



DISSERTATION

Titel der Dissertation

„Stromerzeugung in Deutschland unter den Rahmenbedingungen von Klimapolitik und liberalisiertem Strommarkt – Bewertung von Kraftwerksinvestitionen mit Bayes’schen Einflussdiagrammen“

Verfasser

Rainald Ötsch

angestrebter akademischer Grad

Doktor der Wirtschafts- und Sozialwissenschaften (Dr. rer. pol.)

Potsdam, im März 2012

Dissertationsgebiet: Volkswirtschaftslehre
Erstgutachter: Prof. Dr. Carlo C. Jaeger

Online veröffentlicht auf dem
Publikationsserver der Universität Potsdam:
URL <http://opus.kobv.de/ubp/volltexte/2014/6905/>
URN <urn:nbn:de:kobv:517-opus-69056>
<http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:kobv:517-opus-69056>

Inhaltsverzeichnis

1 Einleitung	4
2 Bayes'sche Wahrscheinlichkeit	7
3 Risiken und ihre Modellierung	20
4 Investitionsrisiken in der fossilen Stromerzeugung	38
5 Quantifizierung wichtiger Einflussgrößen	47
6 Das DCF-Modell	82
7 Der Strommarkt	92
8 Bewertung der Bestandsportfolien	118
9 Bewertung von Neuinvestitionen	140
10 Zusammenfassung	167
Anhang	174
Abbildungsverzeichnis	181
Tabellenverzeichnis	186
Literaturverzeichnis	188

Überblick

Mit der Liberalisierung des Strommarkts, den unsicheren Aussichten in der Klimapolitik und stark schwankenden Preisen bei Brennstoffen, Emissionsrechten und Kraftwerkskomponenten hat bei Kraftwerksinvestitionen das Risikomanagement an Bedeutung gewonnen. Dies äußert sich im vermehrten Einsatz probabilistischer Verfahren. Insbesondere bei regulativen Risiken liefert der klassische, häufigkeitsbasierte Wahrscheinlichkeitsbegriff aber keine Handhabe zur Risikoquantifizierung. In dieser Arbeit werden Kraftwerksinvestitionen und -portfolien in Deutschland mit Methoden des Bayes'schen Risikomanagements bewertet. Die Bayes'sche Denkschule begreift Wahrscheinlichkeit als persönliches Maß für Unsicherheit. Wahrscheinlichkeiten können auch ohne statistische Datenanalyse allein mit Expertenbefragungen gewonnen werden.

Das Zusammenwirken unsicherer Werttreiber wurde mit einem probabilistischen DCF-Modell (Discounted Cash Flow-Modell) spezifiziert und in ein Einflussdiagramm mit etwa 1200 Objekten umgesetzt. Da der Überwälzungsgrad von Brennstoff- und CO₂-Kosten und damit die Höhe der von den Kraftwerken erwirtschafteten Deckungsbeiträge im Wettbewerb bestimmt werden, reicht eine einzelwirtschaftliche Betrachtung der Kraftwerke nicht aus. Strompreise und Auslastungen werden mit Heuristiken anhand der individuellen Position der Kraftwerke in der Merit Order bestimmt, d.h. anhand der nach kurzfristigen Grenzkosten gestaffelten Einsatzreihenfolge. Dazu wurden 113 thermische Großkraftwerke aus Deutschland in einer Merit Order vereinigt. Das Modell liefert Wahrscheinlichkeitsverteilungen für zentrale Größen wie Kapitalwerte von Bestandsportfolien sowie Stromgestehungskosten und Kapitalwerte von Einzelinvestitionen (Steinkohle- und Braunkohlekraftwerke mit und ohne CO₂-Abscheidung sowie GuD-Kraftwerke).

Der Wert der Bestandsportfolien von RWE, E.ON, EnBW und Vattenfall wird primär durch die Beiträge der Braunkohle- und Atomkraftwerke bestimmt. Erstaunlicherweise schlägt sich der Emissionshandel nicht in Verlusten nieder. Dies liegt einerseits an den Zusatzgewinnen der Atomkraftwerke, andererseits an den bis 2012 gratis zugewiesenen Emissionsrechten, welche hohe Windfall-Profiten generieren. Dadurch erweist sich der Emissionshandel in seiner konkreten Ausgestaltung insgesamt als gewinnbringendes Geschäft. Über die Restlaufzeit der Bestandskraftwerke resultiert ab 2008 aus der Einführung des Emissionshandels ein Barwertvorteil von insgesamt 8,6 Mrd. €. In ähnlicher Dimension liegen die Barwertvorteile aus der 2009 von der Bundesregierung in Aussicht gestellten Laufzeitverlängerung für Atomkraftwerke. Bei einer achtjährigen Laufzeitverlängerung ergäben sich je nach CO₂-Preisniveau Barwertvorteile von 8 bis 15 Mrd. €. Mit höheren CO₂-Preisen und Laufzeitverlängerungen von bis zu 28 Jahren würden 25 Mrd. € oder mehr zusätzlich anfallen.

Langfristig erscheint fraglich, ob unter dem gegenwärtigen Marktdesign noch Anreize für Investitionen in fossile Kraftwerke gegeben sind. Zu Beginn der NAP 2-Periode noch rentable Investitionen in Braunkohle- und GuD-Kraftwerke werden mit der auslaufenden Gratiszuteilung von Emissionsrechten zunehmend unrentabel. Die Rentabilität wird durch Strommarkteffekte der erneuerbaren Energien und ausscheidender alter Gas- und Ölkraftwerke stetig weiter untergraben. Steinkohlekraftwerke erweisen sich selbst mit anfänglicher Gratiszuteilung als riskante Investition. Die festgestellten Anreizprobleme für Neuinvestitionen sollten jedoch nicht dem Emissionshandel zugeschrieben werden, sondern resultieren aus den an Grenzkosten orientierten Strompreisen. Das Anreizproblem ist allerdings bei moderaten CO₂-Preisen am größten. Es gilt auch für Kraftwerke mit CO₂-Abscheidung: Obwohl die erwarteten Vermeidungskosten für CCS-Kraftwerke gegenüber konventionellen Kohlekraftwerken im Jahr 2025 auf 25 €/t CO₂ (Braunkohle) bzw. 38,5 €/t CO₂ (Steinkohle) geschätzt werden, wird ihr Bau erst ab CO₂-Preisen von 50 bzw. 77 €/t CO₂ rentabel.

Ob und welche Kraftwerksinvestitionen sich langfristig rechnen, wird letztlich aber politisch entschieden und ist selbst unter stark idealisierten Bedingungen kaum vorhersagbar.

Vorwort

Unter den Erkenntnissen der Klimaforschung haben sich die Rahmenbedingungen für die Stromwirtschaft gewandelt – mit entsprechenden finanziellen Folgen für die Stromerzeuger. Die Arbeit widmet sich der Rentabilität fossiler Kraftwerke im Emissionshandel. Der Widerspruch zwischen Klimaschutzziele und der hohen Anzahl fossiler Kraftwerksprojekte in Deutschland diente als Aufhänger, um Methoden des Bayes'schen Risikomanagements zu erproben. Die unterstellte Regulierung entspricht dem Stand vom Herbst 2009, kurz vor dem Klimagipfel in Kopenhagen. Entsprechend spiegeln die Annahmen die damalige Stimmung und Gesetzeslage wider.

Die Studie zeigt, weswegen trotz des europäischen Emissionshandelssystems bis vor Kurzem genügend Anreize zum Bau neuer fossiler Kraftwerke bestanden und hohe CO₂-Preise einen positiven Effekt auf den Wert der kohlelastigen Kraftwerkportfolien hatten. Mit geänderten Zuteilungsregeln zeichnet sich jedoch ein Anreizproblem für Investitionen ab – ein Konstruktionsfehler des liberalisierten Strommarkts. Einige betrachtete Effekte, wie die gewinnsteigernde Wirkung einer Laufzeitverlängerung für Atomkraftwerke, waren weniger überraschend, konnten aber quantifiziert und dadurch relativ zu anderen Effekten bewertet werden.

Wie auch bei anderen „innovativen Methoden des Risikomanagements“ waren einige Erkenntnisse auch ernüchternd. So eignet sich der Ansatz nur begrenzt dazu, regulative Risiken durch probabilistische Szenarien einzubeziehen. Die Genese der letzten Energiegesetze zeigt einmal mehr, dass Regulierungsmaßnahmen im Detail kaum vorhersehbar sind.

Besonderer Dank für Beiträge und Anregungen geht an die Partner des Forschungsprojekts „Mainstreaming von Klimarisiken und -chancen im Finanzsektor“, insbesondere an Christoph Bals, Peter Wirtz, Hendrik Garz und ganz besonders an Armin Haas.

Rainald Ötsch, Berlin im März 2012.

1 Einleitung

1.1 Problemstellung

Die Verbrennung fossiler Brennstoffe ist der Haupttreiber der zunehmenden Treibhausgaskonzentration in der Atmosphäre und des dadurch angeregten Klimawandels (IPCC, 2007b). Etwa 70 % der Emissionen an Treibhausgasen lassen sich heute dem Energiebereich zuschreiben. Die für diesen Sektor relevanten Treibhausgase sind Kohlendioxid (kurz CO₂), Methan und in geringem Ausmaß Stickoxide (Sims et al., 2007). Da Strom ein hochwertiger Energieträger ist, wird sein Anteil am Gesamtenergieverbrauch in Zukunft wachsen. Auf die Stromerzeugung entfallen weltweit mehr als 24 % der anthropogenen CO₂-Emissionen (Rogner et al., 2007), vorwiegend durch Verbrennung von Kohle oder Gas in thermischen Kraftwerken. Die Stromwirtschaft ist deswegen besonders von regulativen Klimarisiken betroffen; sie ist die Branche mit dem höchsten Anteil der heute emittierten Treibhausgase. Der Umbau zu einer klimaneutralen Stromwirtschaft erfordert in den nächsten Jahrzehnten erhebliche Investitionen in Stromerzeugung und -verteilung. Im liberalisierten Strommarkt müssen dafür Anreize in Form von ausreichenden Renditeerwartungen gegeben sein.

Ein Schritt zum Umbau war die Einrichtung von Emissionshandelssystemen, zunächst international im Rahmen des Kyoto-Protokolls, dann durch ein weiteres europäisches Emissionshandelssystem (EU-EHS). Die Verknappung von Emissionsrechten soll die deutsche Stromwirtschaft langfristig dekarbonisieren. Das zweite wichtige Instrument zu diesem Zweck ist das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), welches die Abnahme und feste Vergütung für Strom aus erneuerbaren Energien garantiert. Der Umbau soll zudem von einer erhöhten Effizienz im Verbrauch begleitet werden.

Durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz kam es in Deutschland in den letzten Jahren zu einem erheblichen Ausweitung des Anteils erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung (16,4 % in 2009, inzwischen wurden 20 % überschritten). Gleichwohl laufen in erheblichem Ausmaß Planungs- und Bauvorhaben für fossile Kraftwerke. Nach Angaben des BDEW (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.) waren im Dezember 2008 in Deutschland Kraftwerkskapazitäten von 14,5 GW im Bau, genehmigt oder im Vorbescheid genehmigt (davon 19 % Braunkohle-, 51 % Steinkohle- und 20 % Gaskraftwerke). Weitere 24 GW waren im Genehmigungsverfahren, in Planung oder in der Standortsuche (BDEW, 2008). Nach Angaben des BUND (Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland e.V.) vom August 2009 befinden sich 11,3 GW an Kohlekraftwerken in Bau, weitere 5,4 GW wurden genehmigt und weitere 13,9 GW sind in Planung (BUND, 2009).

Im Emissionshandel ist das Erreichen der Klimaschutzziele durch die vorhandene Menge an Emissionsrechten explizit garantiert. Die Menge der verfügbaren Zertifikate ist jedoch eine Vorgabe der Politik, somit verhandelbar und obendrein nur bis 2020 klar definiert. Somit lässt sich aus der bloßen Anzahl an Bauvorhaben nicht ableiten, ob es sich hierbei um eine begrenzte Modernisierung des alten fossilen Kraftwerkparcs handelt, ob besondere Investitionsanreize durch bestimmte Regelungen vorliegen, ob Investoren ein Aufweichen der Klimaschutzziele einkalkuliert haben oder sie sich schlicht verkalkuliert haben. Diese Frage kann nur durch eine genauere Analyse beantwortet werden.

1.2 Methodik

Unter Klimarisiken werden nicht nur physische Risiken durch veränderte Klimaveränderungen verstanden, sondern auch indirekte Risiken durch Reaktionen auf den anstehenden Klimawandel (Anpassung und Vermeidung). Dazu gehören regulative Risiken, Haftungs- und Klagerisiken sowie Reputationsrisiken (Bals et al., 2009). Da das Klimasystem nicht in allen Einzelheiten verstanden ist, gibt es große Unsicherheit über das Ausmaß der zu erwartenden Folgen und über zu treffende Vermeidungs- und

Anpassungsmaßnahmen. Die Unsicherheit wird dadurch vergrößert, dass zwischenstaatliche Vereinbarungen über globale Angelegenheiten wie den Klimawandel sehr schwierig zu erreichen sind.

Der Risikotheorie zufolge besteht Risiko aus Ereignissen und deren Auswirkungen mitsamt Wahrscheinlichkeiten. Der Bayes'sche bzw. subjektive Wahrscheinlichkeitsbegriff versteht Wahrscheinlichkeit als persönliches Maß für Unsicherheit. Die darauf aufbauende Theorie zur statistischen Datenanalyse ist leistungsstark und elegant. Daten der Vergangenheit werden durch Klimawandel jedoch partiell entwertet. Statistische Homogenitätskonzepte wie Austauschbarkeit, mit denen Daten auf eine identische Verteilung zurückgeführt werden können, sind dann nicht mehr anwendbar – zumindest nicht ohne zusätzliche Annahmen. Bayes'sche Wahrscheinlichkeiten können aber auch allein durch Expertenbefragungen bestimmt werden. Der Bayes'sche Wahrscheinlichkeitsbegriff bietet damit einen sehr vielseitigen Zugang zu Wahrscheinlichkeiten. Bei der Betrachtung von regulativen Risiken ist er sogar alternativlos. Während Klimawandel sich im Zeitraum von Dekaden, Jahrhunderten bis Jahrtausenden abspielt, bedeutet Langfristigkeit in der Finanzwirtschaft einen Zeitraum von einigen Jahren. Entsprechend haben regulative Risiken dort eine größere Bedeutung als physische Klimarisiken. Dies gilt auch für die Stromwirtschaft: Klimawandel kann etwa über Kühlwasserproblematik oder gehäufte oder verminderte Extremereignisse langfristig ein physisches Risiko für Kraftwerksbetreiber bedeuten. Viel gravierender wirken sich allerdings gesetzliche Regelungen wie der Emissionshandel auf die Gewinne der Kraftwerksbetreiber aus.

Anhand einiger wesentlicher Parameter sind die Stromerzeugungskosten verschiedener Kraftwerkstypen noch recht einfach bestimmbar. Über den rentablen Betrieb von Kraftwerken sagen sie aber noch nicht genügend aus, da auch die kostengünstigste Erzeugungsvariante noch keine ausreichenden Einnahmen garantiert. Denn die Einnahmen hängen von den Strompreisen ab, welche sich im liberalisierten Strommarkt in Konkurrenz mit anderen Kraftwerken bestimmen und von den unterstellten Brennstoff- und CO₂-Preisen abhängen. Dies setzt einen Mechanismus zur Strompreisbestimmung voraus und erschwert die Bewertung, da eine isolierte Betrachtung von einzelnen Kraftwerken nicht ausreicht.

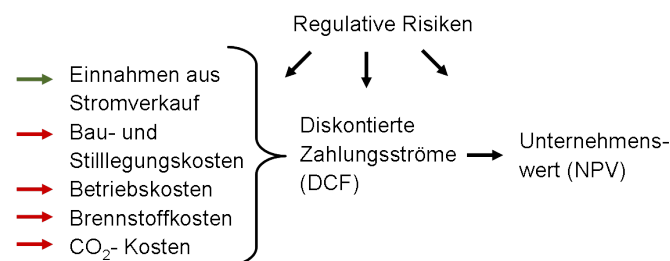


Abbildung 1: Bewertung von Kraftwerksinvestitionen.

Um Kraftwerksinvestitionen zu bewerten, muss eine gründlichere Analyse daher die Mechanismen des liberalisierten Strommarkts einbeziehen. Die Bewertung erfolgt über ein Discounted Cash Flow-Modell (DCF-Modell). Dabei werden alle Zahlungsaus- und -einträge über den Betriebszyklus der Kraftwerke erfasst (vgl. Abb. 1), anhand des Zeitwerts aggregiert und bewertet. Als Ausgangspunkt dient das Bewertungsmodell und die innere Logik der Studie Carbonizing Valuation (Urdal et al., 2006). Dieses Modell wird erheblich erweitert und um eine Methodik zum Umgang mit Unsicherheiten sowie um Heuristiken zur Bestimmung von Strompreisen und Kraftwerksauslastungen ergänzt. Strompreise und Kraftwerksauslastungen werden über den Mechanismus der Einsatzreihenfolge von Kraftwerken modelliert, der sogenannten Merit Order. Durch die Modellierung einzelner Variablen durch Zufallsvariablen kann die Unsicherheit in der Bewertung berücksichtigt werden. Das DCF-Modell wird dazu als Einflussdiagramm umgesetzt und durchgerechnet. Der Kapitalwert von neuen Kraftwerken und Bestandskraftwerken dient als zentrale Bewertungsvariable. Statt der absoluten Höhe der Kapitalwerte und anderer monetärer Größen sind aber mehr noch die analysierten Abhängigkeiten und Mechanismen von Interesse. Die quantita-

tive Modellierung erlaubt, den Einfluss und Nettoeffekt von verschiedenen, auch gegenläufigen Effekten zu messen.

In Kapitel 2 wird der Bayes'sche Wahrscheinlichkeitsbegriff diskutiert. In Kapitel 3 werden die Begriffe Wahrscheinlichkeit, Unsicherheit und Risiko in Zusammenhang gebracht und die Strukturierung von Risiken diskutiert. Kapitel 4 umreißt das Klimaschutzregime Deutschlands und der EU mit Augenmerk auf der Stromwirtschaft. Kapitel 5 geht auf den derzeitigen deutschen Bestand an fossilen Großkraftwerken und auf verschiedene Erzeugungsformen ein, diskutiert wichtige Einflussgrößen für die wirtschaftliche Performance von Kraftwerken und quantifiziert sie mit Hilfe von Wahrscheinlichkeitsverteilungen. Kapitel 7 befasst sich mit dem liberalisierten Strommarkt, diskutiert die Einsatzreihenfolge von Kraftwerken und diskutiert die Implikationen für Kostenüberwälzung und Strompreisbildung sowie zukünftige Entwicklungen des Kraftwerksparks. In Kapitel 8 werden die Kapitalwerte von Bestandsportfolien berechnet und Werttreiber identifiziert. In Kapitel 9 geschieht dies für Einzelinvestitionen in Kraftwerksneubauten. Das letzte Kapitel fasst die wichtigsten Ergebnisse zusammen.

Die Studie war methodisch motiviert und Teil des interdisziplinären Forschungsprojekts „Mainstreaming von Klimarisiken und -chancen im Finanzsektor“. Dieses Projekt wurde von einem Konsortium aus dem Potsdamer Institut für Klimafolgenforschung, der Universität Potsdam, dem European Climate Forum, dem Deutschen Institut für Wirtschaftsforschung, dem Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie unter der Konsortialführung der Nichtregierungsorganisation Germanwatch (Konsortialführer) in Zusammenarbeit mit Praxispartnern (in diesem Fall der WestLB) durchgeführt.

2 Bayes'sche Wahrscheinlichkeit

Auf den folgenden Seiten wird diskutiert, welches Verständnis von Wahrscheinlichkeiten der Bayes'schen Denkschule zugrunde liegt und auf welche Weise Wahrscheinlichkeiten bestimmt werden können. Dadurch soll dargelegt werden, in welcher Hinsicht der Bayes'sche Wahrscheinlichkeitsbegriff besondere Stärken, aber auch Schwächen hat.

2.1 Der Bayes'sche Wahrscheinlichkeitsbegriff

Der Bayes'sche Wahrscheinlichkeitsbegriff versteht Wahrscheinlichkeit als *persönliches Maß von Unsicherheit gegeben Vorwissen, Daten und akzeptierte Annahmen* (Bernardo, 2003). Wahrscheinlichkeiten messen den Grad an Überzeugung („degrees of belief“) zwischen den beiden Extremen „vollständig sicher“ und „vollständig ausgeschlossen“. Sie lassen sich auch als Bereitschaft zu einer Wette („willingness to bet“) interpretieren: Die Wahrscheinlichkeit spiegelt sich dann über Wetteinsätze für verschiedene Alternativen wider.

Nach der Bayes'schen Sichtweise existieren Wahrscheinlichkeiten nicht losgelöst von einer Person (bzw. einem Bewusstsein). Wahrscheinlichkeiten sind – wie eine Wette – notwendigerweise subjektiv. Aus diesem Grund hat sich der Begriff der „subjektiven Wahrscheinlichkeit“ eingebürgert. Diese Wahrscheinlichkeiten können aus Axiomen der Entscheidungstheorie abgeleitet werden (Savage (1954), kompakt in Press (2002) oder Bernardo und Smith (1994)) oder folgen aus einfachen Plausibilitätsbetrachtungen (vgl. Jaynes, 2003). Sie sind dann normativ zu verstehen: Sie beschreiben, wie sich ein Mensch zu verhalten hätte, wenn er sich rational verhalten möchte. Rational bedeutet hier: widerspruchsfrei im Sinne der unterstellten Axiome. Der eingebürgerte Fachbegriff hierfür ist Kohärenz („coherence“).

Im Gegensatz zum frequentistischen Wahrscheinlichkeitsbegriff ist der Bayes'sche Wahrscheinlichkeitsbegriff nicht an relative Häufigkeiten gekoppelt und unterliegt daher nicht der Vorstellung von wiederholbaren Zufallsexperimenten. Den Umgang mit Wahrscheinlichkeiten regelt die Wahrscheinlichkeitsmathematik. Diese ist für beide Interpretationen offen. Daher sind die Folgerungen der Wahrscheinlichkeitsmathematik auch mit dem Bayes'schen Ansatz kompatibel. Sowohl bei subjektiven und frequentistischen Wahrscheinlichkeiten gibt es wiederum Unterschiede bei der Interpretation. Daneben existieren auch noch weitere Interpretationen (Earman, 1992; Hajek, 2009).

Der Bayes'sche Wahrscheinlichkeitsbegriff stammt aus der statistischen Datenanalyse. Der Name geht auf den englischen Geistlichen Thomas Bayes (gestorben 1761) zurück, der in seinem *Essay Towards Solving a Problem in the Doctrine of Chances* das Lernen aus Beobachtungen in einem konkreten Zufallsexperiment beschrieben hat (Bayes, 1763). Der Satz von Bayes regelt den durch neue Daten induzierten Lerneffekt, also den Übergang zu einer neuen Quantifizierung der Unsicherheit über das Auftreten des untersuchten Ereignisses durch Beobachtungen. Wahrscheinlichkeiten waren nach Bayes als Wetten auf das Eintreten von Ereignissen anzusehen. Bayes Aufsatz wurde erst posthum veröffentlicht. Den zur heutigen Bayes'schen Statistik nötigen Aufbau hat Thomas Bayes nicht geliefert und es ist nicht klar, inwieweit er dessen Gedanken geteilt hätte. Die eigentliche Entwicklung dessen, was heute als Bayes'sche Statistik verstanden wird, fand in größerem Maß erst Mitte des 20. Jahrhunderts statt. Fienberg (2006) gibt einen Überblick über die nicht ganz glückliche Entstehungsgeschichte des Adjektivs „Bayesian“.

Der Bayes-Ansatz bezieht bei der Datenanalyse neben den Daten auch explizit Vorwissen ein. Berger (1985) demonstriert, wie wichtig die Berücksichtigung von Vorwissen sein kann. Dabei geht es um drei Experimente, die von der Datenlage völlig identisch sein können, aber dennoch zu unterschiedlichen Schlüssen führen. Es handelt sich um:

- Eine teetrinkende Lady. Sie behauptet, herausschmecken zu können, ob zuerst Tee in eine Tasse gegossen wurde und anschließend Milch oder umgekehrt.
- Einen talentierten Musiker, dem man die Anfänge von verschiedenen Kompositionen vorspielt. Er behauptet, unterscheiden zu können, ob die Kompositionen von Mozart oder von Beethoven stammen.
- Einen betrunkenen Bekannten. Er behauptet, vorhersagen zu können, ob eine geworfene Münze Kopf oder Zahl zeigen wird.

Das Experiment wird fünfmal durchgeführt. Jede Person liegt dabei in allen fünf Fällen richtig. Trotzdem würde man in den drei Experimenten unterschiedliche Schlüsse ziehen: Während man beim betrunkenen Freund auf Zufall oder Betrug tippt, wird man der Aussage der Lady vermutlich Glauben schenken und sich beim Musiker von seiner Kompetenz bestätigt fühlen. In allen drei Fällen ist die Datenlage gleich – jedoch sind die unterschiedlichen Schlüsse einleuchtend. Den Unterschied macht das Vorwissen. Rein häufigkeitsbasierte Ansätze geben keine Antwort darauf, wie das Vorwissen im gegebenen Beispiel berücksichtigt werden soll. Das genaue Vorgehen bei einem Bayes-Ansatz wird für das zuvor beschriebene Bernoulli-Experiment in Lindley und Phillips (1976) beschrieben.

Anders als der an wiederholbare Ereignisse geknüpfte frequentistische Wahrscheinlichkeitsbegriff lässt sich der subjektive Wahrscheinlichkeitsbegriff viel universeller und näher am alltäglichen Sprachgebrauch einsetzen. Er dient zur Abstufung zwischen Ereignissen, die weder als vollständig sicher (Wahrscheinlichkeit 1) oder als unmöglich (Wahrscheinlichkeit 0) angesehen werden können. Er eignet sich auch für Aussagen, die gemeinhin nicht als zufällig bezeichnet werden. Solange diese jedoch mit Unsicherheit behaftet sind, ist die Anwendung des Wahrscheinlichkeitsbegriffs adäquat. Ein Beispiel hierfür ist etwa das Alter eines unbekanntem Sitznachbarn in der U-Bahn. Der Bayes'sche Wahrscheinlichkeitsbegriff legitimiert damit, dass unbekanntem Größen, die in der klassischen Statistik als Konstanten betrachtet werden, eine Wahrscheinlichkeitsverteilung zugewiesen wird. Neben Wahrscheinlichkeitsaussagen über Parameter können damit auch Wahrscheinlichkeitsaussagen über Hypothesen getroffen werden, was beides in der klassischen Statistik nicht erlaubt ist. Dies bedeutet einen fundamentalen Unterschied, beispielsweise bei der Modellselektion, bei Hypothesentests oder bei der Interpretation von Konfidenzintervallen (Draper, 1995; Lindley, 1978).

Nach Maher (1993) ist mit Vorliegen subjektiver Präferenzen für Theorien sogar die Anwendung des Wahrscheinlichkeitsbegriffs auf Theorien erlaubt. Während in der klassischen Statistik eine Vielzahl von alternativen Herangehensweisen existieren (vgl. z.B. Maximum-Likelihood-Schätzer, Kleinste-Quadrat-Schätzer, varianzminimierende erwartungstreue Schätzer etc.), gibt es in der Bayes-Statistik nur ein einziges grundlegendes Prinzip der statistischen Schlussweise. Diese lässt sich auf einige wenige Regeln zurückführen, was Bayes-Ansätze elegant und einfach macht (oder anders ausgedrückt: „*It is that Bayesian statistics is fundamentally boring*“, so Dawis in der Diskussion zu Lindley (2000)).

Der frequentistische („klassische“) Wahrscheinlichkeitsbegriff wird oft als objektiv bezeichnet (oder implizit so verwendet) und damit vom „subjektiven“ Bayes'schen Wahrscheinlichkeitsbegriff abgegrenzt. Da diese Absetzung verbreitet ist, folgt ein kurzer Einschub zu diesen sogenannten objektiven Wahrscheinlichkeiten. Einige kurze Argumente zeigen die Schwächen des objektiven Wahrscheinlichkeitsbegriff auf und sollten die Akzeptanz des „subjektiven“ Wahrscheinlichkeitsbegriffs verbessern.

2.1.1 Dekonstruktion objektiver Wahrscheinlichkeiten

Aus Bayes'scher Sicht existieren keine objektiven Wahrscheinlichkeiten (de Finetti et al., 1974). Klassisch wird Wahrscheinlichkeit als Grenzwert der relativen Häufigkeit eines Ereignisses bei der Wiederholung desselben Zufallsexperiments verstanden. Dieser Grenzwert lässt sich dann durch mehr und mehr

Daten immer besser approximieren. Der Grenzwert kann als objektive Systemeigenschaft verstanden werden, etwa als Eigenschaft einer Münze oder eines Würfels oder zumindest als objektive Eigenschaft einer Versuchsanordnung (z.B. der Münzwurf). Die Existenz solcher objektiver Wahrscheinlichkeiten ist jedoch schwer zu verteidigen. Zum einen verbietet der Begriff die Verwendung von Wahrscheinlichkeiten auf Ereignisse, die nicht wiederholt werden können (z.B. die Wahrscheinlichkeit, dass ich den nächsten Zug verpasse). Aber auch auf dem Gebiet von wiederholbaren Experimenten lässt sich die Existenz von absoluten Wahrscheinlichkeiten nicht rechtfertigen.

Ein gutes Beispiel ist der Münzwurf, der zudem gerne als klassisches Beispiel für ein Zufallsexperiment gebraucht wird: Wird eine Münze auf exakt die gleiche Weise wiederholt geworfen, würde jedes Mal die gleiche Seite nach oben zeigen. Exakt gleiche Umstände lassen sich natürlich nie herstellen, aber Diaconis et al. (2007) hat mit einer „Münzwurfmaschine“ diese Aussage zumindest unter fast exakt gleichen Umständen bestätigt. Zur Wahrscheinlichkeit beim Münzwurfs führt erst der Umstand, dass das Experiment nicht exakt wiederholt wird: Fallhöhe, Schwung und Anfangsposition der Hand des Werfers sind jedes Mal leicht unterschiedlich und schon leichte Unterschiede in den Anfangsbedingungen führen zu unkalkulierbaren Ergebnissen. Dann macht der objektive Wahrscheinlichkeitsbegriff aber keinen Sinn mehr, da nicht mehr dieselben Zufallsexperimente betrachtet werden. Wahrscheinlichkeit ist deswegen ein geistiges Artefakt: Sie folgt aus der (subjektiven) Annahme, dass gewisse Anfangsbedingungen als irrelevant betrachtet werden und die Realisationen daher austauschbar sind¹.

Die Bedeutung von Anfangsbedingungen lässt sich an weiteren Beispielen mit handfesten Folgen untermauern: Statt einer Münze wird eine Butterbrotsscheibe betrachtet. Fällt diese von einem Tisch, so landet die Butterbrotsscheibe in der Mehrzahl der Fälle auf der beschmierten Seite (Matthews, 1995; Zeit, 2011). Erst ab einer gewissen Tischhöhe ist dies nicht mehr der Fall. Auch besonders trainierte Roulettespieler können anhand der Anfangsposition der Drehscheibe und Beobachtung des Croupiers mit unterstützenden Rechenprogrammen ihre Trefferquote über $1/36$ steigern und dadurch langfristig am Spieltisch einen Gewinn erwarten. Deswegen sind in Casinos solche Praktiken per Hausordnung untersagt.

Die Beispiele zeigen, dass eine Person aufgrund von zusätzlichen Informationen über ein Zufallsexperiment zu anderen Wahrscheinlichkeiten kommen kann als den „objektiven“ Wahrscheinlichkeiten, die aus Symmetrieanahmen folgen. Dass die Wahrscheinlichkeit beim Wurf einer symmetrischen Münze bei $1/2$ liegen soll, folgt aus einem unausgesprochenen Konsens darüber, dass unter normalen Bedingungen ein Münzwurf viel zu chaotisch ist, als dass genaue Aussagen über das Resultat getroffen werden können und deshalb die symmetrische Gleichverteilung angemessen ist. Statt Objektivität ist für solche Fälle jedoch die Bezeichnung *Intersubjektivität* zutreffend.

Auch andere klassische Probleme der Wahrscheinlichkeitsrechnung sind nicht objektiv lösbar, so etwa das Rätsel von Pacioli aus dem fünfzehnten Jahrhundert: Ein Spiel um einen Einsatz wird nach sechs Siegen entschieden. Es muss aber vorzeitig abgebrochen werden. Eine Seite hat bis dahin fünf Siege erreicht, die andere drei. Wie soll der Einsatz verteilt werden? Der Lösungsvorschlag für dieses Rätsel durch Pascal und Fermat gut 150 Jahre später gilt als „Meilenstein der Wahrscheinlichkeitsrechnung“ (Bernstein, 1998). Tatsächlich aber setzen solche Lösungsvorschläge eine ganze Reihe von weiteren Annahmen voraus – etwa dass keine der beiden Personen nach den acht Spielen die Taktik des Gegners durchschaut hat oder niemand schummelt. Diese pedantischen Fragen stellen sich jedoch bei der Anwendung auf reale Probleme. Eine objektive Antwort ließe sich nur erhalten, wenn beide Spieler das Spiel tatsächlich beenden würden – und dann bräuchte man keine Wahrscheinlichkeit mehr.

Eng verwandt mit der Kontroverse um objektive und subjektive Wahrscheinlichkeiten ist die Unterscheidung von aleatorischer und epistemischer Unsicherheit. Aleatorische Unsicherheit wird als natürliche, inhärente Systemeigenschaft bezeichnet, welche nicht zu verringern sei. Sie kann aber durch Wahrscheinlichkeit quantifiziert werden. Epistemische Unsicherheit wird als Unsicherheit über Strukturen

¹Für eine Definition des Begriffs „Austauschbarkeit“ siehe S. 32.

betrachtet. Sie entsteht durch fehlendes Wissen über das System. Aufgrund von Beobachtungen und Forschung kann epistemische Unsicherheit verringert oder beseitigt werden. Nach klassischer Denkweise eignet sich Wahrscheinlichkeit zum Umgang mit aleatorischer Unsicherheit, aber nicht zum Umgang mit epistemischer Unsicherheit. Eine solche Abgrenzung zwischen aleatorischer und epistemischer Unsicherheit ist allerdings wenig überzeugend. Welche Variation mit Hilfe von Einflussgrößen erklärt werden können, hängt von den zur Verfügung stehenden Mitteln ab (siehe das vorhergehende Beispiel des Roulettespiels). Aleatorische Unsicherheit hängt als Restunsicherheit von den getroffenen Annahmen ab. Sie ist daher modellabhängig. Ein statistisches Modell dient dazu, Strukturen zu finden, welche möglichst viel von der beobachteten Variabilität zu erklären vermögen. In einem anderen Modell ließen sich die Unsicherheiten anders kategorisieren.

2.1.2 Regeln zum Umgang mit Wahrscheinlichkeiten

Der Bayes'sche Wahrscheinlichkeitsbegriff ist mit den Kolmogorow'schen Wahrscheinlichkeitsaxiomen kompatibel. Dadurch gelten die Folgerungen der mathematischen Statistik auch für die Bayes-Statistik. Nach Lindley (2000) lassen sich vier zentrale Regeln zum Umgang mit Wahrscheinlichkeiten formulieren, die als Bayes'sche Entsprechung der Kolmogorow-Axiome betrachtet werden können. $P(A|B)$ bedeute dabei die Wahrscheinlichkeit für Ereignis A bei Vorliegen von B .

1. *Konvexität:* Für alle A und B gilt $0 \leq P(A|B) \leq 1$ und $P(A|A) = 1$.
2. *Addition:* Wenn A und B inkompatible Ereignisse sind (d.h. $A \cap B = \emptyset$), gilt (gegeben C) $P(A \cup B|C) = P(A|C) + P(B|C)$.
3. *Multiplikation:* Für alle A , B und C gilt $P(A \cap B|C) = P(A|B \cap C) P(B|C)$
4. *Konglomerabilität:* Wenn $\{B_n\}$ eine (möglicherweise unendliche) Partition von C bildet und $P(A|B_n \cap C) = k$ für alle Werte von n ist, dann ist $P(A|C) = k$.

Die Regeln 2 und 4 lassen sich zu einer Regel 5 zusammenfassen:

5. *σ -Additivität:* Wenn $\{A_i\}$ inkompatible abzählbare Ereignisse sind (d.h. $A_i \cap A_j = \emptyset$ für $i \neq j$), gilt (gegeben C) $P(A_1 \cup A_2 \cup \dots | C) = \sum P(A_i|C)$.

Eine unmittelbare Folgerung aus Regel 3 ist der Satz von Bayes:

$$P(A|B \cap C) = \frac{P(B|A \cap C) P(A|C)}{P(B|C)}.$$

Zu einer Bayes'schen Wahrscheinlichkeit als „persönlichem Maß von Unsicherheit“ gehört notwendigerweise eine Person mit Erfahrungen und Vorstellungen. Eine Wahrscheinlichkeit ist daher immer eine Funktion nicht nur von Ereignissen, sondern auch von Informationen (Annahmen, Wissen und Daten). Es gibt daher keine unbedingten oder absoluten Wahrscheinlichkeiten. Diesem tragen die obigen Regeln Rechnung. Zur notationellen Vereinfachung wird die Bedingtheit auf die unterstellten Annahmen aber üblicherweise weggelassen.

In vielen Fällen wird nicht mit Ereignissen gearbeitet, sondern mit Zufallsvariablen. Dabei handelt es sich um (messbare) Abbildungen von Ereignissen in den Raum der reellen Zahlen. Die Zufallsvariablen können dann durch Zahlen (z.B. $X = 3$) oder durch Intervalle (z.B. $1 < X \leq 4$) dargestellt werden.

2.2 Elicitation: Hervorlocken von Wahrscheinlichkeiten

Dieser Abschnitt widmet sich den Methoden, die dem *Hervorlocken* („elicitation“) von subjektiven Wahrscheinlichkeiten durch Expertenbefragungen dienen. Zum Einstieg bietet sich O’Hagan (2005) an. Vertiefend wird das Thema in Kadane und Wolfson (1998), O’Hagan (1998) und insbesondere Garthwaite et al. (2005) behandelt. O’Hagan et al. (2006) ist die derzeit aktuellste Monographie zu Elicitation. Die folgenden Seiten umreißen zunächst die Aufgabe der Befragung, diskutieren verschiedene Heuristiken zum Gewinnen der Wahrscheinlichkeiten und schildern den typischen Ablauf einer Befragung.

In den meisten Fällen wendet sich die Befragung an Experten, damit die Wahrscheinlichkeit durch möglichst viele Informationen gestützt wird. Die im Experteninterview gewonnenen Aussagen werden während oder nach der Befragung in eine Wahrscheinlichkeitsverteilung umgesetzt. Dies bedeutet gemäß O’Hagan et al. (2006) eine Arbeitsteilung:

- Der Experte bringt seine Erfahrung über das Problem ein. Er besitzt das nötige Wissen über die unbekanntenen Prozesse und die unsicheren Größen.
- Der Statistiker übernimmt es, theoretische Anleitung über den Umgang mit Wahrscheinlichkeiten zu geben, die Ergebnisse zu überprüfen, in eine Wahrscheinlichkeitsverteilung zu übersetzen und das nötige Feedback zu geben.
- Der Interviewer führt den Dialog mit dem Experten. Er besitzt das nötige Wissen über den eigentlichen Ablauf der Befragung und psychologische Kenntnisse, um Verzerrungen bei der Befragung zu vermeiden.

Die konstruierte Wahrscheinlichkeitsverteilung soll die Meinung des Experten widerspiegeln. Dazu sind dessen Aussagen in die Sprache der Wahrscheinlichkeitsmathematik zu übersetzen. Aufgrund des Fehlens einer eindeutigen Herangehensweise bedient man sich Heuristiken – Strategien, die einfach und schnell zu gebrauchen sind. Die Diskussion um geeignete Heuristiken wurde durch die Arbeiten von Tversky und Kahnemann in den 70er Jahren begründet. Diese untersuchten die „instinktiven Prozesse, anhand derer Menschen unter Unsicherheit Urteile treffen“. Sie beschrieben in ihrem prominenten Artikel „Judgment under Uncertainty: Heuristics and Biases“ drei Heuristiken (Verfügbarkeit, Repräsentativität und Verankerung & Anpassung) und systematische Verzerrungen in den Wahrscheinlichkeitsurteilen (Tversky und Kahneman, 1974). Trotz Folgearbeiten der Autoren, die sich kritisch mit den Erkenntnissen auseinandersetzen (z.B. eine Sammlung von Aufsätzen in Kahneman et al., 1982), ist diese frühe Arbeit weiterhin sehr einflussreich (siehe dazu Kynn, 2008).

2.2.1 Heuristiken zum Hervorlocken von Wahrscheinlichkeiten

Unter den genannten Heuristiken verstehen Tversky und Kahnemann gemäß O’Hagan et al. (2006):

- **Verfügbarkeit:** Die Wahrscheinlichkeitsaussage wird danach gebildet, wie leicht sich ein Vorgang oder ein Ereignis ins Gedächtnis rufen lässt. Diese Heuristik ist sehr effektiv, wenn Wahrscheinlichkeit über die Häufigkeit des Auftretens in der Vergangenheit ausgedrückt werden kann. Anhand der relativen Häufigkeit in einer Bezugsperiode wird das zukünftige Auftreten beurteilt. Wenn Ereignisse jedoch zu leicht oder zu schwer ins Gedächtnis gerufen werden, drohen Verzerrungen. Beispielsweise droht im Fall von Naturkatastrophen, die starke Medienwirkung hervorrufen, eine Überschätzung. Bei profanen Ereignissen wie einer Krankheit, der wenig Aufmerksamkeit zuteil wird, tritt dagegen eher eine Unterschätzung auf. Bei Ereignissen mit hoher persönlicher Relevanz oder die erst kürzlich aufgetreten sind, können ebenfalls Verzerrungen auftreten.

- Repräsentativität: Die Frage nach einer Wahrscheinlichkeit lässt sich häufig umformulieren: Wie typisch ist ein Objekt für seine Klasse? Wie repräsentativ ist ein Ereignis für einen Prozess? Das instinktive Urteil liefert die gesuchte Wahrscheinlichkeit $P(A|B)$: Gegeben B, wie groß ist die Wahrscheinlichkeit für A? Im Unterschied zur vorhergehenden Heuristik muss hierbei keine Wiederholbarkeit vorliegen. Bei dieser Heuristik wurden mehrere Verzerrungen beobachtet, die wir hier nur nennen und nicht erläutern: Trugschluss durch Konjunktion, Vernachlässigung der Grundrate, Unempfindlichkeit gegenüber der Stichprobengröße und andere (siehe O'Hagan et al., 2006).
- Verankerung und Anpassung: Diese Heuristik wird bei der Abfrage zu einer Größe eingesetzt. Sie ist insbesondere bei stetigen Größen geeignet, wenn unendlich viele Ausprägungen möglich sind und eine direkte Abfrage zu jeder Ausprägung unmöglich ist. Das intuitive Vorgehen, zunächst mit den plausibelsten Werten anzufangen und sich zu den Extremen vorzuarbeiten, hat sich in einigen Fällen als anfällig gegenüber Verzerrungen erwiesen, besonders wenn Startwerte vorgeschlagen werden. Der vorgeschlagene Ausgangswert erweist sich dann möglicherweise bei den folgenden Fragen als *Anker*: Die gewonnene Verteilung ist dann möglicherweise zu schmal. Das übliche Vorgehen ist daher, zunächst Ober- und Untergrenzen abzufragen und sich erst dann den Werten im Zentrum der Verteilung zuzuwenden.

Neben den genannten Verzerrungen wurden verschiedene weitere Verzerrungen beobachtet (Kynn, 2008): Ein Effekt („hard-easy-effect“) beschreibt das merkwürdige Phänomen, dass Menschen bei schwierigen Fragestellungen eher zu Übervertrauen neigen als bei einfachen Fällen, bei denen sich dann eher das Gegenteil, also zu geringes Selbstvertrauen, beobachten lässt. Eine weitere wichtige Beobachtung ist, dass Menschen bei der Zerlegung in (disjunkte) Teilereignisse diesen in Summe meist mehr Wahrscheinlichkeit zuweisen als dem aggregierten Ereignis (Verzerrung durch „Disaggregation“).

Kynn (2008) weist auch darauf hin, dass die beobachteten Verzerrungen nicht zwangsläufig sind. Neben Überschätzungen des Vertrauens können Situationen auch genauso zu Unterschätzungen des Vertrauens führen. Psychologische Effekte müssten sorgfältig beachtet werden, beispielsweise können bereits sprachliche Unterschiede in der Formulierung einer Frage das Wahrscheinlichkeitsurteil verändern. Nach Durchsicht der bisherigen Veröffentlichungen zu Heuristiken und Verzerrungen kommt Kynn zu dem Ergebnis, dass sich bei Berücksichtigung psychologischer Faktoren deutlich bessere Ergebnisse erzielen lassen, als es die vorhandene Literatur suggeriert. Viele der in der Literatur diskutierten Fälle von Verzerrungen ließen sich demnach durch einen anderen Versuchsaufbau vermeiden oder deutlich reduzieren. Kynn gibt u.a. folgende Ratschläge, um Verzerrungen während der Befragung zu vermeiden:

- Stelle nur Fragen aus dem Fachgebiet des Experten. Verwende übliche Maße.
- Zerlege die Befragung in kleine und möglichst markante Arbeitsschritte.
- Sei bei der Wortwahl genau: Wenn möglich, nenne bei einer Darstellung über Häufigkeiten eine explizite Bezugsklasse oder stelle sicher, dass die Beziehungen zwischen Mengen transparent sind.
- Vermeide das Angebot von Beispielwerten, an denen sich der Experte verankern kann.
- Bitte den Experten, seine Hypothesen und Schätzungen zu diskutieren.
- Gib Rückmeldung über die Bedeutung der Aussagen für das untersuchte Problem. Erlaube dem Experten, die Angaben zu überdenken.
- Falls möglich, wiederhole den Vorgang mit dem gleichen Experten, um die Konsistenz der Aussagen zu überprüfen.

2.2.2 Einfaches Beispiel: Abfrage einer Dreiecks-Verteilung

Das folgende Beispiel für eine Wahrscheinlichkeitsbefragung über eine unbekannte Größe in der Projektplanung ist Galway (2007) entnommen. Die Unsicherheit über die Kosten eines Bauteils werden durch eine sogenannte erweiterte Dreiecksverteilung dargestellt. Der Vorteil einer Dreiecksverteilung ist die einfache Parametrisierung durch drei Werte. Die Verteilung mag übersimplifiziert erscheinen, doch nach Morgan und Henrion (1992) sind „die offensichtlich willkürliche Gestalt und die klar abgegrenzten Eckpunkte in manchen Zusammenhängen ein passendes Mittel, um zu kommunizieren, dass die Details zur Form der Verteilung von Variablen im Modell nicht genau bekannt sind. Dies kann helfen, einer Überinterpretation von Ergebnissen oder einem falschen Gefühl von Vertrauen in subtile Details der Modellergebnisse vorbeugen“.

Die Dreiecksverteilung ist durch unteren und oberen Endpunkt (Minimum und Maximum) und die Spitze, d.h. den Punkt mit der höchsten Wahrscheinlichkeit (Modus), spezifiziert. Die Werte jenseits der Endpunkte treten mit Wahrscheinlichkeit Null auf. Normalerweise sind brauchbare Expertenaussagen zu Ober- und Untergrenzen jedoch nicht Aussagen zu theoretischen Unter- oder Obergrenzen, sondern zu plausiblen Grenzen, die mit geringer Wahrscheinlichkeit noch über- bzw. unterschritten werden können. Dies kann berücksichtigt werden, indem die Wahrscheinlichkeit für das Überschreiten der Grenzen festgelegt und die Endpunkte entsprechend adjustiert werden. Die erfragten Ober- und Untergrenzen sind dann keine Extreme mehr, sondern bestimmte Quantile. Jenseits dieser Quantile liegt noch eine vom Experten festgelegte Wahrscheinlichkeitsmasse $\alpha = \alpha_u + \alpha_o$ (α_u : Unterschreitungswahrscheinlichkeit des unteren Wertes, α_o : Überschreitungswahrscheinlichkeit des oberen Werts).

Die Parameter der erweiterten Dreiecksverteilung werden demnach durch folgende Schritte ermittelt:

1. Der Experte wird nach dem niedrigsten, höchsten und wahrscheinlichsten Wert für die Kosten des Bauteils gefragt. Bei der Befragung wird der Experte angeregt, nach Gründen zu suchen, welche die Spannweite ausdehnen würden. Dies soll dazu dienen, zu großem Vertrauen entgegen zu wirken. Der untere und der obere Wert wird vor dem wahrscheinlichsten Wert abgefragt, um eine Verankerung an diesem zu vermeiden. Zum Absichern der Verteilung sollten weitere Quantile abgefragt und auf Konsistenz mit der Verteilung überprüft werden.
2. Aus den drei Werten wird eine Dreiecksverteilung konstruiert. Allerdings legt die abgefragte Spannweite nicht direkt die Endpunkte des Dreiecks fest, sondern deckt etwa nur 90 % der Wahrscheinlichkeit ab. Dieser Schritt soll eine unterstellte systematische Verzerrung durch übergroßes Vertrauen korrigieren. Entweder werden an beiden Enden jeweils 5 % Wahrscheinlichkeitsmasse angefügt und dadurch die Eckpunkte determiniert oder sie werden nach einer Formel berechnet, bei der die verbleibende Wahrscheinlichkeit am jeweiligen Ende durch die Schiefe des Dreiecks beeinflusst wird (s.u.).

Die Parameter der erweiterten Dreiecksverteilung folgen aus der Lösung dreier Gleichungen mit drei Unbekannten. Diese sind nicht einfach analytisch lösbar. Unter einer zusätzlichen Nebenbedingung lässt sich die Berechnung vereinfachen (Garvey, 1999): Sei m der wahrscheinlichste Wert und \tilde{a} und \tilde{b} der untere und der obere Wert mit $P(\tilde{a} \leq x \leq \tilde{b}) = \alpha < 1$. Unter der vereinfachenden Bedingung

$$\frac{P(X \leq \tilde{a})}{P(X \geq \tilde{b})} = \frac{P(X \leq m)}{P(X \geq m)}$$

sind die Endpunkte a und b des Dreiecks gegeben durch

$$a = m - \frac{m - \tilde{a}}{1 - \sqrt{1 - \alpha}}$$

und

$$b = m + \frac{\tilde{b} - m}{1 - \sqrt{1 - \alpha}}$$

Abb. 2 zeigt² das Beispiel für die Anpassung einer erweiterten Dreiecksverteilung an Expertenaussagen: 400 \$ sei der wahrscheinlichste Wert, 300 \$ der untere Wert, 800 \$ der obere Wert. Die Wahrscheinlichkeitsmasse jenseits der Grenzen betrage $\alpha = 10\%$. Die Dreiecksverteilung wird nach den vorherigen Formeln durch das Wertetripel 254 \$, 400 \$ und 985 \$ aufgespannt. Die unterstellte Nebenbedingung

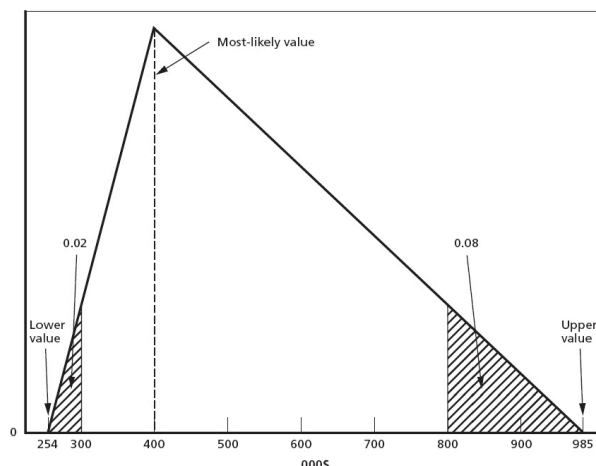


Abbildung 2: Erweiterte Dreiecksverteilung angepasst an einen oberen, unteren und wahrscheinlichsten Wert. Quelle: Galway (2007).

besagt dabei, dass das Verhältnis der beiden schraffierten Teilflächen des Dreiecks dem Verhältnis der beiden weißen Teilflächen entspricht.

Die Dreiecks-Verteilung impliziert eine Reihe von Annahmen, die nicht zulässig sein müssen. Insbesondere das Verhalten in den Rändern, die Eingipfligkeit und das gleichmäßige Abfallen der Wahrscheinlichkeit von der Mitte zu den Rändern können eine zu grobe Vereinfachung darstellen. Dann muss eine andere Verteilung mit den erwünschten Eigenschaften ausgewählt werden. Garthwaite et al. (2005) rät dazu, mindestens zwei oder noch mehr Quantile zu erfragen. Beispielsweise das 25 %- und das 75 %-Quantil, also jene Werte, die mit einer Wahrscheinlichkeit von 25 % bzw. von 75 % unterschritten werden. Die Abfrage des wahrscheinlichsten Wertes würde dann durch die Abfrage des Medians (50 %-Quantil) ersetzt. Da die Befragten meistens mit dem Begriff des Quantils nicht vertraut sind, solle man die Frage folgendermaßen formulieren: Welches ist der Wert welcher genauso wahrscheinlich überschritten wie unterschritten wird? Die Antwort liefert den Median. Die nächste Frage dient der Bestimmung des unteren Quartils (25 %-Quantils): Angenommen, der gesuchte Wert sei unterhalb des soeben angegebenen Medians. Welches ist dann der Wert, bei dem es wiederum genauso wahrscheinlich ist, dass dieser überall auch unterschritten wird? Analog soll das obere Quartil abgefragt werden.

Die einzelnen Schritte sollen gegenüber der befragten Person begründet werden und der Person solle unter Verwendung von Hilfsmitteln wie Grafiken die Gelegenheit gegeben werden, Aussagen zu korrigieren. Der Prozess müsse so lange wiederholt werden, bis der Experte keine Einwände mehr erhebt. Bestenfalls solle die Befragung zu einem späteren Zeitpunkt erneut durchgeführt werden, um die Konsistenz der Aussagen des Experten zu überprüfen.

Die eigentliche Expertenbefragung ist damit nur ein Ausschnitt aus dem Elicitation-Prozess, der sich laut Garthwaite et al. (2005) wie in Abb. 3 schematisieren lässt. Nach einer Vorbereitung beginnt ein iterativer

²Die Bezeichnungen „lower value“ und „upper value“ in der Abbildung entspricht nicht der Verwendung der Bezeichnungen „unterer Wert“ und „oberer Wert“ im Text.

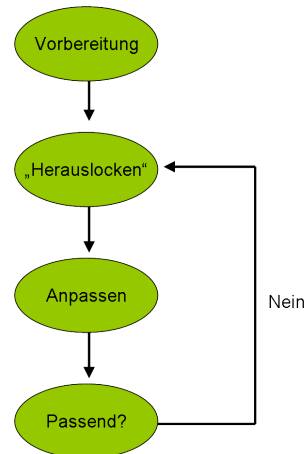


Abbildung 3: Ablauf einer Expertenbefragung nach Garthwaite et al. (2005).

Prozess, der im Experteninterview, dem Umsetzen in Wahrscheinlichkeitsaussagen bzw. -verteilungen und der Rückkopplung mit dem Experten besteht und solange wiederholt wird, bis alle Einwände ausgeräumt sind. Um ein optimales Ergebnis zu erhalten sind eine Vielzahl von kleineren Bedingungen einzuhalten. Dies umfasst die Aufklärung des Experten über das Ziel der Befragung, die Protokollierung und andere Bedingungen. Es folgt ein Beispiel für einen sorgfältig durchgeführten Elicitation-Prozess.

2.2.3 Expertenbefragung über eine einzelne unbekannte Größe

O'Hagan (2005) beschreibt sein übliches Vorgehen bei der Befragung über eine unbekannte Größe in elf Schritten:

1. Protokollieren von Zeit und Zweck des Interviews
2. Festhalten, wo der Experte seine Erfahrung gesammelt hat. Mögliche Interessenkonflikte werden ebenfalls protokolliert
3. Testlauf an einem einfachen Beispiel
4. Genaue Definition der Zielgröße
5. Sammeln der Anhaltspunkte, welche die Größe der Zielgröße beeinflussen
6. Festlegen der Spannweite, also der größte und kleinste aller denkbaren Werte der Zielgröße
7. Festlegen des Medians der Zielgröße. Der Median ist der Wert, der von der Hälfte der möglichen Werte über- und der anderen Hälfte unterschritten wird
8. Festlegen von einigen wenigen weiteren Quantilen, d.h. Werten, die mit einer vorgegeben Wahrscheinlichkeit überschritten werden
9. Anpassen einer Verteilung mit Hilfe von Software und einem Satz von Standardverteilungen
10. Einholen von Feedback des Experten zur vorgeschlagenen Verteilung und gegebenenfalls Überarbeitung
11. Festhalten, ob der Experte zustimmt oder Anmerkungen über den Prozess vermerken lassen möchte

Werden Wahrscheinlichkeitsverteilungen zu mehreren Größen bestimmt, ist unter anderem zu beachten, dass die Größen voneinander abhängen können (Korrelation). In diesem Fall wird es schwieriger, Wahrscheinlichkeitsverteilungen zu bestimmen (Clemen et al., 2000). Ein möglicher Ausweg besteht in der Verwendung von Copulas (Clemen und Reilly, 1999). Häufig führen solche Probleme aber zu Fragen der Modellierung (vgl. S. 20).

2.2.4 Befragung mehrerer Experten

Um die Robustheit von Entscheidungen zu untersuchen, können mehrere Experten befragt werden. In den meisten Fällen wird man dabei unterschiedliche Antworten bekommen. Dies ist solange kein Problem, solange daraus keine unterschiedlichen Schlüsse folgen. Andernfalls muss ein Weg gefunden werden, wie mit den unterschiedlichen Meinungen umgegangen wird. Intuitiv ist diejenige Meinung zu präferieren, welche sich auf die meisten Informationen stützt (aus diesem Grund werden ja auch Experten befragt). Schwierig wird die Beurteilung aber dann, wenn Experten Erfahrungen auf unterschiedlichen Gebieten gesammelt haben. Eine Möglichkeit mag sein, einen Durchschnitt aus den Wahrscheinlichkeitsverteilungen zu bilden. Dazu existieren mathematische Formulierungen, wie eine solche Vereinigung von Meinungen (opinion pooling) vorgenommen werden kann (vgl. O'Hagan et al., 2006, S. 180ff). Diese Option ist einfach und bequem, aber aus theoretischer Sicht unbefriedigend.

