerke abgewichen. Ursache hierfür ist, dass für den Standort Staudinger die Binnentransportkosten für Erdgas und Steinkohle vom Bundesmittel abweichen. Während im Bundesdurchschnitt für Steinkohlekraftwerke Binnentransportkosten von real 5,5 EUR/Tonne unterstellt werden, liegen diese für den Standort Staudinger im Jahr 2007 mit real (Preisbasis 2000) 11,9 EUR/Tonne höher²³. In Euro pro Megawattstunde Brennstoff umgerechnet entspricht das Binnentransportkosten von rund 1,3 EUR/MWh_{Brennstoff}²⁴. Bis zum Jahr 2030 ist davon auszugehen, dass diese Transportkosten real, in Preisen von 2000 um 20 % steigen. Ursache hierfür sind steigende Dieselpreise als Folge der Ölpreisentwicklung.

Für ein **Erdgaskraftwerk** am Standort Staudinger werden aufgrund der komplizierten Leitungsanbindung um 0,5 EUR/MWh_{Brennstoff} Erdgas höhere Brennstoffkosten als im Vergleich zum Durchschnitt aller Erdgaskraftwerke angesetzt und real konstant gehalten. Abbildung 11 fasst die Preisentwicklung bis zum Jahr 2030 zusammen.

²³ Vgl. hierzu Prognos 2006: Variantenvergleich Küste versus Binnenland, S. 18, Region Rhein/Main; veröffentlicht unter <http://www.bundesnetzagentur.de/media/archive/9104.pdf>

²⁴ $11,9 \text{ EUR/Tonne Kohle} \cdot 90 \% (\text{Heizwertfaktor Tonne zu Tonne SKE}) = 10,6 \text{ EUR/Tonne SKE} / 8,141 \text{ MWh}_{\text{Brennstoff}}/\text{Tonne (Heizwert) SKE} = 1,30 \text{ Euro/MWh}_{\text{Brennstoff}}$

Abbildung 11: Entwicklung der Brennstoffpreise frei Kraftwerk am Standort Staudinger



Quelle: Prognos AG

In der folgenden Tabelle 2 werden die **Annahmen** zur Berechnung der kurzfristigen Grenzkosten am Standort Staudinger für das Jahr 2013 zusammengefasst. Mit aufgeführt ist die typische Blockgröße, für die diese Annahmen gelten, der CO₂-Gehalt der Brennstoffe sowie die Annahmen zum CO₂-Preis entsprechend Kapitel 2.3.

Tabelle 2: Annahmen zur Berechnung und Ergebnis der kurzfristigen Grenzkosten am Standort Staudinger im Jahr 2013

	Einheit	Erdgas-GuD	Steinkohlen
Installierte Bruttoleistung	MW _{el}	1.100	1.100
Variable Betriebskosten (BK _{var})	EUR/MWh _{el}	1,0	2,2
Nettowirkungsgrad _{el} (η)	%	57,5%	45,5%
CO ₂ -Kosten, nominal (BK _{CO2})	EUR/Tonne	26,8	26,8
Brennstoffkosten, nominal (BK _{fuel})	EUR/MWh _{Brennstoff}	21,7	8,9
Spez. CO ₂ -Gehalt (Spez. CO ₂)	Tonne/MWh _{Brennstoff}	0,202	0,337

Quelle: Prognos AG

Die **Grenzkosten** (GK) der Stromerzeugung (SE) berechnen sich nach folgender Formel:

$$GK = \frac{SE}{\eta} * BK_{fuel} + \frac{SE}{\eta} * spez.CO_2 * BK_{CO_2} + BK_{var.}$$

Für das **Steinkohlenkraftwerk** ergeben sich somit Grenzkosten in Höhe von **41,7 Euro/MWh_{el}**.

$$41,7 = \frac{1}{0,455} * 8,9 + \frac{1}{0,455} * 0,337 * 26,8 + 2,2$$

Für das **Erdgas-GuD-Kraftwerk** liegen die Grenzkosten bei **48,2 Euro/MWh_{el}**.