Die zweite Herangehensweise geht den Wahrscheinlichkeiten der Experten auf den Grund. Die Experten werden in einem Gruppeninterview befragt, zum Beispiel mit der Delphi-Methode (Cooke, 1991, S. 12ff). Dabei werden die unterschiedlichen Einschätzungen mit dem Ziel diskutiert, eine Konsensverteilung zu gewinnen. Der Prozess strebt eine Gewichtung der verschiedenen Hypothesen und Modelle an und soll eine Gewichtung von Experten vermeiden. Allerdings besteht ein hoher organisatorischer Aufwand und die Gefahr des Scheiterns der Konsensfindung.

Eine weitere Möglichkeit zur Aggregation von Expertenmeinungen liegt im Einsatz von Onlinemärkten (Wolfers und Zitzewitz, 2004; Fucik, 2011). Dabei werden für verschiedene Möglichkeiten Wertpapiere geschaffen und die Experten können mit diesen handeln. Der Marktpreis soll eine Wahrscheinlichkeit ausdrücken, welche die Information aller am Handel beteiligten Experten berücksichtigt.

2.3 Bayes'sche Datenanalyse

Statistische Inferenz dient dem Ziehen von Schlüssen aus Daten (Bernardo, 2003). Sie ist ein probates Mittel zum Lernen und zum Verringern von Unsicherheit. Damit können Strukturen entdeckt, Hypothesen geprüft und Prognosen erstellt werden. So kann untersucht werden, wie wahrscheinlich die Beobachtung einer Größe y ist, wenn vorher Daten D erhoben wurden (was ist $p(y|D)$?) oder wie sich die Wahrscheinlichkeit über eine Aussage A verändert (was ist $p(A|D)$?). Daten sind dabei „Messwerte, die im Rahmen von Befragungen, Beobachtungen oder Experimenten erhoben werden und für gewöhnlich entweder numerisch oder kategorial vorliegen“ (Statista, 2009). Unbeobachtbare Größen werden üblicherweise als Parameter bezeichnet.

2.3.1 Bayes'sches Lernen

Nach O'Hagan und Forster (2004) setzt sich Bayes'sches Lernen aus vier Schritten zusammen:

- erstelle ein statistisches Modell, um Daten mit Parametern zu verknüpfen
- formuliere priori-Informationen über die Parameter

- kombiniere diese beiden Quellen mit dem Satz von Bayes
- nutze die gewonnene posteriori-Dichte, um Erkenntnisse über die Parameter zu gewinnen

Das Lernen wird in einem formalisierten Prozess durch Anwendung des Satzes von Bayes vollzogen (vgl. Abb. 4). Daher stammt der Begriff „Bayes'sches Lernen“. Es setzt neben Daten ein statistisches Modell und eine sogenannte *Priori-Verteilung* voraus. Dazu gehört einerseits eine gemeinsame Wahrscheinlichkeitsverteilung für die beobachteten Größen \vec{x} , welche von Parametern θ abhängt. Dies konstituiert die sogenannte *Likelihood-Funktion* $p(\vec{x}|\theta)$. Zum zweiten gehört dazu eine Wahrscheinlichkeitsverteilung für die involvierten Parameter $p(\theta)$. Die Modellparameter werden mit dieser Priori-Verteilung mit einer subjektiven Wahrscheinlichkeit versehen: Parameterwerte, die besonders plausibel erscheinen, bekommen eine höhere Wahrscheinlichkeit zugewiesen, ohne dabei Bezug auf die Daten zu nehmen. Das Modell wird damit anhand von Vorwissen vorkalibriert. Die Priori-Verteilung wird üblicherweise in einem Expertengespräch gewonnen (siehe S. 11).

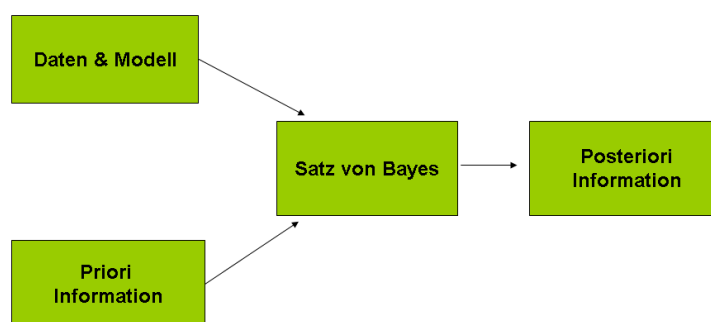


Abbildung 4: Bayes'sches Lernens. Quelle: O'Hagan und Forster (2004).

Im dritten Schritt folgt die Synthese der Informationen aus Daten und Vorwissen mit Hilfe des Satzes von Bayes (vgl. Abb. 4) zu einer sogenannten *Posteriori-Verteilung*. Damit sind in der neuen Wahrscheinlichkeit beide Informationsquellen enthalten (bedingt auf die unterstellten Modellannahmen). Dadurch werden die Priori-Verteilungen mit Hilfe der Daten aktualisiert: $p(\theta) \rightarrow p(\theta|\vec{x})$. Die Vorschrift dazu liefert der Satz von Bayes, der in anderer Schreibweise lautet:

$$p(\theta|\vec{x}) = \frac{p(\vec{x}|\theta) p(\theta)}{\int_{\forall \theta} p(\vec{x}|\theta) p(\theta) d\theta}.$$

Die Dichte $p(\theta|\vec{x})$ wird a-Posteriori-Dichte oder Posteriori genannt und beschreibt die Unsicherheit über den Parameter θ gegeben die Beobachtungen \vec{x} . Die Wahrscheinlichkeiten für Parameterwerte steigen dann, wenn sie gut mit den Daten in Einklang stehen, andernfalls sinken sie. Sollten nun weitere Daten erhoben werden, wird die bisherige Posteriori-Dichte zur neuen Priori-Dichte und der Satz von Bayes wird erneut angewandt. Für das Ergebnis ist es unerheblich, ob der Lernvorgang sukzessiv (d.h. Beobachtung für Beobachtung) oder simultan (einmaliger Lernvorgang mit allen Beobachtungen) durchgeführt wird.

Wie die Priori-Verteilungen bestimmt werden, ist nicht eindeutig geregelt. Das bevorzugte Mittel sind Expertenbefragungen geleitet von der Bayes'schen Interpretation von Wahrscheinlichkeit (siehe S. 11). Da Parameter unbeobachtbar sind, sollten Priori-Verteilungen für Parameter mit den beteiligten Experten anhand ihres Einflusses auf beobachtbare Größen validiert werden. Dazu wird aus deren Wahrscheinlichkeitsverteilung der Parameter durch Integration eliminiert:

$$p(x) = \int_{\Theta} p(x|\theta) p(\theta) d\theta.$$

Wenn die Wahrscheinlichkeitsverteilung von X unerwünschte Eigenschaften aufweist, muss daher entweder die Verteilungsannahme (Likelihoodfunktion) oder die Priori-Verteilung neu angepasst werden. Diese Anpassung erfolgt wohlgerne aus dem Verständnis des Problems („dem Vorwissen“). Der empirische Aspekt, d.h. die Verträglichkeit mit Daten, kommt erst beim formalen Bayes'schen Lernen zum Einsatz. In manchen Fällen lassen sich Parameter gut interpretieren, dies vereinfacht die Gewinnung von Priori-Verteilungen sehr.

Mit wachsender Zahl an homogenen Beobachtungen verringert sich der Einfluss der Priori gegenüber dem Einfluss der Likelihoodfunktion. Man sagt in diesem Fall: *die Likelihood dominiert die Priori* („the likelihood dominates the prior“). Dadurch stellt sich nach und nach ein Konsens ein: Die Posteriori-Verteilungen konvergieren mit wachsendem Stichprobenumfang. Bei vielen Daten ist daher nicht erforderlich, viel Zeit auf die genaue Festlegung von Priori-Wahrscheinlichkeiten zu verwenden. Dies setzt allerdings die (vernünftige) Annahme voraus, dass die prior-Dichte in keinem möglichen Wert gleich Null gesetzt wurde. In solchen Fällen werden häufig sogenannte nicht-informative Priori-Verteilungen verwendet, obwohl dieses Konzept problematisch ist (siehe S. 19).

Die Posteriori-Verteilung erlaubt Schlussfolgerungen: Sie vergrößert das Wissen über die Parameter und damit über das zugrunde liegende Modell. Grundsätzlich ist die grafische Darstellung der Posteriori-Verteilung die beste Art, um diesen Lerneffekt darzustellen. Mit Erwartungswert $E[\theta|\vec{x}]$ und Standardabweichung $\sqrt{Var[\theta|\vec{x}]}$ können aber auch Punktschätzungen mit Genauigkeitsangabe gewonnen werden. Ebenso kann ein möglichst kurzes Intervall bestimmt werden, welches den Parameter mit einer festgelegten Wahrscheinlichkeit enthält („highest density region“).

Häufig soll das angelesene Modell zur Vorhersage von zukünftigen Beobachtungen \vec{y} verwendet werden. Dazu wird die Vorhersagedichte („predictive density“) verwendet:

$$p(\vec{y}|\vec{x}) = \int_{\forall \theta} p(\vec{y}|\theta) p(\theta|\vec{x}) d\theta.$$

Meist gibt es nicht nur ein, sondern mehrere in Frage kommende Modelle. Dies liegt daran, dass die für die Anwendung des beschriebenen Formalismus benötigten Modellannahmen nicht zwingend sind. Beispielsweise sind oft mehrere Klassen von Verteilungen zu rechtfertigen: Soll eine Normalverteilung, eine t-Verteilung oder eine logistische Verteilung gewählt werden? Oder soll für eine Zeitreihe ein linearer oder polynomialer Trend oder ganz andere Formen der Abhängigkeit unterstellt werden? Wie soll der Zusammenhang in Regressionsmodellen modelliert werden? etc..

In den bisherigen Formeln waren alternative Modellannahmen nicht beachtet. Draper (1995) charakterisiert ein Modell $M = (S, \theta)$ durch Strukturannahmen S und zugehörige Parameter θ . Die Funktion $p(\vec{x}|S, \theta)$ beschreibt dann die Wahrscheinlichkeit des Auftretens der Beobachtungen \vec{x} , bedingt auf Strukturen S und den Wert θ für den entsprechenden Parameter. Alternative Strukturen können durch bedingte Wahrscheinlichkeiten explizit gemacht werden: Für verschiedene Strukturen S_i lassen sich zugehörige Prioris $p(S_i)$ festlegen und entsprechend zugehörige Wahrscheinlichkeiten $p(\cdot|S_i)$ oder Posterioris $p(S_i|\vec{x})$ ableiten. Die Strukturannahmen S_i können durchnummeriert und dann wie Parameter behandelt werden. Die Priori $p(S, \theta)$ wird meist durch Zerlegung $p(S, \theta) = p(\theta|S) p(S)$ und getrennte Bestimmung von $p(S)$ und $p(\theta|S)$ gewonnen. Zwischen alternativen Modellen M_i kann ebenso unterschieden werden.

Angenommen, es liegen also verschiedene konkurrierende Modelle M_i vor. Anhand von Vorwissen werden Priori-Wahrscheinlichkeiten $p(M_i)$ festgelegt. Über das Modell wird die Likelihoodfunktion $p(\vec{x}|\theta, M_i)$ definiert. Mit dem Satz von Bayes kann damit die Posteriori-Wahrscheinlichkeit des Modells M_i berechnet werden:

$$p(M_i|\vec{x}) = \frac{p(\vec{x}|M_i) p(M_i)}{\int p(\vec{x}|M) p(M) dM}.$$

Der Ausdruck $p(\vec{x}|M_i)$ wird als Rand-Likelihood (marginal likelihood) bezeichnet. Sie wird aus der Likelihoodfunktion durch Herausintegrieren des Parameters θ berechnet:

$$p(\vec{x}|M_i) = \int p(\vec{x}|\theta, M_i) p(\theta|M_i) d\theta.$$

Analog kann für Vorhersagen ein gewichteter Durchschnitt über alle betrachteten Modelle gebildet werden:

$$p(\vec{y}|\vec{x}) = \int_M p(\vec{y}|\vec{x}, M) p(M|\vec{x}) dM.$$

Klassische Verfahren tun sich mit Unsicherheit über Strukturen schwer. Die Ausdrücke $p(S)$ oder $p(M)$ haben in der klassischen Statistik keine sinnvolle Interpretation. Der übliche Ansatz wird von Draper (1995) als S^* -Ansatz bezeichnet: Unter alternativen Strukturen wird diejenige S^* ausgewählt, welche die Variabilität in den Daten am Besten beschreibt – etwa mit Verfahren der schrittweisen Modellselektion oder anhand von diagnostischen Grafiken. Inferenz oder Vorhersagen werden anhand des besten Modells vorgenommen und die Unsicherheit über Strukturen wird dadurch unterdrückt. Daraus folgen zu eng gefasste („überoptimistische“) Wahrscheinlichkeitsaussagen. Dies gilt nicht nur für Strukturen, sondern auch für Parameter – etwa bei Vorhersagen $p(y|\hat{\theta})$ mit dem besten Schätzwert $\hat{\theta}$ anstelle einer Wahrscheinlichkeitsgewichtung mit Hilfe der Posteriori-Verteilung von θ .

Der Bayes-Ansatz ist ein anderer. Statt $p(y|\hat{\theta})$ geht mit $p(y) = \int p(y|\theta)p(\theta|\vec{x}) d\theta$ der Parameter mit seiner Posteriori-Wahrscheinlichkeit gewichtet in die Vorhersage ein. Unwahrscheinliche Parameterwerte werden damit nicht völlig ausgeschlossen. Ebenso wird statt des besten Modells ein gewichteter Durchschnitt über alle Modelle verwendet (*model averaging*). Die Gewichtung geschieht mit der Posteriori-Wahrscheinlichkeit für Modelle. Diese Modell-Gewichtung („model averaging“) ist jedoch sehr rechenaufwändig und wird deswegen selten praktiziert.

2.3.2 Objektiver und subjektiver Bayesianismus

Die Operationalisierung des Bayes-Ansatzes ist mit Problemen verbunden. Der Satz von Bayes besagt, wie sich Wahrscheinlichkeiten unter Einbeziehung von Daten verändern. Für den formalisierten Lernvorgang wird eine priori-Verteilung vorausgesetzt, welche die Unsicherheit vor Beginn der Datenanalyse ausdrückt. Das Bayes-Paradigma ist unvollständig: Es setzt die *Existenz* dieser Priori-Wahrscheinlichkeit voraus, gibt aber keine klare Anweisung, *wie* diese Wahrscheinlichkeit zu *ermitteln* ist. Dieses Problem ist die Achillesferse des Bayes-Ansatzes.

Innerhalb der Bayes-Statistik haben sich zwei Strömungen für die Wahl von Priori-Wahrscheinlichkeiten entwickelt: die sogenannte objektive und die subjektive Denkschule. Aufgrund der Schwierigkeiten, eine Priori-Wahrscheinlichkeit präzise zu begründen, werden subjektive Wahrscheinlichkeiten gerne mit Beliebigkeit oder Willkür tituliert. Die objektive Denkschule versuchte lange Zeit, Priori-Verteilungen zu finden, welche keine Informationen enthalten. Die sogenannten nicht-informativen Prioris sollten demnach Nicht-Wissen repräsentieren. Die subjektive Schule nimmt die Kritik hingegen an und versucht, die bestmögliche Qualität bei der Auswahl von Prioris zu erreichen. Sie kontert auf den Vorwurf der Beliebigkeit, dass subjektive Wahrscheinlichkeiten sorgfältig gewonnen und begründet werden müssen. Modellannahmen seien meist ebenso „beliebig“ wie Priori-Verteilungen. In statistischen Fragen seien Entscheidungen oft robust gegenüber Abweichungen in den Priori-Verteilungen. Somit seien Unterschiede aufgrund unterschiedlicher Prioris unproblematisch. Wenn Personen aufgrund von unterschiedlichen Prioris aber zu unterschiedlichen Entscheidungen kommen, unterscheiden sich die Prioris meist deutlich. Die Begründung dafür liefert dann wertvolle Hinweise zum Verständnis des Problems. Die Weigerung, Vorwissen heranzuziehen, birgt dagegen die Gefahr, möglicherweise wichtiger Informationen zu vernachlässigen.

Während die subjektive Schule mit den Schwierigkeiten kämpft, wie einer Person die benötigte Wahrscheinlichkeit zu entlocken ist (vgl. S.11), kämpft die objektive Schule mit beachtlichen theoretischen Schwierigkeiten, wie *Nicht-Wissen* auszudrücken sei (vgl. Irony und Singpurwalla, 1997). So kann man beispielsweise einen Parameter θ reparametrisieren durch $\phi = \theta^2$. Drückt man Nichtwissen über θ über eine Gleichverteilung aus, müsste Nichtwissen über ϕ ebenso durch eine solche ausgedrückt werden. Gemäß den Regeln zur Transformation von Zufallsvariablen ist die Verteilung $p(\phi) = p(\theta^2)$ allerdings keine Gleichverteilung mehr. Beide Schulen haben inzwischen Argumente ausgetauscht und sollten nicht mehr als Gegensätze, sondern als gegenseitige Ergänzung gesehen werden. Einen Überblick über die Diskussion geben Berger (2006) und Goldstein (2006).

Im Unterschied zur frequentistischen Schule lassen sich mit dem subjektiven Bayes-Ansatz auch Wahrscheinlichkeitsaussagen aus sehr kleinen Stichproben treffen. Dies gilt auch für die Extremfälle der Stichprobengröße 1 oder 0. Dies kann nicht nur der Fall sein, wenn keine Daten vorliegen, sondern auch, wenn zwischen Daten zu wenig Gemeinsamkeiten bestehen, um ein Modell zu rechtfertigen. Damit die Erkenntnisse nicht-triviale sind, müssen die Wahrscheinlichkeiten relevante Informationen widerspiegeln. Es kommt dann umso mehr darauf an, mit Befragungstechniken im Expertengespräch Wahrscheinlichkeiten quantifizieren zu können.

3 Risiken und ihre Modellierung

Der Bayes'sche Wahrscheinlichkeitsbegriff lässt sich zur Quantifizierung von Risiken nutzen. In diesem Kapitel wird der Risikobegriff im Zusammenhang mit Wahrscheinlichkeiten diskutiert. Es werden verschiedene Methoden vorgestellt, mit denen sich Risiken modellieren und quantifizieren lassen: Probabilistische Szenarienanalysen, Baumdiagramme, Monte Carlo-Methoden, statistische Modellierung und Bayes'sche Netzwerke. Bei statistischen Modellen wird die Notwendigkeit von Homogenitätskonzepten herausgearbeitet. Als vielseitigem Werkzeug wird Einflussdiagrammen ein besonderes Augenmerk gewidmet.

3.1 Risiko-Definitionen

3.1.1 Allgemeine Definitionen

Eine einheitliche Definition des Begriffs Risiko existiert nicht. Zur Annäherung an den Begriff werden zunächst verschiedene Deutungen genannt. Die vielen Facetten beschreibt RiskNet (2008) so:

„Über den Begriff und die Definition des Risikos gibt es in der wirtschaftswissenschaftlichen Literatur und Diskussion verschiedene Auffassungen. Die Definitionen reichen von 'Gefahr einer Fehlabweichung' bis zur mathematischen Definition 'Risiko = Wahrscheinlichkeit x Ausmaß'.

Allgemeine Definition: Die Möglichkeit eines Schadens oder Verlustes als Konsequenz eines bestimmten Verhaltens oder Geschehens; dies bezieht sich auf Gefahrensituationen, in denen nachteilige Folgen eintreten können, aber nicht müssen. Ethymologisch kann man Risiko zum einen auf riza (griechisch = Wurzel, Basis) zurückverfolgen; siehe auch risc (arabisch = Schicksal). Auf der anderen Seite kann Risiko auf ris(i)co (italienisch) zurückverfolgt werden, die Klippe, die es zu umschiffen gilt.“

Im Gegensatz zur obigen Definition kann Risiko aber auch positiv konnotiert sein. Beim Lottospiel steht der mögliche Gewinn im Vordergrund und nicht der recht sichere Verlust. Eine Unterteilung in Risiken

für Ereignisse mit negativen Folgen und Chancen für Ereignisse mit positiven Folgen ist problematisch, wenn die Risiken der einen Seite die Chancen der anderen sind. In einer Privatwirtschaft ist dies häufig der Fall. Komplikationen lassen sich vermeiden, indem sowohl positive als auch negative Konsequenzen als Risiko zugelassen werden.

Einer Analyse von Risikodefinitionen in Aven und Renn (2009) zufolge lassen sich die dort betrachteten Definitionen in zwei Kategorien aufteilen: Risiko wird entweder mittels Wahrscheinlichkeiten und Erwartungswerten ausgedrückt oder aber durch Ereignisse/Konsequenzen und Unsicherheiten. Die dort entwickelte Definition lautet: *Risiko verweist auf Unsicherheit über Konsequenzen (oder Ergebnisse) und deren Gewicht aus einer Aktivität bezogen auf etwas von menschlichem Wert.*

Der heutige Risikobegriff hat sich damit deutlich von seinen Ursprüngen entfernt: Der klassische Risikobegriff von Frank Knight (vgl. Knight (2002), entnommen aus Holton (2004)) grenzt die Begriffe Sicherheit, Risiko und Unsicherheit voneinander ab. Risiko beinhaltet messbare Unsicherheit, also Wahrscheinlichkeit. Wahrscheinlichkeit als Unsicherheitsmaß ist dabei eine Systemeigenschaft, die zwar unbekannt, aber objektiv vorhanden ist. Meinungen, allgemeine Hypothesen besitzen diese Eigenschaft nicht und werden unter dem Begriff der Unsicherheit vom Risiko abgegrenzt.

Nach Bayes'scher Lehre ist Wahrscheinlichkeit allerdings ein persönliches Maß von Unsicherheit. Sie erlaubt die Anwendung des Wahrscheinlichkeitsbegriffs auch auf Meinungen. Vor allem ist Wahrscheinlichkeit aber keine Systemeigenschaft sondern ein geistiges Konstrukt. Die von Knight gewählte strenge Abgrenzung zwischen Risiko und Unsicherheit ist von diesem Standpunkt aus schwer haltbar.

Allen Risikokonzepten ist eine Unsicherheit darüber gemein, ob das jeweilige Ereignis tatsächlich eintreten wird oder nicht. Gefahren, die unvermeidlich erscheinen, werden nicht als Risiko bezeichnet. So wird die Gefahr, durch Regen nass zu werden, durch die Erfindung des Regenschirms zu einem Risiko (Luhmann, 1990). Der Sprung aus einem Flugzeug ohne Fallschirm ist ein weiteres Beispiel: Da der Tod unvermeidlich erscheint, stellt er kein Risiko dar³ (Holton, 2004). Dies deckt sich mit der Knight'schen Abgrenzung von Sicherheit und Risiko. Ein Mensch kann jedoch nie vollständig sicher sein. Die Abgrenzung zwischen Risiko und Sicherheit ist damit theoretisch heikel (siehe dazu Earman, 1992) und folglich entbehrlich.

Holton (2004) arbeitet Betroffenheit als Merkmal von Risiko heraus. Ohne diese Eigenschaft wäre jegliches unsichere Ereignis ein Risiko. Ein Risiko muss jedoch Konsequenzen für den Menschen haben. Holton zufolge ist Risiko eine Eigenschaft von Individuen, die ein Selbstbewusstsein voraussetzt: Ein Risiko muss wahrgenommen werden können. Dies lässt sich mit subjektiven Wahrscheinlichkeiten gut vereinbaren, die ebenfalls ein Bewusstsein voraussetzen. Demnach können nach Holton aber nur Personen Träger von Risiken sein, nicht Organisationen. Er kommt allerdings zum Schluss, dass eine allgemeine und zugleich operationale Definition von Risiken nicht möglich sei.

Einen Kompromiss für einen allgemeinen und trotzdem praktikablen Risikobegriff liefert die genormte Risikodefinition der ISO (ISO, 2002):

Definition 1 (Risiko) *Risiko ist die Kombination von Wahrscheinlichkeit eines Ereignisses und seinen Auswirkungen.*

³Das stimmt allerdings nicht: Es gibt Beispiele für Stürze aus mehreren Kilometern Höhe, die nicht tödlich endeten. Die Stewardess Vesna Vulovic überlebte angeblich einen Flugzeugabsturz aus 10 Kilometern Höhe, was aber als Geheimdiensterrfindung gilt (Welt Online vom 10. Januar 2009). Der Neuseeländer Michael Holmes überlebte einen Sturz aus 4 km Höhe mit defektem Fallschirm (FAZ vom 13. Februar 2007).

3.1.2 Operationale Herangehensweisen an Risiko

Der allgemeinen Risikodefinition steht eine operationale Herangehensweise gegenüber. Der Risikobegriff wird dabei aus einer spezifischen Fragestellung heraus entwickelt. Dies führt allerdings zu widersprüchlichen Definitionen von Risiko (Aven, 2003): In traditionellen Ingenieursanwendungen wird Risiko als physikalische Eigenschaft gesehen, die analysiert und geschätzt wird. Bei Investitionsentscheidungen wird Risiko mehr als ein subjektives Maß von Unsicherheit gesehen: Das Risiko ist Ausdruck für die Unsicherheit der Rendite. Es ist umso größer, je größer die Abweichung vom erwarteten Ergebnis ist und wird durch Streumaße wie Varianz und Standardabweichung gemessen.

Die folgenden Beispiele sollen dies ergänzen. Drei praktischen Herangehensweisen (nach Aven et al., 2004) steht eine entscheidungstheoretische (nach Berger, 1985) gegenüber.

Entscheidungstheorie Der Risikobegriff aus der statistischen Entscheidungstheorie beschreibt nach Berger (1985) den erwarteten Verlust in Abhängigkeit von einer Entscheidung unter Unsicherheit über den Zustand der Welt. Dieser Risikobegriff ist im Gegensatz zu den nachfolgenden eher abstrakt und setzt die Existenz einer *Nutzenfunktion* (bzw. deren negativen Äquivalent, die Verlustfunktion) sowie einen rationalen nutzenmaximierenden Akteur voraus. Weil der Grenznutzen von Geld sinkt, entspricht der Wert der Verlust- bzw. Nutzenfunktion nicht dem Verlust bzw. Gewinn in Geldeinheiten.

Das Entscheidungsproblem besteht aus vier Komponenten:

- einer Menge Θ von möglichen Zuständen der Welt,
- einer Menge von möglichen Entscheidungen D ,
- einer Verlustfunktion L (bzw. eine Nutzenfunktion $N = -L$),
- einer Stichprobe mit Stichprobenraum \mathcal{X} .

Die relevanten Zustände der Welt werden über die Größe $\theta \in \Theta$ parametrisiert. Die Entscheidung oder Handlung $d \in D$ wird nach einer Entscheidungsregel $\delta(\vec{x})$ in Abhängigkeit von Daten $\vec{x} \in \mathcal{X}$ getroffen. Die Daten sind wiederum Realisationen eines Zufallsvektors mit Dichtefunktion $p(\vec{x}|\theta)$ (zur Vereinfachung werden alle Verteilungen in diesem Abschnitt als stetig angenommen, andernfalls müssten bei diskreten Verteilungen die Integrale durch Summen ersetzt werden). Die Verlustfunktion $L(\theta, d)$ gibt den Verlust an, der beim Zustand θ durch die Entscheidung $d = \delta(\vec{x})$ entstände.

Das Risiko einer Entscheidungsregel wird definiert als erwarteter Verlust

$$R(\theta, \delta) = E(L(\theta, \delta)) = \int_{\mathcal{X}} L(\theta, \delta(\vec{x})) p(\vec{x}|\theta) dx.$$

Das sogenannte Bayes-Risiko unterscheidet sich hiervon dadurch, dass über die Daten hinausgehendes Wissen über den Zustand der Welt besteht, welches sich in einer Priori-Verteilung von θ mit Dichtefunktion $p(\theta)$ ausdrückt. Das Bayes-Risiko R_B ist damit bestimmt durch

$$R_B(p(\theta), \delta) = E^\theta(R(\theta, \delta)) = \int_{\Theta} R(\theta, \delta) p(\theta) d\theta.$$

Bayesianer wie Lindley (1994) lehnen die Verwendung des Bayes-Risikos ab! Nach dem Likelihoodprinzip (alle wesentlichen Informationen der Daten stecken in der Likelihoodfunktion $p(\vec{x}|\theta)$, vgl. Berger (1985, S. 23ff)) darf nur die an den Daten ausgewertete Dichtefunktion (die Likelihoodfunktion $p(\vec{x}|\theta)$)

berücksichtigt und keine Integration über den Stichprobenraum vorgenommen werden. Anstelle des Risikos wird der posteriori erwartete Verlust ρ einer Entscheidung oder Handlung d minimiert:

$$\rho(p(\theta), d) = \int_{\Theta} L(\theta, d) p(\theta|\vec{x}) d\theta.$$

Unfallrisiko Nach Aven et al. (2004) wird in Ingenieurwissenschaften Risiko üblicherweise als eine Liste von Folgen mit ihren zugehörigen Wahrscheinlichkeiten betrachtet. Dies geschieht häufig in Verbindung mit Unfällen, beispielsweise beim Planen von Ölplattformen oder beim Brückenbau. Risiko steht hier in engem Zusammenhang mit Unfallstatistiken, die aus Daten der Vergangenheit geschätzt werden. Eine Berufung allein auf Häufigkeiten für hierbei oft in die Irre: Schwere Unfälle kommen normalerweise nur sehr selten vor. Es gibt daher nur wenig Daten über solche Vorkommnisse, was die Schätzung erschwert. Infolge von Unfällen getroffene risiko-reduzierende Maßnahmen sorgen zudem dafür, dass die Daten nicht homogen sind. Für die Wahrscheinlichkeit zukünftiger Unfallereignisse liefert die relative Häufigkeit innerhalb der Aufzeichnungsperiode daher keine adäquate Einschätzung. Hierzu ist eine Risikoanalyse nötig, die sich mit kausalen Zusammenhängen beschäftigt. Häufig werden hierfür Ereignis- oder Fehlerbäume verwendet.

Portfolio-Management In der Portfoliotheorie sind Risiko mit der Unsicherheit über den Wert von Wertpapierportfolios verbunden. Durch geschickte Zusammenstellung des Wertpapierportfolios soll das Risiko minimiert werden, welches meist in der Varianz oder Standardabweichung des Portfolio-Werts gemessen wird. Das Standardmodell für die Analyse von Risiken ist das sogenannte CAPM-Modell (Capital Asset Pricing Model). Unter Annahme eines vollkommenen Marktes wird ein repräsentatives Marktportfolio gebildet, welches gleichmäßig alle gehandelten Wertpapiere im Verhältnis zu ihrem Marktwert enthält. Dieses Marktportfolio dient als Referenzportfolio. Bei der Betrachtung des Risikos unterscheidet die Theorie des CAPM zwischen systematischem und unsystematischem Risiko. Unsystematische Risiken sind Risiken wie Managementfehler, die durch Diversifikation über viele Titel vermieden bzw. vernachlässigt werden können. Systematische Risiken sind nicht diversifizierbar. Als typische Beispiele für systematisches Risiko gelten Renditeänderungen durch „exogene Einflüsse“ wie Katastrophen, Veränderungen im politischen Umfeld oder Veränderungen des Marktzinses. Für ein Portfolio aus vielen Titeln spielt bei einer richtigen Diversifizierung nur das systematische Risiko eine Rolle. Dabei gelten die sogenannten β -Faktoren als Risikomaß. Sie werden normalerweise durch Regressionsmodelle aus historischen Daten geschätzt (Quelle: Aven et al., 2004).

Unternehmensbewertung oder Projektplanung Unternehmen oder Projekte lassen sich über den Kapitalwert (net present value, NPV) bewerten. Das Risiko wird aus der Unsicherheit über diese Kennzahl abgeleitet. Der Kapitalwert berechnet sich aus den diskontierten Zahlungsströmen (Discounted Cash Flows, DCF). Dabei werden die zukünftigen Zahlungsströme X_t des Unternehmens festgelegt und nach ihrem Zeitpunkt ($t = 1, \dots, T$) mit dem Diskontfaktor r abgezinst:

$$\text{NPV} = \sum_{t=1}^T \frac{X_t}{(1+r)^t}.$$

Ein positiver Kapitalwert spricht für die Investitionsentscheidung. Das Risiko kann auf zwei verschiedenen Varianten eingepreist werden:

- Für die Zahlungsströme wird ihr Erwartungswert eingesetzt. Das Risiko, d.h. die Unsicherheit über die Abweichung vom Erwartungswert, muss dann durch den Diskontfaktor r erfasst werden. Dieses risikoangepasste r wird üblicherweise nach dem CAPM-Ansatz (s.o. beim Portfolio-Management) aus historischen Daten von ähnlichen Unternehmungen bestimmt.

- Im zweiten Ansatz wird die Unsicherheit explizit über die Zahlungsströme ausgedrückt. Dies geschieht etwa durch Szenarienanalyse, wobei häufig drei Szenarien verwendet werden: Das pessimistischste, das optimistischste und das wahrscheinlichste. Eine andere Vorgehensweise entspricht der Bayes'schen Denkweise. Dabei werden die Zahlungsströme als Zufallsvariablen betrachtet oder aus Zufallsvariablen berechnet. Der Kapitalwert ist als Funktion von Zufallsvariablen dann wieder eine Zufallsvariable. Mit deren Wahrscheinlichkeitsverteilung wird das Risiko abgebildet oder durch Risikomaße gemessen. Bei diesem Vorgehen besteht Uneinigkeit über die Wahl des Diskontfaktors. Es finden sich sowohl Befürworter eines risikofreien als auch eines nach CAPM risikoangepassten Diskontfaktors. Dieses Problem wird üblicherweise ignoriert. Die Frage lautet dann: Wie hoch ist der Kapitalwert gegeben eine bestimmte Diskontrate? (Quelle: Aven et al., 2004)

3.2 Risikoanalysen

Eine Risikoanalyse versucht folgende Fragen zu beantworten (Bedford und Cooke, 2001):

- Was kann passieren?
- Wie wahrscheinlich wird dies passieren?
- Was sind die Konsequenzen, wenn dies eintritt?

Zusätzlich soll eine Risikoanalyse auch Handlungsoptionen bewerten. Praktiker stellen heraus, dass jede Risikoanalyse individuell an das jeweilige Problem angepasst werden muss (Vose, 2008). Zur Beantwortung der Fragen gibt es daher kein Patentrezept. Dennoch lassen sich einige allgemeingültige Aussagen zur Analyse von Risiken treffen.

3.2.1 Sechs Stufen der Behandlung von Risiken

Paté-Cornell (1996) arbeitet sechs Ebenen heraus, auf denen Risiken analysiert werden. Die probabilistische Risikoanalyse steht dabei für die umfassendste Analyse. Sie ist jedoch mit dem größten Aufwand verbunden. Für jeden der einfacheren Fälle gibt es allerdings Beispiele, in denen das Risiko unzureichend erfasst wird.

Die sechs Ebenen nach Paté-Cornell (1996) sind:

- Ebene 0 – Gefahrenermittlung und Identifizierung von Versagensarten (hazard detection and failure modes identification): Auf dieser Stufe wird lediglich festgestellt, ob oder auf welche Art eine Gefährdung besteht. Es wird nicht versucht, das Risiko zu quantifizieren.
- Ebene 1 – Annahme des schlimmstmöglichen Falls (worst case approach): Auf dieser Stufe wird untersucht, was in einem Katastrophenszenario – bei Eintreten des schlimmstmöglichen Falls – geschehen würde. Die Auswirkung wird durch den größtmöglichen Verlust quantifiziert, allerdings wird nicht die Wahrscheinlichkeit des Eintretens untersucht.
- Ebene 2 – quasi-schlimmstmögliche Fälle und plausible Obergrenzen (quasi-worst cases and plausible upper bounds): Diese Stufe widmet sich „plausiblen oberen Schranken“. Hier wird der schlimmstmögliche Fall unter der Einschränkung betrachtet, dass sein Eintreten noch realistisch erscheint. Der Wahrscheinlichkeitsgedanke ist in diesem Ansatz rudimentär vorhanden.

- Ebene 3 – beste Schätzungen und mittlere Werte (best estimates and central values): Diese Stufe liefert eine Schätzung für einen mittleren Wert (in der Regel der Erwartungswert oder Median) für die Funktion der Auswirkungen (z. B. die Verlustfunktion). Diese Vorgehensweise geht über die Fokussierung nur auf die schlimmstmöglichen Fälle hinaus und bezieht alle möglichen Fälle ein. Dadurch wird eine realistischere Einschätzung der Folgen ermöglicht.
- Ebene 4 – probabilistische Risikoeinschätzung (probabilistic risk assessment, single risk curve): Dies bedeutet die Anwendung der Wahrscheinlichkeitsrechnung. Nicht mehr allein der mittlere Wert wird präsentiert, sondern eine Wahrscheinlichkeitsverteilung über alle möglichen Werte. Diese wird entweder durch klassische Schätzverfahren oder mit Bayes'schen Methoden bestimmt. Die Analyse kulminiert in einer Risikokurve, also der Darstellung der Höhe des Verlusts gegen die Überschreitungswahrscheinlichkeit.
- Ebene 5 – probabilistische Risikoanalyse und mehrfache Risikokurven (probabilistic risk analysis, multiple risk curves): Auf dieser Stufe wird eine probabilistische Risikoeinschätzung durchgeführt und zugleich Unsicherheiten über fundamentale Hypothesen mit mehreren Kurven dargestellt. Die Kurven stehen dabei für die unterschiedlichen Einschätzungen von Experten und repräsentieren deren Uneinigkeit. Sie können entweder die von ihnen präferierten Modelle darstellen oder beim Bayes-Ansatz auf den von den Experten abgefragten Wahrscheinlichkeiten basieren.

Das in dieser Arbeit beschriebene Bayes'sche Risikomanagement ist auf Ebene 4 angesiedelt. Würden Sensitivitätsanalysen zu den unterstellten Wahrscheinlichkeiten betrieben, wäre ohne theoretischen Mehraufwand auch Ebene 5 abgedeckt. Mit Bayes'schen Methoden ist also eine vollständige, d.h. möglichst umfassende Risikoanalyse und -quantifizierung möglich.

3.2.2 Schematische Betrachtung einer Risikoanalyse

Eine Risikoanalyse zielt typischerweise neben dem Verständnis des Problems auch auf die Bewertung von Entscheidungen ab. Zur Auswahl einer optimalen Entscheidung bedarf es eines *Entscheidungskriteriums*, wie des klassischen Maximierens des erwarteten Nutzens (vgl. S. 22). Weitere Entscheidungskriterien können das Minimieren des maximalen Verlustes, das Ausschließen von bestimmten Ereignissen oder das Einhalten eines Grenzwerts sein. Unter theoretischen Gesichtspunkten ist der Gang über Nutzenfunktionen am befriedigendsten, in der Regel aber unpraktikabel.

Die Entscheidungstheorie erlaubt, den Entscheidungsprozess in zwei Schritte zu teilen. Der erste Schritt besteht in der Einschätzung der Unsicherheiten durch Wahrscheinlichkeiten, welche durch Experten gemacht werden kann. Im zweiten Schritt wird durch die Nutzenfunktion des Entscheidungsträgers spezifiziert und damit die optimale Entscheidung identifiziert. Die Abhängigkeit der Entscheidung von den Präferenzen kann durch eine Sensitivitätsanalyse untersucht werden, d.h. durch Ausprobieren unterschiedlicher Nutzenfunktionen. Häufig zeigen sich Entscheidungen robust gegenüber Abweichungen in der Nutzenfunktion (Bedford und Cooke, 2001).

In realen Anwendungen wird der zweite Schritt oft weggelassen, um die Schwierigkeiten bei der Ermittlung der Nutzenfunktion zu vermeiden (Bedford und Cooke, 2001): Die Nutzenfunktion wird durch den monetären Wert ersetzt. Dies wird auch hier der Fall sein.

Abb. 5 schematisiert die Abläufe einer Risikoanalyse. Die Abbildung kann nach Aven (2003, S. 48ff) wie folgt übersetzt werden: „Ein Team von Risikoanalysten untersucht ein System unter Fokussierung auf die zukünftige Performance, welche mit einem Performancemaß Y gemessen wird. Diese Zielgröße hängt von Einflussgrößen, den sogenannten Treibern ab. Zu den Treibern $X = (X_1, \dots, X_n)$ liegen Beobachtungen vor. Basierend auf dem Verständnis von der Welt werden ein oder mehrere Modelle formuliert, welche das Gesamtperformancemaß Y mit den Treibern X verknüpfen. Die Analysten drücken

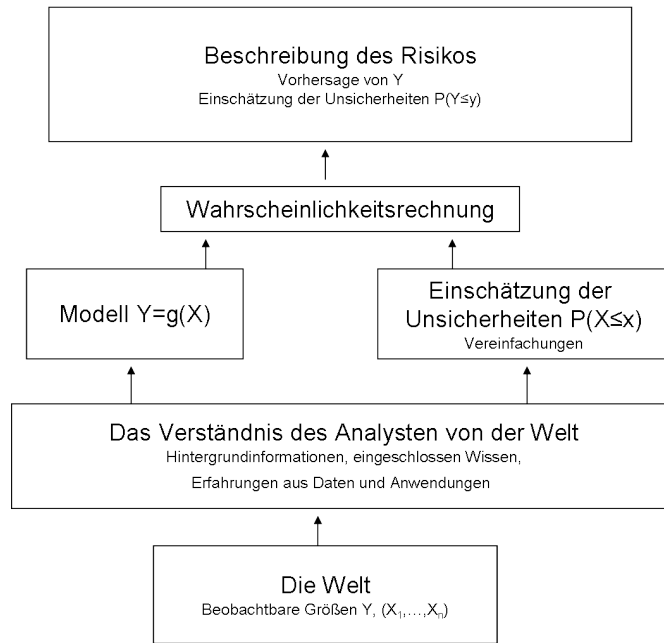


Abbildung 5: Aufbau einer Risikoanalyse. Quelle: Aven (2003).

die Unsicherheiten über die Treiber durch Wahrscheinlichkeitsverteilungen aus, notwendigerweise häufig mit Vereinfachungen. Mit Hilfe der Wahrscheinlichkeitsrechnung wird entsprechend dem Modell die Wahrscheinlichkeitsverteilung von Y berechnet und damit eine Vorhersage für Y erstellt.“

Anders ausgedrückt: Eine Zielgröße dient als Entscheidungsgröße. Sie ist aufgrund der Abhängigkeiten von den Einflussgrößen (z. B. durch Ursache-Wirkung-Beziehungen) eine mathematische Funktion der Treibervariablen. Wenn die einzelnen Einflussgrößen mit Unsicherheit behaftet sind, schlägt sich diese Unsicherheit auf die berechnete Zielgröße nieder. Haben die Einflussgrößen eine Wahrscheinlichkeitsverteilung, so hat auch die Zielgröße eine Wahrscheinlichkeitsverteilung (vgl. Abb. 6). Die durch die Treiber verursachten Risiken werden durch die Wahrscheinlichkeitsverteilung der Entscheidungsgröße simultan erfasst. Die Wahrscheinlichkeitsverteilung dient dann zur Ableitung von Risikomaßen (Erwartungswert, Standardabweichung, Value at Risk, ...) oder direkt zum Treffen von Entscheidungen (Maximierung des erwarteten Nutzens). Das in Abb. 6 gezeigte Schema dient auch als Grundlage der sogenannten Monte Carlo-Methode (vgl. S. 29).

Bei der Festlegung der Wahrscheinlichkeiten müssen Abhängigkeiten zwischen den Treibern beachtet werden. Beispielsweise muss bei der Kühlung eines Kraftwerks nicht nur die Flusswassertemperatur, sondern auch die Menge an verfügbarem Wasser betrachtet werden. Beide Größen sind korreliert, da ein trockener, heißer Sommer sowohl für eine hohe Verdunstung als auch für eine starke Erwärmung sorgt. Die Abhängigkeit wird dann entweder auf gemeinsame Ursachen zurückgeführt (in diesem Beispiel das Wetter) oder durch eine gemeinsame Wahrscheinlichkeitsverteilung unter Verwendung von Kovarianzen, Copulas oder anderen Abhängigkeitsbeziehungen modelliert. Statt der univariaten Wahrscheinlichkeitsverteilungen der einzelnen Treiber wird daher die *gemeinsame* Wahrscheinlichkeitsverteilung *aller* Einflussgrößen benötigt. Dies geschieht etwa durch Zurückführen auf bedingte Unabhängigkeit (vgl. S. 2) und Diagrammtechniken. Diese Strukturierung von Risiken wird am Ende dieses Kapitels beschrieben (vgl. S. 34).

Gemäß des Bayes'schen Wahrscheinlichkeitsbegriffs ist es grundsätzlich möglich, ein Risiko allein mit Hilfe der auf S. 11 beschriebenen Expertenbefragung ohne ein explizites Modell zu quantifizieren. Allerdings stellen sich hierbei zwei Probleme:

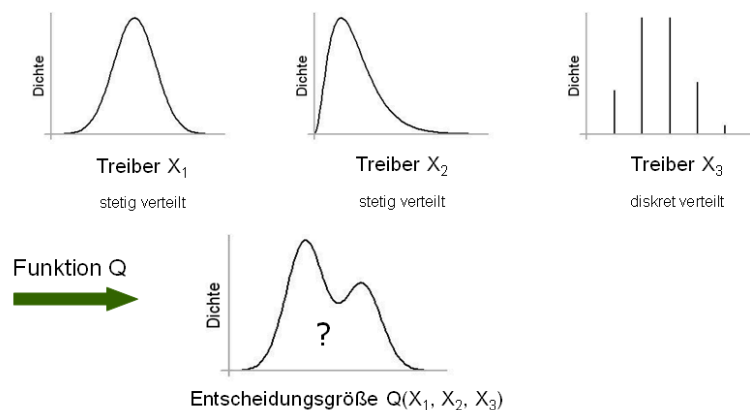


Abbildung 6: Unsicherheiten übertragen sich auf eine Entscheidungsgröße.

- Der Bayes'sche Wahrscheinlichkeitsbegriff ist normativer und nicht deskriptiver Natur: Personen sollen subjektive Wahrscheinlichkeiten gemäß der vorgestellten Regeln verwenden, wenn sie sich im Sinne der Nutzentheorie widerspruchsfrei verhalten wollen. Dies bedeutet nicht, dass Personen sich tatsächlich in der Lage sehen, diese Wahrscheinlichkeiten bei komplexen Problemen angeben und befriedigend begründen zu können.
- Wahrscheinlichkeiten können nur an einzelnen Personen erhoben werden. Bei einem Team von m Experten E_1, \dots, E_m , die jeweils über relevante Informationsmengen I_1, \dots, I_m verfügen, können daher nur die Wahrscheinlichkeiten $P(Y|I_1), \dots, P(Y|I_m)$ erhoben werden und nicht die gewünschte Wahrscheinlichkeit $P(Y|I = I_1 \cup \dots \cup I_m)$. Es folgt daher das auf S. 16 beschriebene Aggregationsproblem. Durch Modellierung wird dieses Problem umgangen, indem das Risiko in Teilprobleme zerlegt und diese den geeigneten Experten zugewiesen werden.

Die Kunst der Risikoanalyse besteht daher darin, komplexe Probleme in Teilprobleme zu zerlegen, diese separat zu analysieren und anschließend wieder zusammenzuführen. Falls Daten vorliegen und verarbeitet werden sollen, bieten sich dafür statistische Modelle an. Der Prozess der statistischen Modellierung wird mit seinen Voraussetzungen auf S. 30 diskutiert. Ohne Daten müssen die Wahrscheinlichkeiten allein mit Hilfe der Techniken von S. 15ff ermittelt werden, also im Expertengespräch oder mit einer anderen Methode zum Hervorlocken von Wahrscheinlichkeiten. Das Zusammenspiel dieser Wahrscheinlichkeiten im gewählten Modell regelt dann die Wahrscheinlichkeitsmathematik.

3.2.3 Grenzen von Risikoanalysen

Der quantitativen Risikoanalyse sind enge Grenzen bei der Berücksichtigung von Unsicherheit gesetzt. Die Welt ist zu komplex, um sämtliche Möglichkeiten probabilistisch erfassen zu können. Bei zu restriktiven Annahmen werden die Ergebnisse nicht belastbar sein. Eine detaillierte Auseinandersetzung birgt aber die Gefahr von Verzerrung und Intransparenz. Die hohe Kunst einer Risikoanalyse besteht daher darin, ein Modell zu finden, welches so einfach wie möglich, aber so komplex wie nötig ist („Einstein's Ökonomieprinzip“). Dazu ist es normalerweise notwendig, mit einem groben Modell zu beginnen und es sukzessive zu erweitern. Durch Sensitivitätsanalysen sollte dabei untersucht werden, inwieweit die Verfeinerung des Modells noch Einfluss auf die Modellergebnisse hat. Die Modellierung gestaltet sich hierdurch als ein iterativer Prozess.

Die Einschränkung auf einen Teil der Unsicherheiten geschieht durch einschränkende Annahmen und widerspricht nicht dem Bayes'schen Verständnis von Wahrscheinlichkeiten. Diese sind nach S. 7 immer

bedingt auf Wissen, Daten und notwendige Annahmen. Durch die einschränkenden Annahmen kann jedoch ein Teil der Möglichkeiten ausgeschlossen werden. Es ist sogar sinnvoll, nicht alle möglichen Fälle zuzulassen. Eine Risikoanalyse, welche auch die abenteuerlichsten Ereignisse zulässt, wird intransparent und unübersichtlich. Da solche Ereignisse – etwa ein Atomkrieg – eine sehr geringe, schlecht begründbare Wahrscheinlichkeit haben, zugleich von großer trivialer Bedeutung sein können, würde die Analyse durch ihre Berücksichtigung nicht verbessert. Das Eintreten von gravierenden, unvorhersehbaren Ereignissen („schwarzer Schwäne“, Taleb (2007) nach Mill und Popper) wird bei langen Zeitspannen eher die Regel und nicht die Ausnahme sein.

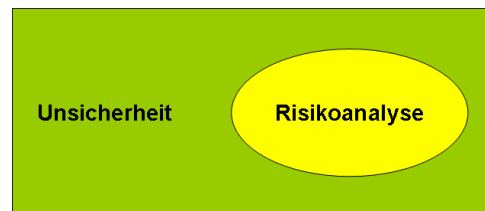


Abbildung 7: Verhältnis von Unsicherheit und Risikoanalysen. Quelle: Aven (2008).

Deswegen muss hinreichend klar dargestellt werden, welche Ereignisse oder Zusammenhänge berücksichtigt werden und welche nicht. Eine Wahrscheinlichkeit oder ein Risiko ist ohne Nennung der zugrunde liegenden Annahmen im Prinzip nutzlos. Deswegen bringt es wenig, nur die Ergebnisse einer Risikoanalyse zu betrachten, aber nicht das Modell zu studieren. Diese Bemerkungen sind eigentlich selbstverständlich; da aber häufig zu großes Vertrauen in Risikoanalysen gesetzt wird, wird dieses durch Abb. 7 noch einmal unterstrichen.

3.3 Modellierung von Risiken

In einer quantitativen Risikoanalyse dient ein Modell zur mathematischen Beschreibung der Zusammenhänge. Die Möglichkeiten hierzu sind sehr groß. Im Folgenden werden verbreitete Modellierungsansätze dargestellt, mit denen Risiken strukturiert und quantifiziert werden können. Dies sind Szenarienanalysen, Baumdiagramme, statistische Modelle und Bayes'sche Netzwerke bzw. Einflussdiagramme. Bei einer Risikoanalyse ist es oft angebracht, das Risiko in Teilrisiken zu zerlegen. Diese können mit unterschiedlichen Techniken modelliert werden. Entsprechend können sich verschiedene miteinander kombinierte Ansätze in einem Modell wiederfinden, etwa indem einzelne beteiligte Wahrscheinlichkeiten statistisch bestimmt werden.

3.3.1 Probabilistische Szenarioanalysen

Eine vollständige Risikoanalyse, welche alle für möglich gehaltenen Ereignisse mit ihren Wahrscheinlichkeiten erfasst, also den Möglichkeitsraum voll ausschöpft, ist meistens unmöglich. Bei einer Szenarioanalyse begnügt man sich mit einer Auswahl an Annahmen oder Parametern, die in sich konsistent ist und jeweils zu einzelnen Szenarien zusammengefasst werden. Die Szenarien sollten insgesamt den Raum der möglichen Zukünfte gut abdecken. Sie erheben dabei meist nicht den Anspruch von Prognosen, die Zukunft vorherzusagen. Tatsächlich sollten sich Szenarien aber an der Realität messen lassen. Damit wird implizit ein Wahrscheinlichkeitsurteil gefordert. Wahrscheinlichkeiten können Szenarien auch explizit zugewiesen werden.

Szenarienanalysen sind völlig intuitiv und eine altbekannte Methode. Die konkrete Entwicklung von Szenarien ist aber eine Kunst für sich und kann unterschiedlich angegangen werden (Schwartz, 1991; Bradfield et al., 2005; Mietzner und Reger, 2005, und andere). Nach Börjeson et al. (2006) werden

Szenarien in drei Etappen erstellt: Im ersten Schritt werden Ideen generiert und Daten gesammelt. Als zweites werden die Einzelteile kombiniert und in eine Gesamtheit integriert. Als drittes wird die Konsistenz der Szenarien überprüft. Anhand der vorgegebenen Szenarien werden dann für das untersuchte Problem die Konsequenzen bestimmt und bewertet.

Die Bayes'sche Interpretation von Wahrscheinlichkeit erlaubt es, den verschiedenen Szenarien Wahrscheinlichkeiten zuzuordnen. Damit können Szenarien bezüglich ihrer Plausibilität bewertet und gegeneinander gewichtet werden. Außerdem erlauben die Wahrscheinlichkeiten für wichtige Größen eine Aggregation durch einen wahrscheinlichkeitsgewichteten Durchschnitt. Ein solches Beispiel aus expliziter Bayes'scher Perspektive beschreibt Draper (1995) anhand von Ölpreis-Projektionen mit zehn ökonomischen Modellen unter jeweils zwölf makroökonomischen Szenarien. Dort war ursprünglich unter den 120 Kombinationen eine Auswahl von besonders plausiblen Szenarien getroffen wurden. Keines dieser Szenarien erwies sich im Nachhinein aber als zutreffend. Die von Draper vorgeschlagene wahrscheinlichkeitsgewichtete Aggregation über alle Modelle und Szenarien erlaubt eine deutlich bessere Darstellung über die möglichen unsicheren Preisentwicklungen als die Beschränkung auf Referenz-Szenarien. Ein probabilistischer Ansatz wurde auch für die Emissions-Szenarien des IPCC vorgeschlagen und kontrovers diskutiert (Schneider, 2002; Dessai und Hulme, 2004; Morgan und Keith, 2008).

3.3.2 Baumdiagramme

Baumdiagramme sind ein bekanntes Werkzeug in der Systemanalyse und nützlich, um Ketten von Abläufen zu beschreiben. Je nach Anwendung unterscheidet man beispielsweise zwischen Ereignisbäumen, Entscheidungsbäumen oder Fehlerbäumen (Bedford und Cooke, 2001). Baumdiagramme sind intuitiv: Sie beginnen mit einem klar definierten Anfangszustand und fächern sich dann gemäß einer Vorwärtslogik je nach Ereignis oder Entscheidung auf. Das Diagramm besteht aus Knoten, an denen die Verzweigungen zu neuen Knoten führt, dadurch entsteht die Baumform. Je nach der Anzahl der Verzweigungen an den Knoten wird der Baum als binär (genau zwei Verzweigungen) oder diskret (abzählbar viele Verzweigungen) bezeichnet.

Die Verzweigungen können zu Abläufen in Untersystemen führen. Dadurch werden die komplexen Abläufe des gesamten Systems auf Subsysteme zurückgeführt, die für sich analysiert werden können. Bei einem Ereignisbaum muss für jeden Knoten eine Wahrscheinlichkeit bestimmt werden. Dies kann mit Hilfe von statistischen Verfahren oder mit Expertenbefragung geschehen. Ereignisbäume bestehen nur aus einer Abfolge von Ereignissen. Entscheidungsbäume sind ähnlich konstruiert. Hierbei werden zusätzlich Verzweigungen eingeflochten, die Entscheidungen darstellen und zu weiteren Gabelungen führen.

Ein großer Nachteil von Baumdiagrammen liegt in der explosionsartigen Vergrößerung bei der Hinzunahme von Einflussvariablen. Die Anzahl an Knoten steigt exponentiell mit der Anzahl von Variablen und Entscheidungen. Zudem sind stetige Zufallsvariablen, also Zufallsvariablen mit unendlich vielen möglichen Ausprägungen, nicht darstellbar. Mithilfe Bayes'scher Netzwerken und Einflussdiagrammen lassen sich sehr viel kompaktere Darstellungen gewinnen (siehe S. 34ff).

3.3.3 Monte Carlo-Methode

Die Monte Carlo-Methode ist strenggenommen keine Methode zur Risikoanalyse, sondern bezeichnet den Einsatz von Zufallszahlengeneratoren. Zum Werkzeug der Risikoanalyse wird sie durch folgendes Verfahren: Aus den Verteilungen von Einflussgrößen werden Stichproben erzeugt und darauffolgend die Zielgröße berechnet (Spinney und Watkins, 1996; Rode et al., 2001). Die Entscheidungsvariable wird also mathematisch als Funktion F in Abhängigkeit der Einflussgrößen X_1, \dots, X_n verstanden (wie schon in Abb. 6 auf S. 27 dargestellt). Für zufällige Realisationen von X_1, \dots, X_n wird dann

$F(X_1, \dots, X_n)$ berechnet. Dies wird mehrfach wiederholt. Die Ergebnisse aus den einzelnen Durchläufen werden schließlich nachträglich vereinigt. Mit wachsender Stichprobengröße liefert das Verfahren eine zusehends genauere Approximation der Wahrscheinlichkeitsverteilung der Zielgröße.

Die Monte Carlo-Methode ist offen darin, wie die funktionalen Zusammenhänge zwischen den beteiligten Größen definiert und wie die Wahrscheinlichkeiten für die Einflussgrößen bestimmt werden. Abb. 8 zeigt ein Schema, mit dem für einzelne Größen anhand von wenigen Charakteristiken Verteilungsklassen ausgewählt werden können. Im Anschluss an die Auswahl einer Verteilung würde die Auswahl der jeweiligen Verteilungsparameter folgen.

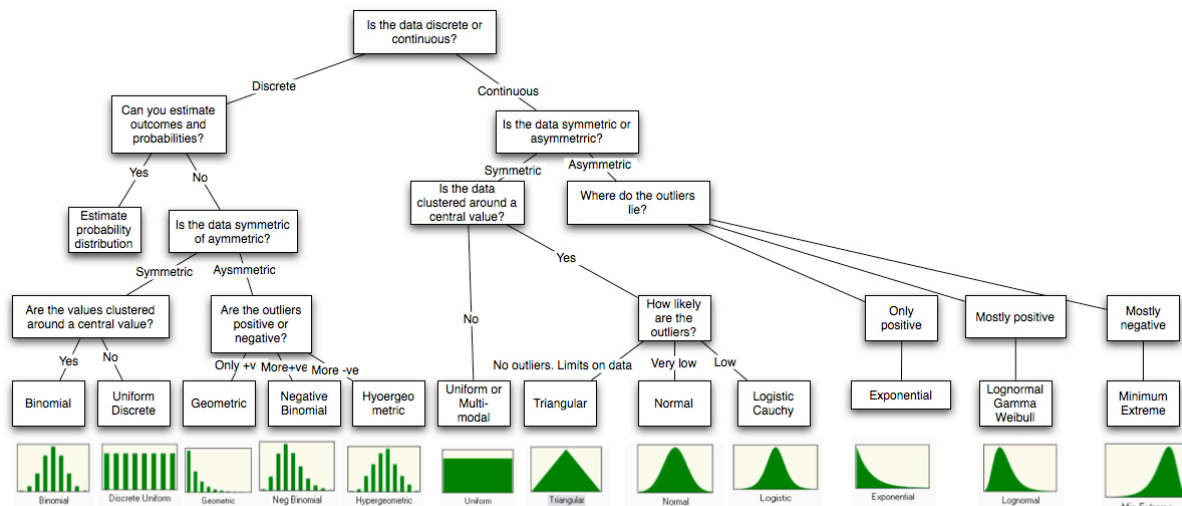


Abbildung 8: Schema zur Auswahl von Verteilungen. Quelle: Damodaran (2007).

Grundsätzlich kommen für die Einflussvariablen sämtliche Wahrscheinlichkeitsverteilungen und ihre Bestimmungsformen in Frage. Es reicht jedoch nicht aus, univariate Verteilungen für einzelne Größen auszuwählen. Es müssen auch die Wechselwirkungen zwischen den Einflussgrößen berücksichtigt werden. Diese können durch multivariate Verteilungen, durch Copulas oder andere statistische Abhängigkeitskonzepte spezifiziert werden. Hier müssen häufig Kompromisse zwischen Komplexität und Machbarkeit getroffen werden.

Die Monte Carlo-Methode kann auch bei nicht-linearen oder anderen komplexen Zusammenhängen eingesetzt werden, ohne die Wahrscheinlichkeitsverteilungen der Entscheidungsgrößen analytisch herleiten zu müssen. Sie ist damit sehr universell einsetzbar. Die näherungsweise Lösung durch Einsatz von Rechengewalt wird durch Speicherkapazitäten und Rechenzeiten eingeschränkt. Diese Restriktionen verlieren zwar immer mehr an Bedeutung, trotzdem werden meist noch spezielle Programme und leistungsstarke Rechner benötigt.

Die Monte Carlo-Methode ist im Grunde genommen nicht weiter erklärungsbedürftig. Die auf S. 34ff vorgestellten Einflussdiagramme verbinden dieses Prinzip mit dem Bayes'schen Paradigma. Der Bayesianismus unterfüttert die Monte Carlo-Methode dabei mit einem soliden theoretischen Fundament.

3.3.4 Statistische Modellierung

Durch die große Bedeutung der Statistik für die Bestimmung von Wahrscheinlichkeiten spielen statistische Modelle eine große Rolle bei der Risikoquantifizierung. Der folgende Abschnitt beschreibt, wodurch statistische Modellierung überhaupt gerechtfertigt ist. Die wenigsten Statistiker bemühen sich um

eine Definition für den Begriff „statistisches Modell“. Auch Veröffentlichungen mit dem Wort „model“ im Titel definieren den Begriff nicht. Er erschließt sich aus der Anwendung. Dies gilt auch für den Begriff „Parameter“, welche bei der Modellierung eine große Rolle spielen.

Nach McCullagh (2002) ist ein statistisches Modell „eine Menge von Wahrscheinlichkeitsverteilungen auf einem Stichprobenraum \mathcal{X} “. Ein parametrisches statistisches Modell ist eine Parametermenge Θ zusammen mit einer Funktion $P : \Theta \rightarrow P(\mathcal{X})$, welche jedem Parameter θ aus Θ eine Wahrscheinlichkeitsverteilung P_θ auf den Stichprobenraum \mathcal{X} zuweist ($P(\mathcal{X})$ ist die Menge aller Wahrscheinlichkeitsverteilungen auf \mathcal{X}). Zu einem Bayes'schen parametrischen Modell gehört auch eine Priori-Verteilung über Θ . Der Datenbezug ist in dieser Definition nicht direkt ersichtlich (Statistik als Datenanalyse), weswegen die Definition besser ein stochastisches als ein statistisches Modell beschreibt.

Draper und Krnjajic (2009) definiert ein Bayes'sches Modell als ein „Annahmen und Wertungen enthaltendes mathematisches Bezugssystem zum Quantifizieren von Unsicherheiten über unbekannte Größen durch Bezugnahme auf bekannte Größen“⁴. Nach Draper (1995) enthält ein Modell $M = (S, \theta)$ strukturelle Annahmen S und Parameter θ . Die strukturellen Annahmen und Wertungen sollten sich so natürlich wie möglich aus dem Problemkontext erschließen. Die Parameter sollten interpretierbar sein. Draper bezieht sich dabei auf die Arbeiten von de Finetti (de Finetti et al., 1974), der ein Bayes'sches Modell definiert als „eine gemeinsame Wahrscheinlichkeitsverteilung $P(\vec{y})$ für beobachtbare Größen $\vec{y} = (y_1, \dots, y_n)$, welche noch nicht beobachtet wurden“.

De Finettis wichtigstes Konzept zur Begründung statistischer Modelle ist Austauschbarkeit. Das verbreitetste Konzept ist jedoch stochastische Unabhängigkeit. Beiden Konzepten ist gemein, dass sie beobachtbaren Größen (bzw. Zufallsvariablen) eine Gemeinsamkeit zuschreiben. Aus ersichtlichen Gründen wäre eine Datenanalyse ohne Gemeinsamkeiten wenig sinnvoll. Deswegen spielen *Homogenitätskonzepte* eine zentrale Rolle bei der statistischen Modellierung. Sie sollen daher erläutert werden.

Unabhängigkeit zwischen zwei Zufallsvariablen oder Ereignissen A und B liegt vor, wenn Wissen über den Zustand von A keine Bedeutung für den Zustand von B hat.

Definition 2 (Unabhängigkeit) Zwei Zufallsvariablen A und B heißen (stochastisch) unabhängig, wenn $p(A, B) = p(A)p(B)$.

Unabhängigkeit impliziert $p(B|A) = p(B)$ (falls $p(A) > 0$). Damit ist es bei Annahme von Unabhängigkeit sinnlos, von einem Ereignis A auf das Ereignis B zu schließen. Die Kenntnis über den Zustand der Variable A wäre also irrelevant für die Einschätzung über den Zustand der Variable B . Beide Variablen können dann isoliert betrachtet werden, was die Bestimmung der gemeinsamen Wahrscheinlichkeitsverteilung und damit die Quantifizierung des Risikos vereinfacht.

Damit ist Unabhängigkeit aber auch nutzlos, wenn aus vergangenen Beobachtungen \vec{x} auf zukünftige Beobachtungen \vec{y} geschlossen werden soll: $p(\vec{y}|\vec{x}) = p(\vec{y})$ (Bernardo und Smith, 1994). Doch dies ist gerade der Zweck von statistischen Modellen. Erst das Konzept der *bedingten* Unabhängigkeit erlaubt dies.

Definition 3 (Bedingte stochastische Unabhängigkeit) Zwei Zufallsvariablen A und B heißen *bedingt* (stochastisch) unabhängig gegeben C , wenn $p(A, B|C) = p(A|C)p(B|C)$.

Bedingte Unabhängigkeit ist eine schwächere Annahme als Unabhängigkeit. Sie lässt sich rechtfertigen, wenn für die Unsicherheit über A bei Kenntnis des Zustands von C der Zustand der Zufallsvariable

⁴ „... a mathematical framework (embodying assumptions and judgments) for quantifying uncertainty about unknown quantities by relating them to known quantities“.

B irrelevant ist. Betrachten wir beispielsweise die Funktionsfähigkeit von Autobatterie, Scheinwerfer und Anlasser eines Wagens in einer Kfz-Werkstatt (Bedford und Cooke, 2001). Bei Kenntnis über den Zustand der Batterie erscheint es plausibel, die Funktionsweise der Scheinwerfer und des Anlassers als unabhängig voneinander zu betrachten. Allerdings sind Zustand von Scheinwerfer und Anlasser nicht unabhängig voneinander, denn wenn das Licht nicht leuchtet, ist die Wahrscheinlichkeit höher, dass die Batterie kaputt ist und damit auch der Anlasser nicht funktioniert.

Das Batterie-Beispiel erscheint einleuchtend. Allerdings ist die bedingte Unabhängigkeit keine zwingende Annahme. Auch wenn die Batterie intakt ist, kann der Ausfall der Scheinwerfer aus schlechter Wartung resultieren oder ein Hinweis auf Qualitätsmängel bei der Fertigung sein und damit auch eine erhöhte Wahrscheinlichkeit für einen Ausfall des Anlassers implizieren. Die Unabhängigkeit ist eine subjektive Annahme. Es fällt ähnlich schwer, ein Beispiel für eine objektive Unabhängigkeitsannahme zu finden, wie es auch für objektive Wahrscheinlichkeit der Fall ist (vgl. S. 8). Bedingte Unabhängigkeit ist aber ein wichtiges Konzept für Bayes'sche Netzwerke und Einflussdiagramme (siehe S. 34ff).

Das bedingende C muss kein Ereignis sein. Die Definition der bedingten Unabhängigkeit gilt auch für eine bedingende beliebige Aussage – etwa über strukturelle Zusammenhänge. Bedingt unabhängig identisch verteilten Zufallsvariablen (englisch *ciid* abgekürzt, häufig wird mit der Schreibweise *iid* die Bedingtheit (conditional) unterschlagen) eignen sich gut zur Modellierung: Sei V eine Verteilungsklasse mit Parametern θ . Die Aussage

$$A = (X_1, \dots, X_n \text{ unabhängig verteilt gegeben } V \text{ und } \theta)$$

erlaubt dann die vereinfachende Faktorisierung

$$p(x_1, \dots, x_n | A) = \prod_{i=1}^n p(x_i | V, \theta).$$

Dieses Konzept ist in Anwendungen weit verbreitet. Allerdings mangelt es in den meisten Fällen an einer klaren Rechtfertigung für die unterstellten Verteilung. Die Parameter sind dann rein technisch zu interpretieren. Austauschbarkeit ist dafür ein geeigneteres Konzept.

Definition 4 (Austauschbarkeit) Die Zufallsvariablen X_1, \dots, X_n heißen *austauschbar*, wenn für die $n!$ Permutationen $(X_{\pi(1)}, \dots, X_{\pi(n)})$ gilt:

$$p(x_1, \dots, x_n) = p(x_{\pi(1)}, \dots, x_{\pi(n)}).$$

Die Zufallsvariablen einer unendlichen Folge $(X_n)_{n=1}^{\infty}$ heißen *austauschbar*, wenn X_1, \dots, X_m für jedes m austauschbar sind.

Bei Austauschbarkeit ändert sich die gemeinsame Wahrscheinlichkeitsverteilung nicht, wenn die Argumente umgeordnet werden. Die Indices spielen also keine Rolle. Austauschbarkeit ist bei fehlenden Informationen in viele Fällen eine einleuchtende Annahme, beispielsweise wenn die Reihenfolge der befragten Personen in einer Umfrage irrelevant ist.

De Finetti (1937) hat mit seinen Darstellungstheoremen einen großen Beitrag zur Rechtfertigung parametrischer Modelle geliefert und damit zugleich eine Brücke zwischen Austauschbarkeit und bedingter Unabhängigkeit geschlagen. Dieser mathematische Satz wird wie folgt zusammengefasst: Vorausgesetzt sei eine unendliche Folge von austauschbaren Zufallsvariablen. Dann kann die gemeinsame Dichtefunktion einer endlichen Teilfolge dieser Folge als Mischung von bedingt unabhängig identisch verteilten Zufallsvariablen betrachtet werden (Bernardo und Smith, 1994). Dabei wird nichts über die genaue

Dichtefunktion ausgesagt, der Satz beweist lediglich die *Existenz* einer solchen Darstellung (siehe auch Bernardo, 1996).

In einigen Fällen kann durch weitere Annahmen die gemeinsame Verteilung der Zufallsvariablen aber logisch zwingend hergeleitet werden. Die Zufallsvariablen können dann als unabhängig gegeben eine parametrischen Verteilung betrachtet werden und der Parameter θ besitzt eine wohldefinierte Bedeutung als Grenzwert einer Funktion der Beobachtungen. Falls die austauschbaren Zufallsvariablen nur die Werte 0 und 1 annehmen können, ist die Verteilung von $x_i|\theta$ eine Bernoulli-Verteilung und deren Parameter θ ist der Grenzwert der relativen Häufigkeit des Ereignisses 1 bei einer unendlichen Wiederholung eines als austauschbar betrachteten Zufallsexperiments. Die Priori-Verteilung $p(\theta)$ drückt die Unsicherheit über diesen Parameter aufgrund des Verständnis des konkreten Experiments aus (vgl. das Beispiel auf S. 7f). Andere parametrische Verteilungen lassen sich aus gewissen geometrische Eigenschaften herleiten (z.B. sphärische Symmetrie, Invarianz gegenüber dem Ursprung, vgl. Bernardo und Smith, 1994). Darüber hinaus dient auch partielle Austauschbarkeit, d.h. Austauschbarkeit für Untergruppen wie bei einer Aufteilung nach Geschlecht, zur Rechtfertigung von Modellen.

In vielen Anwendungen kann ein Modell jedoch nicht auf zwingende Annahmen begründet werden. Ein natürliches Problem mit Austauschbarkeit haben Zeitreihen. Bei einer Zeitreihe hat die Reihenfolge eine wichtige Bedeutung – im Gegensatz zum Prinzip der Austauschbarkeit, wo die Reihenfolge der Beobachtungen gerade keine Bedeutung hat. Somit fällt bei Zeitreihenanalysen ein wichtiges Prinzip für die statistische Modellierung aus. Um es indirekt nutzbar zu machen, bedarf es zumindest einer Datentransformation oder zusätzlicher Annahmen, die in der Regel nicht vollends gerechtfertigt sind. Ein anderes Homogenitätskonzept für Zeitreihen ist die Markow-Eigenschaft.

Definition 5 (Markow-Ketten) *Eine Folge von Zufallsvariablen $\{X\}_n$ ist eine Markowkette erster Ordnung, wenn für jedes n gegeben den aktuellen Wert X_n die Vergangenheit, d.h. X_j mit $j \leq n - 1$, und die Zukunft, d.h. X_j mit $j \geq n + 1$ unabhängig sind (Gamerman, 1997):*

$$p(x_{n+1}|X_n = x_n, X_{n-1} = x_{n-1}, \dots, X_0 = x_0) = p(x_{n+1}|X_n = x_n).$$

Der zukünftige Zustand der Markowkette hängt daher nur vom aktuellen Zustand und nicht von der Vergangenheit ab. Eine Markowkette zweiter Ordnung erfüllt

$$p(x_{n+1}|X_n = x_n, X_{n-1} = x_{n-1}, \dots, X_0 = x_0) = p(x_{n+1}|X_n = x_n, X_{n-1} = x_{n-1}).$$

Analog sind Markowketten höherer Ordnung definierbar. Die Übergangswahrscheinlichkeit ist in der Regel nicht offensichtlicher Natur und muss per subjektiver Annahmen festgelegt werden.

Ein nicht deduktiv herleitbares Modell schließt einen statistischen Ansatz nicht aus. Die Rechtfertigung eines Modells kann auch nachträglich erfolgen, d.h. induktiv anhand der Daten. Wenn ein Modell geeignet ist, sollte es die Strukturen in den Daten reproduzieren können. Über Posteriori-Modellwahrscheinlichkeiten (vgl. S. 18) bietet die Bayes-Statistik ein Verfahren zur Modellselektion, das sowohl die Kompatibilität mit Daten als auch (über die Modell-Prioris) das nicht-datengeleitete Urteil von Experten berücksichtigt. Wenn kein Modell die anderen konkurrierenden Modelle klar dominiert, kommen Modelldurchschnitte in Frage. Weitere Ansätze zum Umgang mit Modellunsicherheit werden in Clyde und George (2004) diskutiert. In jedem Fall sollten Modelle mit weiteren Diagnosetechniken, etwa Grafiken wie Residualplots, auf ihre Vereinbarkeit mit zugrunde liegenden Annahmen untersucht werden (Stern und Sinharay, 2005).

Von natürlicher Bedeutung für Risikoanalysen sind Regressionsmodelle: Die zu erklärende Größe Y soll in Abhängigkeit von Einflussgrößen X_1, \dots, X_k beschrieben werden. Benötigt wird dazu die Dichte $p(y|x_1, \dots, x_k, M)$ und ein dazu passendes Modell M . Die Möglichkeiten, die beteiligten Variablen

miteinander in Beziehung zu setzen, sind sehr groß. Ein hilfreiches Konzept hierfür ist erneut die partielle Austauschbarkeit. Zur Vertiefung wird auf die umfangreiche Literatur zu Bayes'scher statistischer Modellierung verwiesen. Dazu gehören Congdon (2007), Congdon (2003), Gelman et al. (2003), Koop (2003) und andere. In den letzten Jahren ist auch die Bedeutung von nicht-parametrischen Bayes'sche Methoden gewachsen (Ghosh und Ramamoorthi, 2003; Gutierrez-Pena und Walker, 2005). Eine Spielart von Regressionsmodellen sind Bayes'sche Netze und Einflussdiagramme. Diese verknüpfen Zielgrößen mit Einflussvariablen über das Konzept der bedingten Unabhängigkeit.

3.3.5 Bayes'sche Netzwerke und Einflussdiagramme

Die Bewertung eines Risikos wird häufig durch dessen komplexe Struktur erschwert. Die Analyse wird durch eine modulare Zerlegung wesentlich vereinfacht. Werkzeuge hierfür sind Einflussdiagramme (influence diagrams) und Bayes'sche Netzwerke (Bayesian networks, auch Bayesian belief networks oder belief networks). Sie umfassen zum einen die grafische Darstellung der Risikovariablen mitsamt Einflussgrößen und Abhängigkeiten. Zum anderen wird die quantitative Bewertung des Risikos über bedingte stochastische Unabhängigkeit geregelt. Dadurch kann das Problem in Teilprobleme zerlegt werden, welche einzeln betrachtet werden können.

Da Aufbau und unterstellte Wahrscheinlichkeiten in einem solchen Netzwerk häufig auf Expertenbefragungen zurückgehen, werden diese und ähnliche Netzwerke auch als probabilistische Expertensysteme bezeichnet. Zwischen Bayes'schen Netzen und Einflussdiagrammen gibt es keine klare Abgrenzung, die Begriffe lassen sich synonym verwenden. Bayes'sche Netzwerke werden unter anderem in Pearl (1988); Jensen und Nielsen (2007); Charniak (1991) und Cowell et al. (1999) behandelt. Einflussdiagramme werden in Howard und Matheson (2005b); Smith (1989) und Morgan und Henrion (1992) beschrieben. Vor dem Hintergrund verschiedener Disziplinen werden sie in van der Gaag (1996); Varis (1997); Torres-Toledano und Sucar (1998); Hall et al. (2005) und Uusitalo (2007) diskutiert. Als Monographie sei auf Kjærulff und Madsen (2007) hingewiesen.

Als Vorteile von Einflussdiagrammen und Bayes'schen Netzen lassen sich folgende Punkte anführen (Morgan und Henrion, 1992):

- Sie sind *intuitiv*. Die Diagrammdarstellung erlaubt Analysten, Experten und Stakeholdern eine leicht zugängliche Vorstellung über die beteiligten Variablen und ihre Abhängigkeiten. Sie formalisiert, *was Menschen in komplizierten Situationen häufig tun: Sie zeichnen Diagramme mit Pfeilen und Blasen* (Morgan und Henrion, 1992, S. 262).
- Sie sind *konstruktiv*. Das Diagramm kann Schritt für Schritt erstellt, quantifiziert und evaluiert werden.
- Sie sind *effizient*. Der Rückgriff auf bedingte Wahrscheinlichkeiten erlaubt eine kompakte Darstellung und effiziente Evaluierung.
- Die Strukturierung vereinfacht die *Arbeitsteilung* bei größeren Diagrammen.

Bayes'sche Netze und Einflussdiagramme sind formal als „azyklische gerichtete Graphen“ definiert (Jensen und Nielsen, 2007). Sie bestehen aus Variablen, welche durch Symbole (genannt Knoten) dargestellt werden. Die Knoten werden durch Pfeile verbunden, welche Abhängigkeit symbolisieren; Pfeile dürfen allerdings nicht zu ihrem Ursprungsort zurückführen (Azyklizität).

Der Begriff „*Bayes'sche Netzwerke*“ stammt aus der Forschung zu künstlicher Intelligenz und geht auf Pearl (1985) zurück. In einem formalisierten Prozess sollte modelliert werden, wie lokale Wahrscheinlichkeiten miteinander verbunden sind und interagieren und wie sich durch das Sammeln von Indizien

(d.h. Daten) Informationen durch das System verbreiten. Damit sollte ein maschinelles Lernen ermöglicht werden.

Einflussdiagramme wurden noch vor Bayes'schen Netzwerken erfunden. Der Begriff entstand Anfang der 1970er bei der Analyse strategischer Entscheidungen zum US-Engagement im Persischen Golf (Howard und Matheson, 2005a). Einflussdiagramme stellen methodisch eine Weiterentwicklung von Baumdiagrammen dar: anders als bei Baumdiagrammen können „Verzweigungen“ des Diagramms wieder rekombiniert werden und erlauben damit eine viel kompaktere Darstellung. Dies ermöglicht ein hohes Maß an Transparenz, welche wegen der notwendigen Einbindung von Experten wertvoll ist. Pearl (2005) sieht in der fehlenden Unterstreichung dieser formalen Vorteile den Grund, warum die Forschung zu Einflussdiagrammen kaum Einfluss auf die Forschung zu Bayes'schen Netzwerken hatte.

Typische Einsatzgebiete für Einflussdiagramme bzw. Bayes'sche Netze sind Entscheidungsprobleme oder Diagnosen. Bei einem *Entscheidungsproblem* wird anhand eines Wertknotens (Gewinn, Nutzen, Schaden, ...) eine optimale Entscheidung bestimmt. Der Wertknoten hängt von verschiedenen Variablen und Entscheidungen ab, die Abhängigkeiten werden durch Pfeile symbolisiert. Unsicherheit wird durch Zufallsvariablen dargestellt und pflanzt sich in Richtung der Pfeile durch das Diagramm fort. Es wird die Entscheidung gewählt, welche den Zustand des Wertknotens optimiert. Da dieser in der Regel stochastisch ist, kann er nicht einfach maximiert werden. Stattdessen wird die optimale Entscheidung aus der Verteilung abgeleitet, etwa durch Maximierung des Erwartungswerts.

Grafik 9(a) zeigt ein Beispiel für ein Einflussdiagramm. Dabei handelt es sich um eine Investitionsentscheidung für eine Windkraftanlage. Bei der Errichtung der Anlage muss zwischen zwei Standorten entschieden werden: Einer der Standorte ist schwerer zugänglich (höhere Investitionskosten) als der andere, dafür ist aber auch mit einem höheren Windaufkommen zu rechnen. Das zukünftige jährliche Windaufkommen ist zwar unbekannt, zu beiden Standorten kann aber eine Wahrscheinlichkeitsverteilung angegeben werden. Die jährlichen Betriebs- und Unterhaltskosten werden wie auch der Strompreis („Einspeisevergütung“) als bekannt vorausgesetzt. Die Stromproduktion und das Saldo der Zahlungsströme folgen durch simple Rechenoperationen aus den anderen Knoten. Als Wertknoten wird der Kapitalwert der Investition betrachtet. Zu beiden Standorten kann die Rentabilität der Anlage über die Wahrscheinlichkeitsverteilung des Kapitalwerts evaluiert werden und beispielsweise über dessen Erwartungswert der bessere Standort ausgewählt werden.

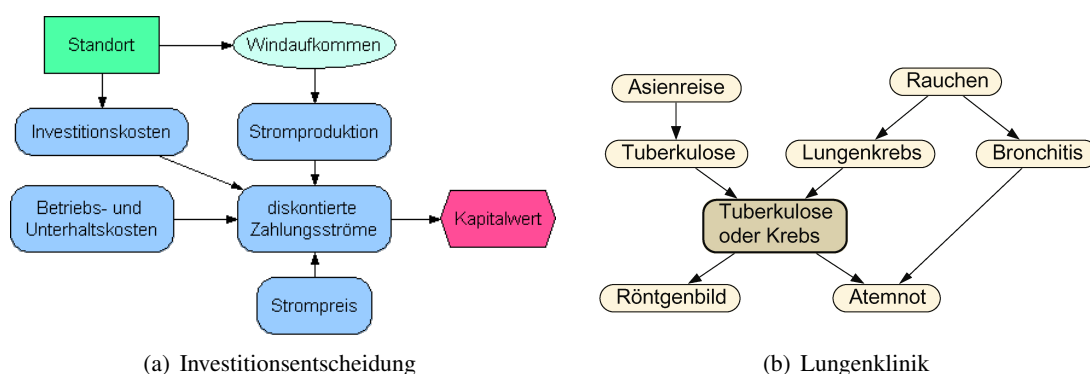


Abbildung 9: Beispiel für ein Entscheidungs- (links) und ein Diagnoseproblem (rechts). Diagramme erstellt mit Analytica und Netica.

Bei einem *Diagnoseproblem* wird der Zustand des Netzwerkes bei Kenntnis über den Zustand einzelner Knoten bei gleichzeitiger Unsicherheit über den Zustand anderer Knoten untersucht. Dabei steht der Schluss vom beobachteten Zustand eines Knoten auf den Zustand unbeobachtbarer Variablen im Vordergrund. Typische Beispiele bietet die Medizin, wo anhand von Symptomen auf die Ursache, d.h. eine

Erkrankung, geschlossen werden soll. Pfeile weisen dabei üblicherweise in Richtung einer Kausalität. Der Rückschluss soll jedoch entgegen der Richtung der Kausalität gezogen werden.

Abb. 9(b) zeigt ein Bayes'sches Netzwerk für ein Diagnoseproblem in einer Lungenklinik (nach Lauritzen und Spiegelhalter, 1988). Dort können verschiedene Krankheiten diagnostiziert werden: Tuberkulose, Lungenkrebs und Bronchitis. Die Krankheiten können jedoch nicht direkt beobachtet werden, sondern müssen indirekt über Symptome (Atemnot) oder Tests (Röntgenbild) diagnostiziert werden. Dabei ist bekannt, dass in bestimmten Gebieten von Asien eine erhöhte Gefahr für die Infektion mit Tuberkulose besteht. Bei Rauchern besteht zudem ein erhöhtes Erkrankungsrisiko für Lungenkrebs und Bronchitis. Alle Krankheiten führen mit einer bestimmten Wahrscheinlichkeit zu Atemnot. Krebs und Tuberkulose können zudem mit einer bestimmten Wahrscheinlichkeit über ein Röntgenbild diagnostiziert werden. Mit Hilfe des Bayes'schen Netzwerks kann anhand von Symptomen (Atemnot), Untersuchungen (Röntgenbild) und anderen Evidenzen (Rauchen, Asienaufenthalt) auf das wahrscheinliche Vorliegen der jeweiligen Krankheiten geschlossen werden.

Als Abgrenzung zwischen Bayes'schen Netzwerken und Einflussdiagrammen kann, neben der historischen Begriffsbildung, eine Unterscheidung anhand der Problemstellung vorgenommen werden. Bei Diagnosezwecken lässt sich eine Präferenz des Begriffs Bayes'sches Netzwerk feststellen, bei Entscheidungsproblemen ist der Begriff Einflussdiagramm gebräuchlicher. Wird eine Diagnose, d.h. Aussagen über den Zustand einzelner Variablen bei Kenntnis des Zustands anderer Variablen benötigt, wird dazu häufig ein Schluss entgegen der Pfeilrichtung gezogen. Dies bedeutet die Inversion von bedingten Wahrscheinlichkeiten gemäß dem Satz von Bayes. Dazu sind jedoch schon bei kleineren Netzwerken komplizierte Algorithmen erforderlich. Dementsprechend ist eine dafür spezialisierte Software notwendig. Wegen dieser Probleme werden diagnostische Netzwerke fast immer nur mit diskreten Zufallsvariablen betrieben.

Diese Einschränkung ist bei einem reinen Entscheidungsproblem nicht nötig; nur der Zustand des Wertknotens ist von Interesse. Die Ausbreitung der Unsicherheit geschieht nur in Richtung der Pfeile und ist selbst in komplizierteren Fällen durch Monte Carlo-Simulation zu lösen. Dies erweitert die Möglichkeiten des Modellierers. Daher kann Software für solche Entscheidungsprobleme viele Freiheitsgrade zur Modellierung lassen.

Der Rückgriff auf Bayes'sche Netzwerke muss nicht bedeuten, dass zugleich eine Bayes'sche Denkweise verwendet wird (Darwiche, 2009). Bayes'sche Netzwerke konstituieren sich aus bedingten Wahrscheinlichkeiten. Sie sind daher grundsätzlich für alle Wahrscheinlichkeitsbegriffe offen. Der Satz von Bayes und seine Anwendung zur Wahrscheinlichkeitsinversion ist noch nicht „Bayesianisch“. Der Name „Bayes'sches“ Netzwerk wurde aber bewusst in Anlehnung an die Bayes'schen Denkschule gewählt, da Pearl (1985) die Urteilskraft von Experten als die typische Quelle für die benötigten bedingten Wahrscheinlichkeiten betrachtete. In der Tat sind jedoch eine große Zahl der heute verwendeten Bayes'schen Netze nicht „Bayesianisch“ oder das Problem ist vielen Anwendern überhaupt nicht bewusst, was zu Verwirrungen führt.

Das Diagramm Der grafische Teil eines Einflussdiagramms oder Bayes'schen Netzes besteht aus Knoten (Ellipsen, Rechtecke, Hexagone, ...) und Pfeilen. Die Pfeile symbolisieren Abhängigkeiten (häufig, aber nicht notwendigerweise Kausalitäten). Die Knoten stellen Variablen dar, die Form hängt von ihrer Eigenschaft ab. Bei Einflussdiagrammen sind nach Bedford und Cooke (2001) die folgenden Verwendungen üblich:

- *Entscheidungsknoten* stellen Alternativen für den Entscheidungsträger dar. Sie werden häufig durch Rechtecke dargestellt.

- *Zufallsknoten* umfassen Variablen, die mit Unsicherheit verbunden sind. Die Abhängigkeit wird durch bedingte Zufallsvariablen beschrieben. Sie werden durch Kreise oder Ellipsen symbolisiert.
- *Deterministische Knoten* repräsentieren eine deterministische Größe, beispielsweise eine Konstante oder das Ergebnis einer Transformation. Sie werden durch Rechtecke mit abgerundeten Ecken dargestellt.
- Dazu kommt ein *Wertknoten*, welcher die Zielgröße beschreibt, beispielsweise eine Nutzenfunktion oder einen Schadenswert. Anhand des Wertknotens werden Entscheidungen getroffen. Er ist ein Spezialfall eines deterministischen Knotens. Häufig wird er durch einen Diamanten (Hexagon) symbolisiert.

Bei zwei miteinander durch Pfeile verbundenen Knoten verwendet man die Ausdrücke Elternteil (parent) für den Knoten am Anfang des Pfeils und Kind (child) für den Knoten an der Spitze. Ein Kind kann beliebig viele Eltern haben, Eltern beliebig viele Kinder. In Richtung der Pfeile lässt sich eine Hierarchie des Netzes beschreiben. Neben der Beziehung Eltern - Kind lässt sich allgemein von Vorfahren (ancestors) eines Knotens sprechen, wenn man in einem oder mehreren Schritten entgegen der Richtung der Pfeile zu diesen Knoten gelangt. Analog sind die Nachfahren (descendants) eines Knotens definiert, zu ihnen gelangt man von diesem Knoten in einem oder mehreren Schritten in Richtung der Pfeile. Von einem Knoten ausgehende Pfeile dürfen nicht mehr zu einem seiner Vorfahren zurückführen.

Die Zufallsknoten machen die eigentliche Besonderheit des Einflussdiagramms bzw. Bayes'schen Netzwerks aus. Ein Zufallsknoten ohne Vorfahren kann eine beliebige Wahrscheinlichkeitsverteilung besitzen. Ein Pfeil zu einem Zufallsknoten steht für eine (Übergangs-) Wahrscheinlichkeit, bedingt auf den Zustand der Elternknoten. Im Falle von diskreten Zufallsknoten können dies beispielsweise Wahrscheinlichkeitstabellen oder -matrizen sein, welche die Übergangswahrscheinlichkeiten von den Ursprungszuständen zu den neuen Zuständen definieren.

Konstruktion eines Einflussdiagramms Hier wird nun die Konstruktion eines Einflussdiagramms beschrieben. Sie ist Morgan und Henrion (1992) entnommen. Dort findet sich auch eine ausführlichere Beschreibung. Anders als die folgende Beschreibung suggeriert, ist die Erstellung eines Einflussdiagramms meist kein linearer Prozess, sondern sie geschieht iterativ. Dabei werden in vorausgegangenen Schritten gemachte Festlegungen bei Notwendigkeit revidiert.

Die Konstruktion des Diagramms beginnt mit der Erstellung einer Liste von relevanten Variablen, welche sich unmittelbar aus dem Zweck der Untersuchung ergeben. Die Liste wird um Haupteinflussfaktoren ergänzt, welche die Zielgrößen beeinflussen (können). Diese Faktoren werden wiederum auf beeinflussende Sekundärfaktoren zurückgeführt und die Suche wird solange fortgesetzt, bis alle möglicherweise relevanten Faktoren berücksichtigt werden. Simultan werden mögliche Interventionsmöglichkeiten identifiziert und damit Ansätze für Entscheidungen gewonnen. Bei Entscheidungsproblemen muss ein Bewertungskriterium definiert werden, dies besteht neben dem Wertknoten aus einer Entscheidungsregel (z.B. Maximieren des erwarteten Nutzens).

Die Einflussfaktoren und möglichen Entscheidungen werden anschließend genau beschrieben. Dabei sollten alle möglichen Zustände erfasst und kein Zustand doppelt erfasst werden.

Auf der folgenden Stufe wird das eigentliche Diagramm erstellt. Die Einflussfaktoren werden geordnet, wobei diese Ordnung meist intuitiv ist, z.B. Kausalbeziehungen. Dabei bedeutet ein Pfeil, dass zwischen den Knoten eine Beziehung in Form einer bedingten Wahrscheinlichkeit besteht. Dabei müssen folgende Fragen beantwortet werden:

- Beeinflusst der Wert der Einflussgröße X den Wert der Einflussgröße Y ? In diesem Fall wird die Abhängigkeit durch einen Pfeil dargestellt.

- Würde Kenntnis von Z den Wert von X irrelevant für die Vorhersage von Y machen? In diesem Fall ist der Pfeil von X nach Y überflüssig und kann durch den Pfeil von Z nach Y ersetzt werden.

Die Abwesenheit eines Pfeils bedeutet stochastische bedingte Unabhängigkeit – bedingt auf die Zufallsvariablen, von denen die Pfeile ausgehen. Das Weglassen eines Pfeils ist im Grunde die stärkere Annahme.

Berechnungen Der qualitativen Problemformulierung folgt die Quantifizierung. Sie erfolgt Knoten für Knoten. Zum einen müssen Knoten ohne Eltern initialisiert werden, indem ihnen ein Wert oder eine Wahrscheinlichkeitsverteilung zugewiesen wird. Zum anderen müssen die Kindknoten als mathematische Abbildung der Elternknoten spezifiziert werden. Für Bayes'sche Netzwerke sind Zufallsknoten zwar nicht obligatorisch, aber charakteristisch. Die Wahrscheinlichkeit $p(\text{Kind}|\text{Eltern})$ stellt ein beliebiges Regressionsmodell dar. Die Möglichkeiten zur Gestaltung von Zufallsknoten sind damit theoretisch sehr groß. Praktisch hängen sie aber von der verwendeten Software ab. Häufig werden diskrete Wahrscheinlichkeitstabellen verwendet; stetige Übergangswahrscheinlichkeiten sind aber auch möglich.

Nachdem die Übergänge zwischen den Knoten spezifiziert wurden, kann das Netzwerk evaluiert werden. Hier sollen die Berechnungen am Fall eines Entscheidungsproblem betrachtet werden, d.h. ohne Schluss entgegen der Pfeilrichtung wie in einem Diagnoseproblem. Das Vorgehen ist dann sehr einfach: Beginnend von den Elternknoten werden sukzessiv die Kindknoten anhand der Übergangsvorschriften berechnet. Bei Zufallsknoten eignen sich dafür Simulationsverfahren, wodurch die Transformation von Zufallsvariablen nicht mehr analytisch gelöst werden muss, sondern durch Rechengewalt gelöst wird. Dazu werden für alle elternlose Zufallsknoten Stichproben gleicher Länge erzeugt und sukzessive die Kindknoten berechnet. Schritt für Schritt wird so Knoten für Knoten evaluiert. Aus den Simulationsergebnissen des Wertknotens kann anschließend über die Häufigkeitsverteilung oder mit Hilfe von statistischen Kennzahlen geschlussfolgert und die optimale Entscheidung getroffen werden.

Dieses Vorgehen funktioniert bei Diagnoseproblemen nicht mehr, denn der Zustand eines der Kindknoten kann bereits bekannt sein. Die Knoten können dann nicht mehr nach und nach entlang der „Ahngalerie“ berechnet werden. Dies kann am Beispiel der Lungenklinik erläutert werden (Abb. 9(b)). Beim Patienten wurde Atemnot festgestellt. Die Wahrscheinlichkeit für das Vorliegen einer Bronchitis ist natürlich größer, wenn Atemnot vorliegt. Der Evidenzknoten Atemnot wirkt sich dann entgegen der Pfeilrichtung auf die Wahrscheinlichkeitsverteilung der Vorgänger aus.

Durch Wahrscheinlichkeitsinversion via Bayes-Formel können Pfeilrichtungen zwar umgekehrt werden, dies muss entsprechend aber auch für andere Knoten geschehen. Dies macht eine besondere Strategie erforderlich und es gibt kein Patentrezept für die Lösung dieses Problems. Der rechnerische Aufwand kann beträchtlich sein. Forschung zu Bayes'schen Netzen widmet sich daher zu großen Teilen der Suche nach effizienten Algorithmen. Das wichtige Abhängigkeitskonzept ist dabei nicht mehr länger die bedingte Unabhängigkeit, sondern die sogenannte „d-Separation“ und ihr Gegenteil „d-Verbindung“. Der Buchstabe d steht für directed (gerichtet) und entstammt der Graphentheorie (vgl. Charniak, 1991).

4 Investitionsrisiken in der fossilen Stromerzeugung

Mit den Methoden der Bayes'schen Risikoanalyse sollen Kraftwerksinvestitionen bewertet werden. Damit werden zum einen die Möglichkeiten und Grenzen an einer praktischen Fallstudie ausgelotet, zum anderen praxisrelevante Aussagen über Investitionsrisiken im Kraftwerksbereich in Zeiten von Klimaschutz und Strommarktliberalisierung getroffen. Vor der quantitativen Untersuchung soll zunächst der Status Quo und die durch die Klimapolitik neu gesetzten Rahmenbedingungen umrissen werden.

Die Regulierung in dieser Studie entspricht weitgehend dem Stand Ende 2009. Ein Überblick über neuere Entwicklungen findet sich im Anhang (S. 174).

4.1 Status Quo & Klimaschutzziele

Ein großer Teil der Stromproduktion erfolgt heute in thermischen Großkraftwerken. Bei diesen wird die Energie von Brennstoffen (Kohle, Gas, Erdöl, Uran, etc.) in Wärme umgewandelt und der dabei gewonnene Dampf zum Antrieb elektrischer Generatoren benutzt. Zu dieser Kategorie gehören Kohlekraftwerke, Atomkraftwerke und öl- und gasbefeuerte Turbinenkraftwerke. In Konkurrenz dazu wächst die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Deren Ausbau hat bisher vor allem in vergleichsweise kleinen und dezentralen Anlagen stattgefunden, geplant werden jedoch auch zunehmend Großinvestitionen mit hohem Kapitalbedarf (z.B. Offshore-Windparks oder das DESERTEC-Projekt).

Die deutsche Stromerzeugung wird von den vier Konzernen E.ON, EnBW, RWE und Vattenfall dominiert. Diese besitzen etwa 70 % der deutschen Kraftwerkskapazitäten und erzeugen drei Viertel der Elektrizität (IEA, 2007a). Sie investieren inzwischen auch zusehends in erneuerbare Energien, setzen jedoch auch auf die Abscheidung und unterirdische Deponierung von CO₂ (CCS-Kraftwerke) und auf Laufzeitverlängerungen für ihre Atomkraftwerke.

Mit der Konsolidierung des Emissionshandels und einer sich langsam, aber stetig verschärfenden Klimapolitik befindet sich die deutsche Stromwirtschaft im langsamen Übergang zur klimaneutralen Stromversorgung. Die Bundesregierung hat sich zu einem Klimaschutzziel bekannt, das bis Mitte des Jahrhunderts auf eine Reduktion der Treibhausgasemissionen um mindestens 80 % gegenüber dem Stand von 1990 hinausläuft. Dies ist mit den heute verwendeten Großkraftwerke trotz hoher Wirkungsgrade nicht zu schaffen. Jedoch scheint klar, dass zur Deckung der Stromnachfrage noch längere Zeit alte Kraftwerke weiterbetrieben werden und zum Teil auch neue fossile Kraftwerke (insbesondere Gaskraftwerke) errichtet werden müssen.

Laut Umweltbundesamt betragen 2005 die Emissionen der deutschen Stromwirtschaft 336 Mio. t CO₂ (Machat und Werner, 2007). Dies entspricht etwa 40 % der gesamten CO₂-Emissionen und etwa 35 % der gesamten Treibhausgasemissionen. Für 1990 werden die Emissionen der Stromerzeugung auf 349 Mio. t CO₂ beziffert. Dem Rückgang auf 308 Mio. t CO₂ bis zum Jahr 1999 folgte in den folgenden Jahren ein Anstieg aufgrund des gestiegenen Stromverbrauchs, während die spezifischen Emissionen pro erzeugter Stromeinheit weiter sanken (vgl. Abb. 10). Börner (2007) kommt – nach einer anderen Zählweise – für 2005 auf eine Menge von 293 Mt CO₂ und für 1990 auf 322 Mt CO₂.

Nimmt man das Ziel der Bundesregierung ernst, die Emissionen bis 2050 um mindestens 80 % gegenüber dem Stand von 1990 zu reduzieren, ist bei anteiliger Übertragung dieses Ziels auf die Stromwirtschaft der Spielraum für weitere Emissionen sehr begrenzt. Mit Emissionen von 349 Mio. t CO₂ in 1990 dürften die deutschen Kraftwerke 2050 dann nur noch höchstens 70 Mio. t CO₂ emittieren. Ein großes modernes Braunkohlekraftwerk mit 2000 MW emittiert im Volllastbetrieb etwa 14 Mio. t CO₂ pro Jahr, ein modernes Steinkohlekraftwerk etwa 12 Mio. t CO₂ pro Jahr. Allein fünf dieser Braunkohlekraftwerke würden 2050, wenn sie entsprechend technisch möglicher Betriebsdauern bis dahin weiterbetrieben würden, dieses Emissionsbudget ausschöpfen (Abb. 11).

Dabei ist die Reduktionsvorgabe für die Stromwirtschaft noch großzügig. In anderen Bereichen, etwa der energieintensiven Industrie oder im Transportbereich, sind Emissionsreduktionen sehr viel schwerer zu erreichen. Die IEA schreibt in einer an die G 8 adressierten Studie: „Der Eckpfeiler für eine weitreichende weltweite Reduktion von CO₂-Emissionen ist die fast vollständige Eliminierung der CO₂-Emissionen in der Strombranche“ (IEA, 2008a). Der Neubau einer großen Anzahl von Kohlekraftwerken (aktuell sind in Deutschland rund 30 Kohlekraftwerke in Bau oder in Planung BUND, 2009) ist daher mit der

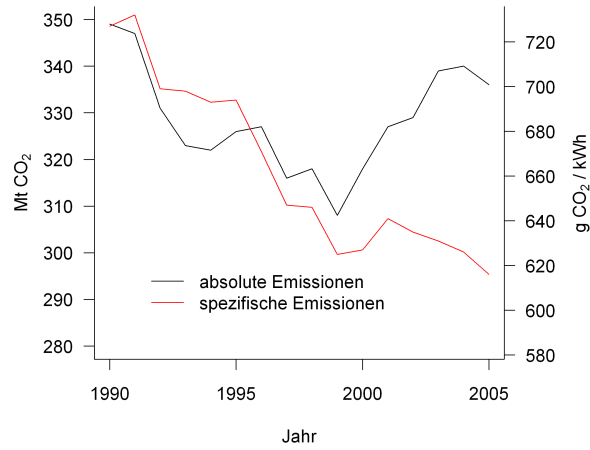


Abbildung 10: CO₂-Emissionen der deutschen Stromwirtschaft seit 1990. Daten: Machat und Werner (2007).

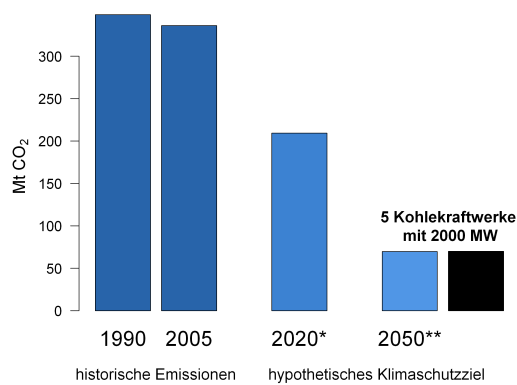


Abbildung 11: Kraftwerksemissionen und Klimaschutzziele: Hypothetische Klimaschutzziele: * bis 2020 -40 % Reduktion ggü. 1990, ** bis 2050 -80 % Reduktion ggü. 1990. Historische Emissionen der deutschen Kraftwerke nach Machat und Werner (2007).

Einhaltung der langfristigen Klimaschutzziele (2050) nur dann zu vereinbaren, wenn neu errichtete Anlagen vorzeitig abgeschaltet werden oder eine Nachrüstung mit CCS vorgenommen wird. Ob sich diese Varianten für die Betreiber rechnen, ist fraglich.

Die Altersstruktur der deutschen Kraftwerke spricht allerdings für größere Investitionen in den nächsten Jahren. Für Kohle- und Gaskraftwerke werden üblicherweise Lebensdauern von 40–50 Jahren angesetzt. Damit ständen aus Altersgründen zahlreiche Kraftwerke in den nächsten Jahren vor dem Aus. Zusätzlichem Druck erzeugt der (inzwischen doppelt revidierte) Atomausstieg. Deutschen Atomkraftwerken wurde im Jahr 2002 per Gesetz der rot-grünen Bundesregierung eine Reststrommenge zugestanden, die sich an einer Gesamtlaufrzeit von 32 Jahren orientierte. Infolge dieses Beschlusses wären etwa um 2022 die letzten deutschen Atomkraftwerke vom Netz gegangen. Mit der unterstellten Abschaltung (Abschaltung von Gaskraftwerken nach 40 Jahren, für Steinkohlekraftwerke nach 45 Jahren, für Braunkohlekraftwerke nach 50 Jahren und Atomkraftwerke nach 32 Vollbetriebsjahren) fiel bis Anfang der zwanziger Jahre etwa die Hälfte der gesamten Kapazitäten weg (Abb. 12(a)).

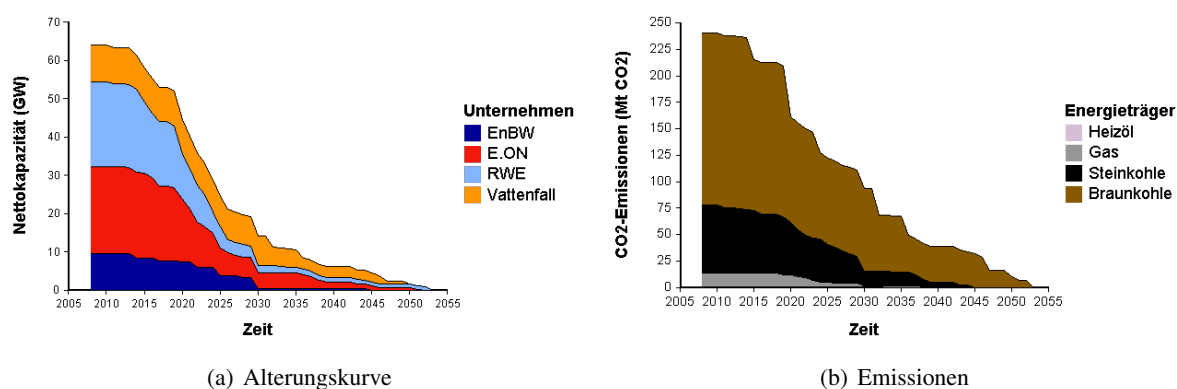


Abbildung 12: Altersbedingtes Ausscheiden von Bestandskraftwerken sowie Emissionen aus den Restlaufzeiten der bestehenden Anlagen.

Die Stromkonzerne sind hiervon jedoch unterschiedlich stark betroffen. Speziell bei Vattenfall mit den nach der Wende modernisierten Kraftwerken aus der ehemaligen DDR ist der Ersatzbedarf in der nächsten Zeit eher gering, während bei E.ON und RWE großer Investitionsbedarf besteht (vgl. Abb. 12(a)). Die Betriebsdauer von Kraftwerken kann allerdings durch Wartung und Überholung verlängert werden und auch der Atomausstiegsbeschluss war umkehrbar, wie heute ersichtlich. Daher wird der Investitionsbedarf in Abb. 12(a) tendenziell überzeichnet.

Die Anteile der Kraftwerkstypen an der Stromerzeugung und den Emissionen verschieben sich gegenüber den Anteilen an den Kapazitäten, da die durchschnittliche Auslastung der Kraftwerkstypen aus technischen und wirtschaftlichen Gründen variiert. Bei heutigen Preisen steuern Atom- und Braunkohlekraftwerke einen überproportionalen Anteil zur Stromproduktion bei, was den Anteil der CO₂-lastigen Braunkohlekraftwerke an den Emissionen zusätzlich erhöht. Abb. 12(b) zeigt für die vier Stromkonzerne die CO₂-Emissionen ihrer Kraftwerksbeteiligungen bei Fortschreibung ihrer aktuellen Emissionen bis zur Abschaltung. 74 % der Emissionen stammen von Braunkohlekraftwerken, 22 % von Steinkohlekraftwerken. Da die Auslastung älterer Kraftwerke tendenziell abnimmt, wird die Gesamtmenge der Emissionen aus Bestandsanlagen damit langfristig überschätzt. Der Spielraum für Emissionen durch Kraftwerksneubauten ist dennoch sehr begrenzt.

Umso wichtiger sind emissionsarme Technologien. Das enorme Vermeidungspotenzial zeigt sich in den spezifischen CO₂-Emissionen der verschiedenen Technologien (vgl. Tab. 1). Gegenüber Kohlekraftwerken lässt sich bei Gaskraftwerken über die Hälfte an Emissionen einsparen. Durch CO₂-Abscheidung und -Deponierung lassen sich weitere Emissionen vermeiden. Da nicht nur durch Brennstoffverfeuerung

Emissionen anfallen, sondern auch beim Kraftwerksbau (etwa durch Stahl- und Zementerzeugung), in Vorstufen (Brennstoffförderung) sowie bei der Stilllegung, ist keine Technologie emissionsfrei. Dennoch entfallen auf erneuerbare Energien und Atomkraft nur Bruchteile der Emissionen von fossilen Kraftwerken.

	Sovacool (2008) (g CO ₂ e/kWh)	Europäische Kommission (2008) (g CO ₂ e/kWh)
Windkraft (Offshore)	9	14
Windkraft (Onshore)	10	11
Biogas	11	6–245
Biomasse	14–41	21–42
Photovoltaik	32	45
Atomkraft	66	15
Erdgas (Kombikraftwerk)	443	420
Kohle	960	820–960
Kohle mit CCS	–	270

Tabelle 1: Emissionen (in CO₂-Äquivalent) verschiedener Stromerzeugungsformen über den gesamten Lebenszyklus.

4.2 Emissionshandelssysteme

Klima- und Umweltschutz stehen im Zielkonflikt mit Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit. Dem Zeitgeist entsprechend wurden Märkte zur Konfliktlösung eingerichtet. Neben dem liberalisierten Strommarkt für den Stromhandel gilt dies auch für den Klimaschutz durch Handel mit Emissionsrechten an verschiedenen Börsen in Europa (Convery und Redmond, 2007). Während der Strommarkt in Kapitel 7 behandelt wird, soll zunächst der Emissionshandel in Europa beschrieben werden.

Mit der Einführung des europäischen Emissionshandelssystems (EU-EHS, engl. EU-ETS) müssen Kraftwerksbetreiber seit 2005 Rechte für die Emission von CO₂ erwerben. Ähnlich dem Prinzip der Internalisierung externer Kosten⁵ erhält die Emission von Treibhausgasen in Emissionshandelssystemen einen Preis. Man spricht von Cap-and-Trade-Systemen: Die Obergrenze an jährlich erlaubten Emissionen ist die Kappungsgrenze (Cap). Die Rechte können frei gehandelt werden (Trade). Die Preisfindung findet durch Auktionen oder kontinuierlich an Märkten statt. Emissionshandel ist in Europa auf zwei Ebenen implementiert. Neben dem Kyoto-Emissionshandelsregime für Treibhausgase auf der Ebene von Staaten agieren Emittenten und Spekulanten auf dem EU-EHS, dem europäischen Emissionshandelssystem für CO₂.

Der Einführung die EU-EHS gingen langjährige internationale Verhandlungen voraus (Convery, 2009). Besonders hervorzuheben ist das Kyoto-Protokoll von 1997. Innerhalb der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen verpflichteten sich darin 37 Industriestaaten, ihre Emissionen von Treibhausgasen um 5 % gegenüber dem Stand von 1990 zu verringern. Die damaligen 15 Mitgliedsstaaten der EU verpflichteten sich auf eine Reduktion um 8 %. Erfüllungszeitraum ist die Periode 2008–2012 (Kyoto-Periode).

Nach dem Kyoto-Protokoll erhält jedes Land AAUs (Assigned Amount Units) in Höhe der zugestandenen Emissionen, welche in CO₂-Mengenäquivalenten gemessen werden und die sechs wichtigsten Treibhausgase umfassen: Kohlendioxid (CO₂), Methan (CH₄), Distickstoffoxid (Lachgas, N₂O), teilhalogenierte Fluorkohlenwasserstoffe (H-FKW/HFCs), perfluorierte Kohlenwasserstoffe (FKW/PFCs)

⁵Aufgrund der praktischen Probleme, die externen Kosten von Treibhausgasemissionen zu quantifizieren oder ein klimaneutrales Emissionsbudget zu bestimmen, entsprechen Emissionshandel oder CO₂-Steuern nur näherungsweise diesem Prinzip.

und Schwefelhexafluorid (SF₆) (Staatengemeinschaft der Klimarahmenkonvention, 1997). Die Emissionen innerhalb der Kyoto-Periode müssen durch AAUs abgedeckt werden. Falls diese nicht ausreichen, kann ein Land Emissionsrechte von anderen Ländern erwerben. Andernfalls tritt ein Sanktionsmechanismus in Kraft. Die fehlenden Emissionsrechte müssen dann in der Folgeperiode mit einem 30 %igen Aufschlag als zusätzliche Emissionsreduktion erbracht werden.

Die EU-internen Verpflichtungen aus dem Kyoto-Protokoll wurden ein Jahr später mit einem Lastenteilungsverfahren vereinbart. Als Folge verschiedener Startbedingungen wurden die Reduktionsverpflichtungen sehr ungleich verteilt. Deutschland übernahm ein Ziel von -21 % gegenüber 1990. Die überproportionale Verpflichtung ist dem Zusammenbruch der ostdeutschen Industrie nach der Wiedervereinigung sowie leicht erreichbaren Effizienzsteigerungen bei den dortigen Kraftwerken, der Modernisierung von Heizungsanlagen und der Gebäudesanierung geschuldet. Die neuen EU-Mitgliedsstaaten behielten mit ihrem Beitritt ihre nationalen Reduktionsverpflichtungen aus dem Kyoto-Protokoll. Dadurch erhöhte sich die EU-Cap absolut. Das Kyoto-Protokoll wurde mit der Ratifizierung durch Russland 2005 völkerrechtlich verbindlich, dennoch werden die Ziele nur von einem Teil der Staaten erreicht werden. In Deutschland wurde bis Ende 2007 eine Minderung von -20,1 % erreicht. Nach Prognosen des Umweltbundesamts wurden 2008 -23,3 % erreicht und das Erreichen des Ziels (-21 % über die gesamte Periode) erscheint realistisch (BMU und Umweltbundesamt, 2009).