$$48,2 = \frac{1}{0,575} * 21,7 + \frac{1}{0,575} * 0,202 * 26,8 + 1,0$$

Damit liegen die Grenzkosten des Erdgas-GuD-Kraftwerks um 6,9 Euro/MWh_{el} oder 17 % über den Grenzkosten des Steinkohlekraftwerks. Mit den berechneten Grenzkosten wird im folgenden Kapitel die Stellung der Kraftwerke in der Merit Order bestimmt und die notwendige **Anpassung** der Nettowirkungsgrade aus dem optimalen Anlagenbetrieb auf den durchschnittlichen Jahreswirkungsgrad vorgenommen.

3.3 Einordnung der Neubauvarianten in den deutschen Kraftwerkspark

Die in Kapitel 3.2 berechneten kurzfristigen **Grenzkosten** der Stromerzeugung **im optimalen Anlagenbetriebspunkt** ordnen sich wie in Abbildung 12 und Abbildung 13 dargestellt in die Merit Order des deutschen Kraftwerksparks des Jahres 2013 ein. Als Ergebnis der Berechnungen beträgt bei einem Steinkohlekraftwerk die Ausnutzungsdauer der verfügbaren Leistung (935 MW_{el}) rund 8.580 Volllaststunden. Eine Erdgas-GuD-Anlage erreicht hingegen lediglich 4.110 Volllaststunden im Jahr. Die Erdgasanlage würde somit in der Mittellast betrieben werden. Die Steinkohleanlage hingegen läuft im Grundlastbereich.

Für beide Anlagentypen ist nun zu berücksichtigen, dass An- und Abfahrverluste sowie Teillastbetrieb die Effizienz der Kraftwerke verringern. Da Steinkohle deutlich höhere Volllaststunden erzielt, fällt die Anpassung über das Jahr gesehen deutlich geringer aus als bei einem Erdgas-GuD-Kraftwerk, das beim Betrieb in der

Mittellast mit 4.110 h wesentlich mehr An- und Abfahrvorgänge leisten muss. Die Anpassung der elektrischen Nettowirkungsgrade der Kraftwerke ergibt für den Steinkohleblock demzufolge einen Jahreswirkungsgrad von netto 45 % und bei der Erdgas-GuD-Anlage von 54,5 %.

Durch die Anpassung auf die **Jahreswirkungsgrade** erhöhen sich die jährlichen durchschnittlichen Grenzkosten im Vergleich zu den Grenzkosten bei **optimalem Anlagenbetrieb** (vgl. Abbildung 12) Die Kalkulation wird nach der gleichen Formel, wie in Kapitel 3.2 dargestellt, vorgenommen. Anstelle des Nettowirkungsgrades bei optimalem Anlagenbetrieb (η) wird jetzt der Jahreswirkungsgrad eingesetzt. Die Berechnung liefert folgende Ergebnisse:

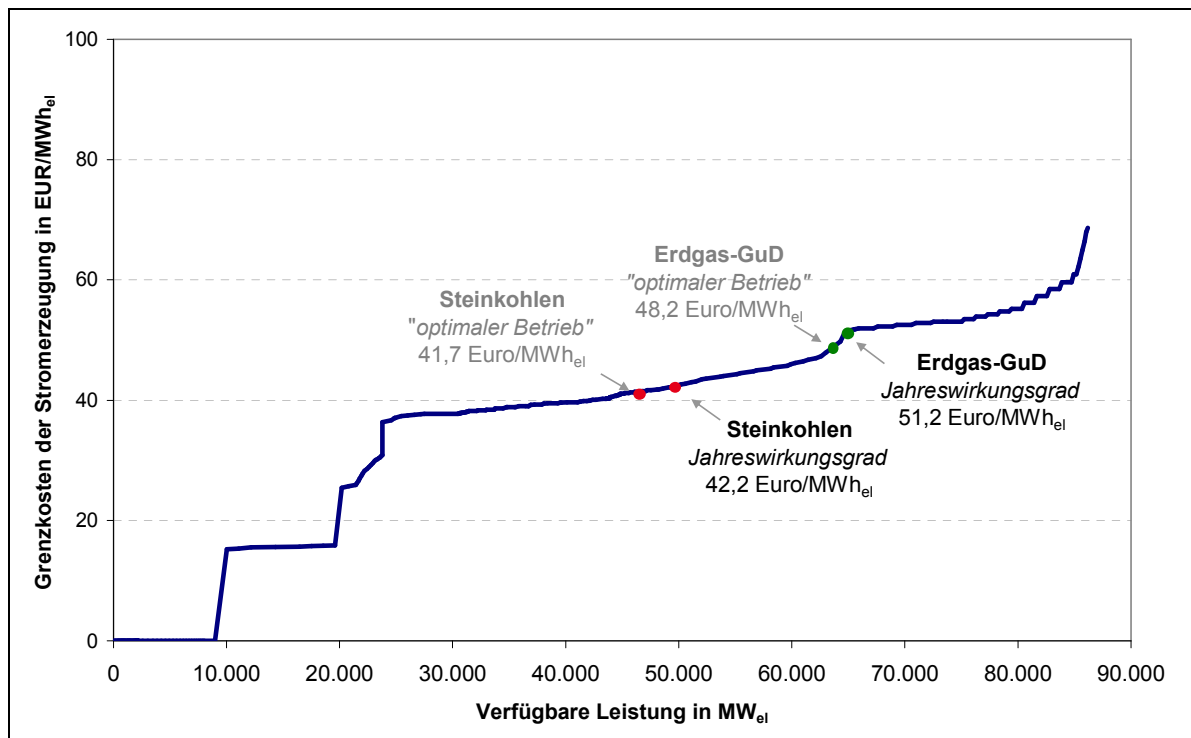
Für das **Steinkohlenkraftwerk** ergeben sich somit durchschnittliche jährliche Grenzkosten in Höhe von **42,2 Euro/MWh_{el}**.

$$42,2 = \frac{1}{0,450} * 8,9 + \frac{1}{0,450} * 0,337 * 26,8 + 2,2$$

Für das **Erdgas-GuD-Kraftwerk** liegen die durchschnittlichen jährlichen Grenzkosten bei **51,2 Euro/MWh_{el}**.