Laut Kyoto-Protokoll wird den Industrieländern und damit auch den Mitgliedsstaaten der EU erlaubt, ihre Reduktionsverpflichtungen auch durch Maßnahmen im Ausland zu erreichen, welche eine Verringerung von Emissionen bewirken. Dies wird über den Clean Development Mechanism (CDM) und über Joint Implementation (JI) geregelt. Neben den AAUs wurden damit weitere handelbare Emissionsrechte geschaffen: CERs (Certified Emission Reductions) sind Emissionszertifikate, die aus einem CDM-Projekt hervorgehen. Dabei handelt es sich um Klimaschutz-Projekte von Industriestaaten in Entwicklungsländern. ERUs (Emission Reduction Units) sind Zertifikate aus JI-Projekten, d.h. einem Projekt eines Industriestaats in einem anderen, mit dem Ziel der Emissionsreduktion. Zusätzlich gibt es noch RMUs (Removal Units); sie werden von Staaten für eigene Aktivitäten zur Speicherung von Treibhausgasen in Senken erzeugt („vermiedene Entwaldung“).

Das Emissionshandelssystem der EU (EU-EHS) wurde in Folge des Kyoto-Prozesses eingeführt (Europäische Kommission, 1998) und ist auf bestimmte Sektoren begrenzt. Es ist somit ein Cap-and-Trade-System innerhalb eines anderen Cap-and-Trade-Systems. Neben den 27 Staaten der EU sind auch Liechtenstein, Island und Norwegen beteiligt. Gehandelt wird mit European Allowances (EUAs). Die Emissionsberechtigungen umfassen bisher allerdings nur CO₂ und keine weiteren Treibhausgase. In einer Richtlinie wurde die Einbeziehung von ERUs und CERs in das EU-EHS festgelegt. Das EU-EHS umfasst in der EU etwa 45 % der gesamten klimarelevanten Emissionen, in Deutschland etwas 55 % (IEA, 2007a). Es deckt die Stromerzeugung und energieintensive Bereiche der Industrie ab (z.B. Zementherstellung, Stahlindustrie). Ab 2012 wird auch der Flugverkehr einbezogen, zusätzlich wird die Einbeziehung von weiteren Branchen und Treibhausgasen diskutiert.

Die Aufteilung von Reduktionsverpflichtungen auf Branchen fand bislang vorwiegend auf nationaler Ebene statt. Dazu erließ jeder Mitgliedsstaat seinen eigenen nationalen Allokationsplan (NAP) und legte ihn der EU-Kommission vor. Die NAPs regeln in einzelnen Sektoren die in der jeweiligen Periode in dem jeweiligen Land zu erbringenden Minderungsziele und nennen die Instrumente, mit denen die Ziele erreicht werden sollen. Bei einigen Sektoren ist dies klassische Ordnungspolitik (PKW-Richtlinie, nationales Radverkehrsprogramm etc.), für die Stromwirtschaft und die energieintensive Industrie ist dies in erster Linie der Emissionshandel. Für die Sektoren im Emissionshandel wurden zwar Minderungsziele aufgestellt. Welche Anlagen letztendlich die Minderungen erbringen, bleibt aber den Marktakteuren unter der Lenkungswirkung des Preises überlassen.

4.3 Kraftwerke im Emissionshandel

Bei neugeschaffenen Emissionsrechten muss ihre anfängliche Allokation geregelt werden. Dazu sind unterschiedliche Varianten vorstellbar, von denen drei üblich sind. In einer Variante versteigert eine Institution die Rechte (Auktionierung). In einer zweiten Variante werden sie nach einem Schlüssel verteilt, beispielsweise auf Basis von historischen Emissionen (Grandfathering). Eine dritte Variante ist die Zuteilung über Benchmarks. Dabei erhalten Anlagen mit gleichen Produkten eine Ausstattung anhand eines einheitlichen Richtwerts, normalerweise anhand der besten verfügbaren Technologie. Die Zuteilungsverfahren wurden in der Vergangenheit kombiniert und standen im Zentrum einer heftigen Interessenspolitik (Corbach, 2007). Bei Einführung des EHS lag der Schwerpunkt weitestgehend auf der kostenlosen Zuteilung nach Grandfathering. In der Stromwirtschaft ist man in Deutschland inzwischen auf Benchmarks umgestiegen. Ab 2013 wird in diesem Sektor vollständig auf Auktionierung umgestellt.

Zuteilung von Emissionsrechten nach NAPs In der NAP 1-Periode (2005–2007) lag der Schwerpunkt auf der institutionellen Implementierung des EU-EHS, während (mehr oder weniger unbeabsichtigt) die Erreichung von Emissionsminderungen noch zweitrangig war. Die Zuteilungspläne etlicher Mitgliedsstaaten einschließlich Deutschlands führten zu einer Überallokation von Emissionsrechten. In der NAP 2-Periode 2008–2012, zugleich die Kyoto-Periode, ist die Einhaltung der Kyoto-Verpflichtungen durch tatsächliche Emissionsreduktionen angestrebt. In Deutschland wurden für die dem Emissionshandel unterliegenden Sektoren Berechtigungen von 453 Mt CO₂ vorgesehen. Zugleich wurde den betroffenen Unternehmen gestattet, einen Teil ihrer Abgabepflichten mit Emissionsgutschriften, also CERs aus CDM und ERUs aus JI, zu erfüllen. Die Gesamtanzahl an ERU und CER ist jedoch gedeckelt, sie darf im Zeitraum 2008–2012 die Höchstgrenze von 22 % der in dieser Periode zugeteilten Emissionsberechtigungen nicht überschreiten.

Die Ausstattung von Anlagen mit Emissionsrechten erfolgt zum Ersten aus dem sogenannten Makroplan, der eine Zielvorgabe für die einzelnen Sektoren umfasst, zum Zweiten aus dem Mikroplan, in dem die Zuteilung für die einzelnen Anlagen geregelt wird. In der NAP 1-Periode erfolgte die Zuteilung für Bestandsanlagen über Grandfathering, d.h. der kostenlosen Ausstattung auf Basis historischer Emissionen. Durch eine große Anzahl von Sonderregelungen und fehlenden Erfahrungswerten war die Summe der Zuteilungen zu Beginn der Periode unklar. Bei den Anlagen gab es sowohl Über- als auch Unterausstattungen, insgesamt aber eine deutlich zu hohe Allokation. Als die Überallokation nicht nur des deutschen, sondern auch von anderen europäischen Zuteilungsplänen ersichtlich wurde, kollabierte der Marktpreis der EUAs.

Emissionshandel in der Kyoto-Periode 2008-2012 Mit dem NAP 2 wurde die Höhe der Zuteilungen deutlich reduziert, zugleich eine Reihe von Sonderregelungen gestrichen und die Zuteilungsvorschrift umgestellt. Ein großer Teil der Emissionsrechte wurde weiterhin kostenlos zugeteilt, allerdings über ein Benchmark-System (s.u.). Der Deutsche Bundestag machte allerdings von der Möglichkeit einer teilweisen Auktionierung Gebrauch und beschloss im Zuteilungsgesetz 2012 die Versteigerung von 8,8 % der Emissionsrechten (40 Mio. EUAs jährlich). Nach 2012 werden die Kraftwerksbetreiber ihre Emissionsberechtigungen zu 100 % ersteigern müssen. Ausgenommen sind einige Staaten Osteuropas, die zunächst nur 30 % der Emissionsrechte für die Stromwirtschaft versteigern müssen und bis 2020 kontinuierlich zur Vollauktionierung übergehen müssen.

Die Stromwirtschaft trägt momentan die Hauptverantwortung, dass die Emissionsreduktionen innerhalb des EU-EHS erreicht werden. Neben dem großen Minderungspotenzial gibt es dafür zwei weitere Gründe: Zum einen soll nach den Erfahrungen der ersten Handelsperiode ein Teil der Windfall-Profiten abgeschöpft werden, die infolge der kostenlos zugeteilten und dennoch eingepreisten Emissionszertifikate

entstehen (vgl. S. 128). Zum anderen soll die stärker dem internationalen Wettbewerb ausgesetzte energieintensive Industrie geschont werden. Neben der von einer jährlichen Zuteilung von 495 Mio. t CO₂ auf 453 Mio. t CO₂ verkleinerten Kappungsgrenze, die auf die Intervention der EU-Kommission gegen den ursprünglichen Vorschlag der Bundesregierung zurückgeht, macht sich zum anderen der Übergang zu einer Veräußerung von 40 Mio. Zertifikaten bemerkbar. Dieses Volumen stammt allein von den stromerzeugenden Anlagen und führte zu einer zusätzlichen Kürzung der kostenlosen Zuteilung bei stromerzeugenden Anlagen um 15,6 % (DEHSt, 2008).

Die Anfangsausstattung nach Zuteilungsgesetz 2012 (ZuG 2012) sieht für die Stromerzeuger ein brennstoffspezifisches Benchmark-System vor. Moderne Anlagen erhalten eine vollständige Ausstattung mit Emissionszertifikaten, ineffizientere Anlagen werden unzureichend ausgestattet und müssen dadurch zusätzliche Emissionsrechte erwerben. Für Kraftwerke wurden zwei Benchmarks eingeführt: Eine Benchmark für Stein- und Braunkohlekraftwerke (750 g CO₂/kWh Nettostromproduktion) und eine Benchmark für Gaskraftwerke (365 g CO₂/kWh). Die Gesamtmenge für bestehende Kraftwerke erfolgt gemessen an ihrer historischen Stromproduktion innerhalb einer Basisperiode (in der Regel 2000–2005). Neuere Anlagen (ab 2003) und Neuanlagen erhalten eine Ausstattung mit der jeweiligen Benchmark unter Annahme eines Standardauslastungsfaktors (7500 Volllaststunden pro Jahr für Steinkohle- und Gaskraftwerke sowie 8250 Stunden für Braunkohlekraftwerke).

Kompliziert wird das Verfahren durch zwei Kürzungsfaktoren. Von den Zuteilungen an stromproduzierende Anlagen wurden 40 Mio. Emissionsberechtigungen für die spätere Veräußerung abgezweigt. Dies entspricht 15,6 % der veranschlagten Berechtigungen. Daher unterliegen alle Zuteilungen an Kraftwerke einem dieser Menge entsprechenden Kürzungsfaktor von 0,844. Zusätzlich wurde eine Budgetüberschreitung von 13,28 Mt CO₂ pro Jahr durch die Anwendung einer anteiligen Kürzung korrigiert, wobei ineffiziente Anlagen überproportional belastet wurden. Insgesamt werden während der Kyoto-Periode jährlich durchschnittlich 193,1 Mio. Emissionsberechtigungen pro Jahr für die Bestandsanlagen der Stromwirtschaft kostenlos ausgegeben (DEHSt, 2008). Dies ist eine deutliche Kürzung gegenüber der ersten Handelsperiode. Die Höhe der kostenlosen Zuteilung liegt bei etwa 60 % der Emissionen des Jahres 2005.

Emissionshandel Post-Kyoto In der internationalen Politik sowie auf der Ebene der EU wird intensiv über verbindliche Rahmensetzungen für den Klimaschutz verhandelt. Ein Teil der Verhandlungen für die Zeit nach 2012 wurde im Dezember 2008 mit Verabschiedung des Energie- und Klimapakets durch das Europäische Parlament abgeschlossen (Schafhausen, 2009). Jene Ergebnisse, welche das EU-EHS betreffen, sind für die Stromwirtschaft hoch relevant. Zu den wichtigsten Ergebnissen gehören die Entscheidungen über die Höhe der EU-EHS-Cap bis 2020, der Übergang zur Vollauktionierung für Anlagen der Stromerzeugung, die Einbeziehung von Zertifikaten aus Emissionsminderungsprojekten im Ausland und die Möglichkeit eines Investitionszuschusses für Kraftwerksneubauten. Weitere wichtiger Termine waren der (gescheiterte) UN-Klimagipfel Ende 2009 in Kopenhagen und weitere Folgegipfel.

Um die Emission von Treibhausgasen langfristig auf ein vertretbares Maß zurückzuführen, haben Bundesregierung, EU-Kommission und EU-Parlament langfristige Ziele erklärt: Die EU will rechtlich verbindlich bis 2020 ihre Emissionen um 20 % gegenüber dem Niveau von 1990 reduzieren. Falls „sich andere Industrieländer vergleichbare Ziele definieren und die wirtschaftlich weiter fortgeschrittenen Entwicklungsländer eigene Anstrengungen zum Klimaschutz unternehmen“, will die EU ihre Emissionen um 30 % reduzieren. Deutschland strebte in diesem Zeitraum bislang eine Reduktion um 30 % an, die bei internationaler Kooperation auf 40 % erhöht werden soll. Langfristig wird für 2050 von der EU eine Reduktion um 60 bis 80 % gegenüber 1990 angestrebt mit dem Ziel, die globalen Emissionen bis 2050 international insgesamt um 50 % unter das Niveau von 1990 zu reduzieren. Im Rahmen des G8-Gipfels in Aquila haben sich die Industrieländer im Sommer 2009 unverbindlich auf eine mindestens 80-prozentige Treibhausgasreduktion bis 2050 gegenüber 1990 festgelegt.

Im Energiebereich wollte die vergangene Bundesregierung bis 2020 zudem 30 Mt weniger Emissionen durch Erneuerung des Kraftwerksparks durch effizientere Kraftwerke erreichen und den Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromversorgung auf 25–30 % erhöhen (Meseberg-Beschlüsse). Nach EEG 2009 ist für den Anteil der erneuerbaren Energien sogar ein Anteil von mindestens 30 % vorgesehen. Dies bedeutet laut Regierungserklärung⁶ vom 26. April 2007:

„Nach 2012 werden relativ CO₂-intensivere Kohlekraftwerke vermutlich nur dann errichtet werden, wenn

- das CO₂ abgeschieden und gespeichert wird (CCS-Technologie),
- die notwendigen Emissionsrechte auf dem Emissionshandelsmarkt erworben werden,
- Klimaschutzprojekte im Ausland durchgeführt werden, um dafür Emissionsrechte zu erhalten.“

Die neue Bundesregierung will von diesen Aussagen nicht wesentlich abweichen. Im Koalitionsvertrag von CDU/CSU und FDP wurde das Ziel einer 40-prozentigen Emissionsreduktion bis 2020 gegenüber 1990 bekräftigt und der Emissionshandel als vorrangiges Instrument der Klimaschutzpolitik genannt (CDU, CSU und FDP, 2009). Für die Stromwirtschaft ist hinsichtlich des Emissionshandels auch die auf EU-Ebene angestrebte Überprüfung der Höhe der Deckelung der CDM-Maßnahmen besonders relevant. Daneben wurde – nicht ganz selbstverständlich – auch der Erhalt des EEG gewährt und der Ausbau der erneuerbaren Energien entsprechend der bestehenden Zielvorgaben bekräftigt.

4.3.1 Das Energie- und Klimapakett der EU

Im Energie- und Klimapakett⁷ wurden für die vom Emissionshandel betroffenen Sektoren für den Zeitraum von 2013 bis 2020 verbindlich Mindestreduktionsziele festgelegt. Für den Emissionshandelssektor wurde eine Reduktion um -21 % gegenüber dem Stand der gemeldeten Emissionen des Jahres 2005 vereinbart. Die Minderungsziele für die Sektoren innerhalb des EU-ETS werden, anders als in den ersten beiden Handelsperioden, in Zukunft auf EU-Ebene beschlossen. Zusätzlich wird ab 2013 der Flugverkehr in das Emissionshandelssystem einbezogen, auch die Einbeziehung der Seeschifffahrt wurde angeregt.

Die Kappungsgrenze des EU-EHS wird ab Mitte des Zeitraums 2008–2012 in einem linearen Minderungspfad auf das Ziel für 2020 verringert (siehe Abb. 13). Dies entspricht einer jährlichen Minderung um etwa 1,74 %, wobei bis 2012 noch die Minderungsziele der NAP 2-Phase gelten. Rechnerisch beginnt der Minderungspfad damit im Jahr 2010, de facto erst im Jahr 2013. Diese Methodik würde auch erhalten bleiben, wenn das Reduktionsziel nachträglich verschärft werden sollte. Allerdings würden dann die jährlichen Reduktionsschritte größer ausfallen. Bei einer Neuverhandlung würde vermutlich auch die Einbeziehung von Zertifikaten aus den flexiblen Mechanismen (d.h. Emissionsminderungen im Ausland) in den EU-Emissionshandel neu geregelt werden.

Da noch nicht feststeht, ob es tatsächlich zu einem Kyoto-Nachfolgeabkommen kommen wird, wurden zwei verschiedene Szenarien für die Nutzung von Zertifikaten aus Klimaschutzprojekten des Clean Development Mechanism (CDM) und des Joint Implementation (JI) vorgeschlagen. „Im Falle einer neuen internationalen Vereinbarung soll die Nutzungsquote für CDM/JI-Gutschriften automatisch bis zur Hälfte der dann zusätzlichen Reduktionsverpflichtung angehoben werden. Solange aber noch kein neues Klimaschutzabkommen verabschiedet ist, dürfen die Teilnehmer im EU-EHS lediglich CDM/JI-Zertifikate verwenden, die zwischen 2008 und 2012 von ihren Regierungen genehmigt wurden.“

⁶Klimaagenda 2020: Klimapolitik der Bundesregierung nach den Beschlüssen des Europäischen Rates, Regierungserklärung von Bundesumweltminister Sigmar Gabriel, 26.04.2007, Deutscher Bundestag

⁷Ausführlicher hierzu die Einschätzung von Christoph Bals (Germanwatch) in Garz et al. (2009)

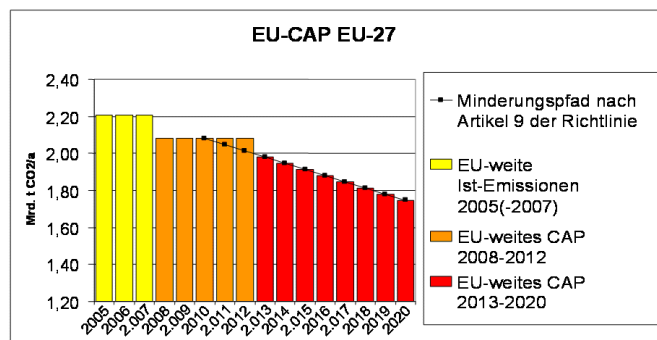


Abbildung 13: Reduktionspfad des europäischen Emissionshandelssystems. Quelle: Schafhausen (2009).

Neben dem Zugang zu Zertifikaten aus CDM- und JI-Mechanismen könnten theoretisch auch Zertifikate aus Senkenbildung eine große Rolle spielen. Hinter diesen stehen Zertifikate für vermiedene Entwaldung (REDD: Reducing Emissions from Deforestation and Degradation). Falls diese in das EU-ETS einbezogen werden sollten, was derzeit eher unwahrscheinlich scheint, könnte in Abhängigkeit von der maximal zulässigen Quote wegen der sehr großen Anzahl kostengünstiger REDD-Zertifikate ein erheblicher Druck auf die Zertifikatspreise erzeugt werden.

Für die Staaten Westeuropas, also auch Deutschland, wurde für Anlagen der Stromerzeugung die vollständige Versteigerung der Emissionsrechte beschlossen. Dies bedeutet eine deutliche Verschlechterung für die Betreiber von fossilen Kraftwerken. Diese Regelung wurde allerdings durch eine Ausnahmeregelung ergänzt: Über die Einnahmen aus der Versteigerung der Zertifikate können die Mitgliedstaaten im Zeitraum 2013–2016 bis zu 15 % der gesamten Investitionskosten für den Bau CCS-bereiter Kraftwerke mit hohem Wirkungsgrad übernehmen. Der Investitionszuschuss für CCS-bereite Kraftwerke ist als Anreiz für den Neubau von effizienten Kohlekraftwerken zu verstehen, da der Nachweis der CCS-Nachrüstbarkeit ohnehin zu erbringen ist (vgl. S. 74). Zusätzlich sollen bis 2015 bis zu 300 Millionen Zertifikate zur Verfügung gestellt werden, um den Bau und Betrieb von bis zu 12 kommerziellen Demonstrationsprojekten zu fördern, die auf eine Abscheidung und Deponierung von Kohlendioxid abzielen oder auf innovativen Technologien für erneuerbare Energien beruhen.

5 Quantifizierung wichtiger Einflussgrößen

In diesem Kapitel werden wichtige Einflussgrößen auf Kraftwerksinvestitionen diskutiert und quantifiziert. Zunächst wird der Kraftwerksbestand der vier großen deutschen Stromversorger vorgestellt. Anschließend werden Einflussgrößen für den Bau neuer Kraftwerken diskutiert und Kraftwerksparametern Verteilungen zugewiesen. Darauf folgend wird die Modellierung von Brennstoff- und CO₂-Preisen diskutiert. Ein eigener Abschnitt widmet sich Kohlendioxidabscheidung und -deponierung (CCS), darüber hinaus wird der Ausbau der erneuerbaren Energien sowie der zur Diskussion gestellte Atomausstieg diskutiert. Die Auswahl der Wahrscheinlichkeitsverteilungen stützt sich auf Literaturrecherchen und Expertenaussagen. Die Verteilungen sollen im darauf folgenden Kapitel in ein Einflussdiagramm implementiert werden.

5.1 Bestandskraftwerke

Der Status quo wird mit Hilfe eines Datensatzes der thermischen Großkraftwerke der wichtigen Stromversorger RWE, E.ON, Vattenfall und EnBW in Deutschland abgebildet. Der Datensatz wurde von Analysten der WestLB bereitgestellt (vgl. S. 178ff) und entspricht dem Stand von Januar 2008 (das E.ON-

Portfolio wurde im Juli 2008 aktualisiert). Aufgrund fehlender Angaben wurde ein kleines Gaskraftwerk (Erfurt) nicht übernommen und auch das Atomkraftwerk Mülheim-Kärlich, welches keine Betriebsgenehmigung hat, wird nicht weiter betrachtet. Die 113 verbleibenden Kraftwerke besitzen eine Brutto-Kapazität von 73 GW bzw. eine Netto-Kapazität von 69 GW. An diesen Kraftwerken halten die vier großen Stromversorger Anteile von insgesamt 64 GW (Netto-Kapazität). Davon entfallen auf die Betreiber 9,6 GW (EnBW), 22,7 GW (E.ON), 22,2 GW (RWE) und 9,5 GW (Vattenfall) (vgl. Abb. 14).

Die Technologiegewichtung der Kraftwerksportfolien unterscheidet sich teilweise deutlich. Vattenfall besitzt neben dem klar dominierenden Braunkohleanteil noch Beteiligungen an drei Atomkraftwerken (Brunsbüttel, Krümmel und Brokdorf) und nur etwa 10 % entfallen auf Gas- und Steinkohlekraftwerke. Während Braunkohlekraftwerke auch bei RWE einen großen Anteil stellen, spielen sie bei E.ON und EnBW nur eine untergeordnete Rolle. Dies ist eine Folge der alten Gebietsmonopole und dem früher beschränkten Zugang zu den Braunkohlelagern in NRW (RWE) und in Ostdeutschland (Vattenfall). E.ON und EnBW gleichen dies durch höhere Anteile in Atomkraft und Steinkohlekraftwerke aus. Hinzu kommt bei E.ON, EnBW und RWE ein Gasanteil von jeweils etwa einem Sechstel der Kapazitäten.

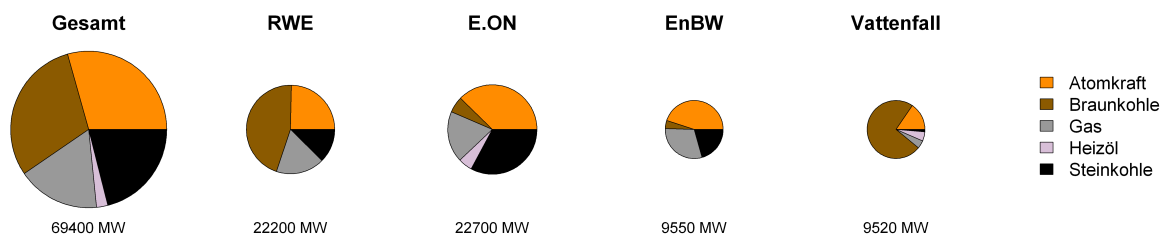


Abbildung 14: Kraftwerksportfolien der „großen Vier“ (nach Nettokapazität) differenziert nach Brennstofftypen. Daten: WestLB Research.

Neben den Kapazitäten sind zu jedem Kraftwerk weitere Merkmale gegeben (Tab. 2). Diese erlauben, die kraftwerksspezifischen Besonderheiten bei der Berechnung der Kapitalwerte (S. 85ff) und der Modellierung der Einsatzreihenfolge der Kraftwerke zu berücksichtigen (S. 93). Die Ausprägungen der Variablen für die 113 Kraftwerke sind im Anhang ab S. 178 aufgelistet.

5.2 Kraftwerksneubauten

Im Rahmen der Modellierung werden auch Kraftwerksneubauten betrachtet. Während bei den Bestandskraftwerken individuelle Daten verwendet werden, wird bei neuen Kraftwerken nicht mehr nach Standorten differenziert, d.h. die Parameter sind für den jeweiligen Kraftwerkstyp an allen Standorten gleich. Als Ersatzkraftwerke werden zunächst moderne Braunkohle-, Steinkohle- und Gaskraftwerke (GuD-Kraftwerke) betrachtet (Tab. 3 und 4). In Abschnitt 5.4 werden zusätzlich CCS-Kraftwerke untersucht (S. 69). Zwei weitere wichtige Ersatzoptionen werden nicht modelliert: Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung, welche neben Strom auch die Abwärme nutzen und „Einsparkraftwerke“, also Energieeffizienzmaßnahmen, die anstelle von Kraftwerksinvestitionen durchgeführt werden (Hennicke und Seifried, 1996).

Bei der Höhe der Kostenparameter neuer Kraftwerke gibt es große Unsicherheiten. Dies illustrieren die Preisentwicklungen der letzten Jahre: So sind die Investitionskosten für Großkraftwerke in den letzten Jahren sehr stark angestiegen, wie eine Aufstellung im World Energy Outlook 2008 aufschlüsselt (IEA, 2008c, S. 155): Preisanstiege von etwa 270 % gab es seit 2003 bei Hauptkomponenten (Boiler, Generatoren und Turbinen), weitere Steigerungen gab es bei weiteren technischen Komponenten (+150 %) und Kabeln (+150 %) sowie bei Transformatoren (+60–90 %). Moderat gestiegen sind auch Ingenieurs- und Transportkosten sowie Kosten für Baumaterialien.

Variable	Einheit	Beschreibung
Standort		Der Standort des Kraftwerks.
Betreiber		Der Name des Unternehmens (E.ON, EnBW, RWE oder Vattenfall), das am Kraftwerk beteiligt ist.
Beteiligungsanteil	%	Der Beteiligungsanteil des Stromversorgers am Kraftwerk.
Brutto-Kapazität	MW	Die Brutto-Leistung des Kraftwerks, also einschließlich der Leistung, die für den Betrieb des Kraftwerks benötigt wird.
Netto-Kapazität	MW	Die Netto-Leistung des Kraftwerks. Sie ist maßgeblich für die Berechnung der abgesetzten Strommenge.
Auslastung	%	Die durchschnittliche Auslastung des Kraftwerks auf Basis des letzten verfügbaren Jahres.
Startjahr		Das Jahr der Inbetriebnahme des Kraftwerks (der Wert geht nicht in die Berechnungen ein).
Abschaltung		Das Jahr der Abschaltung nach Ablauf der vorgegebenen Laufzeit. In diesem Jahr wird letztmalig Strom produziert.
Kraftwerkstyp		Der Kraftwerkstyp. Differenziert wird nach Atomkraftwerken (AKW), Steinkohlekraftwerken (SKW), Braunkohlekraftwerken (BKW), Gaskraftwerken (Gas) und Gas-Kombikraftwerken (GuD, Gas- und Dampfkraftwerk). Zusätzlich gibt es noch zwei Mix-Kraftwerkstypen Kohle+Öl (Walheim) und Kohle+Gas+Öl (Altbach-Deizisau). Für das Kraftwerk Walheim wird ein Brennstoffeinsatz von 100 % Steinkohle angenommen, für das Kraftwerk Altbach-Deizisau 80 % Steinkohle und 20 % Gas. Beide Kraftwerke werden ansonsten als Steinkohlekraftwerke ausgewiesen. Gas- und GuD-Kraftwerke werden in der Regel als Gaskraftwerke ausgewiesen.
Stromproduktion	Mio. MWh	Die Stromproduktion des Kraftwerks im letzten verfügbaren Jahr.
Wirkungsgrad	%	Der Wirkungsgrad des Kraftwerks bei der Umwandlung des Brennstoffs in Strom.
Emissionsrate	g CO ₂ /kWh _{el}	Die Menge an emittiertem CO ₂ pro erzeugter kWh Strom.
Fixkosten	€	Die jährlich anfallenden Fixkosten für den Betrieb des Kraftwerks (ohne Schuldendienst), also Kosten für Instandhaltung, Personal, Versicherung und Betriebssteuern.
Variable Kosten	€/MWh _{el}	Die im Betrieb anfallenden Kosten der Stromproduktion, aber ohne Brennstoff- und CO ₂ -Kosten. Sie umfassen Kosten z.B. für Schmiermittel, An- und Abfahrkosten etc..
Abschreibung	€	Die jährliche Abschreibung für das Kraftwerks (Abschreibungsdauer 30 Jahre).
Stilllegungskosten	€	Die bei der Stilllegung des Kraftwerks anfallenden Kosten, die annahmegemäß im letzten Betriebsjahr anfallen.

Tabelle 2: Verwendete Variablen des Kraftwerksdatensatzes (Bestandskraftwerke).

Variable	Einheit	Beschreibung
Investitionsaufwand	€/kW	Das zur Errichtung des Kraftwerks benötigte Kapital inklusive Bauzinsen (Capex). Es hängt von der Größe (Netto-Kapazität) des Kraftwerks ab. Die Investitionskosten fallen annahmegemäß im Jahr vor der Inbetriebnahme an.
Laufzeit	Jahre	Die Laufzeit in Jahren, nach denen das Kraftwerk stillgelegt wird.
Fixkosten	€/kW	Die jährlich im Betrieb anfallenden Fixkosten (ohne Schuldendienst), abhängig von der Netto-Kapazität. Die Fixkosten setzen sich aus verschiedenen Einzelkomponenten zusammen. Für ein neues GuD-Kraftwerk etwa setzt sich der Fixkostenblock von 27 €/kW zusammen aus 10 €/kW für Instandhaltung, 4,5 €/kW für Personal, 2,5 €/kW Versicherung und 11 €/kW für Betriebssteuern. In der geläufigeren Einheit €/MWh entspricht dies bei 5000 jährlichen Betriebsstunden einem Wert von 5,4 €/MWh.
Variable Kosten	€/MWh _{el}	Die im Betrieb anfallenden variablen Kosten <i>ohne</i> Brennstoff- und CO ₂ -Kosten. Sie entstehen im Gegensatz zu den Fixkosten proportional zur verkauften Stromproduktion in MWh.
Stilllegungskosten	€/kW	Die annahmegemäß im letzten Betriebsjahr anfallenden Stilllegungskosten in Abhängigkeit von der Netto-Kapazität des Kraftwerks.
Wirkungsgrad	%	Der Wirkungsgrad, d.h. der Anteil der im Kraftwerk in Strom umgewandelten Energie im Verhältnis zur im Brennstoff enthaltenen thermischen Energie. Gegeben sind Wirkungsgrade für ein im Jahr 2008, 2020 bzw. 2075 in Betrieb gehendes Kraftwerk. Für die Jahre dazwischen wird linear interpoliert.

Tabelle 3: Variablen für neue Kraftwerke.

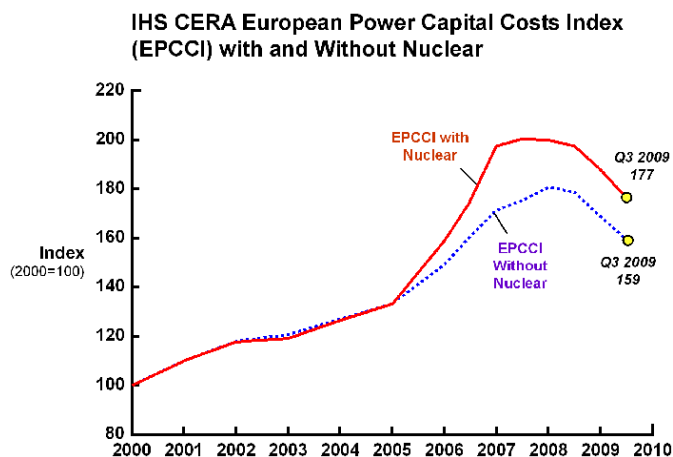


Abbildung 15: Europäischer Baukostenindex für Kraftwerke (EPCCI). Quelle: IHS Cambridge Energy Research Associates.

Abb. 15 zeigt den *IHS CERA Power Capital Costs Index* für Europa, ein Baukostenindex für Kohle-, Gas-, Wind- und Atomkraftwerke bezogen auf das Referenzjahr 2000. Seit der Finanz- und Wirtschaftskrise sind die Investitionskosten für Kraftwerke zum ersten Mal seit zehn Jahren wieder etwas zurückgegangen. Es ist fraglich, ob dieser leichte Preisrückgang nur vorübergehend oder dauerhaft ist. Die IEA ging Ende 2008 noch davon aus, dass die Investitionskosten für etablierte Technologien bis 2030 in der gleichen Größenordnung bleiben würden, was als konservative Annahme aufgrund der großen Unsicherheiten gerechtfertigt wurde. Die Kostenangaben der WestLB (Tab. 4, Stand Ende 2008) unterstellen ebenfalls keinen zeitlichen Trend. IEA (2008a) geht jedoch davon aus, dass der Hauptteil der Kostensteigerungen auf Knappheit an den Märkten zurückgeht und es keine fundamentalen Ursachen für dauerhaft hohe Preise gibt. Auch Kraftwerksbetreiber haben große Schwierigkeiten, Investitionskosten abzuschätzen: Die Abweichungen bei den Investitionskosten seien nicht planbar. RWE-Power-Chef Lambertz beklagte „eine Art 'nachgelagerte Budgetaufstockung' durch ein bislang nicht übliches Claimmanagement“ (Energie & Management, 2009).

In dieser Untersuchung wird die große Unsicherheit durch Preisverteilungen abgebildet. In der Literatur wurden hierfür ad hoc-definierte Verteilungen verwendet: In Roques et al. (2006) wird für Kraftwerkparameter eine Normalverteilung unterstellt. Spinney und Watkins (1996) diskutieren verschiedene Varianten für Wahrscheinlichkeitsverteilungen von Kapitalkosten und Betriebskosten von Gas- und Kohlekraftwerken. In einer Variante werden die Größen durch Normalverteilungen abgebildet. In einer zweiten Variante werden die erfahrungsgemäß häufig unterschätzten Kapitalkosten durch Beta-Verteilungen dargestellt. Dies ermöglicht, die Schiefe der Zufallsvariablen zu erfassen. Die Betriebskosten werden durch Lognormalverteilungen abgebildet, um die seinerzeit in den vergangenen Jahren beobachtete Tendenz der Überschätzung abzubilden. Die Verteilungen des Barwerts der untersuchten drei Erzeugungsstrategien (Kohle-, Gas- und gemischte Strategie) unterscheiden sich infolge der verschiedenen Verteilungsvarianten statistisch signifikant voneinander (Signifikanzniveau 5 %). Die unreflektierte Auswahl eines Verteilungstyps wäre demnach problematisch. Da zu Betriebskosten aber hauptsächlich die hier separat betrachteten Brennstoff- und CO₂-Kosten gehören, muss diese Beobachtung nicht automatisch für die hier betrachteten Kraftwerkparameter gelten.

Hier werden für die Kraftwerkparameter erweiterte Dreiecksverteilungen unterstellt (vgl. S. 13ff). Diese werden aus Expertenaussagen der WestLB Research gebildet. Mit der Dreiecksverteilung wird sowohl eine Schiefe in der Verteilung modellierbar, als auch durch die „erweiterten Enden“ einer zu engen Anpassung vorgebeugt. Die Kostenangaben in Tab. 4 umfassen daher neben einem Schätzwert, der als Modus der Dreiecksverteilung verwendet wird, einen oberen und unteren Wert. Die Ober- und Untergrenzen sollen 90 % der Wahrscheinlichkeitsmasse umfassen. Entsprechend der großen Unsicherheit über die Investitionskosten finden sich bei den Steinkohlekraftwerken, wo die größten Spannbreiten angegeben sind, Abweichungen von 50 % nach oben sowie nach unten. Die erweiterte Dreiecksverteilung wird neben den Investitionskosten auch für Fix- und variable Kosten verwendet.

5.3 Brennstoff- und CO₂-Preise

Zu den besonders relevanten Einflussvariablen zählen die Brennstoff- und CO₂-Preise. Die Brennstoffpreise gehören wegen ihres hohen Anteils an den Betriebskosten der Kraftwerke zu den entscheidenden Treibern. Der große Einfluss der CO₂-Preise ist durch die vom Emissionshandel bezweckte Lenkungswirkung begründet. Emissionsberechtigungen sind zwar Wertpapiere und keine Rohstoffe. Die langfristigen Preisentwicklungen von Emissionsberechtigungen und Brennstoffen lassen sich aber dennoch mit ähnlichen Methoden analysieren. Da Emissionsberechtigungen rein elektronisch gehandelt werden, spielen Transport- und Lagerkosten keine Rolle und dementsprechend sollten etwa die kurzfristigen Volatilitäten geringer sein. Dafür sind die bisherigen Preisdaten aufgrund von Strukturbrüchen und der kurzen Handelsdauer nur beschränkt aussagekräftig und aus dem politischen Charakter folgen eigene Probleme.

Typ	Laufzeit (Jahre)	Wirkungsgrad			Investitionskosten		
		2008 (%)	2020 (%)	2075 (%)	Unterer Wert (€/kW)	Schätzwert (€/kW)	Oberer Wert (€/kW)
Steinkohlekraftwerk	45	45	50	55	800	1200	1600
Braunkohlekraftwerk	50	44	50	55	1000	1200	1400
Gas-Kombikraftwerk (GuD)	40	60	64	70	400	550	700

	variable Kosten (€/MWh _{el})	Fixkosten (€/kW)	Stilllegungskosten (€/kW)
Steinkohlekraftwerk	2,2 ± 15 %	40 ± 15 %	50
Braunkohlekraftwerk	2,3 ± 15 %	65 ± 15 %	50
Gas-Kombikraftwerk (GuD)	1,7 ± 15 %	27 ± 15 %	25

Tabelle 4: Annahmen für neu errichtete Kraftwerke (Stand 2008). Watt-Angaben bezogen auf die Netto-Kapazität. Variable Kosten enthalten weder Brennstoff- noch CO₂-Kosten. Quelle: WestLB Research.

Die Unsicherheit wird dadurch verstärkt, dass Kraftwerke über mehrere Jahrzehnte hinweg operieren und entsprechend lange Zeithorizonte abgedeckt werden müssen.

Zunächst werden nun mögliche Ansätze zur Einschätzung der Preisentwicklungen skizziert und eine Literaturrecherche zu langfristigen Preisverteilungen aus anderen Studien der Kraftwerksbewertung präsentiert. Zur Einschätzung der Preisentwicklungen kommen drei verschiedene Ansätze in Frage, welche sich einzeln verfolgen oder auch miteinander kombinieren lassen.

5.3.1 Ansätze zur Einschätzung zukünftiger Preisentwicklungen

Ein mit extrem viel Aufwand verbundener Ansatz setzt auf Gleichgewichtspreise aus der Modellierung von zukünftigen Angebots- und Nachfragekurven. Er setzt darauf, die fundamentalen Abläufe der Preisbildung mit *Strukturmodellen* möglichst realitätsgerecht nachzubilden. Dazu müssen verfügbare Fördermöglichkeiten mitsamt ihren Kosten vorliegen und in einer Angebotsfunktion ausgedrückt werden, ebenso die Mengen und Gebote der Nachfrageseite bestimmt werden. Aus den entsprechenden Kurven ergibt sich ein markträumender Preis. Wird das Modell zeitlich dynamisiert, ergibt sich daraus eine Preisprojektion.

Die Preisbildung an den Rohstoffmärkten ist jedoch extrem komplex: „Neben den heimischen und internationalem Angebots- und Nachfragebedingungen muss ein vollständiges Modell auch die Marktregulierung, den technischen Fortschritt und geopolitische Betrachtungen berücksichtigen. Diese nicht-markt-bezogenen Aspekte stellen die größten Herausforderungen für den Vorhersager dar, denn sie sind weitgehend unvorhersagbar“ (Bernard et al., 2004). Entsprechend sind selbst die komplexesten Modelle nur begrenzt verlässlich.

Eine der einflussreichsten regelmäßigen Untersuchungen mit langfristigem Zeithorizont ist der zweijährliche World Energy Outlook (WEO) der Internationalen Energie Agentur IEA. Die letztjährigen World Energy Outlooks IEA zeigen, wie sich die langfristigen Preisprojektionen aufgrund der vielen Unsicherheiten von Bericht zu Bericht stark unterscheiden. Der WEO 2008 stellt für sein Referenzszenario fest: „Das Referenzszenario ist keine Vorhersage: es ist eine Bestandsaufnahme, wie sich die Energiemärkte weltweit entwickeln, wenn die zugrunde liegenden Trends in Energienachfrage und -angebot sich nicht ändern“ (IEA, 2008c). Der World Energy Outlook 2009 warnt bei weltweit steigender Nachfrage vor ausbleibenden Investitionen und damit langfristig steigenden Energiepreisen (IEA, 2009). Die Projektionen zeigen also zukünftige Entwicklungen auf, haben aber gleichzeitig das Ziel, Anpassungsmaßnahmen hervorzurufen. Neben dem World Energy Outlook existieren weitere Untersuchungen zu kurz- und langfristigen Energieszenarien wie z.B. der Europäischen Union, der US-amerikanischen Energieagentur EIA oder der OPEC.

Erheblich weniger Aufwand als Strukturmodelle benötigen *finanzmathematische Modelle*, die hauptsächlich datengestützt arbeiten. Preisschwankungen in der Vergangenheit dienen dabei zur Modellierung künftiger Schwankungen. Nach dem neoklassischen Verständnis der Preisbildung in vollkommenen Märkten streben Preise von Rohstoffen deren langfristigen Fördergrenzkosten zuzüglich einer Knappheitsrente entgegen (Solow, 1974). Dieses Konzept eines Gleichgewichtspreises drückt sich durch eine „Rückkehr zum Mittelwert“ (mean reversion) aus, wobei der Mittelwert einem Preistrend entsprechend der sogenannten Hotelling-Regel der Ressourcenökonomie entspricht (Pindyck, 1999; Hotelling, 1931). Durch ständige externe Schocks weichen die tatsächlichen Preise vom hypothetischen Gleichgewichtspreis ab. Die dadurch hervorgerufenen typischen Schwankungen werden durch stochastische Prozesse ausgedrückt, welche sich anhand historischer Daten (und Priori-Informationen im Bayes-Ansatz) parametrisieren lassen. Aus der Finanzmathematik gibt es eine große Anzahl Ansätze zur Modellierung etwa von Aktienkursen oder Zinsbewegungen. Durch Eigenheiten wie Saisonalitäten und Erschöpfbarkeit erfordern Energiepreiszeitreihen jedoch eigene Modelle, siehe etwa Eydeland und Wolyniec (2003) oder Pilipovic (2007). Die statistisch angepassten Prozesse werden jedoch in der Regel für kurz- bis mittelfristige Analysen benutzt. An hochfrequente Daten angepasste Modelle eignen sich jedoch nicht für Langfristaussagen, da zu diesem Zweck Trends über sehr lange Zeiträume fortgeschrieben werden müssten.

Die Wahl von Verteilungen und Parametern lässt sich schwer begründen. Preistrends und Schwankungen lassen sich rückblickend aus Daten schätzen und als Zeitreihenmodell darstellen. Die Preistrends können mit Experteneinschätzungen über zukünftige Entwicklungen kombiniert werden. Eine weitere Alternative zur Bestimmung von Preistrends sind Terminmärkte. Der Zeithorizont von Energie-Futures ist jedoch begrenzt und liegt an der EEX bei sechs Jahren. Für eine Lebenszyklusanalyse von Kraftwerken ist diese Spanne also viel zu kurz. Zudem spiegeln Zukunftsmärkte die Erwartungen der Marktteilnehmer wider und weichen durch Herdenverhalten, Blasenbildung und von Bullen- und Bärenmärkten von den fundamental begründeten Gleichgewichtspreisen ab. Was für Erwartungswerte gilt, gilt ebenso für Varianzen und andere Parameter der Verteilungen.

Die finanzmathematischen Modelle besitzen gegenüber den nicht notwendigerweise stochastischen Strukturmodellen den Vorteil, dass sie direkt für probabilistische Risikoanalysen übernommen werden können. Ohne den Bezug auf fundamentale Ursachen laufen sie aber immer Gefahr, dass ein zukünftiger Strukturbruch nicht abgebildet wird. Werden die wichtigsten Einflussfaktoren als Regressoren eingebaut, so lassen sich finanzmathematische Modelle zu stochastischen Strukturmodellen entwickeln. Werden die Unsicherheiten in Strukturmodellen durch Wahrscheinlichkeiten ausgedrückt, liefern diese ähnliche Preisverteilungen wie finanzmathematische Modelle. Beide Ansätze lassen sich somit verbinden.

Reine Expertenbefragungen sind eine weitere Möglichkeit zur Einschätzung zukünftiger Preisentwicklungen. Anhand der in Abschnitt 2.2 andiskutierten Methoden sollten Experten mehr oder weniger gut in der Lage sein, ihr Erfahrungswissen in Wahrscheinlichkeitsaussagen über zukünftige Preisentwicklungen zu übersetzen. Der große Vorteil der Expertenbefragung liegt im verhältnismäßig geringen Aufwand bei gleichzeitiger impliziter Verarbeitung einer Vielzahl von Informationen. Da der Abruf von Expertenwissen sowohl bei der statistischen Modellierung (speziell im Bayes-Ansatz) als auch bei Strukturmodellen bei der Formulierung von Gesetzmäßigkeiten eine Rolle spielt, ist dieser Ansatz in den vorhergehenden mehr oder weniger bereits enthalten. Er kommt aber auch als alleinstehender Ansatz in Frage.

Ein Experte sollte grundsätzlich mit den auf S. 11ff beschriebenen Techniken in der Lage sein, Wahrscheinlichkeitsaussagen für Preise zu bestimmten Zeitpunkten abzugeben. Daraus folgt allerdings noch nicht der benötigte Zufallsprozess für den gesamten Zeitraum: Selbst wenn der Experte für jeden einzelnen Zeitpunkt $1, \dots, t$ eine Wahrscheinlichkeitsangabe abgibt, ist die Wahrscheinlichkeitsverteilung des Preispfads noch nicht definiert – benötigt wird die *gemeinsame* $p(x_1, \dots, x_t)$ Wahrscheinlichkeitsverteilung an *allen* Zeitpunkte und nicht univariate Verteilungen $p(x_1), \dots, p(x_t)$. Die dabei involvierten Abhängigkeiten sind schwer per Expertenbefragung zu bestimmen. Preiszeitreihen unterliegen etwa

häufig mehrjährig andauernden Trends (z.B. konjunkturell bedingt). Hohe bzw. niedrige Preise treten dann in Folge auf. Die direkte Expertenbefragung nach einer multivariaten Verteilung ist jedoch impraktikabel. Auch wenn alternativ die bedingten Wahrscheinlichkeitsverteilungen $p(x_1), p(x_2|x_1), \dots, p(x_t|x_1, \dots, x_{t-1})$ ihrerseits die gemeinsame Preisverteilung eindeutig bestimmen, ist die für die bedingten Verteilungen benötigte Befragung ebenfalls impraktikabel. Ein Ausweg besteht darin, die zeitliche Auflösung zu verringern und mit Durchschnittspreisen über den gesamten Zeitraum oder für Zeitintervalle zu arbeiten. In letzterem Fall stellt sich wieder die Frage nach der Modellierung der zeitlichen Abhängigkeiten zwischen den Intervallen. Außerdem werden Schwankungen oder Trends mit möglicherweise relevanten Auswirkungen unterdrückt. Daher ist auch dieser Ansatz problematisch.

Elicitation-Methoden können an die bereits erwähnten stochastische Prozesse gekoppelt werden. Der Experte müsste zunächst einen geeigneten Prozess auswählen und dann Wahrscheinlichkeitsaussagen über die Parameter (oder zumindest konkrete Parameterwerte) abgeben. Dazu müssen die Parameter interpretierbar sein oder sich indirekt anhand von Aussagen über abgeleitete beobachtbare Größen, etwa Preisquantile, begründen lassen. Dabei können auch zeitabhängige Parameter verwendet werden. Verfahren wie (Benjamin et al., 2003) räumen hierbei hohe Freiheitsgrade ein, dann allerdings ausschließlich datengetrieben. Die Parameterbestimmung für stochastische Prozesse im Rahmen einer Expertenbefragung ist weitgehend unerforscht. Selbst wenn der befragte Experte kooperativ ist, sind Preisverteilungen mit den von ihm möglicherweise gewünschten Eigenschaften also schwierig zu gewinnen.

Eine zusätzliche Erschwernis tritt dadurch ein, dass nicht nur für sämtliche Zeitpunkte die gemeinsame Verteilung benötigt wird, sondern zusätzlich die Korrelation mit anderen Einflussgrößen (z.B. andere Brennstoffe) benötigt wird. Für Brennstoffe sind solche Korrelationen eine wesentliche Eigenschaft („Energiepreise folgen dem Ölpreis“).

Allen Verfahren ist noch ein weiteres Problem gemein: Indem sie Reaktionen der Marktteilnehmer hervorrufen, machen Prognosen sich selbst zunichte. Aus diesem Grund verhindert die Selbstreflexivität der Märkte, dass es jemals eine verlässliche Methode zur Prognose von Marktpreisen geben wird.

Die Schwankungen an den Rohstoffmärkten haben in den letzten Jahren stark zugenommen. Großverbraucher wie Kraftwerksbetreiber schließen zwar langfristige Lieferverträge ab und sind damit von den starken Schwankungen im Spothandel nicht direkt betroffen. Solange die Kurse in kurzen Abständen extreme Schwankungen durchlaufen, fehlt den Vertragspartnern aber ein stabiler Preis als Referenzgröße. Der Handel an den Warenterminbörsen hat sich in den letzten Jahren enorm vervielfacht. Die Anzahl an Rohstoff-Optionen und Rohstoff-Future-Kontrakten hat sich von 10 Millionen im Jahr 2000 auf fast 70 Millionen Ende 2009 erhöht. Der Nennwert von ausstehenden OTC-Derivaten auf Rohstoffe ist von 2–3 % des globalen BIP Anfang des letzten Jahrzehnts zwischenzeitlich auf 20 % im Jahr 2008 gestiegen (UNCTAD, 2011). Dieses Volumen lässt sich nicht allein durch Absicherungsgeschäfte erklären.

Konstantin (2009) schreibt: „Für die Preisbildung sind Spekulationen, oft getrieben von Meldungen und Gerüchten über geopolitische Krisen in den Förderländern, von wachsender Bedeutung.“ Nach Kesicki (2009) „definiert die amerikanische Kommission zur Überwachung von Warentermingeschäften (CFTC) einen Spekulanten als jemanden, der eine Ware nicht produziert oder verbraucht, sondern sein eigenes Kapital bei Termingeschäften mit dieser Ware einsetzt, in der Hoffnung, einen Gewinn durch Preisänderungen zu erlangen“. Dadurch werden Rohstoffpreise allerdings immer stärker von Erwartungen über Erwartungen getrieben. Auch der Einsatz technischer Handelssysteme wächst, denen keine Fundamentaldaten mehr zugrunde liegen, sondern die ausschließlich Preismuster der Vergangenheit ausnutzen.

Rohstoffkontrakte werden seit einigen Jahren zunehmend als Vermögensanlage zur Diversifizierung von Wertpapierportfolien genutzt. Entscheidet sich ein Index- oder Pensionsfonds, sein Wertpapierportfolio umzuschichten, kann es zu hohen Kaufs- oder Verkaufsanweisungen für Rohstoffe oder Rohstoffindizes mit entsprechenden Preiswirkungen kommen. Die Rohstoffmärkte werden durch die hohen Volumina und große Zahl von Akteuren selbst für Experten kaum noch überschaubar. So stieg der Ölpreis bis zum

Juli 2008 auf etwa 150 \$ pro Barrel, ging bis zum Februar 2009 auf knapp über 30 \$/Barrel zurück und erholte sich danach langsam wieder (70 \$/Barrel im Juni 2009), also eine Preisblase, wie der Chef der US-Terminbörsenaufsicht Gary Gensler konstatierte (FTD, 2009b). „Da sind Leute aktiv, die haben von der realen Ölwelt keine Ahnung“, wird ein „erfahrener Treibstoffeinkäufer der Lufthansa“ in der FTD zitiert (FTD, 2009a). „Spekulant hätten den Markt zweckentfremdet, unkalkulierbar gemacht“. Als Folge des Ölpreisschocks lagen so etwa in der Provinz Alberta 19 Großprojekte zur Ölförderung mit einem Gesamtwert von 55 Mrd. € auf Eis: „Der Markt lässt sich kurz- und mittelfristig nicht mehr ansatzweise voraussagen“, so ein Ölsandpionier (FTD, 2009a). Entsprechend müssen auch die Erwartungen an die in dieser Studie unterstellten Brennstoffpreisentwicklungen relativiert werden.

5.3.2 Literaturrecherche zu Preisverteilungen

Nach den methodischen Vorbemerkungen soll in einer Literaturrecherche auf vorhandene Vorschläge zur Modellierung von Brennstoff- und CO₂-Preisverteilungen eingegangen werden. In der akademischen Kraftwerksinvestitionsrechnung werden probabilistische Verfahren inzwischen verstärkt eingesetzt, insbesondere bei der Bewertung mit Realloptionen (vgl. Dixit und Pindyck, 1994). Die nachfolgende Auswahl beschränkt sich auf langfristige Preisentwicklungen. Das Augenmerk gilt den Prozesstypen, der Quantifizierung der Parameter und der Berücksichtigung von Korrelationen.

Baker et al. (1998) diskutiert elementare Prozesse zur Modellierung von Rohstoffpreisen. Angefangen mit dem für Rohstoffe weniger geeigneten reinen Zufallsprozess („random walk“) werden Prozesse mit Rückkehrigkeit diskutiert und auf Ölpreiszeitreihen angewendet.

Pindyck (1999) argumentiert anhand von 127-jährigen Öl- und Kohlepreis-Zeitreihen und einer 75-jährigen Gaspreis-Zeitreihe, dass Rohstoffpreise statistisch die Tendenz der Rückkehr zum Mittelwert aufweisen, obgleich diese beim unterstellten Prozess (multivariater Ornstein-Uhlenbeck-Prozess) gering sei. Aufgrund der nur schwachen Rückkehrtendenz würden Pindyck zufolge auch einfachere Prozesse ohne Rückkehr zum Mittelwert, etwa die geometrische Brown'sche Bewegung (GBM), vermutlich zu identischen Investitionsentscheidungen führen.

Abadie und Chamorro (2009) modelliert Gaspreise über eine inhomogene geometrische Brown'sche Bewegung mit Rückkehr zum Mittelwert, deren Parameter anhand von Marktdaten (NYMEX Futures) bestimmt werden.

Blyth et al. (2007) orientiert sich bei der Modellierung von Gas- und Kohlepreisen an Pindyck (1999), nennt dazu aber keine Details. Laut der Quelle würden für die meisten Berechnungen kurzfristige Volatilitäten vernachlässigt und dann geometrische Brown'sche Bewegungen verwendet. Die jährliche Standardabweichung von Kohle wird mit 1,8 % deutlich geringer gewählt als bei Gas (7,75 %). CO₂-Preise und Brennstoffpreise sind teilweise korreliert, speziell sind CO₂- und Gaspreise hoch korreliert. Details werden auch hierzu nicht genannt.

Roques et al. (2006) modelliert CO₂-Preise über eine CO₂-Steuer, die durch eine Normalverteilung und einen jährlichen normalverteilten Preistrend dargestellt wird. Die anfängliche Steuer hat einen Erwartungswert von 40 £/t CO₂ und eine Standardabweichung von 10 £/t CO₂. Der Preistrend hat einen Erwartungswert von 1 % und eine Standardabweichung von 0,5 %. Brennstoffpreise für Kohle-, Gas- und Atomkraftwerke werden mit ähnlichen Prozessen modelliert.

Auch Vithayasrichareon et al. (2009) verwendet unkorrelierte normalverteilte Zufallsvariablen, um Unsicherheit über zukünftige Brennstoff- und CO₂-Preise darzustellen. Erwartungswerte und Standardabweichungen wurden aus historischen Daten geschätzt. Die Standardabweichung für Kohle ist mit 10 % deutlich geringer als für Gas mit 30 %. Für Gas wird eine untere Preisgrenze von 2 \$/GJ unterstellt und

die Verteilung entsprechend gestutzt. Für CO₂ wird ein normalverteilter Preis mit Erwartungswert 20 \$/t und Standardabweichung von 10 \$/t unterstellt.

Roques (2008) verwendet normalverteilte Preise für Uran, Gas, Kohle sowie CO₂. Die Brennstoffpreise steigen jährlich um 0,5 %. Gas-, Kohle und CO₂-Preise sind mit 0,5 mit dem Strompreis korreliert. Die Korrelationen werden zusätzlich in Sensitivitätsanalysen variiert.

Insley (2003) nutzt für Preise von US-amerikanischen SO₂-Emissionsberechtigungen eine geometrische Brown'sche Bewegung mit Drift. Der Volatilitätsparameter wird mit 30 % und alternativ unter Verweis auf jüngere Daten mit 50 % festgelegt.

Krukanont und Tezuka (2007) modellieren verschiedene unsichere Einflussgrößen, u.a. den Steuersatz einer CO₂-Steuer mit Dreipunktverteilungen.