$$52,2 = \frac{1}{0,545} * 21,7 + \frac{1}{0,545} * 0,202 * 26,8 + 1,0$$

Abbildung 12: Merit Order des deutschen Kraftwerksparks im Jahr 2013



Quelle: Prognos AG

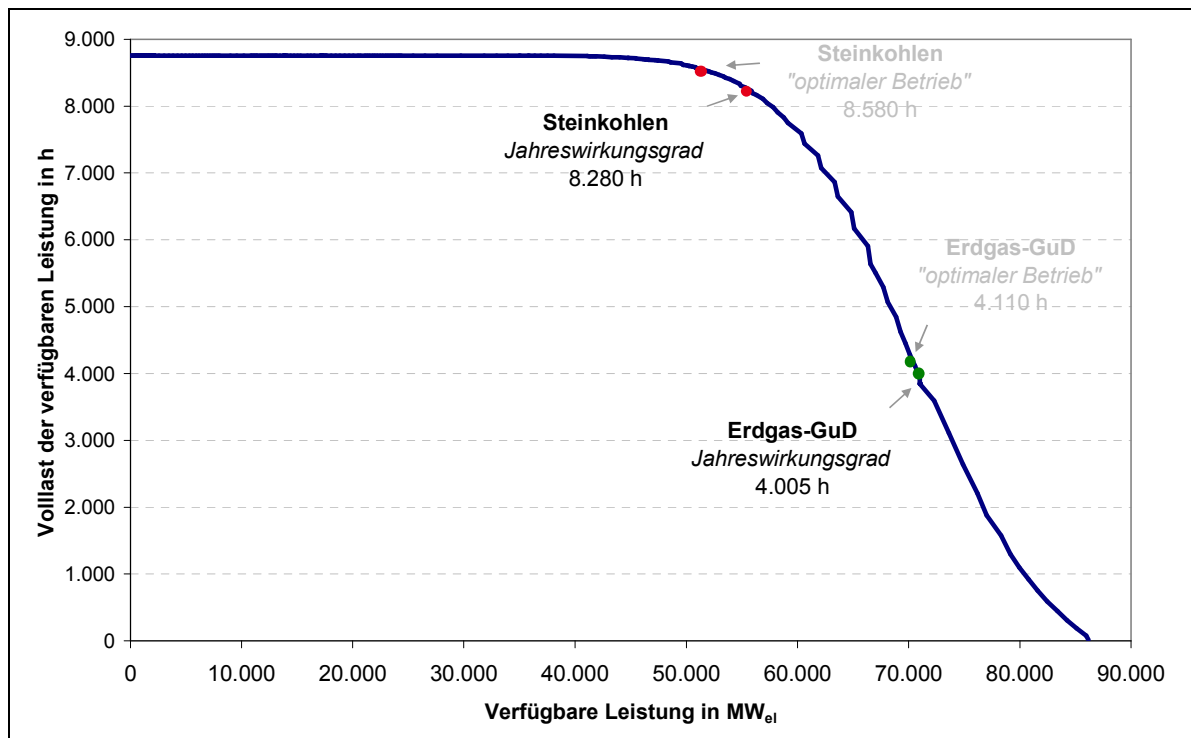
Durch die Erhöhung der Grenzkosten der Anlagen wird folglich auch die Position der Anlagen in der Merit Order nach rechts verschoben. Dadurch erzielen beide Anlagen weniger Volllaststunden als unter der Berücksichtigung der Nettowirkungsgrade.

Für das **Steinkohlenkraftwerk** sinkt die Volllaststundenzahl für die verfügbare Leistung von 8.580 h auf 8.280 h.

Im Falle des **Erdgas-GuD-Kraftwerks** sinken die Volllaststunden der verfügbaren Leistung von 4.110 h auf 4.005 h.

Der Effekt fällt für Steinkohle im Vergleich zu Erdgas groß aus, weil durch die geringe Steigerung der Grenzkosten bei Steinkohle im Grundlastbereich deutlich mehr bestehende Kraftwerke besser gestellt werden, als es in der Mittellast bei Erdgas der Fall ist (vgl. Abbildung 13).

Abbildung 13: Auslastung der verfügbaren Kraftwerksleistung im Jahr 2013 im deutschen Kraftwerkspark



Quelle: Prognos AG

Im Anschluss an die endgültige Einordnung der beiden Neubauvarianten in die **modellgestützte Merit Order** des deutschen Kraftwerksparks muss die Ausnutzungsdauer der verfügbaren Leistung wieder auf die installierte Bruttoleistung der am Standort Staudinger geplanten Kraftwerke umgerechnet werden. Dies dient dazu, die Berechnungsergebnisse des Kraftwerksmodells (935 MW_{eI} verfügbare Leistung) wieder auf die Auslegungsdaten (1.100 MW_{eI} installierte Bruttoleistung) zurückzurechnen, um sie mit den Planungsdaten der E.ON-Kraftwerke GmbH vergleichen zu können.

Die **Laufzeit der verfügbaren Leistung** (935 MW_{eI}) des Steinkohleblocks von 8.280 Volllaststunden pro Jahr entspricht, bezogen auf die **Bruttoleistung** der Anlage (1.100 MW_{eI}), rund 7.040 Volllaststunden. Ein Erdgas-GuD-Kraftwerk, dessen verfügbare Leistung 4.005 Stunden im Jahr genutzt wird, läuft bezogen auf die installierte Bruttoleistung somit rund 3.400 h im Jahr.

Durch die **Umrechnung** der Modellergebnisse auf die Auslegungsdaten der geplanten Kraftwerke wird an der Stromerzeugung der Anlagen nichts geändert. Läuft die verfügbare Leistung des Erdgas-GuD-Kraftwerks von 935 MW_{eI} 4.005 Volllaststunden im Jahr, entspricht dies der gleichen Strommenge (3,74 TWh_{eI}), wenn die Bruttoleistung von 1.100 MW_{eI} 3.400 Volllaststunden erreicht.

3.4 Auswirkungen auf die CO₂-Bilanz

Die Einordnung der Neubauvarianten in die Merit Order hat ergeben, dass ein neues Steinkohlekraftwerk in der Grundlast laufen würde und eine Erdgas-GuD in der Mittellast anzusiedeln ist. Für die CO₂-Bilanz ist nunmehr entscheidend, welche Kraftwerke die Neubauprojekte in der Stromerzeugung verdrängen werden.

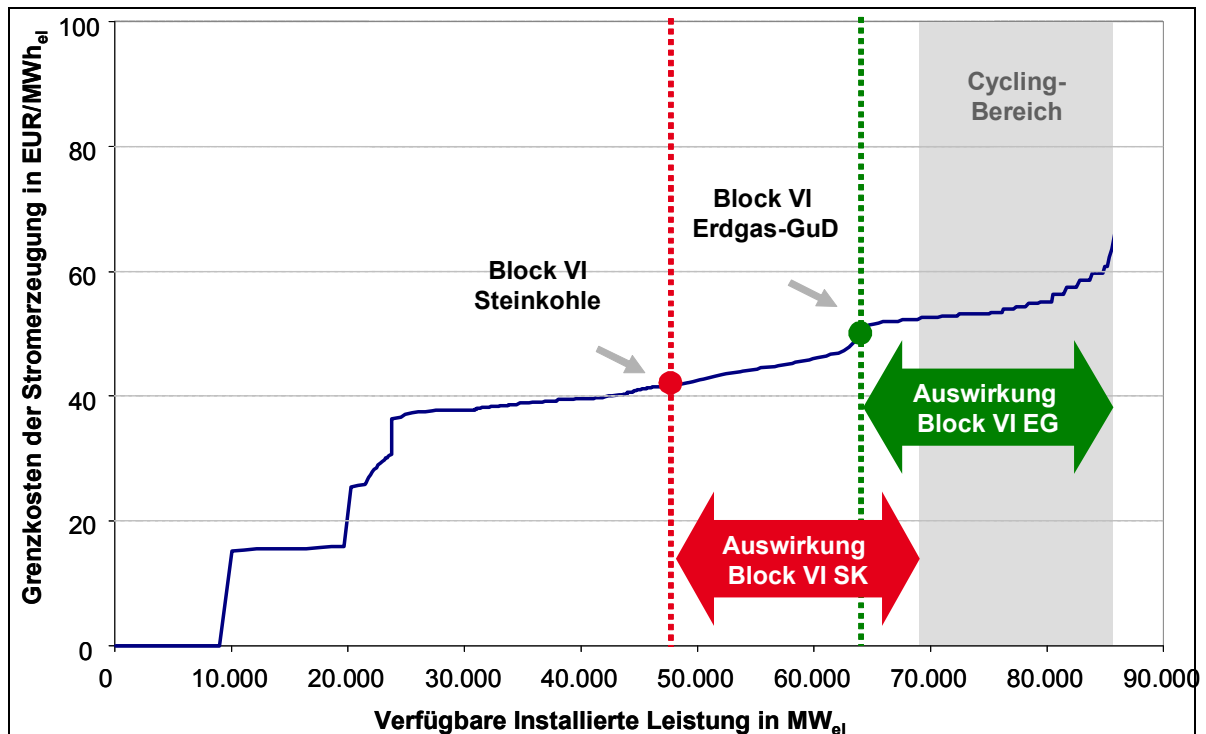
Mit ihren kurzfristigen Grenzkosten zählen sowohl das Steinkohle- als auch das Erdgaskraftwerk zu den **effizientesten Kraftwerken** ihrer Art. Ein neues **Steinkohlekraftwerk** wird häufiger zur Stromerzeugung eingesetzt als ineffizientere Steinkohleblöcke. Es „verschiebt“ dadurch diese Anlagen in der Merit Order nach rechts und verdrängt zusätzlich auch Stromerzeugung aus den schlechtesten Braunkohlekraftwerken (vgl. Abbildung 14).