Patiño-Echeverri et al. (2007) modellieren US-Preise für verschiedene Schadstoffe in existierenden (NO_x und SO₂) und potenziellen (Quecksilber und CO₂) US-Emissionshandelssystemen mit Hilfe einer geometrischen Brown'schen Bewegung mit Drift und Sprüngen. Die Anzahl (Null bis Zwei), der Zeitpunkt und die Höhe der Sprünge sind für jeden Schadstoff fest vorgegeben. Die Sprungparameter sowie die Driften und Volatilitäten der GBM wurden für Quecksilber, NO_x und SO₂ anhand Vorhersagen des Annual Energy Outlooks vorgegeben. Der CO₂-Preis wird zunächst auf Null gesetzt. In vier Szenarien (kein Sprung, Sprung auf 10 \$ in 2010, Sprung auf 40 \$ in 2020, Sprung auf 20 \$ in 2025) wird die mögliche Einführung eines hypothetischen US-Emissionshandelssystems für CO₂ berücksichtigt. Nach dem Sprung folgt der CO₂-Preis einer geometrischen Brown'schen Bewegung, deren Parameter an Volatilitäten im EU-EHS angepasst wurden. Die Preise der verschiedenen Schadstoffe sind unkorreliert. Kohlepreise werden real konstant angesetzt.

Abadie und Chamorro (2008) modelliert CO₂-Preise über eine geometrische Brown'sche Bewegung mit Drift. Die Parameter der Verteilung werden aus täglichen Kursen (Mai 2006 bis Mai 2007) von EUA-Futures der NAP 2-Periode bestimmt.

Blyth et al. (2007) modelliert den CO₂-Preis ebenfalls über eine geometrische Brown'sche Bewegung, allerdings ohne Drift. Der Volatilitätsparameter (Standardabweichung) wird so gewählt, dass er der Spannweite der Gaspreis-Unsicherheit entspricht und entspricht einer Standardabweichung von ±30 % innerhalb von 15 Jahren. Der Einfluss von Klimapolitik wird durch einen Sprung modelliert. Der Sprung findet wahlweise nach fünf oder nach zehn Jahren statt und die Höhe des Sprungs ist gleichverteilt zwischen -100 % und +100 %. Der Erwartungswert des Prozesses ist konstant und wird in der eher methodisch motivierten Studie so gewählt, dass er die jeweils untersuchte Technik rentabel macht.

Patiño-Echeverri et al. (2009) modelliert die US-Preisentwicklung für CO₂-Emissionen bis 2050 mit Hilfe von acht Szenarien. Beginnend mit einem CO₂-Preis von 0 \$/t springt der Preis im Jahr 2010 auf 0, 10, 20 oder 30 \$/t, im Jahr 2020 auf 0, 10, 20, 30 oder 40 \$/t, wobei nur bestimmte Sprungkombinationen möglich sind und ein Sprung zu niedrigeren Preisen unmöglich ist. Im Jahr 2010 ist der Sprung in jedes der acht Szenarien gleich wahrscheinlich. Abhängig vom 2010 realisierten Preis bleiben für die Restlaufzeit nur zwei der acht Szenarien übrig und 2020 wird mit Wahrscheinlichkeit von 50 % zwischen den beiden verbliebenen Szenarien entschieden. Die Sprünge stehen für regulatorische Unsicherheit, kurzfristige Schwankungen werden bewusst nicht betrachtet. Die Preisentwicklung von Gas- und Kohle sowie von Emissionsberechtigungen für NO_x und SO₂ wird durch deterministische Preispfade vorgegeben, welche mit Hilfe aktueller Preise und Prognosen erstellt wurden.

Tuthill (2008) modelliert CO₂-Preise durch eine geometrische Brown'sche Bewegung und alternativ durch eine Kombination von GBM und Poisson-Sprung-Prozess. Letzterer erlaubt die sprunghafte Änderung des CO₂-Preises, sobald der Regulierer die Kappungsgrenze des Emissionshandelssystems verändert. Die Sprungwahrscheinlichkeit und -höhe (±20 %) werden nicht begründet. Mit der geäußerten Präferenz für den kombinierten Prozess wird der Argumentation von Hassett und Metcalf (1999) gefolgt,

dass Prozesse mit Rückkehr zum Mittelwert besser geeignet seien als ohne (in diesem Fall handelt es sich um Steuern): Hohe Steuern werden in der Zukunft wahrscheinlicher reduziert und niedrige Steuern wahrscheinlicher erhöht. Zusätzlich sei der kombinierte Prozess im Gegensatz zur Brown'schen Bewegung stationär.

Fuss et al. (2009) modelliert den CO₂-Preis über einen Zeitraum von 150 Jahren (!) mit Hilfe einer geometrischen Brown'schen Bewegung und alternativ mit einem Sprungprozess. Dessen Sprünge erfolgen im Abstand von zehn Jahren. In den sprunglosen Jahren folgen die Preise einem deterministischen steigendem Trend. Mit dem Sprung kehrt der Preispfad an die Position einer latenten geometrischen Brown'schen Bewegung zurück. Die alternativen Darstellungen dienen zur Untersuchung des Einflusses der Frequenz von Preisänderungen durch Klimapolitik auf Kraftwerksinvestitionen.

Feretic und Tomsic (2005) betrachtet verschiedene unsichere Variablen in einem Vergleich von Stromerzeugungskosten für Kohle-, Gas- und Atomkraftwerke. Die Unsicherheit wird durch Gleich-, Dreipunkt- und Fünfpunkt-Verteilungen abgebildet. Brennstoffkosten werden durch eine Fünfpunkt-Verteilung und eine Gleichverteilung für durchschnittliche jährliche Preissteigerungen simuliert.

In Weber (2005b) wird Erdöl als Leitenergieträger durch einen stochastischen Preisprozess mit Rückkehr zum Mittelwert modelliert. Dieser Prozess folgt „einem durchschnittlichen, erwarteten Preisanstieg entsprechend der Hotelling-Regel der Ressourcenökonomie“ (Weber, 2005a). Die übrigen Primärenergieträger, mit Ausnahme von Kohle, folgen dem Ölpreis über ihr Verhältnis zum Ölpreis und über Ölpreisänderungen. Dieses Modell ist aber eher für kurzfristige Preisbewegungen geeignet (Weber, 2005a). Daher schlägt Weber einen angepassten Prozess vor, der sich im Trend um Preisszenarien der Enquete-Kommission des Bundestags zur „Nachhaltigen Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung“ bewegt. Der mit dem Ölpreis kointegrierte Gaspreis steigt durchschnittlich um 1,5 % pro Jahr an, wobei das Gaspreismaximum innerhalb weniger Jahre extrem in die Höhe schnell. Kohle folgt stattdessen einem stationären Prozess mit Rückkehr zum Mittelwert und einem moderatem Preisanstieg (10 % zwischen 2005 und 2030).

CO₂-Preise werden bei Weber (2005a) als geometrische Brown'sche Bewegung modelliert, die im Jahr 2010 so modifiziert wird, „dass die relative Preisunsicherheit konstant bleibt“. Der Preistrend folgt einer Verzinsung von 7 % pro Jahr, weil angenommen wird „dass die Unternehmen für ihre CO₂-Vermögenswerte die gleiche Verzinsung fordern wie für Kraftwerke“. Wegen einer hohen Unsicherheit liegen die CO₂-Preise 2015 zwischen 0 und 100 €/t CO₂, 2030 zwischen 0 und 200 €/t CO₂ und im weiteren Trend stark steigend.

Konstantin (2009) schlägt vor, bei Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen den Basisfall mit den Durchschnittspreisen des letzten Jahres zu rechnen. In Sensitivitäts- bzw. Risikobetrachtungen sollen erheblich höhere und niedrigere Rohölpreise angenommen und die Preise der anderen Primärenergien mit deren Verhältnis zum Rohöl im letzten Jahrzehnt angesetzt werden. Braunkohle wird hiervon ausgenommen: Real konstante Preisen seien in Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen das wahrscheinlichste Szenario.

Draper (1995) greift auf Ölpreise zurück, die aus einer Aggregation der Ergebnisse aus zehn ökonometrischen Modellen für zwölf makroökonomischen Szenarien erzeugt werden. Die ökonometrischen Modelle werden gleichgewichtet, die makroökonomischen Szenarien mit individuell zugewiesenen Wahrscheinlichkeiten gewichtet. Die Vorhersageunsicherheit gegeben ökonometrischem Modell und makroökonomischem Szenario wird zusätzlich durch eine Normalverteilung ausgedrückt. Die aus der Aggregation gewonnene Ölpreisverteilung enthält dadurch verschiedene Quellen von Unsicherheit.

Auswertung der Literaturrecherche Das Spektrum der verwendeten Preisverteilungen reicht damit von Standardverteilungen für zeitlich konstante Preise bis hin zu komplizierten multivariaten Prozessen mit Korrelationen und informationsbasierten Trends. Die Vielzahl an Vorschlägen zeigt, dass bei

weitem kein Konsens darüber herrscht, wie die unsicheren Preisentwicklungen darzustellen sind. Die häufig verwendete geometrische Brown'sche Bewegung wurde vermutlich eher aus Bequemlichkeit als aus Überzeugung gewählt. Ihr fehlen erwünschte Eigenschaften, etwa die von Gleichgewichtsökonomien geforderte Rückkehr zum Mittelwert. Viele der Studien waren methodisch motiviert und erheben keinen Anspruch auf eine gute Darstellung zukünftiger Preisentwicklungen. Fast alle Autoren (mit Ausnahme von Weber und Swider (2004) und Draper (1995)) verwenden relativ einfache stochastische Prozesse.

In vielen Untersuchungen wurde nur ein Brennstoff oder nur der CO₂-Preis probabilistisch modelliert. Selbst wenn das Preisverhalten eines Brennstoffs gut durch eine Verteilung erfasst wird, besteht noch die Gefahr, dass die Korrelation zwischen den Brennstoffpreisen (vgl. S. 59) nicht adäquat erfasst wird. Die daraus resultierenden Preisspannen zwischen den Brennstoffen sind aber von großer Relevanz. Zugleich sind sie aber auch sehr sensitiv gegenüber Annahmen über die unterstellten Preisprozesse.

Es gibt folglich keine wirklich befriedigende Lösung, welche Preisverteilung gewählt werden sollte und wie ihre Parameter zu bestimmen sind. Dieses Dilemma ist fast schon zwangsläufig: Aus dem Verständnis von subjektiver Wahrscheinlichkeit folgt bereits, dass eine unstrittige (objektive) Verteilung unmöglich zu finden ist. Bestenfalls lässt sich, etwa mit Delphi-Methoden, ein gemeinschaftlicher Konsens finden. Aber auch dies ist nicht immer möglich.

5.3.3 Brennstoffpreise

In dieser Studie werden Brennstoffpreise für Braunkohle, Steinkohle, Kernbrennstoff, Gas und Öl benötigt. Es gibt einige Besonderheiten bei diesen Brennstoffen, auf die nun eingegangen wird. Bei Kohle wird zwischen Koks-kohle für Hochöfen und Kessel- oder Kraftwerkskohle zur Stromerzeugung unterschieden. Braunkohle stellt einen Sonderfall dar: Wegen des relativ geringen Energiegehalts ist ihr Transport unwirtschaftlich. Sie wird daher direkt in den Kraftwerken am Rande der Fördergebiete (NRW und Ostdeutschland) verstromt, deswegen gibt es keine Marktpreise für Kraftwerksbraunkohle.

Steinkohle wird zum Teil noch in Deutschland gefördert, meist jedoch importiert. Etwa die Hälfte der Kosten für Importkohle entsteht dabei durch den Transport. Gas und Öl werden in Deutschland nur in geringen Mengen gefördert und müssen zum Großteil importiert werden. Heizöl ist nur für die wenigen ölbefeuerten Kraftwerke von direkter Relevanz. Wegen der Leitfunktion des Erdöls als dominierender fossiler Primärenergieträger ist der Ölpreis aber indirekt eine wichtige Einflussgröße für Kraftwerkbetreiber. Preise für Steinkohle, Erdgas und Uran folgen dem Ölpreis bislang mit einer gewissen Verzögerung. Bei Gas zeigen sich aufgrund begrenzter Speicherkapazitäten und jahreszeitbedingt schwankender Nachfrage zusätzlich noch starke saisonale Schwankungen.

Die Brennstoffkosten für Atomkraftwerke bestimmen sich aus den Bezugskosten für Uranoxid („yellow cake“), den Kosten für die Konversion zu Uranhexafluorid, den Kosten für die Anreicherung und für die Fabrikation zu Brennelementen. Der Preis war in den 1980ern und Anfang der 1990er stark von einem Überangebot an Uran aus nuklearer Abrüstung beeinflusst. In den letzten Jahren folgten die Preise dem allgemeinen Trend der Primärenergiepreise (Konstantin, 2009).

Kraftwerkbetreiber beziehen ihre Brennstoffe nicht täglich an den Spotmärkten, sondern schließen über einen beträchtlichen Teil des Bedarfs langfristige Lieferverträge ab. Sie sind im Einkauf auch nur begrenzt flexibel, da die Kraftwerke für den jeweiligen Kohletyp optimiert werden (u.a. wegen des Schwefel- und Asche-Gehalts, siehe Weber, 2005b). Zusätzlich werden Brennstoffeinkäufe durch Rohstoff-Futures, -Swaps und -Optionen abgesichert. Die Bedeutung des Spothandels unterscheidet sich zwischen den Primärenergieträgern deutlich: So ist er für Erdöl von großer Bedeutung, während Erdgas noch überwiegend über langfristige Lieferverträge gehandelt wird. Solche Verträge enthalten jedoch Klauseln mit Preisbindung an die Spotmarktpreise. Die Beschaffungsstrategie bestimmt, wie stark Preisschwankungen geglättet werden. Die Preispolitik und der Inhalt der Verträge sind Betriebsgeheimnis der Kraftwerkbetreiber.

Wegen der Preisklauseln und des Interesses der Vertragspartner an der Vermeidung von Arbitragemöglichkeiten sollten sich die Verträge theoretisch aber an den Weltmarktpreisen ausrichten.

Abb. 16 zeigt die Preisentwicklung für Importrohöl, Erdgas, Importsteinkohle und schweres Heizöl. Importsteinkohle ist der günstigste der vier Energieträger, die Preisschwankungen bei Öl und Erdgas sind außerdem ausgeprägter als bei Importsteinkohle. Die Abbildung verdeutlicht die hohe Korrelation der Energiepreise mit deutlichen Preissteigerungen zu Anfang der 1980er und der vergangenen Jahre. Nach 2008 sind die Preise im Lauf der Wirtschaftskrise drastisch zurückgegangen, haben sich inzwischen allerdings wieder deutlich erhöht.

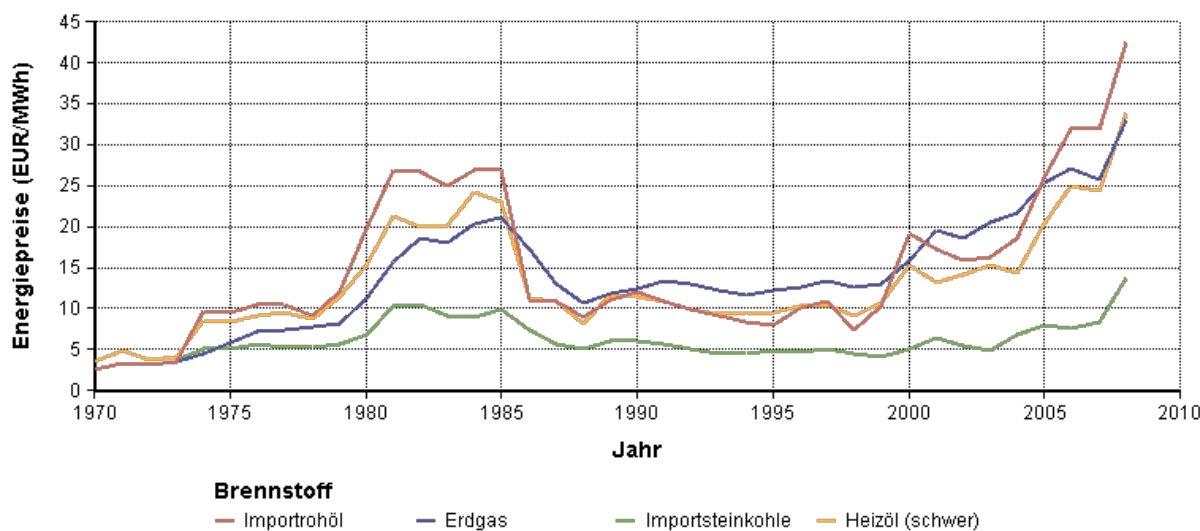


Abbildung 16: Preise für Primärenergieträger im Zeitraum 1970–2008. Importrohöl: Preis frei deutsche Grenze. Heizölpreis ab Raffinerie beim Einsatz in Stromerzeugungsanlagen inkl. Mineralölsteuer und Bevorratungsabgabe. Importsteinkohle: Preis frei deutsche Grenze, Kraftwerkskohle. Erdgas: Preise für Kraftwerke, Berechnungsgrundlage sind Durchschnittserlöse aus der Abgabe an Letztabnehmer einschl. Erdgassteuer (ab August 2006 steuerfrei), Wert für 2008 geschätzt. Daten: Statistik der Kohlenwirtschaft e.V..

Bei der Preisbildung ist neben den Förderkosten der Wechselkurs Euro-Dollar zu beachten sowie Transportkosten (z.B. Seefrachtfrachten), die Höhe von Steuern (wie Mineralölsteuer bzw. Ökosteuern) und Subventionen (wie das Steinkohlefinanzierungsgesetz, siehe Konstantin, 2009).

Für diese Untersuchung liegen die mit einem Analysten der WestLB abgestimmte Preisszenarien für Braun- und Steinkohle, Gas und Heizöl bis zum Jahr 2020 vor. Die Preise sind „ab Kraftwerk“, d.h. inklusive Transport- und anderen Vorkosten. Die Unsicherheit wird durch drei Szenarien abgebildet: ein Niedrig-, ein Basis- und ein Hochpreisszenario. Für die Zeit nach 2020 liegt keine aktive Prognose des Analysten vor. In Anlehnung an den World Energy Outlook 2008, der mit relativ stärker steigenden Öl- und Gaspreisen gegenüber Kohlepreisen rechnet, wurde in Rücksprache mit der WestLB ein langfristiger Trend der folgenden Form unterstellt:

- Im Niedrigpreisszenario behalten die Preise das Niveau von 2020, Gas- und Heizöl steigen dann bis 2040 leicht um insgesamt 5 % an.
- Im Basispreisszenario bleibt der Braunkohlepreis auf dem Niveau von 2020, Kohlepreise steigen leicht (um insgesamt 5 %) bis 2020 an, Öl- und Gaspreise steigen bis 2040 um insgesamt 10 % an.

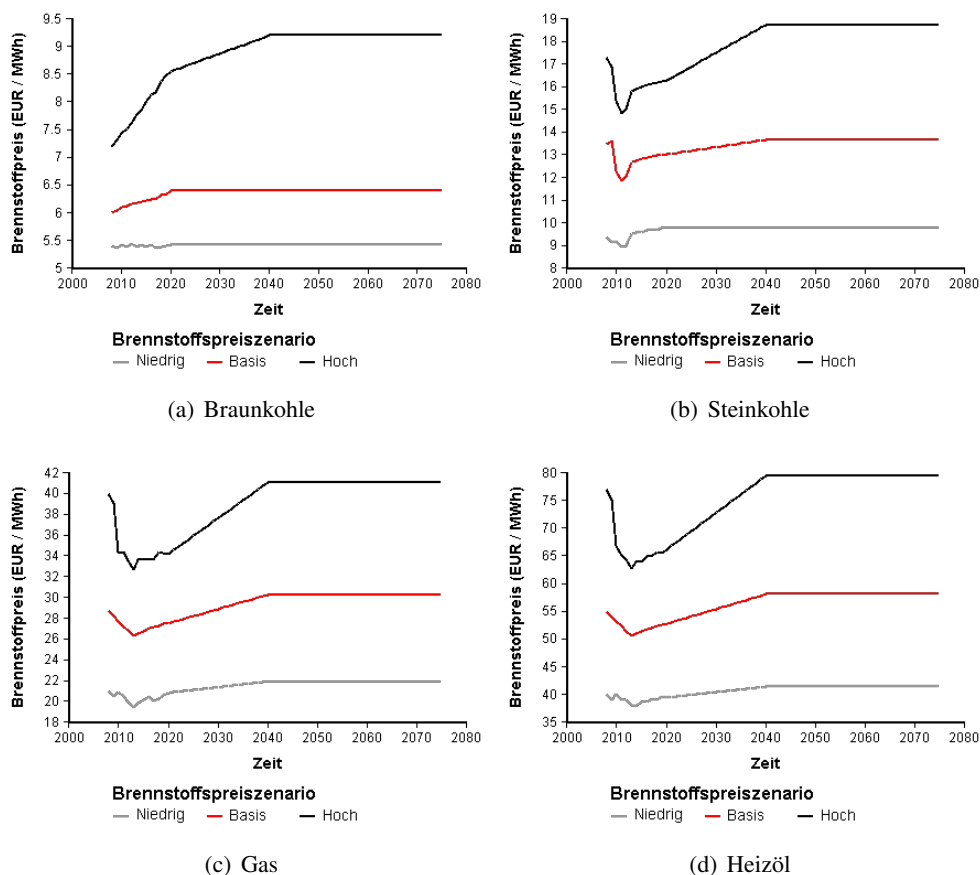


Abbildung 17: Brennstoffpreise unter verschiedenen Preisszenarien (inklusive Transportkosten). Daten: WestLB Research.

- Im Hochpreisszenario steigen Öl- und Gaspreise bis 2040 insgesamt um 20 %, Steinkohlepreise um 15 % und Braunkohlepreise um 8 %.

Für Kernbrennstoff (Brennstäbe) lag nur eine Preisangabe von 3,8 €/MWh_{el} vor. In den Szenarien werden -20 % (Niedrig) bzw. +30 % (Hoch) angesetzt und zeitliche Konstanz unterstellt. Die starke Korrelation der Brennstoffpreise wird bei den Szenarien dadurch berücksichtigt, dass die Preisniveaus (Niedrig, Basis, Hoch) immer für alle Brennstoffarten gelten.

Der in allen Szenarien langfristig zunehmende Gas-Kohle-Spread geht zu Lasten der Betreiber von Gaskraftwerken. Generell kommt der Preisspanne zwischen den Brennstoffen eine große Bedeutung zu: Steigen alle Brennstoffpreise simultan, sind alle Kraftwerksbetreiber ähnlich stark betroffen und die Mehrkosten würden weitgehend auf den Strompreis überwältzt werden. Wegen der tendenziell unelastischen Stromnachfrage wäre der Nettoeffekt gering. Steigt der Preis aber nur für einen Brennstoff, so sinken die Gewinnspannen für die jeweils zugehörigen Kraftwerke. Die anderen Kraftwerke können ihren Absatz oder ihre Einnahmen dagegen steigern. Daher ist das relative Verhältnis der Brennstoffpreise (oder die absolute Preisdifferenz) für die Rentabilität von Kraftwerken mindestens so aussagekräftig wie die absoluten Brennstoffpreise.

Neben den Szenarien wird auch eine probabilistische Preisvariante definiert. Angesichts der vielen Schwierigkeiten bei der Auswahl von Preisverteilungen erscheint ein pragmatisches Vorgehen im Sinne von Konstantin (2009) ratsam. Es wird mit zeitlich konstanten Brennstoffpreisen gearbeitet, die aus den Szenarien abgeleitet werden. Die Preisverteilung bestimmt sich in mehreren Schritten:

1. Der Erwartungswert der Verteilung ist der Durchschnittspreis des Basisszenarios der Jahre 2008–2025 (Basiswert).
2. Die Differenz zwischen dem Durchschnittspreis des Hochpreisszenarios der Jahre 2008–2025 und dem Basiswert gibt den oberen Preismultiplikator an.
3. Die Differenz zwischen Basiswert und dem Durchschnittspreis des Niedrigpreisszenarios der Jahre 2008–2025 gibt den unteren Preismultiplikator an.
4. Um relative Abweichungen vom Basiswert zu bestimmen, wird eine erweiterte Dreiecksverteilung mit dem Wertetripel -100 %, 0 und 100 % und einer innerhalb dieser Grenzen überdeckten Wahrscheinlichkeit von 80 % gewählt. Diese Verteilung gilt für alle Energieträger außer Braunkohle.
5. Eine zweite identische erweiterte Dreiecksverteilung wird für die Braunkohlepreise erstellt. Die relativen Abweichungen der Braunkohlepreise sind damit stochastisch unabhängig von den Abweichungen der anderen Energieträger.
6. Ist die relative Abweichung positiv, errechnet sich für jeden Brennstoff der Preis aus dem Basiswert plus dem oberen Preismultiplikator multipliziert mit der relativen Abweichung.
7. Ist die relative Abweichung negativ, errechnet sich für jeden Brennstoff der Preis aus dem Basiswert minus dem unteren Preismultiplikator multipliziert mit der relativen Abweichung.

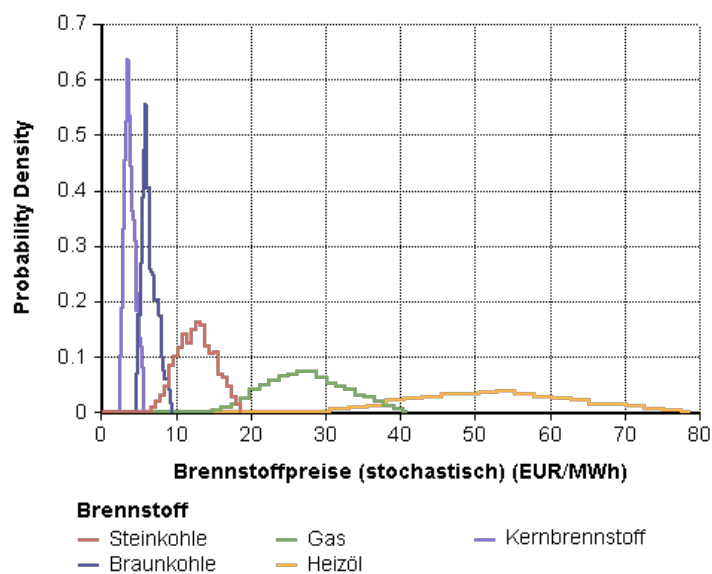


Abbildung 18: Preisverteilungen für Brennstoffe (in €/MWh_th).

Daraus resultieren die in Abb. 18 dargestellten Verteilungen. Die Preise für Steinkohle, Gas, Heizöl und Kernbrennstoff sind vollständig korreliert. Die Preise für Braunkohle sind dagegen unkorreliert zu den anderen Brennstoffpreisen. Durch das Vorgehen soll vermieden werden, dass die Preisdifferenzen zwischen den Brennstoffen aus dem Ruder laufen, etwa indem Steinkohlepreise über Gaspreisen liegen können. Es wird aber auch deswegen gewählt, um Softwareprobleme mit korrelierten Zufallsvariablen bei großen Stichproben zu vermeiden.

5.3.4 CO₂-Preise

Neben den Brennstoffpreisen werden auch für CO₂-Preise Szenarien bzw. Verteilungen benötigt. Als CO₂-Preis wird in dieser Studie der Preis für den Erwerb von Emissionsrechten bezeichnet. Dies sind

in der Regel EUAs, die Emissionsberechtigungen im EU-EHS für eine Tonne CO₂. Neben EUAs können die Betreiber zu gewissen Anteilen auch CERs aus CDM-Maßnahmen erwerben. Der Zugang zu CERs ist allerdings gedeckelt: In der Handelsperiode 2008 bis 2012 können emissionshandelspflichtige Anlagen in Deutschland ihre Abgabepflicht mit bis zu 22 % ihrer Zuteilungsmenge durch Zertifikate aus CDM und JI-Projekten erfüllen. Da EUAs und CERs nicht beliebig substituierbar sind, können sich Preisunterschiede ergeben, etwa indem zuerst kostengünstige CERs erworben werden und anschließend die Restmenge mit EUAs beglichen wird. Der CO₂-Preis ist daher ein gewichtetes Mittel aus den Preisen für EUAs und CERs.

Die Preisentwicklung für Emissionsrechte ist in hohem Maß unsicher. Zum einen taugen Preise der Vergangenheit nur bedingt als Referenzwerte. Historische Preise liegen erst seit der Einführung des Emissionshandels im Jahr 2005 vor. Die Preise der ersten Handelsperiode 2005–2007 sind zudem von geringer Aussagekraft, da die Emissionsrechte nicht in die Folgeperiode übertragen werden durften und der Markt wegen der Überallokation kollabierte. Des Weiteren ist der Preis für Emissionsberechtigungen ein sehr politischer Preis. Die Menge an verfügbaren Berechtigungen und die am Emissionshandel beteiligten Sektoren sind nur für die laufende Handelsperiode bekannt. Für die Phase von 2013 bis 2020 sind wesentliche Entscheidungen zwar schon gefallen, dennoch bleiben Restunsicherheiten aufgrund möglicher Anpassungen an Ergebnisse der internationalen Klimapolitik. Für den Zeitraum nach 2020 ist die Unsicherheit über die Menge an verfügbaren Emissionsrechten und den Zugang zu Zertifikaten aus dem internationalen Emissionshandel noch um vieles größer.

Neben der Angebotsseite ist auch die Entwicklung auf der Nachfrageseite in hohem Maß unsicher. Hier sind zum einen wiederum politische Faktoren wie die Anzahl der zum Emissionshandel verpflichteten Sektoren oder die Einbeziehung weiterer Treibhausgase von hoher Relevanz. Aber auch Wirtschaftswachstum, Energienachfrage und die verschiedenen Eigenschaften der am Emissionshandel beteiligten Technologien tragen zu einer hohen Unsicherheit bei. Abseits von Fundamentaldaten besitzen die CO₂-Märkte eine Eigendynamik. So waren die Umsätze 2009 an den europäischen CO₂-Börsen zu einem guten Teil auf Karussellgeschäfte zum Zweck des Mehrwertsteuerbetrugs zurückzuführen (Leuschner, 2009a). Die Finanz- und Wirtschaftskrise schafften weitere extreme Unsicherheit. Auf den folgenden Seiten wird grob auf die Preisbildung im Emissionshandel eingegangen. Zunächst werden Börsenkurse für EUAs betrachtet und dann politische Einflussgrößen sowie technologiespezifische Vermeidungskosten diskutiert.

Kurzfristige Preisentwicklung Die Kraftwerksbetreiber erhalten derzeit noch eine kostenlose Ausstattung mit Emissionszertifikaten, die einen Teil der tatsächlich anfallenden Emissionen abdecken (vgl. S. 44). Die restlichen Emissionsberechtigungen können an verschiedenen Handelsplätzen (ECX, Nord Pool, EEX, EUREX, BlueNext, EXAA, Climex) an der Börse oder über Makler (OTC) gehandelt werden.

Historische Preiszeitreihen liegen für EUAs erst seit 2005 vor. Sie eignen sich nur sehr begrenzt als Grundlage zur Vorhersage zukünftiger Preistrends. In der ersten Handelsperiode 2005–2007 wurden mehr Emissionsrechte ausgegeben, als benötigt wurden. Die überschüssigen EUAs konnten nicht in die Folgeperiode übernommen werden. Die Überallokation an Emissionsrechten war zu Beginn der Handelsperiode noch nicht ersichtlich. Als die deutschlandweite und später dann europaweite Überallokation bekannt wurde, wurden die EUAs praktisch wertlos. Im Frühjahr 2007 setzte dadurch ein Preisverfall auf wenige Cent ein.

Dieses Phänomen wird sich in der NAP 2-Phase nicht wiederholen. Zum einen wurde in dieser Handelsperiode die Zuteilung reduziert, zum anderen können EUAs aus der NAP 2 nun auch in die Folgeperiode übernommen werden („banking“). Die Preise aus der laufenden Handelsperiode sind daher auch für die nächsten Handelsperioden aussagekräftig. Dies gilt zum einen für die Spotpreise, zum anderen auch für Futurepreise und die hier nicht betrachteten Optionspreise. Der Carbix (Carbon Index) gibt den täglich

um 10:30 Uhr am Spotmarkt der EEX bestimmten Referenzpreis für Emissionsberechtigungen an. Die Preisentwicklung für EUAs aus der ersten und zweiten Handelsperiode wird in Abb. 19 dargestellt.

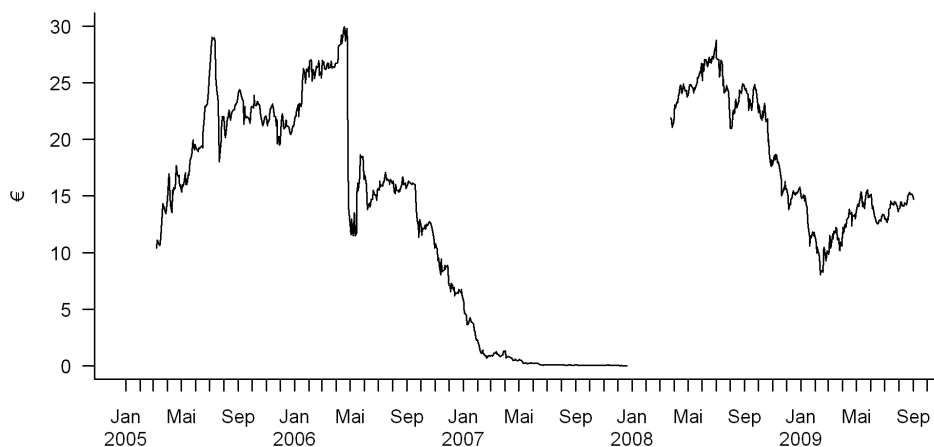


Abbildung 19: Der Kurs des Carbix (Carbon Index, Referenzpreis für EUAs an der EEX) in den Handelsperioden 2005–2007 und 2008–2012. Quelle: EEX, September 2009.

Der Carbix notierte im September 2009 bei etwa 15 €. Zuvor waren in der zweiten Handelsperiode starke Preisschwankungen zu beobachten gewesen. Der Höchststand lag bei 28,75 € im Juli 2008, der Tiefststand bei 8,02 € im Februar 2009. Analoge Preisschwankungen finden sich auch in den Future-Zeitreihen für EUAs der zweiten Handelsperiode wieder (Abb. 20).

Mittel- und langfristige Preisentwicklung Für den Zeitraum nach 2012 liegt mangels Futures keine direkte Markteinschätzung für Preise von Emissionsberechtigungen vor. Da Emissionsrechte übertragbar sein werden, ist ein abrupter Preissprung allerdings nicht zu erwarten. Aussagen über mittel- bis langfristige Preistrends sind sehr spekulativ, insbesondere wegen des politischen Charakters des Zertifikatspreises und der Finanzkrise. Obwohl bereits wichtige Beschlüsse über die Ausgestaltung des Emissionshandel ab 2013 getroffen wurden, gibt es noch zahlreiche politische Unsicherheitsfaktoren. Nach Angabe von Christoph Bals (Germanwatch) zählen dazu: der Verlauf der Finanz- und Wirtschaftskrise, die Einbeziehung weiterer Sektoren in das EU-EHS, eine mögliche Reform des CDM, die mögliche Einbeziehung von REDD-Zertifikaten aus vermiedener Entwaldung in das EU-EHS, die beabsichtigte Einführung eines Emissionshandelssystems in den USA, die Entwicklung der Stromnachfrage sowie die deutsche Atompolitik. Jeder dieser Faktoren könnte die Entwicklung des CO₂-Preises maßgeblich beeinflussen. Der Preiseffekt durch das Zusammenspiel aller dieser Faktoren lässt sich daher kaum quantifizieren. Qualitativ wird die Preiswirkung der einzelnen Faktoren nach Garz et al. (2009) wie folgt beschrieben:

- Aufgrund der *Finanz- und Wirtschaftskrise* sind die Emissionen im EU-Emissionshandelssektor seit dem dritten Quartal 2008 stark gesunken. Deutsche Bank Research erwartete zu Beginn des Jahres 2009 ein Absinken der Emissionen im EU-ETS-Sektor um etwa 10 % unter den Stand des Jahres 2007 (Lewis und Curien, 2009). Der Verlauf der Wirtschaftskrise hat jedoch keine Auswirkungen auf den unflexibel fixierten Minderungspfad des EU-EHS. Entsprechend ist mit der gesunkenen Nachfrage ein Absinken des Preises für Emissionsberechtigungen verbunden. Da Emissionserlaubnisse gebankt und nach 2013 genutzt werden können, könnten bei einer sich länger hinziehenden Wirtschaftskrise erhebliche Mengen an alten Emissionserlaubnissen in der dritten Verpflichtungsperiode zur Verfügung stehen, mit entsprechender Wirkung auf den Zertifikatspreis.

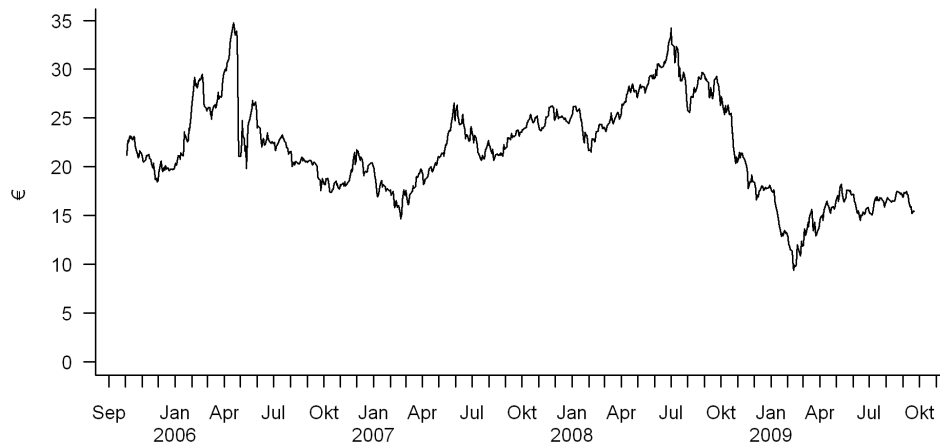


Abbildung 20: Abrechnungskurse für EEX-Future-Kontrakte für EUAs der zweiten Handelsperiode mit Lieferzeitpunkt Dezember 2012. Quelle: EEX, September 2009.

- Abhängig von der Entwicklung der *Stromnachfrage* ist mit einem Anstieg oder Rückgang der Nachfrage nach Emissionsberechtigungen zu rechnen. Neben dem Wirtschaftswachstum ist dabei die Entwicklung der Energieeffizienz eine entscheidende Größe.
- Durch den Einbezug des *internationalen Flug- und Schiffverkehrs* in den internationalen Emissionshandel könnte es zu einer erheblichen zusätzlichen Nachfrage nach Zertifikaten kommen. Dies könnte einerseits – wie von der EU gefordert – über die Verhandlungen im Rahmen des Kopenhagen-Abkommens passieren oder aber auch durch eine bilaterale Vereinbarung der EU mit den USA erfolgen. Eine solche Vereinbarung würde insgesamt 80 % aller internationalen Flüge umfassen. Die EU-Kommission hat zudem angekündigt – wie bereits beim internationalen Flugverkehr geschehen – auch den internationalen Schiffsverkehr in und aus der EU mit in das EU-EHS einzubeziehen, falls es diesbezüglich zu keiner internationalen Lösung kommt.
- Nach den jetzigen Beschlüssen können Zertifikate durch Senkenbildung im Rahmen des EU-ETS bis 2020 nicht genutzt werden. Wenn die *vermeidene Entwaldung* zertifiziert (REDD-Zertifikate) und in den internationalen Emissionshandel einbezogen würde, käme es jedoch zu einem immensen Angebot von kostengünstigen Zertifikaten. Die bis 2020 angestrebte Halbierung des Abholzungstempos des tropischen Regenwaldes entspricht in etwa einem 15-prozentigem Reduktionsziel des Emissionshandelssektors der Industrieländer, also einem großen Teil ihres Gesamtziels.
- Es gibt eine starke internationale Diskussion, den *CDM zu reformieren*. Verschiedene Reformvorschläge können die Höhe des Angebots deutlich erweitern und die Preise senken oder aber auch preisstärkernd wirken.
- Das *Verhalten der USA* wird die Ambition der zukünftigen internationalen Klimapolitik maßgeblich beeinflussen.
- Durch verlängerte Laufzeiten für die deutschen Atomkraftwerke durch eine *Abkehr vom Atomausstieg* würde der Anstieg der Nachfrage nach Emissionsberechtigungen durch fossil befeuerte Ersatzkraftwerke gebremst.

CO₂-Preise als Grenzvermeidungskosten In einem Emissionshandelssystem wird gemäß der Gleichgewichtsökonomie der Preis für Zertifikate nach den Vermeidungskosten der beteiligten Akteure bestimmt. Die Vermeidungskosten folgen aus der Kostendifferenz zwischen zwei Alternativen, beispielsweise ein Brennstoffwechsel von Kohle zu Gas. Der CO₂-Preis dient als Steuerungsinstrument, damit

zuerst die kostengünstigsten Maßnahmen ergriffen werden. Der Zertifikatspreis wird durch die Grenzvermeidungskosten der letzten benötigten Einheit gesetzt. Diese folgen aus der Vermeidungskostenkurve an der Stelle der durch die Kappungsgrenze des Emissionshandelssystems vorgegebenen kumulierten Vermeidung.

Zu Vermeidungskosten liegen verschiedene Studien vor, die zur Rechtfertigung eigener Preisszenarien herangezogen werden sollen. Dies ist zum einen der dritte Teil des vierten IPCC-Berichts (IPCC, 2007a), der sich mit Vermeidungsstrategien beschäftigt. Die Kostenschätzungen aus diesem Bericht können wegen der starken Preisänderungen im Energiebereich jedoch als überholt angesehen werden. Als Alternativen werden daher zwei neuere Studien der Internationalen Energie Agentur zitiert: Eine umfassende Untersuchung zum Vermeidungspotenzial verschiedener Technologien in IEA (2008b) und der World Energy Outlook von 2008 (IEA, 2008c). Darüber hinaus werden Studien von McKinsey und BMU betrachtet (McKinsey & Company, 2007; Jochem et al., 2008). Beide fokussieren allerdings nur auf den Zeitraum bis 2020 und bieten keine Bandbreiten für die Kostenschätzungen zur Einschätzung der Unsicherheiten.

Der vierte Sachstandsbericht des IPCC untersucht verschiedene Vermeidungsoptionen für die Stromversorger: Optimierung von Wirkungsgraden, Brennstoffwechsel, Ersatz fossiler Kraftwerke durch Atomkraftwerke, erneuerbare Energien und CCS-Kraftwerke (Barker et al., 2007). Zur Bewertung wurden die Minderungspotenziale der verschiedenen Technologien bestimmt, dann wurde ein zur Deckung der Energienachfrage bis 2030 benötigte Technologiemix bestimmt und Wechselwirkungen mit Endenergieverbrauchern in der Industrie und Gebäudesektor berücksichtigt. Die errechneten Kosten beziehen sich auf den Zeitraum bis 2030 und wurden für verschiedene Ländergruppen erstellt, von denen hier nur die Zahlen für die OECD-Staaten betrachtet werden. Die berechneten Kostenspannen für Vermeidungskosten sind in Tab. 5 dargestellt.

Maßnahme	Kosten (\$/t CO ₂ e)	
	Niedrig	Hoch
Brennstoffwechsel von Kohle zu Gas und effizientere Kraftwerke	0	12
Atomkraft anstelle fossiler Kraftwerke	-24	25
Wasserkraft anstelle fossiler Kraftwerke	-3	16
Windkraft anstelle fossiler Kraftwerke	-16	33
Bioenergie anstelle fossiler Kraftwerke	-16	63
Geothermie anstelle fossiler Kraftwerke	-16	33
Solarenergie (Photovoltaik und Solarthermie) anstelle fossiler Kraftwerke	61	294
Kohle mit CCS anstelle von Kohle	28	42
Gas mit CCS anstelle von Gas	52	79

Tabelle 5: Vermeidungskosten für verschiedene Vermeidungsoptionen in OECD-Staaten 2030. Quelle: Barker et al. (2007).

Über 2030 hinaus wird die (Weiter-) Entwicklung von emissionsfreien oder -armen Technologien eine zunehmend kritische Bedeutung für die Vermeidungskosten haben. Dazu müssen sowohl Lerneffekte als auch heute noch nicht verfügbare Maßnahmen berücksichtigt werden. Langfristig ist die Frage nach Vermeidungskosten daher in hohem Grad spekulativ. Im vierten IPCC-Report werden beispielsweise Kohlendioxidabscheidung, fortentwickelte Kernenergie oder Wasserstoff (-wirtschaft) als Optionen für signifikante Emissionssenkungen gegen Mitte des Jahrhunderts genannt (Barker et al., 2007). Kosten werden hierfür nicht beziffert.

Seitens der Internationalen Energie-Agentur wurden ebenfalls umfangreiche Untersuchungen zu Vermeidungskosten durchgeführt (IEA, 2008b), dies sogar über den Zeitraum bis 2050. Abb. 21 zeigt eine der berechneten Vermeidungskostenkurven für kumulierte Emissionsreduktionen bis 2050 gegenüber einem

Referenzszenario. Die Kostenbänder stellen den Unterschied zwischen einer optimistischen und einer pessimistischen Einschätzung der technischen Entwicklung dar. Anhand eines Basisszenarios wurden dabei die Emissionen berechnet, die mit den bis dato getroffenen Maßnahmen der Energie- und Klimapolitik zu erwarten sind. Weitergehende Klimaschutzmaßnahmen wurden über zwei unterschiedlich ambitionierte Szenarien abgebildet:

Im ACT-Szenario sollen die Emissionen bis 2050 auf das Maß von 2005 zurückgeführt werden, womit eine langfristige Stabilisierung von Treibhausgasen bei etwa 520 ppm (parts per million) erreicht würde. Es umfasst Maßnahmen mit Grenzvermeidungskosten von bis zu 50 \$/t CO₂, hauptsächlich Energieeffizienzmaßnahmen und Maßnahmen im Stromsektor. Das BLUE-Szenario umfasst Maßnahmen, mit

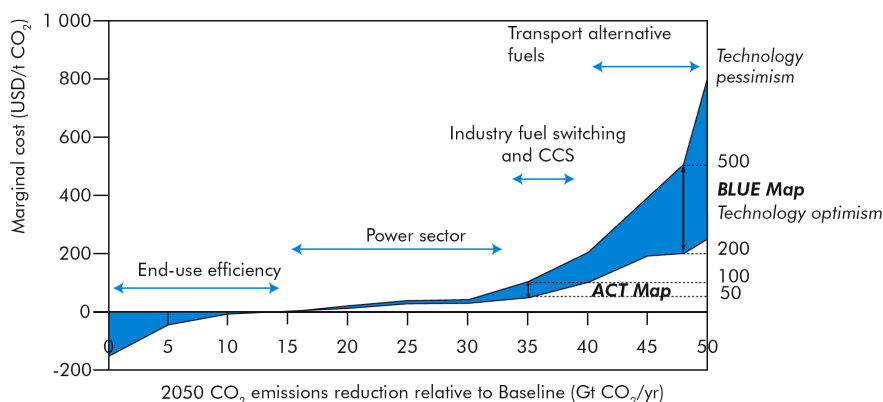


Abbildung 21: CO₂-Vermeidungskostenkurve im Jahr 2050 inklusive Unsicherheitsangabe. Quelle: IEA (2008b).

denen die Emissionen um 50 % gegenüber dem Stand von 2005 reduziert werden können. Dadurch würde eine Stabilisierung bei 450 ppm angestrebt, was in etwa einer globalen Temperaturerhöhung um 2 bis 3 °C gegenüber der vorindustriellen Zeit entspräche. Um das politisch angestrebte 2°-Ziel zu erreichen, müssten demnach auch teure Vermeidungsmaßnahmen wie Biomasse-Kraftwerke mit CCS mit Vermeidungskosten von etwa 200 \$/t umgesetzt werden. Diese zusätzlichen Maßnahmen im BLUE-Szenario sind mit mehreren hundert Dollar pro t CO₂ nicht nur deutlich teurer, auch die Unsicherheit über die noch zu entwickelnden Technologien ist höher und drückt sich in höheren Bandbreiten für die zu erwartenden Vermeidungskosten aus (vgl. Abb. 21). Der untere Wertebereich wird allerdings als deutlich wahrscheinlicher eingeschätzt.

In beiden Szenarien kommt CCS (Energiewirtschaft und Industrie) mit 14 % der vermiedenen Emissionen im ACT-Szenario und 19 % im BLUE-Szenario eine große Bedeutung zu. Ebenfalls hohe Bedeutung haben die erneuerbaren Energien, die bis 2050 im BLUE-Szenario für eine Verminderung der Emissionen um 21 % bei einem Beitrag von 46 % zur globalen Stromerzeugung sorgen. Den größten Beitrag leistet jedoch die erhöhte Energieeffizienz bei den Endverbrauchern, dadurch werden 36 % bzw. 44 % Reduktion gegenüber dem Referenzszenario erreicht. Sowohl für das ACT- als auch für das BLUE-Szenario wurden verschiedene Untervarianten durchgerechnet, auf die hier nicht weiter eingegangen wird.

Abb. 22 zeigt Vermeidungskosten allein für den Stromsektor. Die günstigsten Maßnahmen stellen auch hier Energieeffizienzmaßnahmen für den Endverbrauch dar, gefolgt durch den Ersatz von Kohlegrundlastkraftwerken. Teurer werden Emissionsreduktionen bei Gasgrundlastkraftwerken und bei Mittel- und Spitzenlastkraftwerken. Biomasse-Kraftwerke mit CCS erlauben netto negative Emissionen, verursachen jedoch die höchsten Kosten.

Der World Energy Outlook 2008 arbeitet mit Vermeidungskosten für CO₂-Preisprojektionen bis 2030, wiederum in zwei Szenarien. Das 450-Politik-Szenario unterstellt eine langfristige Stabilisierung der

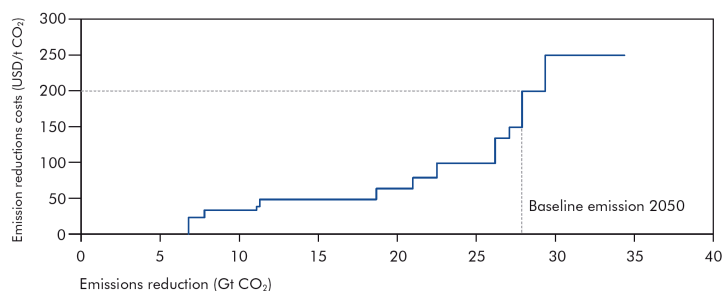


Abbildung 22: CO₂-Vermeidungskostenkurve des Elektrizitätssektors im Jahr 2050. Quelle: IEA (2008b)

Konzentration von Treibhausgasen bei 450 ppm CO₂-Äquivalenten, was mit der Erreichung des 2°C-Zieles assoziiert wird. Das 550-Politik-Szenario lässt eine höhere Konzentration von 550 ppm zu und soll einer durchschnittlichen globalen Temperaturerhöhung um 3°C entsprechen. In beiden Szenarien werden verschiedene Politikansätze zur Emissionsreduktion betrachtet: Neben internationalen Vereinbarungen für verschiedene Sektoren (z.B. europäische PKW-Richtlinie) und rein nationalen Maßnahmen spielen Emissionshandelssysteme eine wichtige Rolle. Die Anlagen der Stromwirtschaft wie auch der energieintensive Industrie sind sowohl im 450 ppm wie auch im 550 ppm-Szenario Teilnehmer eines internationalen Emissionshandelssystems, welches die sogenannten „OECD+“-Staaten umfasst, d.h. alle OECD-Staaten zuzüglich derjenigen EU-Staaten, die nicht Mitglied der OECD sind.

Im 550 ppm-Szenario errechnet sich ein Preis für CO₂-Berechtigungen von 40 \$/t (34 €/t) im Jahr 2020 und von 90 \$/t (77 €/t) im Jahr 2030. Im ambitionierten 450 ppm-Szenario wird im Jahr 2030 ein CO₂-Preis von 180 \$/t (153 €/t) erreicht (keine Angabe für 2020). Für die Umrechnung der \$-Werte in € wurden Kaufkraftparitäten verwendet⁸.

Die Wechselkursproblematik zeigt, dass die Übertragung der Zahlen von IPCC und IEA auf Deutschland schwierig sein kann. Daher sollen auch noch Zahlen speziell für Deutschland betrachtet werden. Dazu liegen zwei Studien vor: McKinsey & Company (2007) untersuchte Kosten zu mehr als 300 technischen Vermeidungsmaßnahmen. In Jochem et al. (2008) wurden Vermeidungskosten für die Klimaschutzmaßnahmen der letzten Bundesregierung (Meseberg-Beschlüsse) berechnet. Die ermittelten Vermeidungskosten liegen in beiden Untersuchungen etwa in der gleichen Größenordnung. McKinsey zufolge sind im Energiesektor die wichtigsten Maßnahmen zur mittelfristigen (bis 2020) Emissionsreduktion die Nachrüstung mit verbesserter Kraftwerkstechnik und die Veränderung des Strommixes durch den Ausbau erneuerbarer Energien. Um die Emissionen im Energiesektor um 21 % gegenüber 2004 (Zeitpunkt der Studie) zu senken, entstehen den Stromversorgern Vermeidungskosten, die sich auf durchschnittlich 32 €/t CO_{2e} belaufen. Ohne Berücksichtigung der EEG-Förderung würden die Vermeidungskosten der Maßnahmen im Durchschnitt bei knapp 80 €/t CO_{2e} liegen.

Der Hinweis auf die EEG-Förderung ist für die Einschätzung zukünftiger CO₂-Preise wichtig: Durch die EEG-Förderung stehen Investoren weitaus mehr kostengünstige Vermeidungsmaßnahmen zur Verfügung als ohne. Dies hat Einfluss auf die Grenzkosten der CO₂-Vermeidung. Da die Grenzkosten den markträumenden Preis festlegen, sorgt die EEG-Förderung also für günstigere Zertifikatspreise. In einer marktradikalen Variante der Klimapolitik ohne Fördermaßnahmen wie das EEG wären vergleichsweise hohe Zertifikatspreise die Folge. Diese würden für einige Akteure hohe Windfall-Profiten bedeuten (vgl. S. 128ff) und Effekte wie Produktionsverlagerung in Länder außerhalb des EU-EHS mit sich bringen. Die Steuerung der Preise durch Subventionen oder ähnliche Maßnahmen ist daher sinnvoll und auch

⁸Dies sind Währungskonvertierungsraten, mit denen die Kaufkraft der Währungen verschiedener Länder ausgeglichen werden (Purchasing Power Parities). Sie bieten einen besseren, weil vollständigeren Vergleich von Währungen als Wechselkurse und sind zudem weniger volatil als diese. Allerdings sind sie weitaus schwieriger zu bestimmen. Nach Schätzungen der OECD wird die Dollar-Euro-Kaufkraftparität des Jahres 2008 für Deutschland auf 0,852 beziffert (OECD, 2009)

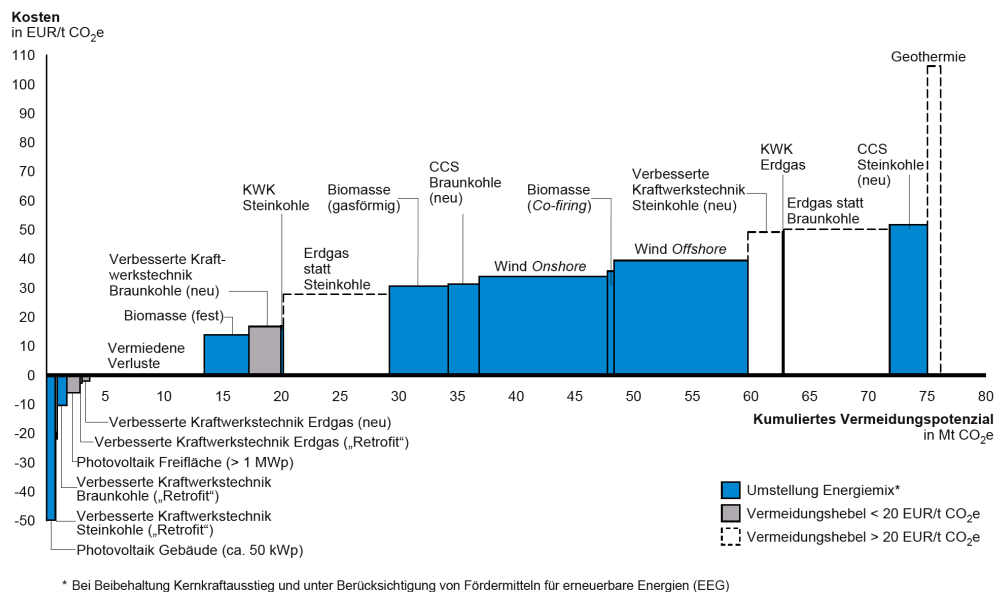


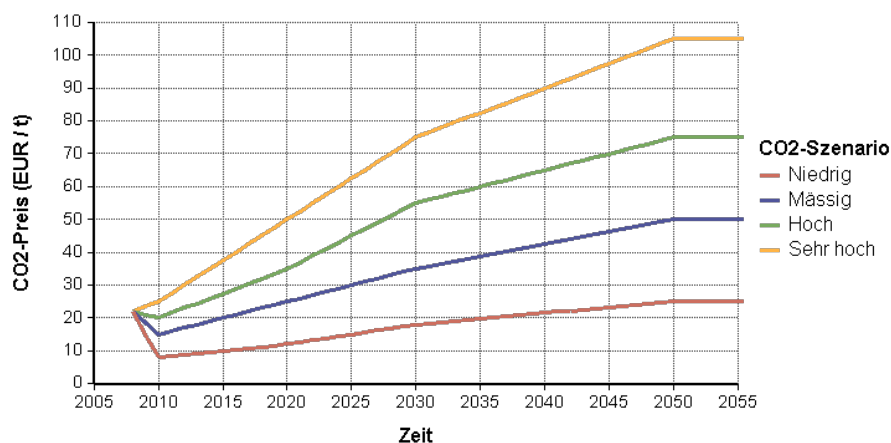
Abbildung 23: Vermeidungskostenkurve für Treibhausgase des Energiesektors in Deutschland bis zum Jahr 2020. Quelle: McKinsey & Company (2007).

realistischerweise zu erwarten. Neben der Förderung der erneuerbaren Energien durch das EEG werden auch KWK-Maßnahmen gesetzlich gefördert. Auch für CCS wurden staatliche Gelder für Forschung und Pilotanlagen bewilligt oder zugesagt. Neben Technologieförderung sind auch direkte Preiskontrollen denkbar: Philibert (2008) kommt zu dem Ergebnis, dass untere und obere Preisschranken für Emissionszertifikate die erwarteten Kosten für Klimaschutzmaßnahmen verringern würden.