Gaskraftwerke werden **durch ein Steinkohlekraftwerk** in der gegebenen Konstellation **kaum verdrängt**. Alte Steinkohleblöcke können unter technisch-wirtschaftlichen Gesichtspunkten nicht beliebig in einen niedrigen Volllaststundenbereich verdrängt werden. Bei weniger als 2.500 Volllaststunden (bezogen auf die Bruttoleistung), im so genannten **Cycling-Bereich**²⁵ (vgl. Abbildung 14), können Kohlekraftwerke ohne Fernwärmeauskopplung die täglich zu leistenden An- und Abfahrvorgänge technisch und wirtschaftlich nicht realisieren. Sie werden also aus dem Park verdrängt, **bevor** sie den Betrieb von Gaskraftwerken beeinflussen.

Viele der **Gaskraftwerke**, die vor dem gekennzeichneten Cycling-Bereich in der Merit Order zwischen etwa 65.000 und 70.000 MW_{el} liegen, und damit theoretisch von einer neuen Steinkohleanlage verdrängt werden würden, sind KWK-Anlagen. Über deren Einsatz entscheidet weniger der Strom- als vielmehr der **Wärmebedarf** während der Heizperiode oder der Wärmebedarf von Industrieprozessen, so dass ihre gekoppelte Stromerzeugung von Kohlekraftwerken ebenfalls nicht verdrängt werden kann.

²⁵ Beschreibt den Bereich an niedrigen Volllaststunden eines Jahres, der durch den schwankenden Strombedarf im Verlauf eines Tages zu Stande kommt und nur durch sehr flexible Stromerzeugungsanlagen abgedeckt werden kann.

Abbildung 14: Einordnung der Neubauvarianten in die Merit Order des bestehenden Kraftwerksparks im Jahr 2013



Quelle: Prognos AG

Eine **neue Erdgasanlage** würde unter den gesetzten Rahmenbedingungen keine Kohlekraftwerke in der Merit Order verdrängen können. Die Auswirkungen hinsichtlich der CO₂-Bilanz blieben im Cycling-Bereich auf die Spitzenlastkraftwerke beschränkt.

Wie im vorigen Abschnitt erläutert, ordnet sich ein neues Erdgaskraftwerk deutlich weiter rechts in der Merit Order ein als ein neues Steinkohlekraftwerk. Hinzu kommt, dass das Kohlekraftwerk alte Kohleanlagen verdrängt, was dem neuen Gaskraftwerk wegen der höheren Grenzkosten nicht gelingt. Diese beiden Aspekte haben maßgeblichen Einfluss auf die CO₂-Bilanz der beiden Varianten.

Folgende **Arbeitsschritte** werden im Einzelnen zur Ermittlung der Auswirkungen auf die CO₂-Emissionen im deutschen Kraftwerkspark vorgenommen:

- Ermittlung der verdrängten Stromerzeugung durch die beiden Kraftwerksvarianten
- Berechnung des mittleren Jahreswirkungsgrades (netto) der verdrängten Anlagen

- Vergleich des mittleren Jahreswirkungsgrades der verdrängten Anlagen mit dem Jahreswirkungsgrad der Neubaukraftwerke
- Berechnung der Differenz in der CO₂-Intensität zwischen den Altanlagen und dem Neubau sowie Ableitung der CO₂-Einsparung

Die Berechnung kommt zu folgenden **Ergebnissen**:

Tabelle 3: Effekt auf die CO₂-Bilanz Deutschlands durch den Kraftwerksneubau am Standort Staudinger bis zum Jahr 2030