Der direkte Schluss von Grenzvermeidungskosten auf zukünftige CO₂-Preise ist aus diesen Gründen nicht besonders realistisch. Auch mangelnde Effizienz bei der Umsetzung der kostengünstigsten Vermeidungsoptionen macht den Grenzkostenansatz fraglich. Diese zeigt sich etwa in der fehlenden Umsetzung von betriebswirtschaftlich rationalen Maßnahmen mit negativen Vermeidungskosten. Sowohl bei McKinsey & Company (2007) als auch bei Jochem et al. (2008) wären zahlreiche Energieeffizienzmaßnahmen bei den gegebenen CO₂-Preisen schon rentabel. „Ihre Umsetzung durch die Unternehmen sei durch verschiedenartige Marktdefizite und Koordinationsprobleme derzeit blockiert“, so Jochem et al. (2008). Die CO₂-Preise liegen dann über den theoretischen Grenzkosten.

CO₂-Preis-Szenarien Wie bei den Brennstoffpreisen erscheint es demzufolge nicht sinnvoll, Preisszenarien oder -verteilungen über eine quantitative Modellierung von CO₂-Preis und seinen Treibern zu entwickeln. Stattdessen werden einfache Preisszenarien verwendet (eine Kritik an zu detailliert ausgearbeiteten Szenarien formulieren auch Morgan und Keith, 2008). Die Hauptanforderung an die Szenarien ist, einen plausiblen Wertebereich aufzuspannen. Dazu werden vier Szenarien verwendet, welche für ein niedriges, ein mäßiges, ein hohes und ein sehr hohes langfristiges Preisniveau stehen (vgl. Abb. 24).

Das Preisniveau kann mit der Ambition der langfristigen Klimaschutzziele gleichgesetzt werden. Die in den eingangs erwähnten Studien bezifferten Vermeidungskosten dienen dabei als Richtwerte. Wegen der preissenkenden Wirkung von Fördermaßnahmen und der volkswirtschaftlichen Nebenwirkungen hoher Preise dürften die CO₂-Preise deutlich niedriger liegen als die Grenzvermeidungskosten, speziell bei sehr ambitionierten Klimaschutzziele. Das Szenario sehr hoher Preise liegt daher noch deutlich unter den Grenzkosten von Abb. 21. Bei der Abschätzung nach unten wird angenommen, dass ein völliger Preisverfall nicht zugelassen wird. Auch im Niedrigpreisszenario wird nach einem Rückgang auf 8 €/t CO₂ im Jahr 2010 in den folgenden Jahren ein leichter Anstieg unterstellt. Durch die vier Szenarien wird

Abbildung 24: CO₂-Preisszenarien.

vermieden, ein Basisszenario als besonders plausibel herauszustellen. Die Annahmen für die einzelnen Jahre (dazwischen wird interpoliert) sind in Tab. 6 zusammengefasst.

Jahr:	2008	2010	2020	2030	2050
Szenario 1: Sehr hoch	22	25	50	75	105
Szenario 2: Hoch	22	20	35	55	75
Szenario 3: mäßig	22	15	25	35	50
Szenario 4: Niedrig	22	8	12	18	25

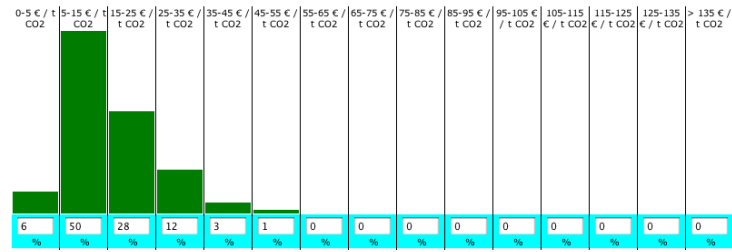
Tabelle 6: Annahmen für die vier CO₂-Preisszenarien (in €/t CO₂).

CO₂-Preisverteilung Zusätzlich zu den Szenarien wird eine CO₂-Preisverteilung für probabilistische Analysen definiert. Die Rechtfertigung wird dadurch erschwert, dass die gemeinsame Preisverteilung zu sämtlichen Zeitpunkten gefragt ist und nicht nur Wahrscheinlichkeitsaussagen für einzelne Jahre. Es müssen also auch die zeitlichen Abhängigkeiten geregelt werden.

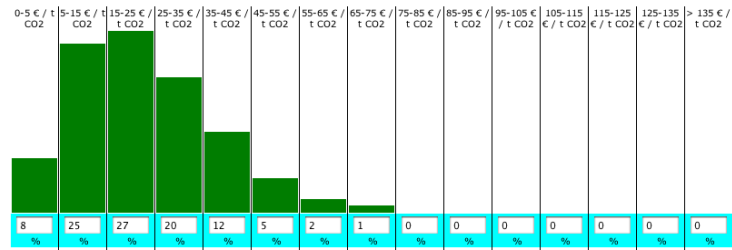
Mit der Online-Plattform PCXQuest (Fucik, 2011) wurden zu bestimmten Zeitpunkten Preisintervalle erstellt, denen jeweils Wahrscheinlichkeiten zugewiesen wurden. Daraus folgen Verteilungen für CO₂-Preise, die jeweils das langjährige Mittel an diesen Zeitpunkten wiedergeben sollen. Dies geschieht für die Jahre 2010, 2020, 2030 und 2050 (vgl. Abb. 25(a), 25(b) und 25(c)). Auf kurzfristige Schwankungen wird bei der Modellierung daher verzichtet. Die Verteilungen an den Stützstellen werden vollständig korreliert (d.h. realisiert sich 2010 ein hoher Wert, realisieren sich auch in den anderen Jahren hohe Werte). Zwischen den Werten wird anschließend interpoliert. Die Korrelation bedeutet, dass nur bestimmte Preispfade möglich sind, nämlich nur Preispfade entlang der Quantile (siehe Abb. 25(e)). Erzeugte Preispfade können sich damit nicht kreuzen. Dies schließt zwar auch größere Schwankungen aus und ist daher nur eingeschränkt realistisch. Dafür können verschiedene Preispfade in eine ordinale Rangordnung gebracht werden und das Vorgehen sorgt so für eine leichtere Interpretation. Die Wahrscheinlichkeiten wurden Ende 2009 erstellt, noch vor dem gescheiterten Klimagipfel in Kopenhagen.

5.4 CCS: Kohlendioxidabscheidung und -deponierung

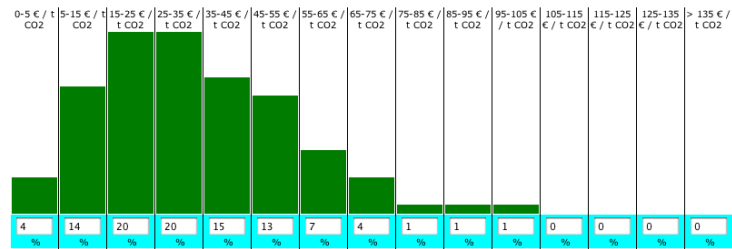
Bei Kohlekraftwerken hat es in den letzten Jahren deutliche Effizienzsteigerungen gegeben. Dennoch sind die spezifischen CO₂-Emissionen der „sauberen Kohle“ („clean coal“) im Vergleich mit anderen



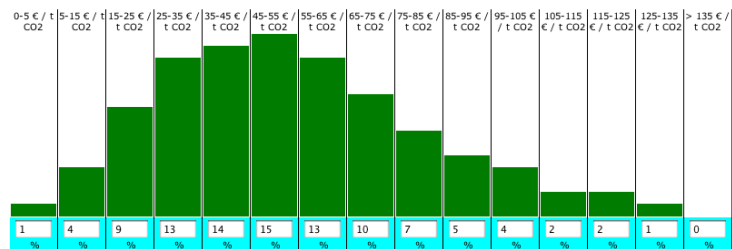
(a) 2010



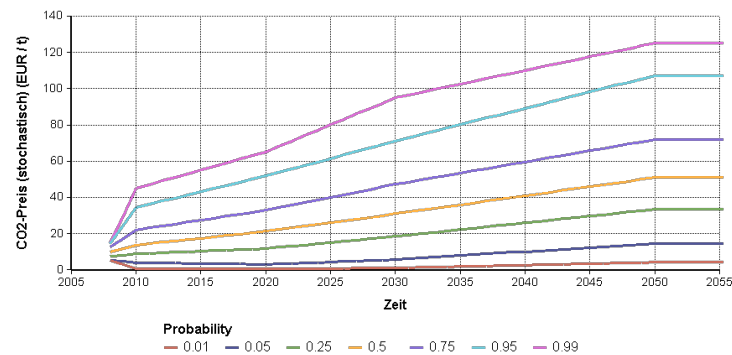
(b) langjähriges Mittel um 2020



(c) langjähriges Mittel um 2030



(d) langjähriges Mittel um 2050



(e) Verlauf

Abbildung 25: Bildung der CO₂-Preisverteilung. An verschiedenen Zeitpunkten werden Preisverteilungen festgelegt (Abb. 25(a)–25(d)). Die vier Verteilungen werden vollständig korreliert, die Preise für die Jahre dazwischen werden per Interpolation bestimmt. Abb. 25(e) zeigt Wahrscheinlichkeitsbänder (Quantile) des erzeugten Prozesses, wegen der Erzeugungswise sind dies zugleich Beispiele für einzelne Preispfade.

Erzeugungsform weiterhin sehr hoch – nicht ohne Grund ist der Name Kohlendioxid mit dem Begriff Kohle verwandt. Ein Ausweg liegt darin, das CO₂ nicht in die Atmosphäre zu entlassen, sondern vorher abzufangen und in unterirdischen Stätten dauerhaft zu deponieren. Diese Strategie nennt sich CCS (Carbon Capture und Storage, früher Carbon Capture und Sequestration) und wird heute meist mit „Kohlendioxidabscheidung und -speicherung“ übersetzen. Während hier nur CCS in Verbindung mit Kohlekraftwerken betrachtet wird, eignet sich das Verfahren auch für Gaskraftwerke, Industrieanlagen oder andere Großemittenten. In Verbindung mit Biomassekraftwerken könnte CCS sogar Treibhausgase aus der Atmosphäre entfernen helfen, allerdings zu sehr hohen Kosten.

CCS findet in drei Schritten statt: Die Abscheidung des CO₂s am Kraftwerk, der Transport des verdichteten CO₂s über Pipelines und schließlich die Deponierung in geologischen Formationen.

Abscheidung am Kraftwerk Trotz langjähriger Erfahrungen mit der CO₂-Abscheidung in der chemischen Industrie ist die Abscheidung von CO₂ in Großkraftwerken noch nicht Stand der Technik, so Viebahn et al. (2009). Forschungs- und Entwicklungsarbeiten werden noch einige Jahre beanspruchen; bis 2020 sind in Deutschland bereits etwa ein Dutzend Pilot- und Demonstrationsanlagen vorgesehen (von Goerne, 2009). Es werden drei Abscheidungsvarianten diskutiert: Bei „pre-combustion“ wird die Kohle vor der Verbrennung vergast, das CO₂ wird aus diesem Gas entfernt und das Restgas in einem Kombikraftwerk zur Stromerzeugung genutzt. Bei „post-combustion“ wird das CO₂ erst nach der Verbrennung mit chemischen Flüssigkeiten oder Membranen aus den Abgasen entfernt (Abgas-Wäsche). Im weniger erforschten „Oxy-Fuel“-Verfahren wird die Kohle unter reinem Sauerstoff verbrannt, der Abgasstrom besitzt dadurch eine hohe CO₂-Konzentration, was die Abscheidung erleichtert (Dürr, 2009).

Über diese Verfahren könnte bei Kohlekraftwerken etwa 85 bis 90 Prozent des produzierten CO₂s abgeschieden werden. Durch die geringeren Restemissionen entstünden dadurch pro Brennstoffeinheit nur etwa ein Siebtel bis ein Zehntel der CO₂-Kosten eines gleich effizienten Kraftwerks ohne Abscheidung. Jedoch sinkt der Wirkungsgrad des Kraftwerks durch die Abscheidung um mehrere Prozentpunkte, wodurch der Brennstoffeinsatz steigt. Dadurch würde ein CCS-Kohlekraftwerk pro Stromeinheit effektiv etwa noch ein Fünftel bis ein Achtel des CO₂s eines modernen Kohlekraftwerk emittieren (zu den Emissionen über die gesamte Prozesskette siehe S. 42). Der Vorteil geringerer CO₂-Kosten wird durch andere Nachteile erkauft: höhere Investitions- und Betriebskosten durch die Abscheidungsvorrichtungen, höhere Brennstoffkosten bzw. geringere Erlöse durch den Wirkungsgradverlust und zusätzliche Kosten für Transport und Deponierung. Demzufolge ist ein rentabler Betrieb erst jenseits einer bestimmten CO₂-Preisschwelle möglich (vgl. Kap. 9).

Prinzipiell sind alle fossilen Kraftwerke mit einer Rauchgaswäsche (Post-Combustion) nachrüstbar, solange Flächen für die Abscheidungseinrichtungen vorhanden sind. In Deutschland werden schon heute für alle neuen Kohlekraftwerke Flächen für eine mögliche Nachrüstung freigehalten (und diese bereits als „capture ready“-Kraftwerke bezeichnet, so Viebahn et al., 2009). Die Nachrüstung ist weniger ein technisches als ein wirtschaftliches Problem, da neben Investitionskosten auch deutliche Effizienzeinbußen hingenommen werden müssten. Die Kosten werden bei einer Nachrüstung zudem höher liegen als bei der integrierten Planung. Daher ist es für ältere Kraftwerke sehr unwahrscheinlich, dass eine Nachrüstung noch wirtschaftlich sein wird. Nach MIT (2007) wäre aus Kostengesichtspunkten der Abriss und Neubau von aufeinander abgestimmten Kernkomponenten trotz anfänglich höherer Investitionskosten vermutlich einer Nachrüstung vorzuziehen. Nach IEA (2008a) gilt die Nachrüstung eines Kohlekraftwerks mit weniger als 40 % Wirkungsgrad, d.h. bei etwa 90 % der weltweiten Kapazitäten, als wahrscheinlich nicht wirtschaftlich.

Transport Der Transport des abgeschiedenen CO₂s zu den Lagerstätten würde bei kommerzieller Nutzung typischerweise über Pipelines stattfinden. Die Infrastruktur dafür fehlt noch. Zwischen den Lagerstätten, hauptsächlich im norddeutschen Becken, und den CCS-Kraftwerken (bei Braunkohle zum

Beispiel an die drei deutschen Fördergebiete gebunden) müssten dafür Transportstrecken von bis zu mehreren hundert Kilometern überbrückt werden. Für Erdgas gibt es bereits große Pipelinenetze, und der Transport von CO₂ über längere Distanzen wurde bereits in der Ölförderung erprobt (CO₂ wird zur Erhöhung der Ausbeute in Ölfeldern eingepresst). Die technischen Risiken wären daher beherrschbar. Der Transport ist also eher eine wirtschaftliche und eine rechtliche Frage.

Transportkosten sind schwer zu beziffern, da die Errichtung des Pipelinenetzes kapitalintensiv ist und die Kosten pro Volumeneinheit in hohem Maße von der späteren Nutzung abhängen. Neben dem Pipelinedurchmesser und der Entfernung zwischen Kraftwerk und Lagerstätte spielt auch die Beschaffenheit des Geländes und der Besiedlungsgrad eine Rolle. Nach IEA (2008a) kann in dicht besiedelten Gebieten ein Fünfeinfaches an Investitionskosten anfallen. Transportkosten liegen nach IEA (2008a) zwischen 2–6 \$/t CO₂ für einen Transport von 2 Mt jährlich über 100 km und zwischen 1–3 \$/t CO₂ bei einer Transportmenge von 10 Mt. Bei der großtechnischen Anwendung – ein 2000 MW Braunkohle-CCS-Kraftwerk würde jährlich etwa 14 Mt abscheiden – würden sich hier beträchtlichen Skaleneffekte ergeben. Nach Dürr (2009) werden die anfallenden Kosten für Verdichtung und Transport sowie die notwendige Überwachung der Pipelines auf Leckagen auf 0,7–8,00 €/t CO₂ geschätzt.

Deponierung von CO₂ Der Begriff der Speicherung wird mit einer vorübergehenden Lagerung eines Guts verbunden. Bei CO₂ ist eine spätere Wiederverwendung jedoch nicht vorgesehen. Aus diesem Grund sind die Begriffe Deponierung, Ablagerung oder Endlagerung für den Verbleib des abgeschiedenen CO₂ passender. Diese Begriffe hätten jedoch im Fall der Ablagerung das im Vergleich zum Bergrecht strengere Abfallrecht induziert (Fischedick et al., 2008) und im Fall der Endlagerung unerwünschte Assoziationen mit der ungelösten Entsorgungsfrage von Kernbrennstoffen ausgelöst. Aus solchen Gründen wurde inzwischen der Begriff der „dauerhaften Speicherung“ etabliert.

Dafür kommen in Deutschland derzeit hauptsächlich tief gelegene Sole führende Gesteinsformationen („saline Aquifere“) in einer Tiefe von mindestens 800 m oder ausgebeutete Erdgas- und Erdölfelder in Betracht. Ausgebeutete Erdgasfelder haben bereits eine Speicherfähigkeit über mehrere Jahrmillionen bewiesen, allerdings ohne Austrittsrisiken durch unzureichend versiegelte Bohrlöcher. Das Gesamtvolumen aus ausgebeuteten Erdgasfeldern ist in Deutschland jedoch gering. Daher kommt es auf die Erschließung der salinen Aquifere an. Hier besteht allerdings noch großer Forschungsbedarf zu Speichervolumen und -sicherheit. Eine Ozeanverklappung von CO₂ wäre prinzipiell möglich. Sie wird aber weltweit wegen ökologischer und klimapolitischer Bedenken derzeit weitgehend einhellig abgelehnt. Ebenso wird in Deutschland derzeit die Deponierung in submarinen offshore-Lagerstätten ausgeschlossen.

Zur Deponierung gehören vier Phasen mit verschiedenen Zeitskalen (Wilson et al., 2008): Innerhalb weniger Jahre die Genehmigungsphase mit Charakterisierung und Zulassung der Deponie, innerhalb mehrerer Dekaden die Injektionsphase bis zum Verschluss der Lagerstätte sowie die Nach-Verschlussphase und auf der Zeitskala von Jahrhunderten die langfristige verwalterische Übernahme der Verantwortung. Auf der Skala von Jahrhunderten findet auch die Bindung des CO₂s in Gesteinskapillaren und die Lösung in Grundwasser statt. Auf der Skala von Jahrtausenden folgt die Mineralisierung des CO₂s.

Die Lagerstätten limitieren den Einsatz von CCS. Deswegen wird CCS auch von Befürwortern nur als Übergangslösung angesehen (oder vornehmer als „Brückentechnologie“). Nach einer kleinen Anfrage an die Bundesregierung beträgt die Aufnahmekapazität aller deutschen Erdgasfelder rund 2,5 Mrd. t CO₂. Das Gesamtpotenzial für die Aufnahmekapazität saliner Aquifere wird auf etwa 20 ± 8 Mrd. t CO₂ geschätzt (Deutscher Bundestag, 2007). Die gegenwärtigen jährlichen deutschen CO₂-Emissionen betragen der gleichen Quelle zufolge rund 850 Mio. t. Dieses Volumen reicht bei also bei großskaliger Nutzung von CCS für einige Jahrzehnte, wobei zum Teil noch Nutzungskonflikte (Geothermie oder Erdgas- und Druckluftspeicher) sowie vor allem die Kosten zu beachten sind. Dürr (2009) stellt potenziell auch eine Deponierung in nicht nutzbaren Kohleflözen in Aussicht.

Die enorme Unsicherheit bei Schätzungen zu weltweit vorhandenen Speicherkapazitäten verdeutlicht Abb. 26. Einzelne Schätzungen umfassen eine Spannweite mit einem Faktor 100, während andere Schätzungen keine Unsicherheitsangabe enthalten. Einige regionale Schätzungen liegen über manchen weltweiten Schätzungen, so der Sachverständigenrat für Umweltfragen (Sachverständigenrat für Umweltfragen, 2009). Die Angaben umfassen mehrere Größenordnungen, die zur grafischen Darstellung mit einer logarithmischen Skala erfasst werden müssen.

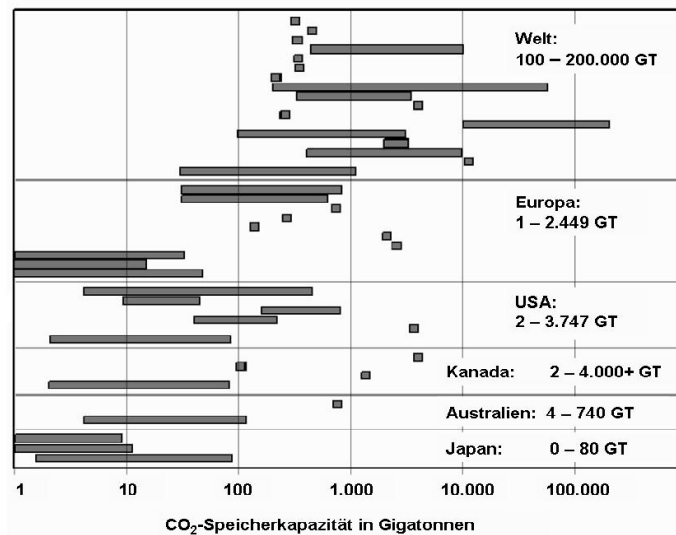


Abbildung 26: Schätzungen für CO₂-Speicherkapazitäten. Quelle: Sachverständigenrat für Umweltfragen (2009) nach MIT (2007).

Die Kosten für die Deponierung können nicht losgelöst von der CO₂-Menge und der Speicherqualität beantwortet werden. Das theoretische Potenzial wird das wirtschaftlich nutzbare Volumen aber weit übertreffen. Bei einer Abscheidung in geringem Ausmaß kämen nur geringe Skaleneffekte zum Tragen. Bei der Nutzung von CCS in größerem Umfang könnten die Transportkosten pro Volumeneinheit deutlich gesenkt werden und auch der relative Aufwand für Grundlagenforschung und die Bohrungen würde sinken. Wegen der Verknappung der Lagerstätten würden die Kosten allerdings mit zunehmendem Volumen wieder steigen. Bei einer Nutzung von offshore-Deponien wären sie um ein Vielfaches höher als bei onshore-Deponien. Nach Linßen et al. (2006) steigen die Deponierungskosten auch mit zunehmender Tiefe ungefähr linear an.

Sollte das abgeschiedene CO₂ allerdings zur Erhöhung der Ausbeute bei der Öl- oder Gasförderung eingesetzt werden, könnte es sogar gewinnbringend vermarktet werden. Damit ist die Frage, wie hoch die Entsorgungskosten für ein CCS-Kraftwerk denn nun sein mögen, ohne weitere Annahmen oder große Unsicherheitsangaben nicht zu beantworten.

Nach Dürr (2009) und in Bezug auf IEA (2008a) wären in Europa 30 Gt Speicher in salinen Aquiferen zu 7,5–15 €/t CO₂ und weitere 6 Gt in Gasfeldern zu 7,5–20 €/t CO₂ nutzbar. Durch Langfristüberwachung nach Schließung der CO₂-Speicher sowie Rücklagen für die Behebung von Leckagen bzw. Vertragsstrafen werden zusätzlich Kosten von 0,2–0,75 €/t CO₂ veranschlagt. Bei diesen Zahlen sind die Kostensteigerungen der letzten Jahre, wie sie generell bei Kraftwerkstechniken beobachtet wurden, berücksichtigt.

5.4.1 Rechtliche Rahmenbedingungen

Als Bestandteil des Energie- und Klimapakets hat das EU-Parlament im Dezember 2008 eine CCS-Richtlinie erlassen („Richtlinie über die geologische Speicherung von Kohlendioxid“). Diese regelt den gesetzlichen Rahmen für die CO₂-Abscheidung, den Transport und insbesondere die Deponierung im Untergrund. Darin werden Richtlinien zur Speichersicherheit, zur Haftung und zur Versicherung festgelegt. Bis 2011 hat die Umsetzung in nationales Recht zu erfolgen⁹.

Die CCS-Richtlinie wurde, wie das gesamte Klima- und Energiepaket, in nur einer Lesung verabschiedet. Möglicherweise liegt in der Schnelligkeit der Verabschiedung der Grund für eine Unstimmigkeit: So sieht die Richtlinie für die Genehmigung von Feuerungsanlagen mit mehr als 300 MW elektrischer Kapazität den Nachweis der CCS-Nachrüstbarkeit vor. Diese Voraussetzung wurde jedoch nicht auf Kohlekraftwerke beschränkt, sondern betrifft generell für Kraftwerke mit fossilen Brennstoffen. So wären auch Gaskraftwerke mit Kraft-Wärme-Kopplung oder große Blockheizkraftwerke mit regenerativer Zuluftführung betroffen, so Viebahn et al. (2009). Darüber hinaus lässt die Richtlinie auch offen, wie der Nachweis der CCS-Fähigkeit genau zu erfolgen hat. Nach Viebahn et al. (2009) haben die Mitgliedstaaten sicherzustellen, „dass (1) auf dem Betriebsgelände genügend Platz für die Anlagen zur Abscheidung und Kompression von CO₂ freigehalten wird, sowie (2), dass nachgewiesen wurde, ob (a) geeignete Speicherstätten verfügbar sind, (b) die technische und wirtschaftliche Machbarkeit der Transportnetze gegeben ist und (c) eine Nachrüstung der CO₂-Abscheidung technisch und wirtschaftlich machbar ist.“

Unklar bleibt insbesondere, wie der Nachweis des Zugangs den Speicherstätten zu erfolgen hat. Das deutsche CO₂-Speicherkataster befindet sich noch im Aufbau. Ein Betreiber hätte darüber hinaus noch seinen Zugriff auf eine Speicherstätte nachzuweisen. Auf Grundlage der jetzigen Rechtslage kann Viebahn und Luhmann (2009) zufolge „der für die Genehmigung neuer Kraftwerke im Rahmen der capture ready-Bedingungen notwendige Nachweis zumindest in den nächsten fünf bis zehn Jahren nicht erbracht werden“. Daher ist mit Neuverhandlungen oder großzügigen nationalen Auslegungen zu rechnen.

Der Entwurf des schwarz-roten Bundeskabinetts für das deutsche „CCS-Gesetz“ wich von der EU-Richtlinie bereits dahingehend ab, dass der Nachweis der CCS-Fähigkeit nicht mehr zwingend war, sondern die Anwendung der Auflage im Ermessen der zuständigen Behörde lag. Der Versuch, das deutsche CCS-Gesetz noch vor der Bundestagswahl 2009 zu verabschieden, ist im Juni 2009 jedoch gescheitert. Starken Widerstand gab es aus den nördlichen Bundesländern, in denen der Großteil der potenziellen Lagerstätten liegt.

Ein wichtiges rechtlich zu regelndes Thema ist die Haftung. Die Einschätzungen über die Austrittsgefahr von eingepresstem CO₂ gehen erwartungsgemäß auseinander. Demonstrationsanlagen können keine Speicherfestigkeit über Jahrhunderte nachweisen. Deswegen werden auch Computermodelle herangezogen. Die Austrittswahrscheinlichkeit oder zumindest das austretende Volumen wird bei „fachgerechter Injektion“ in eine als geeignet angesehene Speicherstätte als sehr gering eingeschätzt (Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change, 2005), dies ist aber kein Konsens (Deutscher Bundestag, 2007). Auch geringe Leckageraten würden durch die langen Zeiträume die zukünftigen Klimaschutzziele gefährden. Die Anforderungen an die Speicherfestigkeit müssen daher sehr hoch sein. Aus Sicht der vorigen Bundesregierung „erscheint aus klimapolitischer Sicht eine maximale Leckagerate von 0,01 Prozent in Deutschland akzeptabel. Dies entspricht der Rückhaltung von 90 Prozent des gespeicherten CO₂ nach 1000 Jahren und 40 Prozent nach 10.000 Jahren“ (Deutscher Bundestag, 2007). Aber nicht nur der Wiederaustritt von CO₂, sondern auch die Verdrängung von Salzwasser ins Trinkwasser sind eine reale Gefahr. Die wichtigsten heutzutage bekannten Prozesse, die die Speicherfestigkeit beeinträchtigen können, sind nach Grünwald (2008) geochemische Prozesse, die zu Rissen und damit Leckagen führen können, druckinduzierte Prozesse, die ebenfalls zu Rissen führen können, Leckage durch bestehende

⁹Vgl. S. 174 für neuere Entwicklungen.

Bohrungen und unentdeckte Migrationspfade durch offene Punkte im Deckgestein oder großflächige Ausbreitung des verdrängten Formationswassers.

Wegen der begrenzten Lebensdauer von Unternehmen ist eine Regelung zur Übergabe der Verantwortung an staatliche Institutionen letztlich unvermeidlich. Die EU-Richtlinie sieht vor, dass frühestens nach 20 Jahren nach Verschluss und Entfernung der Injektionsanlagen die Verantwortung für die Speicherstätte von den Betreibern auf den Staat übertragen werden darf. Kosten für etwaige Leckagen sollten dann, oder auch bei Zahlungsunfähigkeit eines Betreibers, von einem betreiberfinanzierten Haftungsfonds übernommen werden. Der gescheiterte Entwurf der Bundesregierung sah eine Übertragung der Haftung an die Bundesrepublik „erst“ nach 30 Jahren vor. Durch eine späte Übertragung hätten die Betreiber ein stärkeres Interesse an einer gründlichen Bewertung bei der Auswahl der Speicherstätte, so (Wilson et al., 2008). Sie würde auch die Akzeptanz der Bevölkerung erhöhen.

Obwohl im Entwurf der Bundesregierung auch nach Übergabe der Verantwortung noch gewisse Nachsorgepflichten und ein Langzeit-Sicherheitsnachweis vorgesehen wurden (Deutscher Bundestag, 2009b), würde die Haftung danach früher oder später auf die Bundesländer übergehen. Insbesondere wegen des großen Zeithorizonts für mögliche Leckagen stellt der Haftungsübergang nach Meinung des Sachverständigenrats für Umweltfragen „eine erhebliche Subventionierung von CCS und ein erhebliches Risiko für die Länderhaushalte dar“ (Sachverständigenrat für Umweltfragen, 2009). Dies erklärt den erheblichen Widerstand im Bundesrat.

Mittelfristig könnte die CO₂-Abscheidung für Kohlekraftwerke obligatorisch werden: „Die Europäische Richtlinie zur CO₂-Speicherung sieht vor, anlässlich der nächsten Überprüfung der Richtlinie und ihrer Umsetzung auch zu prüfen, ob eine verpflichtende Einführung von CCS erwogen werden sollte. Zum gegenwärtigen Zeitpunkt ist keine solche Verpflichtung vorgesehen“, so die Bundesregierung (Deutscher Bundestag, 2009b).

5.4.2 Parameter von CCS-Kraftwerken

In Tabelle 7 finden sich die wirtschaftlichen Eckdaten für CCS-Kraftwerke zum Zeitpunkt der kommerziellen Verfügbarkeit (d.h. nach Abschluss von Pilot- und Demonstrationsprojekten). Die Kosten für die beiden Abscheidungsvarianten vor und nach der Verbrennung wären aus heutiger Sicht in etwa gleich hoch. Es werden daher Ergebnisse nur für eine der beiden Varianten (post-combustion/Rauchwäsche) errechnet. Die Oxy-Fuel-Variante wird nicht berücksichtigt. Ihre Kosten müssten zunächst etwas höher veranschlagt werden. Die Kosten für den Transport und die Deponierung des CO₂ sind in den variablen Kosten und den Fixkosten enthalten. Die krummen Werte folgen aus der Deinfektionierung nominaler Werte. Die Zahlen orientieren sich an Garz et al. (2009), werden aber an zwei Stellen modifiziert: Zunächst werden Inkonsistenzen bei den Unsicherheitsangaben für die Investitionskosten beseitigt. Angepasst werden auch die Zahlen für sonstige variable Kosten (inkl. Speicherkosten), wo zugunsten einer größeren Unsicherheitsangabe an Zahlen der IEA Orientierung genommen wird (IEA, 2008a).

Bei CCS-Kraftwerken kann nicht auf historische Daten zurückgegriffen werden. Die Unsicherheiten sind daher naturgemäß größer als bei den konventionellen Gegenparts. Dies wird bei den Unsicherheitsangaben berücksichtigt. Die Wahrscheinlichkeitsmasse zwischen unterem und oberem Wert der erweiterten Dreiecksverteilungen soll daher 80 % betragen (siehe auch S. 14). Die einzelnen Wahrscheinlichkeitsverteilungen für die Kraftwerksparameter sind wie folgt definiert:

Investitionskosten Bei CCS-Kraftwerken gelten die Investitionskosten eines konventionellen Kraftwerks, es fallen allerdings noch zusätzliche Investitionskosten für die Abscheidungsrichtungen an. Die CCS-Zusatzkosten werden durch eine erweiterte Dreiecksverteilung mit den Wertetripeln aus Tab. 7 angepasst. Innerhalb der genannten Spannweiten liegen 80 % der Wahrscheinlichkeitsmasse.

		Unterer Wert	Schätzwert	Oberer Wert
CCS-Braunkohle				
Basis-Investitionskosten	€/kW		wie Braunkohlekraftwerk	
zusätzliche Investitionskosten*	€/kW	808	882	1031
Fixkosten	€/kW	61,4	69,5	85,9
sonstige variable Kosten	€/MWh	5,8	12,3	18,7
Wirkungsgrad 2020	%	36	39	40
Wirkungsgrad 2075	%	44	45	46
CCS-Steinkohle				
Basis-Investitionskosten	€/kW		wie Steinkohlekraftwerk	
zusätzliche Investitionskosten*	€/kW	733	808	956
Fixkosten	€/kW	55,8	63,2	78,1
sonstige variable Kosten	€/MWh	5,2	10,7	16,0
Wirkungsgrad 2020	%	36	39	40
Wirkungsgrad 2075	%	43	44	45
für beide gültige Angaben				
Stilllegungskosten	€/kW	50	60	80
Abscheidungsrate	%	81	85	89
Laufzeit	Jahre	-	45	-

Tabelle 7: Annahmen für CCS-Kohlekraftwerke (Rauchwäsche). *: zusätzlicher Lerneffekt mit Kostenreduktion um 20 % innerhalb von zehn Jahren nach Marktreife der Technik. Quelle: Eigene Annahmen basierend auf Garz et al. (2009) und IEA (2008a).

Die Streuung bei den Investitionskosten wären nach Garz et al. (2009) für CCS-Kraftwerke geringer als bei den konventionellen Kohlekraftwerken. Bei einer CO₂-Abscheidung werden allerdings zusätzlich zu einem „normalen“ Kohlekraftwerk noch Anlagen für die Abscheidung benötigt. Die Kostenspanne des CCS-Kraftwerks muss dadurch mindestens ebenso groß sein wie beim konventionellen Kohlekraftwerk zuzüglich eines Aufschlags für die Abscheidung. Dies führt zu der gewählten Darstellung.

Die zur Abscheidung erforderlichen Technologie befinden sich noch in der Erforschungsphase. Wir nehmen an, dass die Technologien im großtechnischen Maßstab zu 50 % ab 2020 und zu 100 % ab 2025 kommerziell verfügbar sein werden. Die Kosten aus der Tabelle 7 beziehen sich auf ein Kraftwerk in dieser frühen kommerziellen Nutzungsphase. Mit der Frage der kommerziellen Verfügbarkeit wird ein erfolgreiches Lernen vorausgesetzt. Innerhalb von zehn Jahren nach Verfügbarkeit der Technologie wird ein weiterer Rückgang der zusätzlichen Investitionskosten um 20 % angenommen. Dies wird in einer linearen Lernkurve ausgedrückt. Lernkurven werden üblicherweise in Abhängigkeit von mindestens zwei Größen betrachtet: der Zeit und der bis dahin installierten kumulierten Kapazität. Letztere ist jedoch eine Größe, die von den weltweit installierten Leistungen abhängt. Entsprechende Zahlen liegen hier nicht vor. Die Problematik von Lernkurven für CCS-Kraftwerke wird ausführlich in Rubin et al. (2007) diskutiert.

Sonstige variable Kosten Ein CCS-Braunkohlekraftwerk mit 39 % Wirkungsgrad scheidet ungefähr 0,87 t CO₂/MWh_{el} ab, ein CCS-Steinkohlekraftwerk etwa 0,74 t CO₂/MWh_{el}. Mit den von IEA (2008a) bezifferten Speicherkosten von 8–25 €/t CO₂ erscheinen die in Garz et al. (2009) bezifferten Mehrkosten gegenüber konventionellen Kraftwerken sehr niedrig: Mehrkosten von 3–4 €/MWh_{el} und eine Differenz von 2 €/MWh_{el} zwischen oberem und unterem Wert für sonstige variable Kosten erscheinen sowohl im Niveau als auch in der Genauigkeit sehr optimistisch. Die sonstigen variablen Kosten werden daher anhand der Speicher- und Transportkosten aus IEA (2008a) modifiziert. Hierfür wird eine erweiterte

Dreiecksverteilung mit dem Wertetripel aus Tab. 7 und 80 % Überdeckungswahrscheinlichkeit verwendet. Für den mittleren und oberen Wert werden Mehrkosten von 8,5 €/MWh_{el} bzw. 13,5 €/MWh_{el} bei CCS-Steinkohlekraftwerken angesetzt, bei CCS-Braunkohlekraftwerken sind es 10,0 €/MWh_{el} bzw. 16,0 €/MWh_{el}. Die bisherigen unteren Werte werden nicht verändert, da verglichen mit den IEA-Zahlen auch deutlich niedrigere Kostenannahmen für Transport und Deponierung von CO₂ vorliegen (vgl. Linßen et al. (2006)). Daraus resultieren große potenzielle Kostenspannen. Es gilt aber die Bemerkung von S. 73, dass die Entsorgungskosten entscheidend davon abhängen, in welchem Umfang CCS genutzt werden wird.

Fixkosten Hierfür wird ebenfalls eine erweiterte Dreiecksverteilung mit einer Überdeckungswahrscheinlichkeit von 80 % verwendet und an die Wertetripel aus Tab. 7 angepasst.

Wirkungsgrad und Stilllegungskosten Bei CCS-Kraftwerken wird mit den Werten von S. 76 eine Dreiecksverteilung unterstellt. Die beiden Größen werden bei den konventionellen Kraftwerken nicht als Zufallsvariable behandelt.

Abscheidungsrate von CCS Für den prozentualen Anteil des abgeschiedenen CO₂s wird eine erweiterte Dreiecksverteilung mit unterem Wert von 81 %, Modus von 85 % und oberem Wert von 89 % sowie einer eingebundenen Wahrscheinlichkeitsmasse von 80 % unterstellt.

Verfügbarkeit CCS CCS soll als technische Option mit den unterstellten Investitionskosten zu 50 % ab 2020 verfügbar sein, zu 100 % ab 2025. An diese Aussagen wird eine diskrete Verteilung angepasst, wobei die Steigerung zwischen 2020 und 2025 gleichmäßig in jährlichen 10-Prozentschritten geschieht.

5.5 Erneuerbare Energien

Die Menge und der Anteil des Stroms aus erneuerbaren Energien ist in den letzten Jahren stetig gewachsen. Der deutliche Anstieg ist der staatlichen Förderung durch das Erneuerbare Energien-Gesetz (EEG) mit seinen verschiedenen Novellen zu verdanken. 2009 wurden nach Zahlen des BMU 16,4 % des Stroms durch erneuerbare Energien mit einer Gesamtkapazität von 46,2 GW erzeugt. Davon entfallen 40,9 % auf Windkraft (25,7 GW Kapazitäten), 20,1 % auf Wasserkraft (4,8 GW), 25,6 % auf Biomasse (4,5 GW) und 6,7 % auf Photovoltaik (9,8 GW) (BMU, 2010). Die erneuerbare Stromproduktion stieg absolut von 17 TWh 1990 auf 95 TWh in 2009. In den nächsten Jahre ist mit einem weiteren Ausbau zu rechnen: Nach der jüngsten Novelle des EEG im Jahr 2008 verfolgt die Bundesregierung das Ziel "den Anteil Erneuerbarer Energien bis zum Jahr 2020 auf mindestens 30 % und danach kontinuierlich weiter zu erhöhen"¹⁰ (EEG 2009).

Das EEG stützt sich auf zwei Säulen: Zum einen eine Abnahmegarantie, nach der die Netzbetreiber grundsätzlich verpflichtet sind, Strom aus erneuerbaren Energien in ihr Netz einzuspeisen. Zum anderen gibt es technologiespezifische Mindestvergütungssätze. Dadurch erhalten Anlagenbetreiber für jede eingespeiste Kilowattstunde einen festgelegten Betrag, der ihre Erzeugungskosten decken und eine moderate Rendite abwerfen soll. Die gesamte Vergütungssumme wird anteilig auf die Stromverbraucher umgelegt, wobei einige industrielle Großverbraucher weitgehend ausgenommen werden.

Die Vergütungen sind auf die verschiedenen erneuerbaren Erzeugungsformen maßgeschneidert. So gibt es gesonderte Vergütungsregeln für Wasserkraft, Deponie-, Klär- und Grubengas, Biomasse, Geothermie,

¹⁰Im ersten Halbjahr 2011 wurde ein Anteil von mehr als 20 Prozent erreicht.

Windenergie Onshore und Offshore sowie Photovoltaik. Das EEG bietet Anlagenbetreibern nicht nur höhere Einnahmen, als sie üblicherweise auf dem Strommarkt erzielen könnten, sondern auch eine hohe Planungssicherheit. Ein Kraftwerk kommt in der Regel für etwa 20 Jahre in den Genuss der Förderung (Jahr der Inbetriebnahme plus 20 Jahre). Die Vergütungen richten sich nach dem Jahr der Inbetriebnahme und gelten dann grundsätzlich für die gesamte Vergütungsdauer. Zusätzlich zu den Grundvergütungen gibt es für bestimmte Anlagentypen verschiedene zusätzliche Boni.

Das EEG hat zwei eingebaute Entwertungsmechanismen: Zum einen eine Degression der Vergütungen in Abhängigkeit vom Jahr der Inbetriebnahme der Anlage. Je später eine Anlage errichtet wird, desto niedriger sind die Vergütungen. Zum anderen kennt das EEG keinen automatischen Inflationsausgleich. Dadurch werden alle Vergütungen real durch Inflation entwertet. Beide Entwertungsmechanismen reflektieren einerseits erwartete Kostensenkungen, sollen aber auch Anreize für Kostensenkungen induzieren. In einem revolvierenden Verfahren will der Gesetzgeber überprüfen, ob die Vergütungssätze angepasst werden müssen. Die langfristigen Ausbauziele sind ein politisches Signal, dass der Wille zu einer auskömmlichen Anpassung vorhanden ist.

Das EEG differenziert zwischen verschiedenen Erzeugungsmethoden. Die höchsten Vergütungen werden Solaranlagen gewährt und liegen mit derzeit ca. 32 bis 43 Cent/kWh um ein Mehrfaches über dem Großhandelspreis für Strom. Durch eine hohe Degression von ca. 10 % jährlich ist bei Solaranlagen in den nächsten Jahren ein deutlicher Rückgang der Förderung vorgesehen. Vergütungen für Windenergie liegen derzeit in der Anfangsphase bei ca. 10 Cent/kWh (Offshore 15 Cent/kWh), später bei 5 Cent/kWh (bzw. 3,5 Cent/kWh Offshore) und somit bereits in der Größenordnung heutiger Großhandelsstrompreise. Strom aus Biomasse wird abhängig von der Anlagengröße mit ca. 8 bis 12 Cent/kWh vergütet, hinzu kommen jedoch potenzielle Bonuszahlungen in gleicher Größenordnung.

Die Vergütungen hängen neben der Erzeugungsform von weiteren Annahmen ab, etwa der Größe der Anlagen oder der Art des Brennstoffs bei Biomassekraftwerken.

Aufgrund des EEG ist eine Bewertung der Rentabilität über ein grobes DCF-Modell nicht besonders erhellend: Das Gesetz ist eigens dafür geschaffen, diese rentabel zu machen. Bei einer zeitweisen Unter- oder Überförderung ist mit nachsteuernden Anpassungen zu rechnen. Wegen der vielen verschiedenen Erzeugungsformen und der hohen Dynamik der Entwicklung hätte eine solche Bewertung nur eine sehr kurze Halbwertszeit. Daher wird auf eine detaillierte Bewertung verzichtet.

5.6 Atomausstieg

Im Koalitionsvertrag vom 26.10.2009 haben sich die Vertreter von CDU/CSU und FDP darauf geeinigt, „die Laufzeiten deutscher Kernkraftwerke unter Einhaltung der strengen deutschen und internationalen Sicherheitsstandards zu verlängern“¹¹. Nach der bisherigen Regelung, dem „Gesetz zur geordneten Beendigung der Kernenergienutzung zur gewerblichen Erzeugung von Elektrizität“ vom 22.4.2002, war den deutschen Kernkraftwerken eine Reststrommenge zugebilligt worden, nach deren Produktion die Anlagen stillzulegen waren. Für die Bemessung der Strommenge wurde eine Regellaufzeit von 32 Jahren angesetzt. Die tatsächliche Restlaufzeit der einzelnen Kraftwerke hängt dadurch von der Fahrweise der Reaktoren ab und liegt folglich in der Hand der Betreiber. Wegen der flexiblen Regelung ist es daher nicht möglich, die Abschalttermine der einzelnen Atomkraftwerke sicher vorauszusagen. Durch gedrosselte Stromproduktion oder Übertragung von Reststrommengen von einem (grundsätzlich älteren oder kleineren) Atomkraftwerk auf ein anderes können die Betreiber die Abschaltzeitpunkte beeinflussen. Für den nie in Betrieb gegangenen Reaktor Mülheim-Kärlich wurde unter Auflagen eine solche Übertragung von Reststrommengen genehmigt. Stillgelegt wurden seit Inkrafttreten des Ausstiegsbeschlusses die beiden Atomkraftwerke Stade und Obrigheim.

¹¹Die Laufzeitverlängerung wurde nach dem Super-GAU in Fukushima aber wieder zurückgenommen. Zu den verschiedenen Folgen der Atomdebatte siehe S. 174.

Abb. 8 zeigt die Abschaltung der deutschen Atomkraftwerke, wenn diese mit ihrer Reststrommenge von Dezember 2007 im Volllastbetrieb (Auslastungen von 90 %) betrieben würden und es keine Strommengenübertragung gäbe. Tatsächlich hätten demnach im Jahr 2009 die Atomkraftwerke Brunsbüttel und Neckarwestheim I stillgelegt werden müssen. Das AKW Brunsbüttel wurde allerdings im Juli 2007 nach einer Pannenserie vom Netz genommen. Neckarwestheim I wurde durch Wartungen und Drosselung der Stromproduktion im „Streckbetrieb“ vor der Abschaltung bewahrt, offensichtlich in Spekulation auf eine Laufzeitverlängerung nach der Bundestagswahl 2009 (Spiegel Online, 2009)¹². Im Gegenzug sollte per Gesetz ein Teil der Gewinne aus der Laufzeitverlängerung in einen „Innovationsfonds“ geleitet werden.

Brunsbüttel	2009	Unterweser	2012	Grohnde	2019
Neckarwestheim I	2009	Grafenrheinfeld	2015	Brokdorf	2020
Biblis A	2010	Gundremmingen B	2016	Neckarwestheim II	2020
Biblis B	2011	Krümmel	2016	Emsland	2021
Isar 1	2011	Gundremmingen C	2017	Isar 2	2021
Phillipsburg I	2012	Phillipsburg II	2017		

Tabelle 8: Abschaltung von Atomkraftwerken gemäß rot-grünem Atomausstiegsgesetz. Unterstellt sind Volllastbetrieb (~90 % Auslastung) bis zum Lebensende und keine Übertragung von Strommengen auf andere Reaktoren. Stand 2009.

Der Koalitionsvertrag bekräftigte dieses Vorhaben. Allerdings konnte in den zerstrittenen Arbeitsgruppen für Umwelt und Wirtschaft keine Einigung über die konkrete Umsetzung des Beschlusses erzielt werden. So heißt es im Koalitionsvertrag: „In einer möglichst schnell zu erzielenden Vereinbarung mit den Betreibern werden zu den Voraussetzungen einer Laufzeitverlängerung nähere Regelungen getroffen (u. a. Betriebszeiten der Kraftwerke, Sicherheitsniveau, Höhe und Zeitpunkt eines Vorteilsausgleichs, Mittelverwendung zur Erforschung vor allem von erneuerbaren Energien, insb. von Speichertechnologien).“ Die vage Formulierung lässt großen Gestaltungsspielraum. Speziell über die Auslegung von Sicherheitskriterien wäre prinzipiell noch jede Variante zwischen dem Weiterbetrieb sämtlicher oder keinem einzigen der Kraftwerke begründbar.

Die Akzeptanz der Kernenergie hatte zuvor durch mehrere Ereignisse gelitten: Im Sommer 2009 hatte ein Störfall im Atomkraftwerk Krümmel große Mängel im Krisenmanagement des Betreibers Vattenfall offenbart. Zusätzlich hatten haarsträubende Berichte über den Zustand des Endlagers Asse II und über Manipulationen an Gutachten zum Endlager Gorleben der Kernenergie Negativschlagzeilen beschert. In Berufung auf kanzlerinnahe Kreise wird daher eine Entscheidung über eine Laufzeitverlängerung wohl erst nach der Landtagswahl im Mai 2010 fallen (Zeit Online, 2009b), bzw. „bis weit ins Jahr 2010 solle ein Energiekonzept erarbeitet werden“ (Zeit Online, 2009c). Die Bundesregierung hat dafür Experten beauftragt, vier Modelle für längere Laufzeiten durchzurechnen: Laufzeitverlängerungen über 4, 12, 18 und 28 Jahre. Wegen der mangelnden Akzeptanz könnte die Verlängerung als politisches Zugeständnis an die Atomkraftgegner die Stilllegung einiger älterer Reaktoren erfordern.

Zentraler Streitpunkt wird die Höhe der Verlängerung der Regellaufzeit sein. Darüber hinaus zeichnet sich ab, dass mindestens die Hälfte der Erträge aus der Laufzeitverlängerung an den Staat abgeführt werden sollen und dass Nachrüstungen als Folge von Sicherheitsüberprüfungen an den Kraftwerken nötig werden. Dies würde Investitionen in Millionenhöhe erfordern und möglicherweise die Stilllegung von Problemreaktoren wie Biblis A oder Krümmel erzwingen. Inwieweit es für diese Reaktoren die Möglichkeit zur Übertragung von Reststrommengen geben wird, ist ungeklärt.

Wenn es tatsächlich zu einer Verlängerung ihrer Laufzeiten kommen sollte, könnten Gewinne aus den Laufzeitverlängerungen erst mit einiger Verzögerung abgeschöpft werden. Während der laufenden Legislaturperiode müssten Laufzeitverlängerungen von den Koalitionären gegen die Atomkraftkritiker vertei-

¹²Eine Übersicht zu den Wahlprogrammen siehe Garz et al. (2009)

diget werden, ohne dass sie Projekte mit den aus der Laufzeitverlängerung folgenden Geldern finanzieren könnten. Daher wurde bereits eine Vorauszahlung seitens der Atomkraftbetreiber erwogen. Sie wäre für diese wegen eines möglichen Regierungswechsels jedoch riskant und könnte auch den Eindruck eines erkaufte Gesetzes erwecken. Diese Option ist daher eher unrealistisch.

Obwohl deutsche Atomkraftwerke im internationalen Maßstab als verhältnismäßig sicher bezeichnet werden, sind die Anreize für den sicheren Betrieb von Atomkraftwerken durch den Atomausstieg zuletzt zumindest gesunken. „Die Festlegung auf den endgültigen Ausstieg habe den entscheidenden Treiber privater Sicherheitsanstrengungen ausgeschaltet“, so Wey (2009). Einzelne Unternehmen könnten eine Betriebsweise verfolgen, die für die gesamte Branche nachteilig ist. So bezeichnet laut Spiegel (2009) ein Insider etwa Vattenfall, den Betreiber mit den geringsten Atomkraftkapazitäten in Deutschland, als „Discounter unter den Kernkraftwerkbetreibern“. Ein größerer Störfall könnte die Akzeptanz der Kernenergie soweit untergraben, dass es zu vorübergehender, vorzeitiger oder endgültiger Stilllegung von Anlagen käme. Ein solcher Störfall müsste noch nicht einmal in Deutschland auftreten oder von einem der hiesigen Betreibern verantworten zu sein.

Es ist daher nicht unrealistisch, dass eine spätere Bundesregierung wieder einen Ausstieg aus dem Ausstieg aus dem Atomausstieg vornehmen wird. Es käme dann zu einer Weiterverlängerung oder Wiederverkürzung der Restlaufzeiten oder gar zu sofortigen Abschaltungen. „Die SPD warnte unterdessen die Betreiber der Atomkraftwerke davor, sich auf die von Schwarz-Gelb geplante Verlängerung der Laufzeiten einzulassen. Niemand gebe eine Garantie, dass Zusagen für die Energieplanung der Konzerne über das nächste Wahljahr 2013 hinweg Bestand hätten, sagte der Noch-Vizevorsitzende der SPD-Bundestagsfraktion, Ulrich Kelber“, so ein Zeitungsbericht (Zeit Online, 2009b).

Von hoher Bedeutung ist auch die Frage, ob die Bundesländer der Laufzeitverlängerung zustimmen müssen. So könnten der Bundesrat oder das Verfassungsgericht die Laufzeitverlängerung zum Fall bringen.

Somit wird die Frage nach der tatsächlichen Laufzeit der Atomkraftwerke erst im Nachhinein endgültig beantwortet werden können.

Die schnelle politische Entwicklung macht es schwierig, eine Wahrscheinlichkeitsverteilung für die Laufzeit der Atomkraftwerke auszuwählen. Die gewählte Verteilung reflektiert die Situation kurz nach der Bundestagswahl 2009. Es wird eine diskrete Wahrscheinlichkeitsverteilung vorgeschlagen: Zu 35 % kommt es zu keiner Laufzeitverlängerung, zu 20 % zu einer Verlängerung um 4 Jahre, zu 30 % um 12 Jahre, zu 10 % um 18 Jahre und zu 5 % um 28 Jahre (vgl. Abb. 27). Es wäre natürlich auch möglich, dass es zu einer Verlängerung um z.B. 10 Jahre kommen wird. Eine stärkere zeitliche Differenzierung der Wahrscheinlichkeitsverteilung würde aber die Bestimmung der Wahrscheinlichkeitsverteilung verkomplizieren. Entscheidend ist vielmehr, dass die Spannbreite der möglichen Verlängerungen mit der Verteilung plausibel ausgeschöpft wird. Dies sollte mit der gewählten Verteilung mit Laufzeitverlängerungen von 0 bis 28 Jahren der Fall sein. Die Verteilung bildet aber nicht die Möglichkeit ab, dass es aufgrund eines Regierungswechsels oder Störfalls zu einer sofortigen oder beschleunigten Abschaltung der Atomkraftwerke kommt.

Längere Unterbrechungen der Betriebszeit, etwa durch umfangreiche Nachrüstungen, Produktionsdrosselungen oder Störfälle, werden modellintern nicht berücksichtigt. Es wird außerdem keine spezielle Unterscheidung zwischen den einzelnen Reaktoren und keine Übertragungen von Reststrommengen vorgenommen. Falls etwa fünf Reaktoren aus Sicherheitsgründen keine Laufzeitverlängerung erhielten, würde eine Laufzeitverlängerung der restlichen zwölf Kraftwerke um 17 Jahre als Äquivalent für eine allgemeine Laufzeitverlängerung von zwölf Jahren benötigt.

Neben der unsicheren Laufzeitverlängerung wird eine staatliche Teilabschöpfung der Gewinne aus der Laufzeitverlängerung berücksichtigt. Mit der Ankündigung, mindestens „die Hälfte der Gewinne aus der Laufzeitverlängerung“ abschöpfen zu wollen, hat sich die Regierung bereits vorläufig festgelegt. Damit

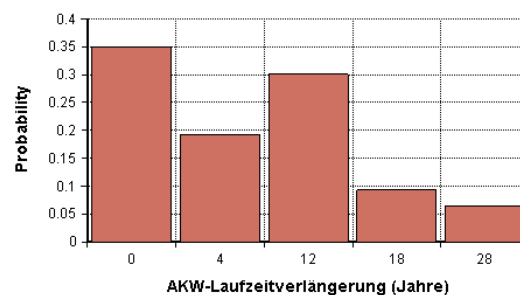


Abbildung 27: Wahrscheinlichkeitsverteilung für die Laufzeitverlängerung der AKWs.

die Betreiber noch Interesse am Weiterbetrieb der Anlagen haben, darf die Abschöpfungsquote wiederum nicht zu hoch sein. Ein Herunterhandeln aufgrund des Verweizens auf Nachrüstungskosten ist aber auch nicht ausgeschlossen. Daher wird die Quote durch eine Dreiecksverteilung mit dem Wertetripel 30 %, 50 % und 75 % modelliert.

Neben der Gewinnabschöpfung werden als zusätzliche Fixkosten 25 €/kW in jedem Jahr der Laufzeitverlängerung für Sicherheitsnachrüstungen veranschlagt. Dieser Wert liegt einigen Szenarien im Energiekonzept der Bundesregierung zugrunde (EWI et al., 2010) und entspricht für alle Atomkraftwerke zusammen ca. 500 Mio. € pro Jahr der Laufzeitverlängerung. Nominal fallen damit 2,0 Mrd. € für eine Laufzeitverlängerung von 4 Jahren an, 6,1 Mrd. € bei 12 Jahren, 9,2 Mrd. € bei 18 Jahren und 14,3 Mrd. € bei 28 Jahren. Diese Zahlen sind vergleichsweise niedrig, das BMU veranschlagt diesen Aufwand wesentlich höher: Er beträgt 6,2 Mrd. € bei einer Laufzeitverlängerung von 4 Jahren, 20,3 Mrd. € bei 12 Jahren, 36,2 Mrd. € bei 18 Jahren und 49,8 Mrd. € bei 28 Jahren (EWI et al., 2010). Gegen die Verwendung dieser Zahlen sprechen hier vor allem fehlende Angaben über die Fälligkeit der Kosten. Der Unterschied von nominal bis zu 35 Mrd. € deutet aber an, wie extrem stark die Gewinne aus einer Laufzeitverlängerung von politischen Vorgaben bestimmt werden.

5.7 Grenzen der Modellierung von Unsicherheiten

Die beobachteten Schwierigkeiten, die Unsicherheiten über Einflussgrößen und ihr Zusammenwirken passend zu modellieren, machen den Bayes-Ansatz weniger praktikabel, als es die Theorie erscheinen lässt. Die ausgewählten Brennstoff- und CO₂-Preisverteilungen wirken konstruiert und hätten auch anders definiert werden können. Dies kann auf die zahlreichen Ursachen zurückgeführt werden. Die Alternativen erscheinen nicht ganz befriedigend: Entweder gehen die Reflexionen über die Ursachen in eine intuitiv festgelegte Wahrscheinlichkeitsverteilung ein. Oder das Modell wird um die ursächlichen Variablen erweitert. Wenn die Ursachen auch mit anderen Einflussgrößen zusammenhängen, ist der zweite Ansatz angebrachter. Bei dieser Vorgehensweise droht aber eine explosionsartige Vergrößerung des Modells, bei der dann aber immer noch Ursachen fehlen können und der Überblick verloren gehen kann.

Diese Schwierigkeiten sind aber unumgänglich. Die Modellstruktur folgt zunächst aus Expertengesprächen. Die richtige Modelltiefe lässt sich, wenn überhaupt, erst im Nachhinein feststellen. Der Einfluss einzelner Variablen muss dafür durch Sensitivitätsanalysen untersucht werden. Für die zentralen Einflussgrößen kann das Modell dann weiter verfeinert werden. Die Quantifizierung der Unsicherheiten durch Wahrscheinlichkeiten erfolgt in der Regel am Ende dieses iterativen Prozesses. Bei einer Wahrscheinlichkeitsbefragung über eine Einflussgröße kann sich aber herausstellen, dass stattdessen das Modell noch um weitere Einflussgrößen erweitert werden müsste. Dies erfordert mehrere Durchgänge bei der Modellierung und entsprechend viel Zeit und Bereitschaft.

Mit den Analysten der WestLB wurde die verfügbare Zeit primär dazu benutzt, die Wirkungszusammenhänge abzustimmen. Zusätzlich noch Wahrscheinlichkeitsaussagen zu begründen, ist ungewohnt und muss eingeübt werden. Für diese Studie wurde keine rigide Wahrscheinlichkeitsbefragung nach dem Muster von S. 11ff durchgeführt. Einige der im Expertengespräch gewonnenen Aussagen wurden daher erst im Nachhinein in eine Wahrscheinlichkeitsverteilung übersetzt oder nachbearbeitet. Andere Wahrscheinlichkeitsverteilungen wurden eigenständig auf Basis von Literaturrecherchen begründet.

Dabei wurden auch die Probleme eines statistischen Ansatzes deutlich. Für die betrachteten Einflussvariablen liegen zwar teilweise Datensätze vor. Die Daten (vor allem zu Preisen) können aber nicht als homogen betrachtet werden: Die Stromwirtschaft befindet sich derzeit in einem Umbruch. Außerdem muss ein Zeithorizont von mehreren Dekaden in die Zukunft berücksichtigt werden. Damit ist so gut wie sicher, dass es in diesen Zeiträumen zu Strukturbrüchen und anderen Veränderungen kommen wird. Statistische Modelle beruhen aber auf Homogenitätskonzepten wie Austauschbarkeit oder Stationarität. Sie sind daher nicht mehr direkt anwendbar. Deswegen können die benötigten Aussagen über zukünftige Entwicklungen nicht primär aus einer Datenanalyse gezogen werden. Sie müssen vielmehr aus einem Systemverständnis resultieren.

Systemverständnis und Datenanalyse können zwar ganz im Sinne des Bayes-Ansatzes in einem statistischen Modell vereinigt werden. Da aber zu viele Faktoren eine Rolle spielen, scheitert dieser Ansatz in der Praxis. Vom Bayes-Ansatz bleibt dann vor allem der starke theoretische Überbau mit seinen Schwächen bei der anfänglichen Wahrscheinlichkeitsbestimmung. Seine Stärken in der Datenanalyse können nicht ausgespielt werden.

6 Das DCF-Modell

Auf den folgenden Seiten wird das Kraftwerksbewertungsmodell vorgestellt. Die Modellstruktur ergibt sich aus den Gleichungen für die Zahlungsströme aus dem Bau, dem Betrieb und der Stilllegung der Kraftwerke. Dabei wird zwischen Bestandskraftwerken und Neuinvestitionen unterschieden. Die Umsetzung der Gleichungen und den im letzten Kapitel diskutierten Einflussgrößen zu einem Einflussdiagramm geschieht mit der Software Analytica, die dafür kurz vorgestellt wird. Der Kapitalwert von Kraftwerken und Kraftwerksportfolien benötigt noch Annahmen über Strompreise und die Auslastung von Kraftwerken. Diese werden im darauffolgenden Kapitel getroffen. Vorerst können mittels des Modells daher nur Aussagen über Stromerzeugungskosten bei vorgegebener Auslastung getroffen werden.

6.1 Software-Implementierung

Das Einflussdiagramm wurde mit der Software Analytica (Version 4.2.3.7) programmiert. Es besteht aus insgesamt etwa 1200 Objekten, die mit Modulen auf verschiedenen Diagrammhierarchien verteilt wurden. Die Objekte stellen Modellvariablen dar, mitgezählt werden aber auch Textfelder, Ein- und Ausgabefelder und Indexvariablen („Dimensionen von Tabellen“). Das oberste Modul besteht aus Ein- und Ausgabefeldern für die wichtigsten Modellparameter und -zielgrößen. Auf den unteren Ebenen befinden sich verschiedene Module, etwa für die Zahlungsströme der Bestandsportfolien und von Einzelinvestitionen oder ein Modul für die Einsatzreihenfolge der Kraftwerke und daraus folgende Größen. Für die Ergebnisse einzelner Unterkapitel (z.B. Atomausstieg) oder komplexere Einzelberechnungen sowie für die hier nicht berechneten Investitionen in erneuerbare Energien wurden weitere Submodule geschaffen. Aufgrund der Komplexität des Modells wurden die Unsicherheitsanalysen ebenfalls weitgehend in eigene Module ausgelagert. Die hohe Zahl an Knoten erklärt sich aus vielen Zwischenberechnungen, aber auch dadurch, dass zur gewünscht formatierten Ausgabe der Ergebnisse zusätzliche Knoten benötigt wurden.

Ein besonderes Merkmal von Analytica ist das Arbeiten mit sogenannten intelligenten Arrays. Arrays sind mehrdimensionale Tabellen. Die Dimensionen können z.B. ein Zeitindex, der Kraftwerkstyp oder die Kraftwerks-ID, verschiedene Szenarien oder beliebig andere Indices darstellen. Diese Dimensionen werden von Analytica automatisch erkannt und verwaltet. Das Hinzufügen oder Entfernen einer Dimension ist somit weitgehend problemlos möglich. Ein weiterer Vorteil von Analytica ist das Implementieren von Zufallsvariablen. Variablen können (auch nachträglich) verschiedene diskrete oder stetige Wahrscheinlichkeitsverteilungen zugewiesen werden. Die dadurch implementierte Unsicherheit wird per Simulation an die Folgevariablen (Kinder-Knoten) weitergegeben. Da Berechnungen mit einer hohen Stichprobenzahl zeitaufwändig werden können, bietet Analytica zwei verschiedene Rechenmodi an: Beim sogenannten Mid-Modus werden Zufallsvariablen als deterministische Variablen behandelt, welche den Median der Zufallsvariable annehmen. Dieser Modus liefert schnelle Ergebnisse, die in der Regel in der Nähe der exakten Erwartungswerte liegen. Im probabilistischen Modus dagegen werden die Zufallsvariablen mit Hilfe von Monte Carlo- oder Latin Hypercube-Verfahren per Simulation durchgerechnet.

Durch geschicktes Ziehen von Zufallszahlen wird die Berechnung deutlich effizienter. Im Fall der einfachen Monte Carlo-Simulation werden Zufallszahlen unabhängig voneinander generiert. Dabei kann es passieren, dass sich die Realisationen auf einem Bereich des Wertebereichs zu sehr häufen, einzelne Bereiche gar nicht abgedeckt werden oder dass extreme Ausreißer auftreten. Speziell bei mehrdimensionalen Zufallsvariablen ist dies problematisch („curse of dimensionality“). Die Verzerrung überträgt sich dann auf alle Folgeergebnisse. Diesem Problem kann nur durch hinreichend große Stichproben abgeholfen werden. Als effizientere Alternative bieten sich Simulationsmethoden wie Latin Hypercube Sampling an (vgl. McKay et al., 1979). Im eindimensionalen Fall entspricht dies einer Unterteilung des Wertebereichs in Intervalle, aus jedem Intervall wird eine eigene Stichprobe mit geeignet festgelegter Größe gezogen. Bei multivariaten reellwertigen Zufallsvariablen formen diese Intervalle Kuben im \mathbb{R}^n , daher auch der Name „Hypercube“. Bei dieser Simulation wird der Wertebereich der Zufallsvariablen gleichmäßiger ausgeschöpft. Das Simulationsverfahren existiert in verschiedenen Varianten: So kann der Wertebereich in Quantile $q_{((i-0,5)/n)}$ mit $i = 1, \dots, n$ zerlegt und diese Quantile als Stichprobe benutzt werden (bei mehreren Zufallsvariablen zur Vermeidung von Korrelationen nach zufälliger Permutation, vgl. „Median Latin Hypercube Sampling“, Lumina Decision Systems, 2009).

Analytica ist grundsätzlich sehr benutzerfreundlich, die array-wertige Programmierung erlaubt zugleich eine effiziente Evaluierung. Ein Problem dieser Arbeit stellten aber Speicherrestriktionen dar. Als Engpass erwiesen sich Berechnungen, wo einzelne Zwischenergebnisse Arrays mit hoher Dimensionen waren. So stellt eine Variable mit den Dimensionen Zeit, Brennstoffpreisszenario, CO₂-Preisszenario und Ersatzszenario bei probabilistischer Auswertung mit Stichprobengröße n eine mehrdimensionale Tabelle der Dimension $80 \times 3 \times 4 \times 4 \times n = 3840 \times n$ dar und somit bei einer Stichprobengröße von 500 einen Array mit 1,92 Millionen Einträgen. Entsprechend hoch ist der Speicherbedarf. Windows XP lässt allerdings nur 4 GB RAM zu (inkl. virtuellem Speicher). Für die Unsicherheitsanalysen mussten daher in Rücksprache mit den Analytica-Programmierern Sonderalgorithmen gefunden werden. Eine wirkliche Abhilfe schaffte erst die Freigabe der „Large-Sample-Library“ Ende 2009, mit welcher per Programmroutine große Stichproben in Unterpakete zerlegt, diese nacheinander berechnet und anschließend wieder zusammengefügt werden können. Dadurch verkürzte sich die Rechenzeit für große Stichproben von mehreren Stunden auf Minuten.

6.2 Net Present Value und Discounted Cash Flows

Die Bewertung von Kraftwerksinvestitionen erfolgt über den Kapitalwert (auch Barwert, Unternehmenswert, englisch net present value). Eine profitable Investition ist durch einen positiven Kapitalwert gekennzeichnet (siehe z.B. Brealey et al., 2008; Damodaran, 2007). Der Kapitalwert aggregiert alle über die Lebensdauer anfallenden Zahlungsströme unter Beachtung des Zeitwerts. Die Zahlungsströme folgen

aus allen Zahlungen, die bei Bau, Betrieb und Stilllegung erfolgen. Deren Zeitwert wird durch Diskontierung bestimmt, wobei sich alle Berechnungen hier auf das Jahr 2008 beziehen. Zur Bestimmung des Kapitalwerts wird ein Einflussdiagramm verwendet, dessen Grundschemata in Abb. 28 dargestellt ist. Die benötigten Gleichungen werden auf den folgenden Seiten beschrieben.

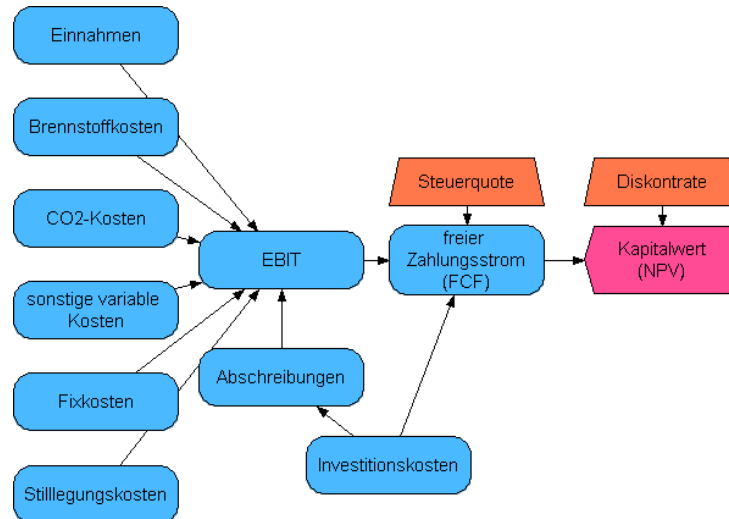


Abbildung 28: Schema für ein DCF-Modell eines Kraftwerks als Einflussdiagramm.

Der Kapitalwert (NPV) eines Kraftwerks (oder -portfolios) folgt aus den jährlichen (abgezinsten) freien Zahlungsströmen FCF_t (free cash flows):

$$NPV_{[\text{€}]} = \sum_t \frac{FCF_t}{(1+r)^t}$$

Der Zeitindex $t = 0, 1, 2, \dots$ beginnt im Jahr 2008 und endet mit der Stilllegung des letzten neugebauten Kraftwerks. Die Zahlungsströme werden mit realen Werten berechnet. Die Diskontrate steht für die durchschnittlichen Kapitalkosten (kalkulatorischer Zinssatz oder WACC: Weighted Average Cost of Capital). Der kalkulatorische Zinssatz $r = 6\%$ ergibt sich aus verschiedenen Parametern, unter anderem werden dafür der Eigenkapitalanteil, die geforderte Eigenkapitalrendite und der Zinssatz für das Fremdkapital benötigt. Steuern und Abschreibungen werden in dieser Studie separat betrachtet. Konstantin (2009) gibt bei einem Eigenkapitalanteil von 35 %, einer (nominalen) Eigenkapitalrendite von 12 %, einem (nominalen) Fremdkapitalzinssatz von 6.5 % und einer Inflationsrate von 2.5 % einen kalkulatorischen Zinssatz ohne Körperschafts- und Gewerbesteuer von real 6 % an. Dieser Wert wird auch in dieser Untersuchung verwendet.

Die freien Zahlungsströme bestimmen sich nach

$$FCF_{\left[\frac{\text{€}}{\text{Jahr}}\right]} = \text{Einnahmen}_{\left[\frac{\text{€}}{\text{Jahr}}\right]} - \text{Produktionskosten}_{\left[\frac{\text{€}}{\text{Jahr}}\right]} - \text{Steuern}_{\left[\frac{\text{€}}{\text{Jahr}}\right]} - \text{Investitionskosten}_{\left[\frac{\text{€}}{\text{Jahr}}\right]}$$

Die Höhe der Steuern berechnet sich aus dem Jahresgewinn unter Annahme einer Steuerquote von 30 %. Sie werden auf den EBIT (Gewinn vor Steuern und Zinsen) erhoben. Der EBIT folgt aus

$$\begin{aligned} EBIT_{\left[\frac{\text{€}}{\text{Jahr}}\right]} = & \text{Einnahmen aus Stromverkauf}_{\left[\frac{\text{€}}{\text{Jahr}}\right]} - \text{Brennstoffkosten}_{\left[\frac{\text{€}}{\text{Jahr}}\right]} - \text{CO}_2\text{-Kosten}_{\left[\frac{\text{€}}{\text{Jahr}}\right]} \\ & - \text{sonstige variable Kosten}_{\left[\frac{\text{€}}{\text{Jahr}}\right]} - \text{Fixkosten}_{\left[\frac{\text{€}}{\text{Jahr}}\right]} - \text{Stilllegungskosten}_{\left[\frac{\text{€}}{\text{Jahr}}\right]} - \text{Abschreibungen}_{\left[\frac{\text{€}}{\text{Jahr}}\right]} \end{aligned}$$

Für die Steuern wird ein Steuersatz von 30 % angesetzt:

$$\text{Steuern} = \text{EBIT} \cdot \text{Steuerquote.}$$

$$\left[\frac{\text{€}}{\text{Jahr}} \right] \quad \left[\frac{\text{€}}{\text{Jahr}} \right] \quad [\%]$$

Die freien Zahlungsströme nach Steuern folgen aus den vorhergehenden Gleichungen als

$$\text{FCF} = (1 - 0.3) \cdot \text{EBIT} + \text{Abschreibungen} - \text{Investitionskosten.}$$

$$\left[\frac{\text{€}}{\text{Jahr}} \right] \quad \left[\frac{\text{€}}{\text{Jahr}} \right] \quad \left[\frac{\text{€}}{\text{Jahr}} \right] \quad \left[\frac{\text{€}}{\text{Jahr}} \right]$$

Abschreibungen wirken zwar steuermindernd („tax shield“), stellen selbst aber keinen Zahlungsstrom dar und gehen nur indirekt in die freien Zahlungsströme ein.

Das DCF-Modell wird zum einen für die Berechnung des Restwerts (zum Jahr 2008) der Bestandsportfolien als auch zur Bewertung von einzelnen Ersatzkraftwerken verwendet. Wegen der langen Laufzeiten erstreckt sich die Projektion der Zahlungsströme über einen sehr großen Zeitraum (bis Mitte des Jahrhunderts). Bei diesem langen Zeithorizont sind verlässliche Vorhersagen über die Verfasstheit des Strommarkts kaum noch möglich. Allerdings halbiert sich der reale Wert bei einer Diskontierung mit 6 % bereits bei 12 Jahren in der Zukunft. Aufgrund der Diskontierung spielen die Zahlungsströme gegen Ende des Betriebszyklus daher nur noch eine geringe Rolle.

Bei der Berechnung der Kapitalwerte ergeben sich für die Bestandskraftwerke und neu gebaute Kraftwerke leicht unterschiedliche Vorgehensweisen. Für die Bestandskraftwerke werden individuelle Daten verwendet, die es erlauben, kraftwerksspezifische Besonderheiten zu berücksichtigen. Für die Neuinvestitionen werden einheitliche Annahmen je nach Typ des Kraftwerks verwendet (vgl. Tabelle 4 auf S. 52).

6.3 Berechnung der Zahlungsströme für ein Bestandskraftwerk

6.3.1 Einnahmen aus Stromverkauf

Die jährlichen Einnahmen aus Stromverkauf sind das Produkt aus Stromproduktion und Strompreis:

$$\text{Einnahmen aus Stromverkauf} = \text{Stromproduktion} \cdot \text{Strompreis.}$$

$$[\text{€}] \quad [\text{MWh}] \quad [€/\text{MWh}]$$

$$\text{Stromproduktion} = \text{Netto-Kapazität} \cdot 8760 \cdot \text{Auslastung.}$$

$$[\text{MWh}/\text{Jahr}] \quad [\text{MW}] \quad [\text{h}/\text{Jahr}] \quad [\%]$$

Die Strompreisbestimmung wird auf S. 97ff beschrieben, die Bestimmung der Auslastung auf S. 100ff.

6.3.2 Brennstoffkosten

Die Brennstoffkosten berechnen sich aus der Stromproduktion und dem Wirkungsgrad

$$\text{Brennstoffkosten} = \text{Brennstoffpreis} \cdot \text{Brennstoffverbrauch} =$$

$$[\text{€}] \quad [€/\text{MWh}] \quad [\text{MWh}]$$

$$\text{Brennstoffpreis} \cdot \text{Stromproduktion}/\text{Wirkungsgrad.}$$

$$[\text{€}/\text{MWh}] \quad [\text{MWh}] \quad [\%]$$

Die MWh im Brennstoffpreis beziehen sich auf den Brennwert des Brennstoffs, nicht auf die Stromproduktion.

6.3.3 CO₂-Kosten

Aus dem Emissionshandel erwachsen folgende Kosten:

$$\text{CO}_2\text{-Kosten} \underset{[\text{€}]}{=} \left(\underset{[\text{tCO}_2]}{\text{Emissionen}} - \underset{[\text{tCO}_2]}{\text{kostenlose Zuteilung}} \right) \cdot \underset{[\text{€/tCO}_2]}{\text{CO}_2\text{-Preis}},$$

Die Emissionen folgen aus

$$\text{Emissionen} \underset{[\text{tCO}_2]}{=} 10^{-6} \cdot 10^3 \cdot \underset{\left[\frac{\text{t}}{\text{g}}\right]}{\text{Emissionskoeffizient}} \cdot \underset{\left[\frac{\text{kWh}}{\text{MWh}}\right]}{\text{Stromproduktion/Wirkungsgrad}},$$

Der Emissionskoeffizient beträgt 400 g CO₂/kWh für Braunkohle, 340 g CO₂/kWh für Steinkohle, 190 g CO₂/kWh für Gas und 220 g CO₂/kWh für Kraftwerke mit Heizöl-Anteil (kWh bezogen auf den Brennwert). Der CO₂-Preis folgt aus den Annahmen von S. 68f.

Zuteilung von Emissionsrechten: Innerhalb der NAP 2-Periode (2008–2012) wird den Kraftwerken etwa die Hälfte der benötigten Emissionsrechte über ein Benchmark-System kostenlos zugeteilt. Die Benchmark liegt bei 365 g CO₂/kWh für gasbefeuerte Kraftwerken und bei 750 g CO₂/kWh für kohlebefeuerte Kraftwerke. Für ältere Kraftwerke wird die Benchmark auf die historische Stromproduktion innerhalb einer Basisperiode bezogen (in der Regel 2000–2005).

Für neuere Anlagen (Inbetriebnahme in den Jahren 2003 bis 2007) wird die Stromproduktion anhand einer Standardauslastung berechnet. Dies trifft hier nur auf ein einziges Kraftwerk zu (Niederaußem BoA1, Inbetriebnahme 2003). Die Standardauslastung dieses Kraftwerks beträgt nach ZuG 2012 8250 Stunden pro Jahr.

$$\text{kostenlose Zuteilung} \underset{[\text{tCO}_2]}{=} \underset{[\text{h}]}{\text{Standardauslastung}} \cdot \underset{\left[\frac{\text{gCO}_2}{\text{kWh}}\right]}{\text{Benchmark}} \cdot 10^{-6} \cdot \underset{\left[\frac{\text{t}}{\text{g}}\right]}{\text{Netto-Kapazität}} \cdot 10^3 \cdot \underset{[\text{MW}]}{\text{anteilige Kürzung}} \cdot 84,4\%$$

Für Anlagen, die bis 2002 in Betrieb genommen wurden, wird laut ZuG 2012 die Zuteilung gemäß der Stromproduktion in der Basis-Periode 2000–2005 vorgenommen. Wegen der fehlenden Angabe wird die Zuteilung hier anhand der vorigen Formel mit der Auslastung aus unserem Datensatz anstelle der Standardauslastung abgeschätzt. Der Multiplikator von 84,4 % kürzt die Gesamtmenge um die für die Veräußerung vorgesehene Zahl von 40 Mio. Emissionsberechtigungen.

Die anteilige Kürzung stellt die Einhaltung der verfügbaren Menge an zuteilbaren Emissionsberechtigungen sicher. Da das Volumen der beantragten Ausstattungen vor Beginn des Zuteilungsverfahrens nicht bekannt war, wird über diesen Mechanismus eine Budgetüberschreitung vermieden. Die anteilige Kürzung berechnet sich aus

$$\text{anteilige Kürzung} = 1 - 0,489 \cdot (1 - \text{Effizienzstandard}).$$

Der Anpassungsfaktor 0,489 folgte aus der Budgetüberschreitung um 13,28 Mio. Emissionsberechtigungen (DEHSt, 2008). Bei der resultierenden Kürzung werden Kraftwerke, die eine hohe Abweichung zu einem Produktstandard aufweisen, über einen Effizienzstandard besonders belastet:

$$\text{Effizienzstandard} = \underset{\left[\frac{\text{gCO}_2}{\text{kWh}}\right]}{\text{Produktstandard}} \cdot \underset{[\text{MWh}]}{\text{Nettostromproduktion}_{2005}} / \underset{[\text{tCO}_2]}{\text{Emissionen}_{2005}} \cdot 10^{-6} \cdot 10^3 \cdot \underset{\left[\frac{\text{t}}{\text{g}}\right]}{\text{Netto-Kapazität}} \cdot \underset{\left[\frac{\text{kWh}}{\text{MWh}}\right]}{\text{Wirkungsgrad}}.$$

Der Produktstandard liegt bei 365 g CO₂/kWh bei Verbrennung gasförmiger Brennstoffe, 990 g CO₂/kWh bei der Verbrennung von Braunkohle und ansonsten bei 750 g CO₂/kWh. Der Effizienzstandard darf 1 nicht übersteigen.

Ab 2013 werden die Emissionsrechte für die Stromwirtschaft vollständig versteigert. Dies bedeutet, dass keine Emissionsberechtigungen mehr kostenlos zugeteilt werden.

6.3.4 Sonstige Betriebskosten

Neben Brennstoff- und CO₂-Kosten fallen noch weitere Betriebskosten an (Personalkosten, Versicherungen, etc.). Diese sonstigen Betriebskosten setzen sich zusammen aus kraftwerksspezifischen Fixkosten und sonstigen variablen Kosten (abzüglich Brennstoff- und CO₂-Kosten):

$$\begin{aligned} \text{sonstige Betriebskosten} &= \text{Fixkosten} + \text{sonstige variable Kosten} = \\ [\text{€}] & \quad [\text{€}] \quad [\text{€}] \\ & \quad \text{Fixkosten} \cdot \text{Brutto-Kapazität} + \text{sonstige variable Kosten} \cdot \text{Stromproduktion}. \\ & \quad [\text{€ / kW}] \quad [\text{kW}] \quad [\text{€ / MWh}] \quad [\text{MWh}] \end{aligned}$$

6.3.5 Stilllegungskosten

Die Stilllegungskosten fallen im letzten Betriebsjahr an. Sie sind für jedes Kraftwerk individuell gegeben und hängen von der Größe des Kraftwerks (Brutto-Kapazität) und dem Typ des Kraftwerks ab.

6.3.6 Abschreibungen

Die Investitionskosten der Bestandskraftwerke werden über 30 Jahre abgeschrieben. Knapp die Hälfte der Kraftwerke ist damit bereits vollständig abgeschrieben. Die verbleibenden Abschreibungen sind insgesamt niedrig (grob abgeschätzt etwa ein Sechstel des Ursprungvolumens).

$$\text{Abschreibung} = \text{Gesamtinvestition} \cdot \text{Brutto-Kapazität} / \text{Abschreibungszeitraum}.$$

$[\text{€/Jahr}] \quad [\text{€/MW}] \quad [\text{MW}] \quad [\text{Jahre}]$

6.4 Berechnung der Zahlungsströme für ein neugebauten Kraftwerks

Für neu errichtete Kraftwerke werden an einigen Stellen andere Berechnungen angewandt.

6.4.1 Einnahmen aus Stromverkauf

Stromproduktion und Einnahmen aus Stromverkauf werden aus der Netto-Kapazität und der Auslastung bestimmt:

$$\begin{aligned} \text{Stromproduktion} &= \text{Netto-Kapazität} \cdot 8760 \cdot \text{Auslastung}. \\ [\text{MWh/Jahr}] & \quad [\text{MW}] \quad [\text{h/Jahr}] \quad [\%] \\ \text{Einnahmen aus Stromverkauf} &= \text{Stromproduktion} \cdot \text{Strompreis}. \\ [\text{€}] & \quad [\text{MWh}] \quad [\text{€/MWh}] \end{aligned}$$

6.4.2 Investitionskosten (CAPEX)

Der Kapitalaufwand (Capital Expenditure, CAPEX) zum Bau eines Kraftwerks bestimmt sich nach der Netto-Kapazität und dem Kraftwerkstyp (vgl. Tabelle 4):

$$\text{Investitionskosten} = \text{Investitionskosten} \cdot \text{Netto-Kapazität}.$$

$[\text{€}] \quad [\text{€/kW}] \quad [\text{kW}]$

Die Kosten fallen im Jahr vor Inbetriebnahme des Kraftwerks an.

6.4.3 Brennstoffkosten

Die Brennstoffkosten berechnen sich aus der Stromproduktion und dem Wirkungsgrad

$$\begin{aligned} \text{Brennstoffkosten} &= \text{Brennstoffpreis} \cdot \text{Brennstoffverbrauch} = \\ \text{[€]} & \quad \text{[€/MWh]} \quad \text{[MWh]} \\ & \quad \text{Brennstoffpreis} \cdot \text{Stromproduktion/Wirkungsgrad.} \\ & \quad \text{[€/MWh]} \quad \text{[MWh]} \quad \text{[%]} \end{aligned}$$

6.4.4 CO₂-Kosten

Die CO₂-Kosten berechnen sich durch

$$\text{CO}_2\text{-Kosten} = \left(\text{Emissionen} - \text{kostenlose Zuteilung} \right) \cdot \text{CO}_2\text{-Preis},$$

$\text{[€]} \quad \text{[t CO}_2\text{]} \quad \text{[t CO}_2\text{]} \quad \text{[€/t CO}_2\text{]}$

wobei

$$\text{Emissionen} = 10^{-6} \cdot 10^3 \cdot \text{Emissionskoeffizient} \cdot \text{Stromproduktion/Wirkungsgrad.}$$

$\text{[t CO}_2\text{]} \quad \text{[t]} \quad \text{[kWh/MWh]} \quad \text{[g CO}_2\text{/kWh]} \quad \text{[MWh]} \quad \text{[%]}$

Innerhalb der NAP 2-Periode (2008–2012) erfolgt die Zuteilung kostenloser Emissionszertifikate anhand einer Benchmark von 365 g CO₂ pro kWh Stromproduktion für Gas-Kraftwerke und von 750 g CO₂/kWh für Stein- und Braunkohlekraftwerke. Die Nettostromproduktion wird aus einer Standardauslastung (8250 Stunden pro Jahr für ein Braunkohlekraftwerk und 7500 Stunden für ein Gas- bzw. Steinkohlekraftwerk) veranschlagt. Daraus folgt eine jährliche kostenlose Ausstattung von

$$\text{kostenlose Zuteilung} = \text{Standardauslastung} \cdot \text{Benchmark} \cdot 10^{-6} \cdot \text{Netto-Kapazität} \cdot 10^3 \cdot 84,4\%.$$

$\text{[t CO}_2\text{]} \quad \text{[h]} \quad \text{[g CO}_2\text{/kWh]} \quad \text{[t]} \quad \text{[MW]} \quad \text{[kWh/MW]}$

84,4 % ist der Kürzungsfaktor nach § 20 ZuG 2012 zur „Erzielung des Berechtigungsaufkommen für die Veräußerung“. Anders als bei den Bestandsanlagen findet bei Neuanlagen keine weitere anteilige Kürzung statt.

Die Gesamtmenge der 453 Mio. Emissionsberechtigungen umfasst eine Reserve von 23 Mio. Berechtigungen pro Jahr für Neuanlagen und Ansprüche nach Widerspruchs- oder Gerichtsverfahren. Sollte die Reserve aufgebraucht sein, würden von der Kreditanstalt für Wiederaufbau zusätzliche Zertifikate am Markt gekauft. Dieser Kauf würde mit dem Verkauf von Zertifikaten aus der dritten Emissionshandelsperiode ab 2013 finanziert. Damit ist die Versorgung von neugebauten Kraftwerken mit kostenlosen Zuteilungen sichergestellt.

6.4.5 Sonstige Betriebskosten

Die sonstigen Betriebskosten (ohne Brennstoff- und CO₂-Kosten) folgen aus Fixkosten und den sonstigen variablen Kosten. Beide folgen aus der Netto-Kapazität des Kraftwerks und Annahmen aus Tab. 4.

$$\begin{aligned} \text{Betriebskosten} &= \text{Fixkosten} + \text{sonstige variable Kosten} = \\ \text{[€]} & \quad \text{[€]} \quad \text{[€]} \\ & \quad \text{Fixkosten} \cdot \text{Netto-Kapazität} + \text{sonstige variable Kosten} \cdot \text{Stromproduktion.} \\ & \quad \text{[€/kW]} \quad \text{[kW]} \quad \text{[€/MWh]} \quad \text{[MWh]} \end{aligned}$$

6.4.6 Stilllegungskosten

Sie bestimmen sich aus dem Typ des Kraftwerks zusammen mit der Kapazität des Kraftwerks:

$$\text{Stilllegungskosten} \underset{[\text{€}]}{=} \text{Stilllegungskosten} \underset{[\text{€/kW}]}{\cdot} \text{Netto-Kapazität} \underset{[\text{MW}]}{\cdot} \frac{10^3}{[\text{kW/MW}]} .$$

Pro kW Netto-Kapazität fallen im letzten Betriebsjahr 50 € (Stein- und Braunkohlekraftwerke) bzw. 25 € für GuD-Kraftwerke an.

6.4.7 Abschreibungen

Die Investitionskosten des Kraftwerks werden über die Nutzungsdauer von thermischen Kraftwerken von 15 Jahren gemäß den aktuellen Abschreibungsfristen für Anlagengüter (AfA) abgeschrieben (Heuck et al., 2007).

$$\text{Abschreibung} \underset{[\text{€/Jahr}]}{=} \text{Investitionskosten} \underset{[\text{€}]}{/} \frac{15}{[\text{Jahre}]} .$$

6.5 Stromgestehungskosten

Die Stromgestehungskosten bezeichnen die über den gesamten Betriebszyklus gerechneten durchschnittlichen Kosten eines Kraftwerks für die Erzeugung einer Einheit Strom. Die Größe umfasst nicht nur die reinen Betriebskosten gegeben eine Anlage (Brennstoffkosten, CO₂-Kosten), sondern alle über die Laufzeit anfallenden Kosten (Investitionskosten, Stilllegungskosten etc.). Die Stromgestehungskosten hängen von der Auslastung des Kraftwerks ab und somit davon, wie häufig das Kraftwerk Strom zu wettbewerbsfähigen Preisen anbieten kann. Das macht es schwierig, Stromgestehungskosten zu bestimmen. Noch schwieriger wird es, wenn auch externe Kosten einbezogen werden sollen.

Wie bei allen Lebenszyklusanalysen gibt es viele Spielarten der Berechnung von Gestehungskosten. Selbst bei einer einheitlichen Definition können sich in Abhängigkeit der vielen unsicheren Parametern noch große Unterschiede bei der Bewertung einzelner Technologien ergeben. Stromgestehungskosten aus verschiedenen Quellen werden in der Regel mit verschiedenen Bewertungsmethoden oder Preissannahmen errechnet und eignen sich daher nicht zum Vergleich. Hier wird die folgende Definition verwendet:

$$\text{Stromgestehungskosten} \underset{[\text{€/MWh}]}{=} \frac{\sum_{t=0}^T \frac{\text{Investitionskosten}_t + \text{Brennstoffkosten}_t + \text{CO}_2\text{-Kosten}_t + \text{Fixkosten}_t + \text{variable Kosten}_t + \text{Stilllegungskosten}_t + \text{Steuern}_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^T \frac{\text{Stromproduktion}_t}{(1+r)^t}} ,$$

wobei die Laufzeit mit $t = 0, \dots, T$ indiziert wird und r die Diskontrate bezeichnet. Die Stromgestehungskosten sind zugleich der durchschnittliche Strompreis, ab dem sich der Bau des Kraftwerks rentiert. Die Formel folgt somit aus Umstellung der Gleichung $NPV = 0$ mit einem konstanten Strompreis. Dies erklärt auch, weswegen die Strommenge diskontiert wird.

In den meisten Fällen wird bei der Berechnung der Stromgestehungskosten eine jährlich konstante Auslastung vorgegeben, etwa in Anlehnung an eine für diesen Kraftwerkstyp typische Anzahl an Volllaststunden. Wegen des Alterungseffektes wird die Auslastung typischerweise im Lauf der Jahre abnehmen, was schwierig abzuschätzen ist und entweder Erfahrungswissen oder ein Modell voraussetzt. Die zukünftige Auslastung von fossilen Kraftwerken wird stark von der Entwicklung des Kraftwerksparks abhängen, speziell vom Ausbau der erneuerbaren Energien und der Zukunft der Atomenergie. Auch die unbekannt zukünftigen Rohstoff- und CO₂-Preise erschweren es, die Auslastung der Kraftwerke einigermaßen sicher vorherzusagen.

Gestehungskosten zu heutigen Preisen bei vorgegebener Auslastung Abb. 29(a) zeigt Stromgestehungskosten für moderne Kraftwerke in Abhängigkeit von ihrer Auslastung. Unterstellt sind die Annahmen für neue Kraftwerke (S. 52), ein CO₂-Preis von 15 €/t und das BasisbrennstoffszENARIO sowie eine Inbetriebnahme im Jahr 2010. Aufgrund der Streckung von Fix- und Investitionskosten über eine höhere Strommenge sinken die Stromgestehungskosten mit der Anzahl der Laststunden. Bei den unterstellten Parametern ist das GuD-Kraftwerk bei einer niedrigen Auslastung bis etwa 3000 h/a die kostengünstigste Alternative, bei längeren Betriebszeiten ist die Stromerzeugung in einem Braunkohlekraftwerk kostengünstiger. Ab etwa 4500 h/a ist die Stromproduktion in einem Steinkohlekraftwerk günstiger als in einem GuD-Kraftwerk. In Abhängigkeit der verschiedenen Parameter, insbesondere der Brennstoff- und CO₂-Preise, können sich die Schnittpunkte der verschiedenen Technologien jedoch beträchtlich verschieben.

In Abb. 29(b) ist die Aufteilung auf verschiedene Kategorien bei einer konstanten Auslastung von 85 % (Grundlastbetrieb) dargestellt. Die Kohlekraftwerke weisen deutlich höhere betriebsunabhängige Kosten (Investitions- und Fixkosten) auf als das Gaskraftwerk. Bei diesem sind dafür die Brennstoffkosten deutlich höher und stellen die mit Abstand größte Kategorie dar. Bei den Brennstoffkosten zeigt sich auch ein wesentlicher Unterschied zwischen dem Braun- und dem Steinkohlekraftwerk. Beim Braunkohlekraftwerk liegen die Kosten für CO₂-Berechtigungen bei dem unterstellten Zertifikatspreis von 15 €/t bereits in der gleichen Größenordnung wie die Brennstoffkosten. Das Gaskraftwerk ist hiervon deutlich weniger betroffen. CO₂-Preise verringern zwar den Abstand zwischen den Technologien, der unterstellte Zertifikatspreis von 15 €/t reicht aber offensichtlich nicht dazu aus, um Gaskraftwerke wettbewerbsmäßig grundlastfähig zu machen. Dies bedeutet, dass Gas- (und auch Steinkohle-) Kraftwerke die unterstellten 85 % Auslastung nicht erreichen werden. Die Stromgestehungskosten dieser Anlagen würden dann insgesamt höher sein, der relative Anteil der Brennstoff- und CO₂-Kosten niedriger.

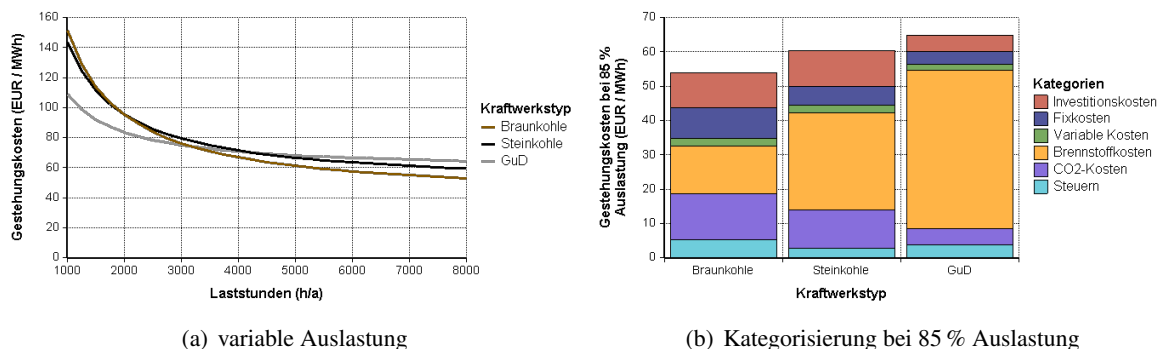


Abbildung 29: Stromgestehungskosten für ein 2010 in Betrieb genommenes Kraftwerk. Annahmen: Basis-BrennstoffszENARIO und 15 €/t CO₂.

Zukünftige Gestehungs- und CO₂-Vermeidungskosten inklusive CCS Mit zukünftig steigenden CO₂-Preisen steigen auch die Stromgestehungskosten der fossilen Kraftwerke. Mit CCS würde allerdings eine weitere Technologie verfügbar. Abbildung 30 zeigt die Stromgestehungskosten von CCS-Kohlekraftwerken aus der frühen kommerziellen Nutzungsphase (um 2020) im Vergleich mit Kraftwerken ohne CO₂-Abscheidung. Unterstellt werden eine konstante Auslastung von 85 %, die Brennstoffpreise aus dem Basisszenario und ein CO₂-Preis von 25 €/t. Die Gesamtkosten für den erzeugten Strom liegen bei etwa 64 €/MWh (Braunkohle+CCS) bzw. 75 €/MWh (Steinkohle+CCS). Bei den konventionellen Kraftwerken liegen sie bei diesen Preisannahmen bei etwa 58 €/MWh (Braunkohle+CCS), bzw. 63 €/MWh (Steinkohle+CCS) und bei etwa 64 €/MWh (GuD). Abb. 30 zeigt auch, dass ein deutlich größerer Anteil auf die Brennstoff- und Investitionskosten entfällt als bei konventionellen Kohlekraftwerken. In hohem Maße steigen auch die variablen Kosten aufgrund der CO₂-Entsorgungskosten.

Obwohl CO₂-Preise bei einem CCS-Kraftwerk nur noch geringen Einfluss auf die Gestehungskosten haben, wird die Wettbewerbsfähigkeit dieser Kraftwerke in hohem Maße von den CO₂-Preisen abhängen. Anhand des CO₂-Preises wird sich entscheiden, ob ein Kraftwerk die unterstellte Auslastung von 85 % erreicht, oder ob es, beispielsweise bei niedrigen CO₂-Preisen, wegen konkurrierender konventioneller Kraftwerke nicht zum Einsatz kommt. Auf S. 142 wird dieser Effekt bei einer endogen bestimmten Auslastung unter verschiedenen Rahmenbedingungen untersucht. Die Rentabilität wird auf S. 144 betrachtet.

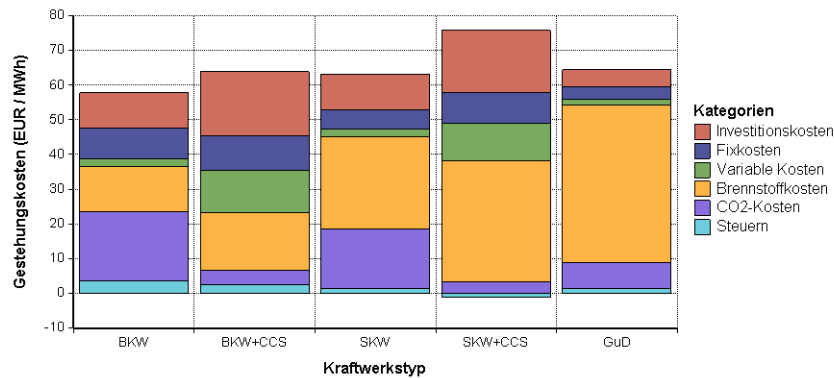


Abbildung 30: Stromgestehungskosten für CCS-Kraftwerke im Vergleich mit Kraftwerken ohne CO₂-Abscheidung. Unterstellt sind Kraftwerke zum Zeitpunkt der kommerziellen Verfügbarkeit von CCS bei einer Auslastung von 85 % im Basis-BrennstoffszENARIO und bei 25 €/t CO₂.

Für Investitionen in CCS-Kraftwerke sind die Mehrkosten gegenüber konventionellen Kohlekraftwerken eine wichtige Größe. Von besonderem Interesse ist die Preisschwelle für CO₂-Rechte, ab denen Strom aus CCS-Kraftwerken kostengünstiger ist als konventioneller Strom. Das Maß hierfür sind die CO₂-Vermeidungskosten. Sie setzen die Mehrkosten für eine Stromeinheit ins Verhältnis zu den pro Stromeinheit vermiedenen Emissionen:

$$\text{Vermeidungskosten} \left[\frac{\text{€}}{\text{tCO}_2} \right] = \frac{\left(\text{Gestehungskosten}_{\text{CCS}} \left[\frac{\text{€}}{\text{MWh}_{el}} \right] - \text{Gestehungskosten}_{\text{Referenz}} \left[\frac{\text{€}}{\text{MWh}_{el}} \right] \right)}{\left(\text{spez. Emissionen}_{\text{Referenz}} \left[\frac{\text{tCO}_2}{\text{MWh}_{el}} \right] - \text{spez. Emissionen}_{\text{CCS}} \left[\frac{\text{tCO}_2}{\text{MWh}_{el}} \right] \right)}$$

Bei den Gestehungskosten in der Formel sind die CO₂-Kosten nicht enthalten, denn die Vermeidungskosten drücken gerade den nötigen Preis für Kostengleichheit aus. Bei der Berechnung der Vermeidungskosten gibt es neben den vielen Freiheitsgraden innerhalb der Berechnung der Stromgestehungskosten auch noch Spielraum durch die Wahl des Vergleichskraftwerks. Hier sollen CCS-Kraftwerke mit entsprechenden Kraftwerken ohne CCS verglichen werden. Unterstellt man eine Auslastung von 85 %, ergeben sich Vermeidungskosten von etwa 42 €/t CO₂ für ein Steinkohlekraftwerk mit CCS gegenüber einem solchen ohne CCS, bei Braunkohle liegen die Vermeidungskosten bei etwa 28 €/t CO₂. Die günstigere Bewertung der Vermeidungskosten für Braunkohle folgt aus den pro Stromeinheit absolut größeren Emissionen aufgrund des höheren CO₂-Gehalts des Brennstoffs – dies macht den relativen Aufwand zur Vermeidung geringer. Auf S. 144 wird auch eine Unsicherheitsangabe bestimmt.

Zur Berechnung der Zahlungsströme und damit von Kapitalwerten und Stromgestehungskosten mit einer endogen bestimmten Auslastung muss das bisherige DCF-Modell noch deutlich erweitert werden. Anhand der auf den nächsten Seiten präsentierten Formeln wird das Modell entsprechend ausgebaut werden.

Das Einflussdiagramm wird zu diesem Zweck in verschiedene Module aufgeteilt, wozu ein Modul für die Bestandskraftwerke, eines für die Ersatzkraftwerke und ein Strommarktmodul gehören. Der Aufbau des Strommarktmoduls wird auf den folgenden Seiten beschrieben.

7 Der Strommarkt

Eine Hürde bei der Berechnung des Kapitalwerts von Kraftwerken stellt die Berechnung der Stromproduktion und des erzielten Strompreises dar. Sowohl Auslastung als auch Strompreis sind Größen, die im Wettbewerb mit anderen Stromproduzenten bestimmt werden und eine rein einzelwirtschaftliche Betrachtung verbieten. Ein Stromanbieter wird steigende Kosten grundsätzlich in seine Preisforderung einbeziehen, ist bei der Preisgestaltung aber nicht frei. Im Idealfall kann er seine Mehrkosten vollständig an die Kunden weitergeben. Dies funktioniert aber nur, solange die Konkurrenten die gleichen Mehrkosten zu tragen haben, also er nicht unterboten wird. Dies ist natürlich nicht der Fall: Je nach Wirkungsgrad und Brennstofftyp entstehen den Kraftwerken unterschiedliche Mehrkosten durch Veränderungen des CO₂-Preises oder der Brennstoffpreise (vgl. Tab. 9). In welchem Ausmaß Mehrkosten weitergegeben können, kann über die Merit Order abgebildet werden. Über den Mechanismus einer Stromauktion findet dann bei steigenden (oder sinkenden) Brennstoff- und CO₂-Kosten eine (teilweise) Überwälzung auf den Strompreis statt.

Kraftwerkstyp	Wirkungsgrad (%)	CO ₂ -Preis (€/MWh _{el})	Brennstoffpreis (€/MWh _{el})
Steinkohle	37	0,91	2,68
Braunkohle	36	1,10	2,76
Gas (alt)	35	0,54	2,82
Gas (GuD, Kombikraftwerk)	51	0,37	1,97
Heizöl	28	0,96	3,56

Tabelle 9: Mehrkosten eines typischen Kraftwerks bei einem um 1 €/t CO₂ gestiegenen Zertifikatspreis oder bei einem um 1 €/MWh gestiegenen Brennstoffpreis. Wirkungsgrade sind Durchschnittswerte des Kraftwerksparks.

Die Preisbildung für Strom ist komplex. In liberalisierten Strommärkten erfolgt Stromverkauf auf vier Weisen: Am Spotmarkt, durch Verträge mit Preisbindung an Brennstoffpreise (und CO₂-Preise), durch Bereitstellungsvereinbarungen oder durch Verträge mit fester Preisvereinbarung (Roques, 2008). Der wichtigste Handelsplatz für Strom ist in Deutschland die EEX (European Energy Exchange) in Leipzig. Im Terminhandel der Börse werden Kontrakte über einen Horizont von bis zu sechs Jahren gehandelt („Phelix-Futures“), mit denen sich Stromversorger und -händler gegen Preisschwankungen absichern und damit langfristiger planen können. Im Spothandel der Börse wird Strom für den jeweiligen oder darauffolgenden Tag umgesetzt. Abb. 31 zeigt die Strompreise des Jahres 2008 an der EEX. Der Strom kann je nach Nachfragesituation und Wetter überdurchschnittlich teuer sein, sogar kostenlos oder gar zu negativen Preisen angeboten werden (siehe S. 117). Die Strombörse ist jedoch nur eine Möglichkeit für den Verkauf des Stroms. Das an der EEX gehandelte Volumen an Strom macht derzeit nur etwa 20 Prozent der insgesamt in Deutschland verbrauchten Strommenge aus (Erdmann, 2009). Die verbleibenden 80 Prozent werden über bilaterale Lieferverträge gehandelt, wovon etwa 50 Prozent über langfristige Terminverträge abgesichert werden. Trotz allem kommt den Börsenpreisen eine Leitfunktion zu: Die Vertragspartner orientieren sich bei der Aushandlung der Verträge an den Preisen an der Strombörse, allein schon um keine Möglichkeit zur Arbitrage zu bieten.

Für die gesamte Stromerzeugung in dieser Arbeit wird unterstellt, dass sich die Strompreise nach der

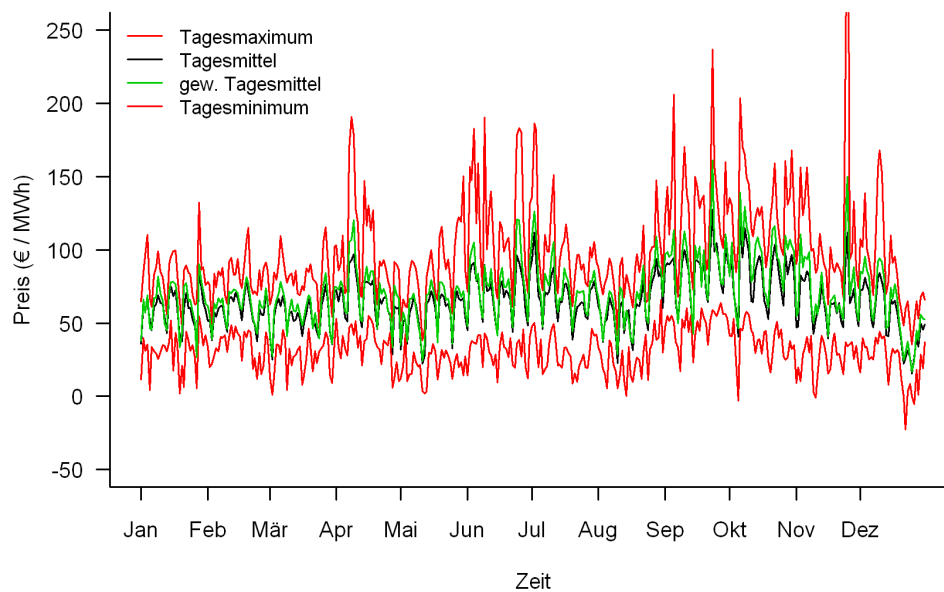


Abbildung 31: Strompreise an der EEX in 2008 (EPEX Spot). Daten: EEX.

Logik einer Strombörse bilden. Dafür ist die aus dem Wettbewerb der Kraftwerke resultierende Einsatzreihenfolge zentral, die sogenannte Merit Order.

7.1 Die Merit Order

Die Merit Order bezeichnet die Einsatzreihenfolge der Kraftwerke für die Deckung der Stromnachfrage. Die Staffelnung geschieht in der Reihenfolge der variablen Kosten, also der kurzfristigen zusätzlichen Kosten für die Erzeugung einer weiteren Stromeinheit. Dies bildet die Reihenfolge gemäß eines Auktionsverfahrens ab: Ein Kraftwerkbetreiber wird dann Strom produzieren, wenn er sich dadurch besser stellt als bei Nicht-Produktion. Da Kredite, Versicherungen oder Löhne ohnehin bezahlt werden, gehen diese Größen als versenkte Kosten nicht in die kurzfristige Produktionsentscheidung ein. Hierfür sind lediglich die Mehrkosten der Stromerzeugung relevant. Dies sind in erster Linie Brennstoffkosten und CO₂-Kosten, in geringem Umfang gehören auch Kosten für Schmiermittel oder An- und Abfahrkosten dazu. Ein Kraftwerkbetreiber wird nur dann produzieren, wenn er mindestens einen Preis in Höhe der variablen Kosten erzielen kann. Seine Preisforderung nach oben wird jedoch neben der Zahlungsbereitschaft der Käufer vor allem durch die Gebote anderer Anbieter begrenzt: Verlangt er zu hohe Preise, kann er von einem Konkurrenten unterboten werden, solange das Gebot für diesen noch profitabel ist. Es entsteht dann ein Konkurrenzkampf, aus dem ein Anbieter erst dann aussteigt, sobald das Preisgebot nicht mehr seine variablen Kosten abdeckt. Als Konsequenz wird bei gegebener Nachfrage die nachgefragte Strommenge durch diejenigen Kraftwerke mit den geringsten variablen Kosten bedient. Das teuerste der dazu benötigten Kraftwerke, das Grenzkraftwerk, setzt über seine variablen Kosten (den Grenzkosten) den für alle Kraftwerke geltenden Strompreis.

Nicht immer werden Strompreise nach den Grenzkosten bestimmt. In Zeiten sehr hoher Nachfrage fallen Knappheitspreise an, die deutlich höher als die Grenzkosten sein können. Dies ist derzeit nur in wenigen Stunden im Jahr der Fall. Die Einnahmen hieraus stellen folglich nur einen kleinen Anteil an den Gesamteinnahmen dar (Groscurth und Bode, 2009). Zusätzlich können im Bereich der Regel- und Ausgleichsenergie, also kurzfristig bereitgestelltem Strom zum Ausgleich unvorhersehbarer Lastschwankungen, Zusatzeinnahmen erzielt werden. In dieser Arbeit werden nur Grenzkostenpreise in die Modellierung einbezogen. Eine weitere Vereinfachung mit geringer Auswirkung ist die Unterstellung

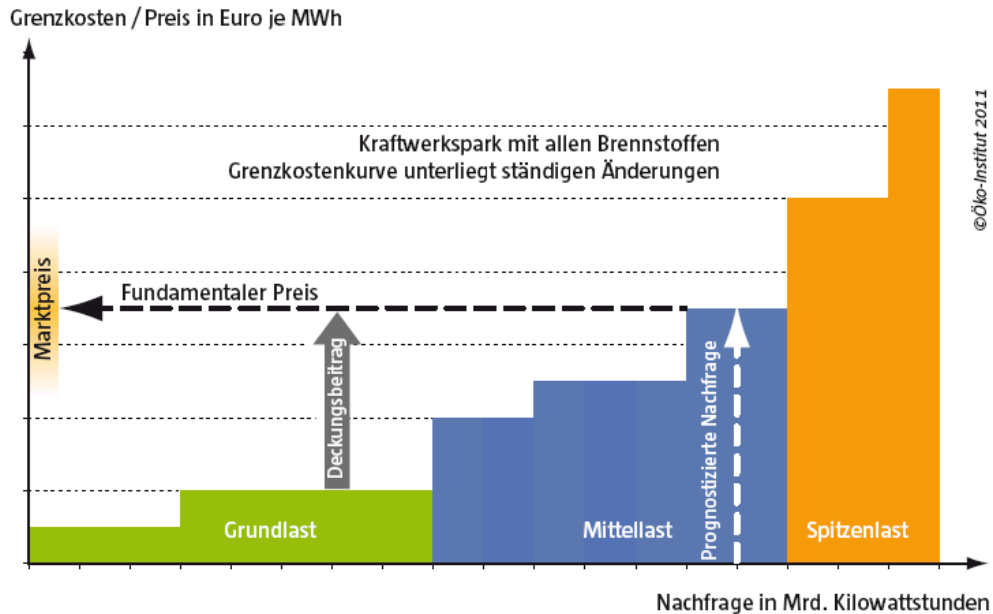


Abbildung 32: Strompreisbildung anhand der Merit Order. Quelle: Öko-Institut (2011).

einer unelastischen Nachfrage. Diese Bedingung ist kurzfristig weitgehend erfüllt. Langfristig wäre allerdings bei deutlich steigendem Strompreisniveau ein Nachfrageeffekt zu erwarten. Dies wäre vor allem bei hohen CO_2 -Preisen der Fall, wenn sich Verbraucher dauerhaft auf hohe Stromkosten einstellen würden. Solche Effekte müssen in einer Schlussbetrachtung diskutiert werden (siehe S. 163).