Steinkohlenvariante									
	Staudinger Block VI		Anteilig verdrängte Erzeugung			Jahreswirkungsgrad verdrängte Erzeugung			CO ₂ -Bilanz
	Volllaststunden	Jahreswirkungsgrad	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	insgesamt
	h	%	%	%	%	%	%	%	Mio. Tonnen
2013	7.040	45,0%	25,8%	66,4%	7,8%	34,0%	37,1%	54,0%	-1,38
2015	6.990	45,0%	24,5%	68,5%	7,0%	34,3%	37,5%	54,3%	-1,31
2020	6.810	44,8%	25,1%	69,3%	5,6%	35,5%	39,2%	54,4%	-1,04
2025	6.430	44,3%	27,3%	69,9%	2,8%	36,4%	40,2%	55,1%	-0,90
2030	5.950	44,0%	28,5%	71,5%	0,0%	39,5%	41,5%	55,0%	-0,62

Erdgasvariante									
	Staudinger Block VI		Anteilig verdrängte Erzeugung			Jahreswirkungsgrad verdrängte Erzeugung			CO ₂ -Bilanz
	Volllaststunden	Jahreswirkungsgrad	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	insgesamt
	h	%	%	%	%	%	%	%	Mio. Tonnen
2013	3.580	54,5%	0,0%	0,0%	100,0%	33,0%	34,1%	43,0%	-0,39
2015	3.610	54,5%	0,0%	0,0%	100,0%	34,0%	35,6%	44,5%	-0,33
2020	3.420	53,8%	0,0%	0,0%	100,0%	34,5%	36,6%	48,2%	-0,16
2025	3.200	53,4%	0,0%	0,0%	100,0%	35,3%	37,8%	48,1%	-0,15
2030	2.820	53,1%	0,0%	0,0%	100,0%	37,2%	40,2%	48,0%	-0,13

Quelle: Prognos AG

- Durch einen **neuen Steinkohleblock** am Standort Staudinger würden rund 7,7 TWh_{el} Bruttostromerzeugung im Kraftwerkspark verdrängt. Die verdrängte Bruttostromerzeugung stammt im Jahr 2013 zu 66 % aus bestehenden Steinkohleanlagen, zu 26 % aus alten Braunkohlekraftwerken und zu 8 % aus Erdgasanlagen.
- Der Jahreswirkungsgrad der Kohlekraftwerke, die in der Merit Order verdrängt werden, liegt mit 34 % (Braunkohle) bzw. 37 % (Steinkohle) deutlich unter den 45 % des Neubaublocks.
- Die spezifischen CO₂-Emissionen der Braunkohle liegen über denen der Steinkohle.

- Der hohe Wirkungsgrad der verdrängten acht Prozent Erdgas-erzeugung (54 %) und der niedrige spezifische CO₂-Gehalt des Brennstoffs Erdgas schlagen in der Bilanz negativ zu Buche.
- Im Saldo werden durch das neue Steinkohlekraftwerk aber 1,4 Mio. Tonnen CO₂ im Jahr 2013 eingespart (vgl. Tabelle 3).
- Ein neues **Erdgaskraftwerk** verdrängt lediglich andere Erdgaskraftwerke. Diese haben im Mittel mit 43 % einen schlechteren Jahreswirkungsgrad verglichen mit der Neuanlage (54,5 %).
- In der Summe werden durch ein Erdgaskraftwerk lediglich 0,4 Mio. Tonnen CO₂ im Jahr 2013 vermieden.

Bis zum **Jahr 2030** wird sich die Situation vor dem Hintergrund der aktuellen Brennstoffpreisentwicklung kaum ändern. Ein Kohlekraftwerk wird voraussichtlich immer mehr CO₂ einsparen als ein Erdgas-GuD-Kraftwerk (vgl. Tabelle 3). Der Kohleblock wird zwar nach und nach durch Kraftwerke mit niedrigeren Grenzkosten verdrängt werden und der Jahreswirkungsgrad wird sich dadurch etwas verschlechtern. Insgesamt bleibt der Vorteil gegenüber einer Erdgas-GuD-Anlage jedoch bestehen. Erdgaskraftwerke werden unter den dargestellten Rahmenbedingungen im Jahr 2030 im Wesentlichen dazu eingesetzt werden, die steigende Windleistung im Stromnetz abzusichern und nur noch in dem sich vergrößernden Cycling-Bereich eingesetzt werden.

3.5 Sensitivitätsanalyse und zukünftige Entwicklung

Die Einordnung des geplanten Neubaukraftwerks in den deutschen Kraftwerkspark hat ergeben, dass im Jahr der Inbetriebnahme durch ein Steinkohlekraftwerk deutschlandweit deutlich mehr CO₂ eingespart wird als durch ein neu errichtetes Erdgas-GuD-Kraftwerk an gleicher Stelle. Diese Aussage gilt unter den in Kapitel 2 dargestellten Randbedingungen. Folgende Überlegungen stellen dar, wie das Ergebnis auf Änderungen dieser Randbedingungen reagieren würde:

- **Einfluss von anderen Kraftwerksneubauten**
Zunächst gilt das Ergebnis der Analyse nur für den betrachteten Zeitraum. Gleichwohl ändert sich an den Analysen prinzipiell nichts, so lange ältere und damit teurere und ineffizientere Kohlekraftwerke im deutschen Strommarkt vorhanden sind. Da heute noch mehr als 30.000 MW_{el} (30 GW_{el}) Kohlekraftwerke (Braun- und Steinkohle) in Deutschland in Betrieb sind, die älter als 20 Jahre sind, würden auch weitere Kraftwerksneubauten lediglich

marginale, jedoch keine grundsätzlichen Änderungen des Ergebnisses bewirken.

- **Einfluss des Preises für CO₂-Zertifikate**
In der Analyse wurde eine moderate Entwicklung des Preises für CO₂-Zertifikate unterstellt, für die es die in Kapitel 2.3 genannten Gründe gibt. Steigt der CO₂-Preis dennoch deutlich stärker, verschiebt sich das Ergebnis zugunsten von Erdgas. Bei hohen Öl- und Erdgaspreisen, die aus heutiger Sicht wahrscheinlich sind, müsste der CO₂-Preis auf ein Niveau von real über 35 Euro pro Tonne steigen um den größer werdenden Preisunterschied von Erdgas und Kohle zu kompensieren.
- **Wechselwirkungen mit dem Ausstieg aus der Kernenergie**
Nach den Simulationsrechnungen wird ein erheblicher Teil der vom Netz genommenen Kernkraftwerke durch fossile Kapazitäten ersetzt. Der Zusammenhang „neue Kohle ersetzt alte Kohle“ ist aber unabhängig hiervon zutreffend und vollzieht sich parallel zu der Ablösung der Kernkraftwerke, wenn am Atomgesetz und dem darin festgelegten Ausstiegsplan festgehalten wird. In Summe der beiden Entwicklungen werden die CO₂-Emissionen des deutschen Kraftwerksparks steigen.
- **Einfluss der Energiepreise**
Ein drastischer Verfall der Gaspreise kann dazu beitragen, dass sich die nachgewiesenen Effekte umkehren. Allerdings ist derzeit eher zu erwarten, dass die Gaspreise im Vergleich zu den Preisen für Steinkohle noch stärker steigen als bisher unterstellt. Diese Entwicklung würde die Aussagen dieses Gutachtens weiter erhärten.

4 Quellen

- AG Energiebilanzen Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen; Energiebilanzen Deutschlands 1990, 1995, 2000, 2004
<http://www.ag-energiebilanzen.de/>
- EWI/Prognos 2006 Energiewirtschaftliches Institut an der Universität Köln / Prognos AG: Auswirkungen höherer Ölpreise auf Energieangebot und – nachfrage Ölpreisvariante der Energiewirtschaftlichen Referenzprognose 2030 Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit, Berlin
<http://www.bmwi.de/BMWi/Navigation/Service/publikationen.did=151104.html>
- Prognos 2007 Fachgutachten Rationelle Energieverwendung und erneuerbare Energien, im Auftrag der E.ON Kraftwerke GmbH, Berlin 2007