Die Preisbildung über Grenzkosten hat zahlreiche Konsequenzen. Während der Betreiber des Grenzkraftwerks nur einen Teil seiner Gesamtkosten erwirtschaftet, erzielen die günstiger produzierenden Kraftwerke Deckungsbeiträge. Diese werden benötigt, um zunächst die Kapital- und Fixkosten und schließlich Gewinne zu erwirtschaften. Sind die erwirtschafteten Deckungsbeiträge über die gesamte Lebensdauer des Kraftwerks zu gering, macht der Investor letztendlich Verlust. Unter welcher Konstellation die Deckungsbeiträge groß genug sind, lässt sich wegen der ständig schwankenden Stromnachfrage jedoch nicht pauschal beantworten und hängt von etlichen Faktoren ab. Dafür ist nicht nur das einzelne Kraftwerk, sondern der gesamte Markt zu betrachten.

Typische Argumente, dass ein Markt über den Preis automatisch für ausreichende Investitionen sorgen wird, gelten für den Strommarkt nicht (siehe Groscurth und Bode, 2009; Stoff, 2002). Der Strommarkt unterscheidet sich von normalen Gütermärkten in mehreren Punkten: Strom ist zunächst nur in geringem Maße speicherbar. Es können keine Lager angelegt werden, um Strom für Zeiten höherer Preise vorzuhalten. Mangelnde Speicherfähigkeit und Netzstabilität erfordern zusätzlich, dass die Nachfrage zu jedem Zeitpunkt vollständig befriedigt wird. Stehen nicht ausreichend Kapazitäten zur Verfügung, können zunächst einzelne Großverbraucher vom Netz getrennt werden. Schlimmstenfalls führt die Übernachfrage jedoch zu einem flächendeckenden Stromausfall. Neben einem möglichen Marktgleichgewicht mit zwischenzeitlichen Stromausfällen ist die Alternative, für Zeiten hoher Nachfrage Reservekapazitäten in ausreichender Höhe vorzuhalten. Diese müssen sich aber auch dann finanzieren, wenn sie im Zweifelsfall nicht in Betrieb genommen werden. Die von den Stromverbrauchern erwartete Versorgungssicherheit steht also möglicherweise im Widerspruch dazu, dass über knappere Kapazitäten ausreichend hohe Deckungsbeiträge erwirtschaftet werden können.

Zum weiteren Verständnis werden zunächst typische Schwankungen in der Stromlast in Deutschland betrachtet. Danach wird ein vereinfachtes Verfahren zur Bestimmung des Strompreises und der Kraftwerksauslastungen vorgeschlagen.

7.2 Stromnachfrage und -lasten in Deutschland

Die Stromnachfrage variiert in hohem Maße. Dadurch wechselt mit hoher Regelmäßigkeit das Grenzkraftwerk und der Strompreis ändert sich. Starke Schwankungen finden schon innerhalb eines Tages statt und werden durch Tageslastkurven dargestellt – vgl. Abb. 33. Ein typischer Verlauf drückt sich in einer niedrigen Nachfrage in der Nacht aus, diese steigt im Laufe des Vormittags stark an, erreicht dann gegen Mittag ihren Scheitelpunkt und behält dieses Niveau im Laufe des Nachmittags in etwa bei, um gegen Abend wieder stark zurückzugehen. Neben diesen täglichen Schwankungen gibt es zusätzliche saisonale Schwankungen und größere Unterschiede zwischen Werktagen und Wochenenden oder Feiertagen. Im Sommerhalbjahr und an den Wochenenden liegt die Nachfrage auf einem niedrigeren Niveau. Im Winter tritt als Tagesmaximum ein zweiter Scheitelpunkt in den frühen Abendstunden auf.

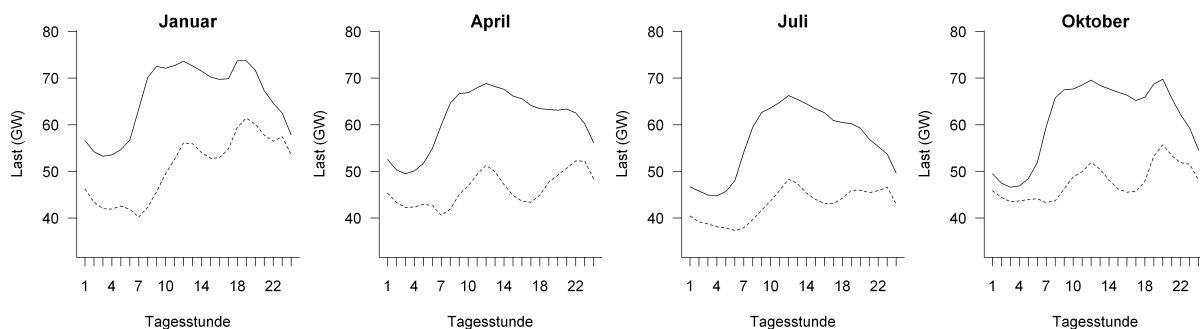


Abbildung 33: Tageslastverläufe für Deutschland aus dem Jahr 2008 für den dritten Mittwoch und den dritten Sonntag (gestrichelt) des jeweiligen Monats. Daten: UCTE

Der Tageslastverlauf bedeutet, dass häufig Kraftwerke zu- und abgeschaltet werden müssen. Für einen mehrstündigen Betrieb kommen typischerweise Steinkohle- und Gaskraftwerke in Frage, während Braunkohle- und Atomkraftwerke in der Regel durchgehend betrieben werden und ein kontinuierliches Band an Grundlaststrom liefern. Dessen Höhe wird durch die minimale Nachfrage in der Nacht bestimmt. Unter der Woche und in den Wintermonaten liegt das Grundlastband etwas höher. Durch die uneinheitlichen Schwankungen ist eine eindeutige Abgrenzung von Lastbereichen anhand der Höhe der Last nicht möglich.

Während des gesamten Tageslaufs speisen die erneuerbaren Energien Strom in variierender Höhe in das Netz ein. Wegen der weitgehenden Abnahmegarantie des EEG bleibt für die fossilen und Atomkraftwerke nur die Restnachfrage zu bedienen. Im Tagesverlauf werden im Bereich der Mittellast Steinkohle- und Gaskraftwerke zugeschaltet. Für Zeiten hoher Nachfrage stehen zuletzt ältere Gas- und Ölkraftwerke in der Reserve. Dieser Spitzenlaststrom erzielt die höchsten Preise, hier kann es auch zu Knappheitspreisen kommen. Diese können kurzfristig eine Höhe von hunderten bis tausenden €/MWh erreichen, haben aber wegen des seltenen Auftretens insgesamt nur ein geringes Gesamtvolumen (vgl. Abb. 31, S. 93).

Die schwankende Einspeisung des Stroms aus erneuerbaren Energiequellen führt mit deren Ausbau zu einer kontinuierlich schrumpfenden Restlast für fossile Kraftwerke. Die klassischen Lastgänge lösen sich daher zusehends auf. Selbst ohne den Einspeisevorrang wäre dies der Fall, da Windkraft und Photovoltaik Grenzkosten von Null haben. Folglich wird auch das traditionelle Grundlastband nach und nach verschwinden. Nach der BMU-Leitstudie 2010 würden „im Jahr 2020 im Basisszenario noch 16 bis 19 GW Grundlastkraftwerke, 15 bis 20 GW Mittellastkraftwerke und 14 bis 24 GW Spitzenlastkraftwerke benötigt“ (DLR, IWES und IFNE, 2010). Die Fähigkeit zur flexiblen Fahrweise gewinnt dadurch stark an Bedeutung. Kraftwerke müssen zusehends technisch in der Lage zu sein, häufige An- und Abfahrvorgänge zu wirtschaftlichen Kosten durchführen zu können. Aus diesem Grund ist vermehrt von einem Systemkonflikt zwischen einer Stromerzeugung mit erneuerbaren Energien und einer Stromerzeugung

mit Kohle- oder Atomkraftwerken die Rede (Verweise siehe Hundt et al., 2011). Die Konflikte durch dezentrale, fluktuierende Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und zentrale, regelbare Stromerzeugung mit thermischen Großkraftwerken sind nicht zu leugnen. Das technische Potenzial zur flexiblen Fahrweise thermischer Großkraftwerke wird dabei aber meist unterschätzt, speziell bei modernen Kraftwerken.

Laut einer Unternehmenspräsentation von RWE könne etwa ein modernes Trockenbraunkohlekraftwerk innerhalb von 15 Minuten von 100 % Leistung auf 25 % heruntergeregelt werden. Ein neuer Steinkohle-Block in Westfalen könne innerhalb von 20 Minuten von 100 % Leistung auf 20 % gedrosselt werden (RWE, 2009b). Entsprechendes gilt auch für Hochregelungszeiten: Das Steinkohlekraftwerk in Hamm könne etwa innerhalb von 20 Minuten von 25 % der Leistung auf 100 % hochgefahren werden, ein modernes GuD-Kraftwerk sogar noch etwas schneller (RWE, 2009a). Die höhere Flexibilität neuerer Kraftwerke drücken die Zahlen in Tab. 10 aus.

Kraftwerkstyp	Lastgradient	Rückfahr- bzw. Hochsetzpotenzial
Kernenergie	5 % P_{nenn}/Min	45–55 % von P_{nenn}
Kernenergie	10 % P_{nenn}/Min	20 % von P_{nenn}
Braunkohle alt	0,5–2 % P_{nenn}/Min	30–40 % von P_{nenn}
Braunkohle neu	2–2,5 % P_{nenn}/Min	50–60 % von P_{nenn}
Steinkohle alt	1,5–2,5 % P_{nenn}/Min	50–60 % von P_{nenn}
Steinkohle neu	3–6 % P_{nenn}/Min	60–70 % von P_{nenn}
Gas/Öl alt	3–4 % P_{nenn}/Min	40–60 % von P_{nenn}
GuD neu	3–5 % P_{nenn}/Min	40–60 % von P_{nenn}
Windleistung einzeln	10–100 % P_{nenn}/Min	100 % von P_{nenn}

Tabelle 10: Lastgradienten und regelbarer Leistungsbereich für verschiedene Kraftwerkstypen. P_{nenn} : Nennleistung. Quelle: Alt (2010).

Atomkraftwerke werden in Frankreich bereits im Lastfolgebetrieb eingesetzt. Sie sind potenziell sehr flexibel: „Im Lastfolgebetrieb würden überraschend schnelle Änderungen erreicht: Innerhalb von einer Stunde von 30 % Leistung auf 100 % (und umgekehrt), bzw. innerhalb von 30 Minuten von 60 % Leistung auf 100 % (und umgekehrt)“, so IEA (2011). Auch in Deutschland werden Atomkraftwerke zunehmend flexibel eingesetzt. Das Atomkraftwerk Neckarwestheim 1 wurde seit Juni 2007 erkennbar im Lastfolgebetrieb betrieben, so Matthes (2009). Bei CCS-Kraftwerken mit vorgeschalteter Kohlevergasung („pre-combustion“) wäre eine relativ flexible Fahrweise ebenfalls möglich (Deutscher Bundestag, 2009b).

Der Lastfolgebetriebs zieht jedoch Nebenkosten infolge des häufigen An- und Abfahrens mit sich, inklusive erhöhtem Verschleiß. Die Verfügbarkeit von Atomkraftwerken lag 2009 in Frankreich, wo Atomkraftwerke häufig in der Mittellast eingesetzt werden, bei nur 78 % (Leuschner, 2009b). Außerdem sind auch Auswirkungen auf das Sicherheitsniveau zu berücksichtigen. Die Zahlen müssen durch diese Einschränkungen daher relativiert werden. Ein deutlicher Ausbau der erneuerbaren Energien muss aber nicht zwangsläufig das Aus für thermische Großkraftwerke bedeuten. Er könnte sogar die teilweise Ersetzung älterer, unflexibler Kraftwerke durch neue, flexiblere Kraftwerke erfordern.

Abb. 34 zeigt Jahreslastdauerkurven der letzten drei Jahre. Bei diesen werden für die 8760 Stunden eines Jahres die jeweiligen Stundenlasten der Höhe nach geordnet und in dieser Reihenfolge in die Grafik eingetragen. Sie ermöglichen eine grobe Einschätzung des Bedarfs an unterschiedlich flexiblen Kapazitäten. Die höchste Stundenlast im Jahr 2008 lag bei 76,8 GW, die niedrigste bei 34,3 GW. Die 1500 Stunden mit der höchsten Last können als Faustregel der Spitzenlast zugeordnet werden, weitere 3000 Stunden mit der nächsthöheren Last der Mittellast und die restlichen Stunden der Grundlast.

Auf den ersten Blick würde sich eine solche Lastkurve zur näherungsweisen Berechnung der Auslastung und zur Bestimmung von Grenzkraftwerken und damit der Strompreise eignen. Dies ist jedoch aus zwei Gründen problematisch: Zum einen sind Kraftwerke wegen Wartungen oder Störungen nicht immer verfügbar. Daher sind nie die vollen Kapazitäten abrufbereit und es werden deswegen auch Kraftwerke ausgelastet, die in der gesammelten deutschlandweiten Merit Order jenseits von 80 GW stehen. Zum anderen würden technische und wirtschaftliche Restriktionen für eine flexible Fahrweise durch An- und Abfahrzeiten sowie -kosten ignoriert. Eine weitere Unbekannte ist neben der jeweils herrschenden Stromnachfrage die Höhe der Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien und Kraftwerken kleinerer Stromversorger. Aus all diesen Gründen eignen sich die Jahreslastdauerkurven nicht zur Bestimmung von Grenzkraftwerken.

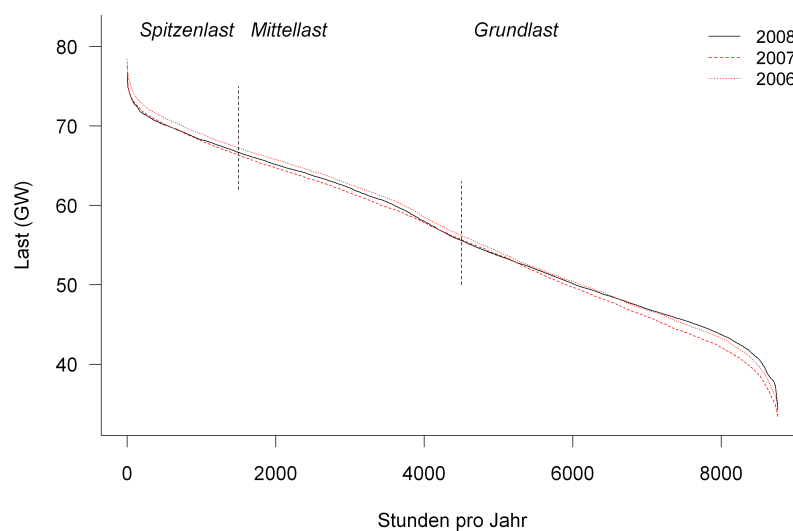


Abbildung 34: Jahreslastdauerkurven für Deutschland für die Jahre 2006–2008. Daten: UCTE.

7.3 Endogene Strompreisberechnung

Im Rahmen dieser Studie ist es nicht möglich, das komplexe Geschehen am Strommarkt im Detail nachzubilden. Daher wird die Auslastung und der erzielte Strompreis über eine Heuristik bestimmt, die mit Analysten der WestLB abgestimmt und nach eigenen Überlegungen modifiziert wurde. Das Prinzip der Merit Order bleibt dabei zentral: Kraftwerke am linken Rand kommen häufiger zum Einsatz als Kraftwerke in der Mitte oder am rechten Rand. Sie setzen aber einen höheren Anteil des produzierten Strom zu niedrigeren Preisen ab.

Die Merit Order setzt sich aus den 113 thermischen Kraftwerken von E.ON, RWE, Vattenfall und EnBW zusammen. Das Vorgehen ist wie folgt: Das strompreisbestimmende Grenzkraftwerk hängt von der (schwankenden) Stromlast ab. Über verschiedene Lastkategorien wird der Strompreis für fünf verschiedene typische Einsatzbereiche bestimmt. Die Preise repräsentieren dabei die Grenzkosten für eine bestimmte Nachfrage. Diese folgt einem typischen Tageslastprofil. Der von einem Kraftwerk erzielte durchschnittliche Strompreis hängt von den Lastbereichen ab, in denen das Kraftwerk aufgrund seiner Position in der Merit Order produziert. Zur Einteilung der verschiedenen Lastbereiche wird die folgende Abgrenzung getroffen:

- Stützstelle 1 – Lastprofil Nacht: Geringe Nachfrage, die von Atom- oder Braunkohlekraftwerken abgedeckt wird und einen Anteil von etwa 10 % an der Stromproduktion eines Tages besitzt. Wir wählen das Grenzkraftwerk bei einer Nachfrage von 22 GW.
- Stützstelle 2 – Früher Morgen und später Abend: Die Nachfrage zu diesen Zeiten wird von Braunkohlekraftwerken an der Grenze zu Steinkohlekraftwerken abgedeckt. Das Grenzkraftwerk liegt bei einer Nachfrage von 40 GW. In diesem Lastbereich fallen etwa 15 % des Stromverbrauchs eines Tages an.
- Stützstelle 3 – Morgen/Nachmittag: Die Nachfrage wird von der Mittellast abgedeckt, aktuell von den Steinkohlekraftwerken. Das Grenzkraftwerk liegt bei einer Nachfrage von 48 GW mit einem Anteil von 35 % an der Tagesproduktion.
- Stützstelle 4 – Hohe Nachfrage: In Zeiten hoher Nachfrage wird am Übergang von Steinkohlekraftwerken zu Gaskraftwerken produziert. Wir wählen das Grenzkraftwerk bei einer Nachfrage von 56 GW mit einem Anteil von 30 %.
- Stützstelle 5 – Spitzenlast: Die Spitzenlast kann nicht mehr von Kohlekraftwerken abgedeckt werden, jetzt kommen die flexiblen Gaskraftwerke und auch die teuren Ölkraftwerke zum Einsatz. Das Grenzkraftwerk liegt bei einer Nachfrage von 65 GW und einem Anteil von 10 %.

Der mittlere jährliche Strompreis wird als gewichtetes Mittel der Grenzkosten an den fünf Stützstellen berechnet. Die Strompreisberechnung für die Stromproduktion einzelner Kraftwerke ist aber erst nach einer weiteren Übersichtsrechnung abgeschlossen (siehe S. 102).

Die gepoolte Merit Order des gesamten Kraftwerkportfolios ist in Abb. 35 dargestellt. Atom- und Braunkohlekraftwerke werden am linken Rand in der Grundlast eingesetzt, in der Mittellast folgen die Steinkohlekraftwerke, die Gas- und Ölkraftwerke in der Spitzenlast.

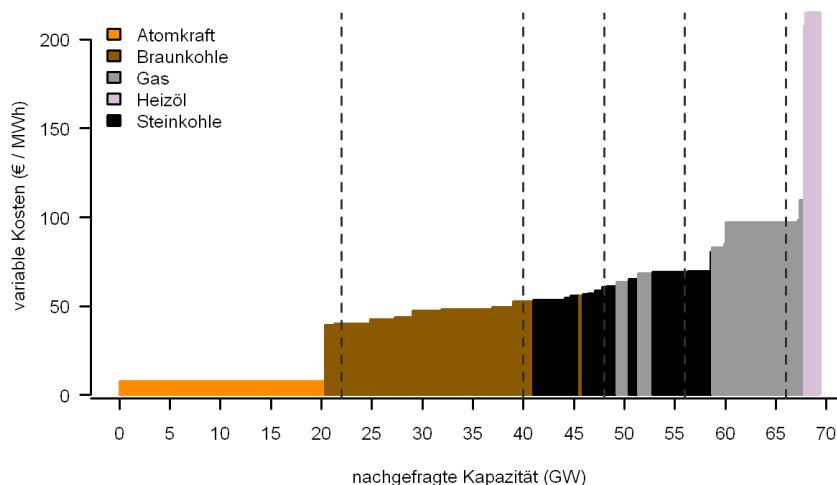


Abbildung 35: Die gepoolte Merit Order der fossilen und nuklearen Großkraftwerke von E.ON, EnBW, RWE und Vattenfall bei einem CO₂-Preis von 25 €/t. Die gepunkteten Linien markieren die Wahl der Grenzkraftwerke für die Strompreisbestimmung.

Unsicherheit über Strompreis-Aufschlag In Rücksprache mit den WestLB-Analysten wurde in die Strompreisbestimmung ein zusätzlicher, empirisch begründeter Aufschlag eingebracht, der auf die Grenzkosten addiert wird. Er wurde mit „Volatilitäten, Handelsstrategien und möglicherweise Marktmacht

(Oligopol)“ begründet. Er liegt per Annahme bei 5 €/MWh in 2008, steigt auf 7,5 €/MWh in 2020 an und bleibt dann auf diesem Niveau. In einem ideal funktionierenden Markt gäbe es einen solchen Aufschlag nicht. Später werden deswegen auch Ergebnisse für Strompreise ohne diesen Aufschlag betrachtet.

Die häufigen Beschwerden über Preismanipulationen gehen meist mit Hinweisen auf die hohen Marktanteile der vier großen Stromanbieter einher. In einem Sondergutachten der deutschen Monopolkommission heißt es: „Die vermachtete Erzeugerstruktur auf dem deutschen Strommarkt legt die Vermutung nahe, dass die marktbeherrschenden Erzeuger über Möglichkeiten verfügen, durch unilaterale Maßnahmen oder über implizite und gar explizite Koordination in wohlfahrtsschädigender Weise auf die Preisbildung Einfluss zu nehmen“ (Monopolkommission, 2009). Dafür gibt es aber nur Indizien, wie das Bundeskartellamt unlängst einräumen musste (Bundeskartellamt, 2011). „Es handelt sich dabei jedoch nicht um einen Freispruch wegen erwiesener Unschuld, sondern um einen Freispruch mangels Beweises“ (Leuschner, 2011).

Zeit Online (2009a) berichtet im Verweis auf Untersuchungen des Bundeskartellamts, das sich wiederum auf geheimgehaltene Dokumente einer EU-Sektoruntersuchung beruft, von einer Vorlage der „E.ON Sales & Trading“ (EST) für eine Vorstandssitzung vom Dezember 2003: „Darin heißt es zum Thema ‘Strompreispolitik’: ‘Von März bis Juni 2003 hat ein intensiver Einsatz des Eigenhandelsbuchs zur Initiierung von Marktpreissprüngen beigetragen.’ Ganz offen hielten die E.ON-Händler sogar fest, ihre EST habe ‘als Treiber des Marktes sehr großen Anteil am Durchstoßen eines Zielpreises’.“ Weiter schreibt Schumann: „Demnach betrogen nach Darstellung des Kartellamtes ‘die entgangenen Deckungsbeiträge durch einen Kraftwerksstillstand minus 25 Millionen Euro. Dem standen Deckungsbeiträge in Höhe von plus 40 Millionen Euro gegenüber, verursacht durch die Verknappung und in der Folge gestiegene Marktpreise.’ Darum empfahlen die E.ON-Strategen dem Vorstand die ‘Fortsetzung der Strompreispolitik mit dem Ziel der Preisstabilisierung auf hohem Niveau’.“ Der drohende Kartellprozess mündete in der Veräußerung des Übertragungsnetzes und deutscher Kraftwerke mit einer Kapazität von 4000 MW seitens der E.ON.

Die Wissenschaft ist sich – wenig überraschend – sehr uneins in der Beurteilung dieser Frage, vgl. Erdmann (2009) und Zitierungen darin. von Hirschhausen (2009) vergleicht Modellergebnisse mit Daten der EEX und findet Anzeichen für Preisaufschläge und zurückgehaltene Kapazitäten: „Ein signifikanter Aufschlag kann insbesondere in Nähe der Spitzenlast beobachtet werden. Bei Betrachtung der Gesamtdaten stellen wir fest, dass die Aufschläge (relativ und absolut) im Durchschnitt mit der Lasthöhe ansteigen und strategisches Verhalten anzeigen: die signifikantesten Aufschläge treten in der Spitzenlast und der Mittellast auf“. Ein solches Muster übersetzen wir als Modellvariante in einen Aufschlag von 2 €/MWh für Strom der Lastkategorie Mittellast 1, 5 €/MWh für Strom der Lastkategorie Mittellast 2 und 12 €/MWh für Strom der Lastkategorie Spitzenlast (die Lastkategorien folgen aus den in der Merit Order gesetzten Stützstellen, vgl. auch S. 102).

Die Unsicherheit über Existenz und Ausmaß eines solchen Aufschlags drückt sich bei konsequenter Anwendung des Bayes’schen Wahrscheinlichkeitsbegriffs durch einen Zufallsknoten aus. Es ist dabei unerheblich, dass sich kein Konsens über die zugewiesenen Wahrscheinlichkeiten herstellen ließe und dass weitere Nachforschungen die Wahrscheinlichkeiten verändern würden. Sie sind eben subjektive Wahrscheinlichkeiten. Allerdings soll die Auswahl auf lediglich drei Alternativen beschränkt werden: Die Annahme der WestLB über einen konstanten Aufschlag, die Annahme in Anlehnung an von Hirschhausen (2009) über einen Aufschlag speziell bei hohen Lastbereichen und eine Annahme in Anlehnung an die Stromproduzenten, ein solcher Aufschlag existiere nicht. Die drei Varianten erhalten eine Wahrscheinlichkeit zugewiesen. Jede Variante erhält hier diplomatisch eine Wahrscheinlichkeit von einem Drittel. Wird bei Berechnungen auf eine Unsicherheitsanalyse verzichtet, wird die WestLB-Variante (konstanter Aufschlag) verwendet.

Die Einschränkung auf drei Alternativen steht exemplarisch für viele Entscheidungen bei der Modellierung: der Möglichkeitsraum wird nicht voll ausgeschöpft. Die daraus folgenden Ergebnisse und bedingten Wahrscheinlichkeitsverteilungen sind deswegen aber nicht falsch, sondern eben bedingt auf diskussionswürdigen Annahmen.

7.4 Endogene Bestimmung der Auslastung & Lastkategorien

Die Auslastung der Kraftwerke ist eng mit ihrer Position in der Merit Order korreliert. Sie resultiert in erster Linie aus wirtschaftlichen Überlegungen, allerdings unter technischen Restriktionen. Auch ein modernes Kraftwerk kann durch Wartungen oder Ausfall nicht rund um die Uhr laufen. Durch die eingeschränkte Verfügbarkeit erreichen damit auch Grundlastkraftwerke nur Auslastungen von 90–95 %. Atomkraftwerke und moderne Braunkohlekraftwerke produzieren typischerweise unter Volllast, für die hier eine 90-prozentige Auslastung unterstellt wird. Steinkohlekraftwerke und Gas-Kraftwerke operieren nach unseren historischen Daten mit Auslastungen um die 60 % bzw. 30 %, Heizölkraftwerke mit etwa 10 %. Innerhalb dieser Kategorien werden die modernen (effizienten) Kraftwerke stärker ausgelastet als ihre älteren Vertreter. Der Zusammenhang zwischen Position in der Merit Order und Auslastung wurde in einer Sektorstudie für die vier großen deutschen Versorger empirisch untersucht (Europäische Kommission, 2007). Die aktuellsten vorhandenen Daten aus dieser Untersuchung (siehe Abb. 36) stammen aus dem Jahr 2005 und dienen mitsamt der eigenen Daten zur Kraftwerksauslastung als Richtschnur zur Zuweisung von Auslastungen mit Hilfe der Merit Order.

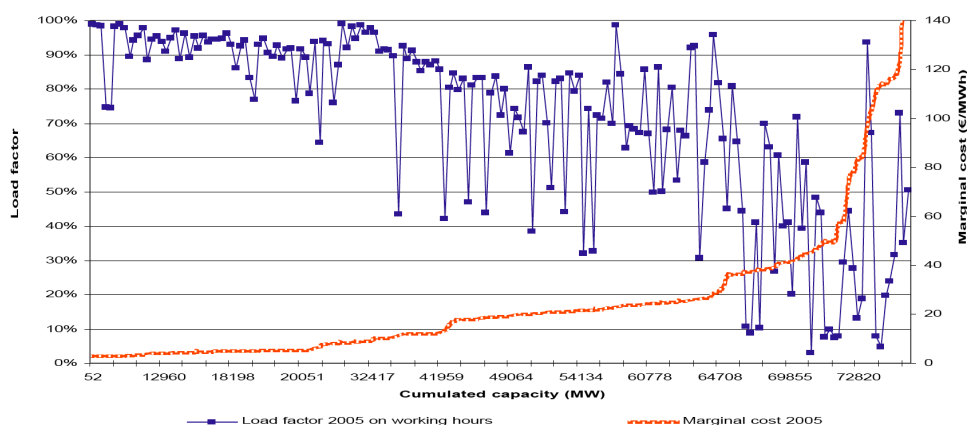


Abbildung 36: Auslastung der Kraftwerke der vier großen deutschen Stromversorger für das Jahr 2005 gereiht nach Merit Order. Quelle: Europäische Kommission (2007, S. 148, Abb. 49).

Die Auslastung der Kraftwerke hängt nach dem folgenden Vorschlag direkt mit ihrer Position in der Merit Order zusammen. Die Höhe der Auslastung orientiert sich damit am jeweiligen Lastbereich. Die Hilfsfunktion wird durch Interpolation zwischen Stützstellen definiert. Sie wird einerseits an der historischen Auslastung nach unserem Datensatz ausgerichtet, andererseits der Form aus Abb. 36 angenähert. Volllastbetrieb bedeutet hier eine Auslastung von 90 %, die Auslastung nimmt ab einem gewissen Niveau mit zunehmender Last ab. Die Idee ist relativ einfach und wird in Abb. 37 veranschaulicht: Links oben findet sich die jetzige Merit Order. Die Grafik rechts oben zeigt die gleiche Kraftwerksanordnung, aber diesmal wird die kumulierte Kapazität gegen die jeweilige Auslastung aufgetragen. In Zukunft – die untere Zeile – soll die Auslastung nach der Hilfsfunktion bestimmt werden (Grafik unten links). Die daraus folgende Auslastung stellt die Grafik unten rechts dar.

Über die Auslastung der Kraftwerke ist auch ihre jährliche Stromproduktion bestimmt. Der erzielte Preis ist nach der Logik einer Strombörse jedoch nicht konstant. Die Stromproduktion der einzelnen Kraftwerke wird deshalb noch unterschiedlichen Lastbereichen zugewiesen. Abhängig von der Position in der

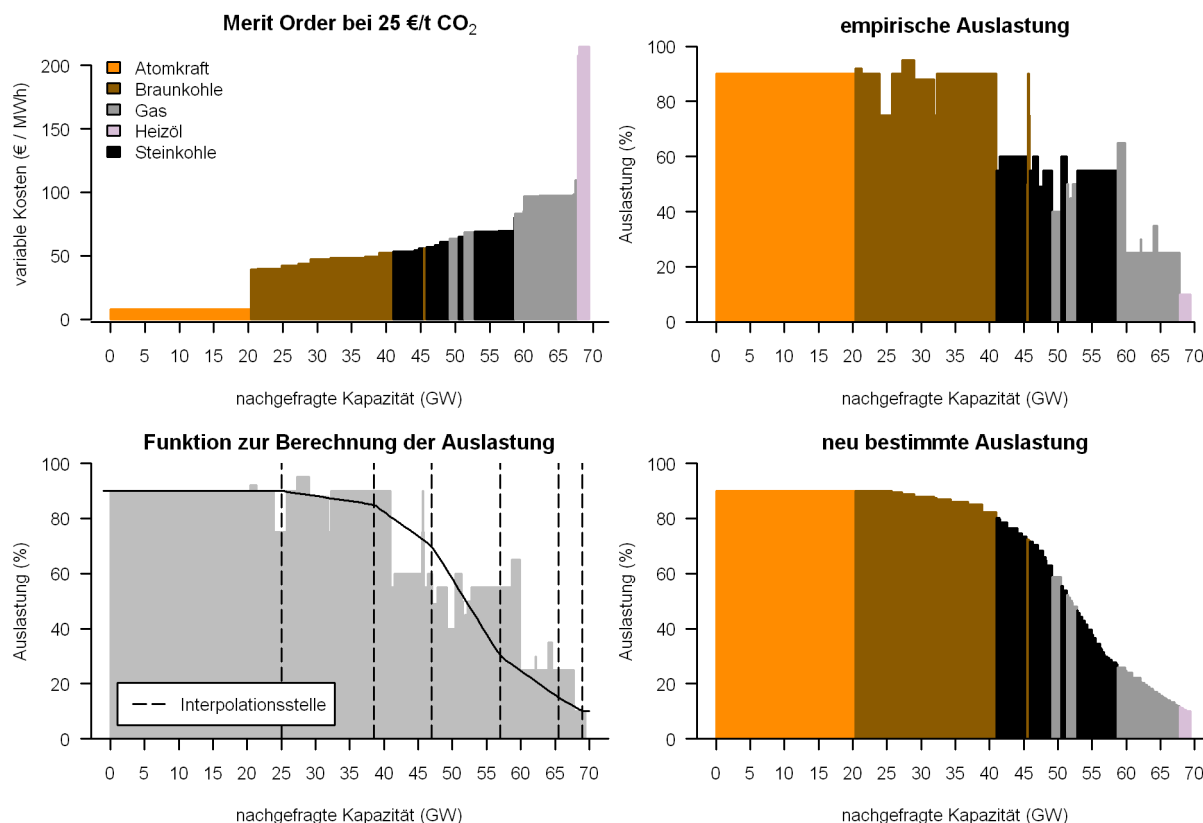


Abbildung 37: Heuristik zur Bestimmung der Auslastung.

Merit Order entfallen unterschiedliche Anteile auf die fünf Strompreiskategorien (siehe Abb. 38). Die Aufteilung wird grob anhand heute typischer Größenordnungen vorgenommen. Die Kraftwerke werden dabei in fünf verschiedene Kategorien nach einem für sie typischen Einsatzbereich eingeteilt: Grundlast 1 und 2, Mittellast 1 und 2 und Spitzenlast. Die Einteilung in die Kategorien wird mit Hilfe der ersten vier Stützstellen vorgenommen, welche das Grenzkraftwerk für den jeweiligen Lastbereich festlegen (siehe Abb. 35). Die Kraftwerke jenseits der vierten Stützstelle fallen in den typischen Einsatzbereich Spitzenlast, dessen Grenzkostenpreis nach der fünften Stützstelle bestimmt ist. Die Ölkraftwerke am Ende der Merit Order werden durch diese Berechnung sehr schlecht gestellt, denn sie verkaufen unter ihren Betriebskosten. Im Zentrum der Studie stehen jedoch nicht Spitzenlast- bzw. Ausgleichskraftwerke, sondern Kraftwerke mit hohem Beitrag zur Stromproduktion.

Nach der Zuweisung jedes Kraftwerks in einen Einsatzbereich folgt die Aufteilung der in diesem Einsatzbereich produzierten Strommenge auf die Preiskategorien Grundlaststrom 1 und 2, Mittellaststrom 1 und 2 und Spitzenlaststrom. Daraus lässt sich für jeden typischen Einsatzbereich ein Durchschnittspreis berechnen (wohlgemerkt produziert ein typisches Grundlastkraftwerk wie ein AKW auch Strom, der zu Spitzenlastpreisen abgesetzt wird). Die Stromproduktion, welche das Kraftwerk in diesem Lastbereich produziert, wird nach Tabelle 11 bestimmt.

Die gesamte Stromproduktion wird insgesamt wie folgt verteilt: etwa 8% entfallen auf billigen Grundlaststrom (Grundlaststrom 1, derzeit Atom- und Braunkohlekraftwerke), weitere 21% entfallen auf etwas teureren Grundlaststrom (Grundlaststrom 2, Braunkohlekraftwerke). Gegen Morgen und Nachmittag werden dann Steinkohlekraftwerke zugeschaltet, dieser Strom (Mittellast 1) hat einen Anteil von etwa 23% am gesamten Stromverbrauch. Bei weiter steigender Nachfrage werden weitere Steinkohle- und auch Gaskraftwerke zugeschaltet, diese Mittellast 2 hat einen Anteil von 25% an der Produktion. Hinzu kommen noch etwa 23% an Spitzenlaststrom für die Zeiten der höchsten Nachfrage, wobei dann auch

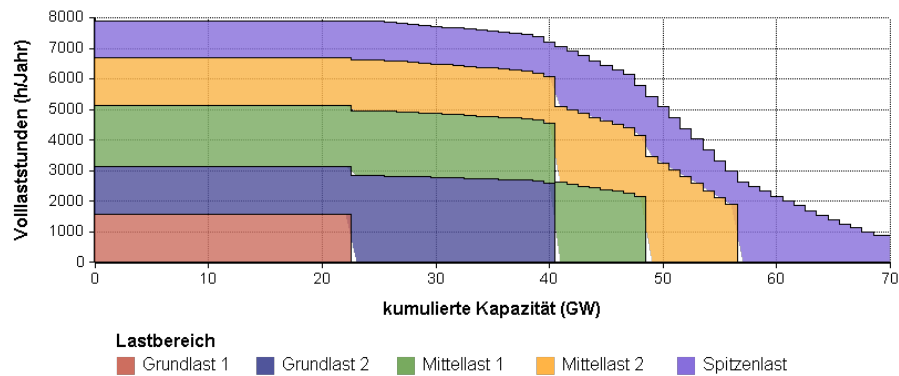


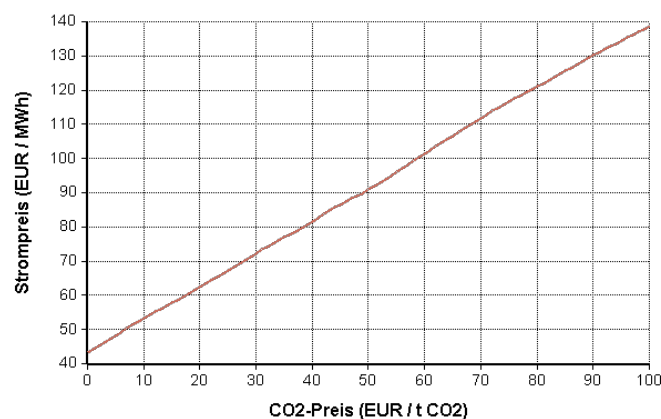
Abbildung 38: Stromproduktion zugewiesen auf Lastbereiche.

Strompreis	Typischer Einsatzbereich				
	Grundlast 1	Grundlast 2	Mittellast 1	Mittellast 2	Spitzenlast
Grundlaststrom 1	20 %	0 %	0 %	0 %	0 %
Grundlaststrom 2	20 %	36 %	0 %	0 %	0 %
Mittellaststrom 1	25 %	27 %	37 %	0 %	0 %
Mittellaststrom 2	20 %	21 %	35 %	64 %	0 %
Spitzenlaststrom	15 %	16 %	28 %	36 %	100 %
	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %

Tabelle 11: Zuteilung der Stromproduktion auf verschiedene Preiskategorien.

ältere Gas- und Ölkraftwerke zum Einsatz kommen.

Merit Order und Brennstoff- bzw. CO₂-Preise Mit den fünf Stützstellen lässt sich für die jeweilige Last ein Strompreis in Abhängigkeit von verschiedenen Brennstoff- und CO₂-Preisen bestimmen. Mit den Anteilen am jeweiligen Tagesverbrauch kann ein gewichteter Durchschnittspreis berechnet werden. Abb. 39 zeigt diesen Durchschnittspreis in Abhängigkeit vom CO₂-Preis. Aus einem CO₂-Preis von 25 €/t CO₂ folgt, inklusive des Aufschlags der WestLB, ein Strompreis von 67 €/MWh. Eine Erhöhung des CO₂-Preises um 1 €/t CO₂ bedeutet bezogen auf die Merit Order des Jahres 2008 eine Steigerung des mittleren Strompreises um etwa 0,9 €/MWh. Langfristig geht die CO₂-Preis-Sensitivität aufgrund des wachsenden Anteils effizienterer Kraftwerke zurück und liegt (abhängig von verschiedenen Ersatzszenarien) im Jahr 2025 grob bei 0,6 €/MWh.

Abbildung 39: Mittlerer jährlicher Strompreis in Abhängigkeit vom CO₂-Preis.

Auf ähnliche Weise lassen sich auch Abhängigkeiten von den Brennstoffpreisen untersuchen. Dazu werden Brennstoff für Brennstoff die Preise um 1 €/MWh_{th} erhöht und die Auswirkung auf den Strompreis betrachtet. Als Ankerpunkte dieser Sensitivitätsanalyse dienen ein CO₂-Preis von 15 €/t CO₂ und die Brennstoffkosten aus dem Basis-Szenario. Der durchschnittliche jährliche Strompreis reagiert stark auf gestiegene Preise für Steinkohle (1,68 €/MWh_{el}), aber weniger stark auf eine identische Preisänderung von 1 €/MWh_{th} bei Braunkohle (0,70 €/MWh_{el}) und bei Gas (0,45 €/MWh_{el}). Die Begründung dafür liefert wiederum die Merit Order. Da der Strompreis durch das jeweilige Grenzkraftwerk bestimmt wird, gibt dieses gestiegene Preise direkt weiter. Da Steinkohlekraftwerke am häufigsten Grenzkraftwerke sind, hat der Steinkohlepreis den größten Einfluss auf den Strompreis. Einschränkend sei erwähnt, dass die Brennstoffpreise erfahrungsgemäß hoch korreliert sind. Der Preisanstieg des einen geht dann mit dem Anstieg auch der anderen einher. Steigen alle Brennstoffpreise simultan um 1 €/MWh_{th}, steigt der mittlere Strompreis um etwa 2,68 €/MWh_{el}.

Abb. 40 zeigt die Merit Order bei verschiedenen CO₂-Preisen. Atomkraftwerke benötigen keine Emissionsrechte und finden sich in der Merit Order immer links von den fossilen Kraftwerken. Die alten Gas- und Heizölkraftwerke sind wegen der sehr hohen Brennstoffkosten verglichen mit Kohlekraftwerken auch bei hohen CO₂-Preisen noch sehr teuer im Betrieb. Sie bleiben also in der Merit Order am rechten Rand. Signifikante Veränderungen in der Reihenfolge finden sich nur in der Mittellast bei den GuD- und Steinkohlekraftwerken. Am stärksten betroffen sind moderne GuD-Kraftwerke und alte Steinkohlekraftwerke.

Mit den Annahmen für neue Kraftwerke rangiert im Basis-Brennstoffszenario ab 40 €/t CO₂ ein GuD-Kraftwerk in der Merit Order vor einem modernen Steinkohlekraftwerk und ab 57 €/t CO₂ vor einem modernen Braunkohlekraftwerk. Ein modernes Steinkohlekraftwerk findet sich erst bei einem Preis von über 100 €/t CO₂ in der Merit Order vor einem Braunkohleersatzkraftwerk. Alte Anlagen mit geringerem Wirkungsgrad können allerdings bereits bei niedrigeren Preisen verdrängt werden. Die CO₂-Preisschwellen hängen natürlich auch von den Brennstoffpreisen ab.

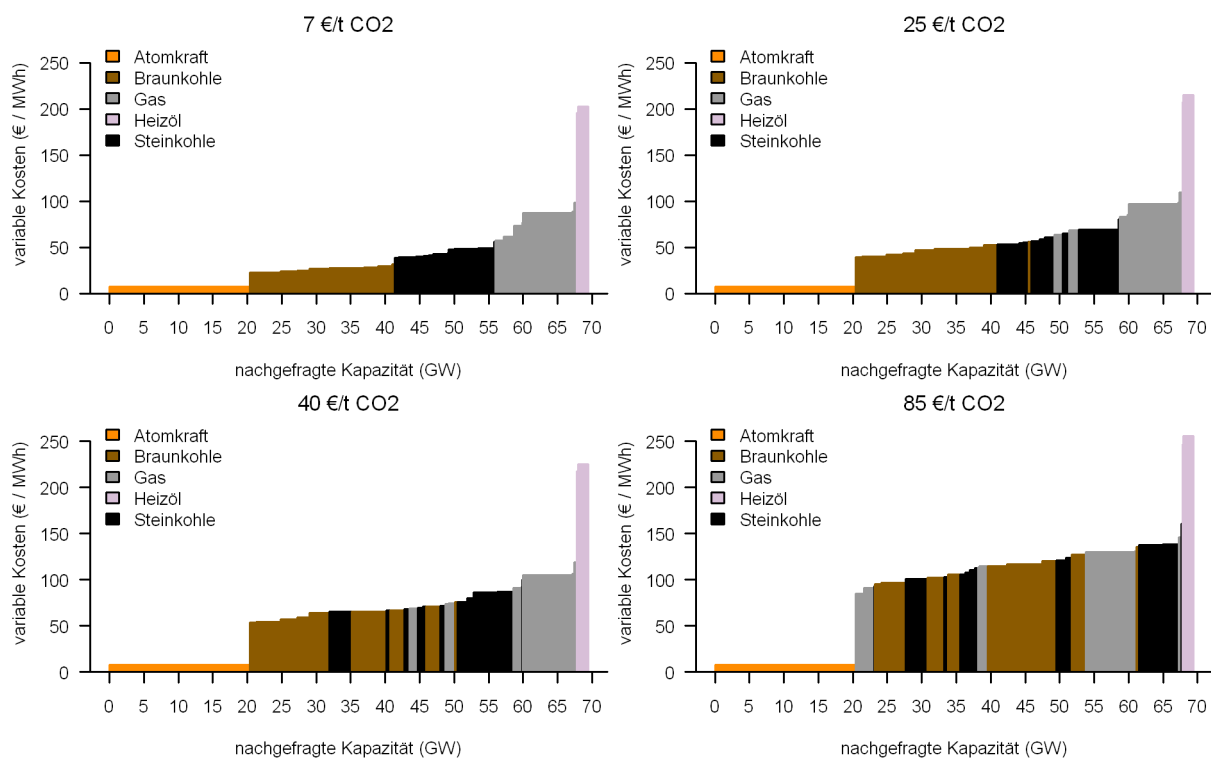


Abbildung 40: Die Merit Order 2008 unter verschiedenen CO₂-Preisen

Zu den großen Gewinnern des Emissionshandels gehören die Atomkraftwerke. Kohlekraftwerke gehörten bislang allerdings ebenfalls nicht zu den Verlierern: Die kostenlos zugeteilten Emissionsberechtigungen decken einen großen Anteil der verursachten Emissionen ab. Zugleich wird der Verbrauch dieser Gratisrechte als Opportunitätskosten verbucht und voll eingepreist. Dies sorgt für beträchtliche Gewinne. Mit der 100 %igen Auktionierung von Emissionsrechten ab 2013 wird diese Praxis nicht mehr möglich sein. Kohlekraftwerke zählen dann zu den Verlierern des Emissionshandels, was ja in dessen Logik als Klimaschutzinstrument liegt. Die quantitative Bewertung dieser Effekte findet sich auf S. 128 und S. 151.

Mit den bisher gemachten Annahmen ließen sich bereits Aussagen über den Betrieb von Kraftwerken im Strommarkt ableiten. Für weitere quantitative Aussagen sind jedoch Berechnungen über den gesamten Betriebszyklus der Kraftwerke notwendig. Dazu fehlen noch Annahmen über die zukünftige Zusammensetzung der Merit Order. Im Folgenden werden dafür Ersatzszenarien definiert.

7.5 Entwicklung der Merit Order

Für die Entwicklung des Strompreises und damit die Rentabilität bestehender und geplanter Kraftwerke wird die zukünftige Zusammensetzung der Merit Order benötigt. Dies setzt eine einigermaßen realistische Einschätzung über Abschaltungen und Ersatzinvestitionen voraus. In einem iterativen Verfahren soll ein stimmiges Ersatzszenario entwickelt werden. Davor erfolgt zunächst ein kurzer Rückblick auf die Investitionsdynamik der letzten Jahre.

Nach der Liberalisierung des Strommarkts 1998 wurden in Deutschland nur wenige Großkraftwerke errichtet. Die meisten der Kraftwerkskapazitäten, die neu ans Netz gingen, waren Windkraftanlagen: Zwischen 1995 und 2005 wurden etwa 18 GW an Windenergie in Betrieb genommen (IEA, 2007b). Inzwischen findet ein dynamischer Ausbau der erneuerbaren Energien auch bei anderen Technologien statt (siehe Kap. 5.5). Von den Investitionen des Jahres 2009 in erneuerbare Energien in Höhe von 20 Mrd. € entfielen etwa 12 Mrd. € auf Photovoltaik (BMU, 2010). Damit verglichen fiel der Neubau bei fossilen Kraftwerken verhalten aus. Errichtet wurden laut IEA (2007b) vor allem Gaskraftwerke. Laut unserer Daten zu den Bestandsportfolien wurden von den vier großen Versorgern seit 1998 etwa 6 GW an neuen fossilen Kapazitäten in Betrieb genommen, davon 4,4 GW an Braunkohle und 1,5 GW an Steinkohle. Davon gingen 5 GW im Jahr 2000 ans Netz. Diese Kraftwerksbauten dürften daher noch auf Planungen vor der Liberalisierung basieren.

7.5.1 Erster Vorschlag zur Entwicklung der Merit Order

Wir unterstellen zunächst, dass die Kraftwerke ab dem Ende ihrer in betriebswirtschaftlichen Kalkulationen typischerweise unterstellten Lebensdauer durch neue Kraftwerke ersetzt werden und die Atomkraftwerke nach dem am 27. April 2002 in Kraft getretenen „Gesetz zur geordneten Beendigung der Kernenergienutzung zur gewerblichen Erzeugung von Elektrizität“ stillgelegt werden. Die Ersetzung geschieht wie in Urdal et al. (2006) nach der Vorgabe, ein Kraftwerk durch ein neues mit der gleichen Netto-Kapazität zu ersetzen; es werden lediglich fossile Ersatzszenarien modelliert. Um Veränderungen im Brennstoffmix zu modellieren und zugleich Einzelfalldiskussionen für Kraftwerke zu vermeiden, eignet sich ein stochastischer Ansatz für die Ersetzungen, d.h. ein Kraftwerk wird mit einer bestimmten Wahrscheinlichkeit durch einen neuen Kraftwerkstyp ersetzt. Der Ausbau der erneuerbaren Energien wird wegen der Schwierigkeiten bei der Implementierung nicht modelliert. Der erhebliche Einfluss der Erneuerbaren wird jedoch auf S. 116 qualitativ diskutiert.

Die drei verschiedenen fossilen Ersatzszenarien werden wie folgt definiert:

- Brennstoff-durch-Brennstoff („Identisch“): Auslaufende Kraftwerke werden prinzipiell durch Kraftwerke desselben Typs ersetzt. Atomkraftwerke werden zum Teil durch Steinkohlekraftwerke und zum Teil durch GuD-Kraftwerke ersetzt (Umsetzung des Atomausstiegs). Ölkraftwerke und konventionelle Gaskraftwerke werden durch GuD-Kraftwerke ersetzt. In diesem Szenario wird der Großteil der zukünftigen Stromversorgung durch Kohlekraftwerke gedeckt. Die Gaskraftwerke dienen dabei zur Deckung von Spitzenlasten und zur Bereitstellung von Ausgleichsenergie. Dieses weiter-wie-bisher-Szenario entspräche einer Welt ohne Klimapolitik.
- Brennstoff-durch-Gas: Auslaufende Kraftwerke werden verstärkt durch moderne Gaskraftwerke ersetzt: Atomkraftwerke werden vollständig, Steinkohlekraftwerke zu 2/3 und Braunkohlekraftwerke zu 50 % durch Gaskraftwerke (Gaskombikraftwerk, GuD) ersetzt. In diesem Szenario stellen Gaskraftwerke das Rückgrat der zukünftigen Stromversorgung.
- CCS-Strategie: Auslaufende Kraftwerke werden zunächst ähnlich wie im Brennstoff-durch-Brennstoff-Szenario ersetzt. Sobald CCS als Technologie verfügbar ist, werden Kohlekraftwerke jedoch ausschließlich mit CO₂-Abscheidung gebaut. In diesem Szenario behält die Kohle ihren dominierenden Anteil an der Stromversorgung. Die Emissionen werden jedoch durch die Deponierung des CO₂s langfristig beträchtlich reduziert. In diesem Szenario würden thermische Großkraftwerke ihre wichtige Stellung in der Stromerzeugung noch über mehrere Jahrzehnte beibehalten und CCS setzt sich gegen alle technische und ökologische Bedenken durch.

Die Zahlenwerte der Wahrscheinlichkeiten der jeweiligen Ersetzung zeigt Tab. 12.

Brennstoff-durch-Brennstoff-Ersetzung („Identisch“)						
Typ (alt)	Ersatztyp					
	Braunkohle	Steinkohle	GuD	Braunkohle+CCS	Steinkohle+CCS	
AKW	0	2/3	1/3	0	0	0
Braunkohle	1	0	0	0	0	0
Steinkohle	0	1	0	0	0	0
Gas, Heizöl	0	0	1	0	0	0

Gas-Ersetzung						
Typ (alt)	Ersatztyp					
	Braunkohle	Steinkohle	GuD	Braunkohle+CCS	Steinkohle+CCS	
AKW	0	0	1	0	0	0
Braunkohle	1/2	0	1/2	0	0	0
Steinkohle	0	1/3	2/3	0	0	0
Gas, Heizöl	0	0	1	0	0	0

CCS-Ersetzung						
solange CCS nicht verfügbar:						
Typ (alt)	Ersatztyp					
	Braunkohle	Steinkohle	GuD	Braunkohle+CCS	Steinkohle+CCS	
AKW	0	2/3	1/3	0	0	0
Braunkohle	1	0	0	0	0	0
Steinkohle	0	1	0	0	0	0
Gas, Heizöl	0	0	1	0	0	0

sobald CCS verfügbar:						
Typ (alt)	Ersatztyp					
	Braunkohle	Steinkohle	GuD	Braunkohle+CCS	Steinkohle+CCS	
AKW	0	0	0	0	0	1
Braunkohle	0	0	0	1	0	0
Steinkohle	0	0	0	0	0	1
Gas, Heizöl	0	0	1	0	0	0

Tabelle 12: Wahrscheinlichkeiten für den Typ des Ersatzkraftwerks je nach Ersatzszenario.

Unterstellt man planmäßige Abschaltungen (Atomkraftwerke nach rot-grünem Ausstiegsbeschluss und Ersatzkraftwerke nach 40–50 Jahren), erfolgt die Stilllegung des ersten Ersatzkraftwerks damit etwa um 2050. Für zeitlich darüber hinaus gehende Betrachtungen geht ein zweiter Ersatzzyklus ein, bei welchem

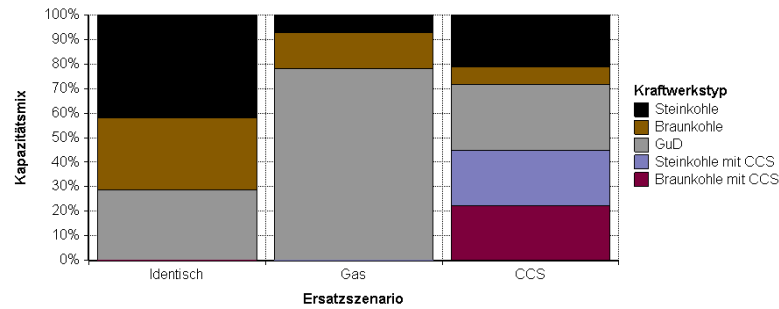


Abbildung 41: Kapazitätsmix für die erste Generation der Ersatzkraftwerke unter verschiedenen fossilen Ersatzszenarien. Dargestellt sind Erwartungswerte.

dann eine Ersetzung mit dem gleichen Kraftwerkstyp bei Anpassung des Wirkungsgrads unterstellt wird. Diese Ersetzungen haben wegen der Diskontierung aber de facto keine Relevanz mehr.

Die Zusammensetzung der aus den Szenarien resultierenden Ersatzportfolien stellt Abb. 41 dar. Bei der Brennstoff-durch-Brennstoff-Ersetzung wird im Erwartungswert ein Kohleanteil von 71 % erreicht, bei der Brennstoff-durch-Gas-Ersetzung ein Gasanteil von 78 %. Im CCS-Szenario stellen die Kohlekraftwerke ohne CO₂-Abscheidung 28 % der Kapazitäten, auf Gas entfallen 27 % und auf Kohlekraftwerke mit CO₂-Abscheidung entfallen 45 %.

Je nach Ersetzung lassen sich mit den vorgestellten Heuristiken für jedes Jahr die Strompreise, die Auslastungen der einzelnen Kraftwerke sowie die Emissionen der Einzelkraftwerke und der Gesamtportfolien berechnen. Damit kann die Plausibilität der zugrunde liegenden Annahmen hinterfragt werden (d.h. Zeitpunkt und Typ der Ersetzung) und darauf aufbauend ein stimmigeres Ersatzszenario definiert werden. Dazu wird betrachtet:

- die Entwicklung der Merit Order und die damit verbundenen Strompreise;
- die Entwicklung der Gesamtemissionen der Kraftwerke;
- die Wertentwicklung der Bestandsportfolien vor dem Hintergrund der Abschaltung und Ersetzung von Bestandskraftwerken.

Entwicklung der Merit Order Abbildung 42 stellt die Entwicklung der Merit Order je nach Ersatzszenario dar. Es liegen zufällig erzeugte Ersatzportfolien und das Basis-Brennstoffpreisszenario sowie das CO₂-Preisszenario mit mäßigem Preisniveau zugrunde. Der mittlere Strompreis liegt bei allen drei Szenarien relativ einheitlich zwischen 60 bis 70 €/MWh. Der Einfluss der Ersatzszenarien auf die Strompreisentwicklung ist auch bei Einbezug der CO₂-Preisszenarien bis 2030 relativ gering (Differenz um etwa 2 €/MWh). Erst langfristig treten im sehr hohen CO₂-Preisszenario größere Preisunterschiede zwischen den Ersatzszenario auf: die Entwicklung läuft ab etwa 2030 deutlich auseinander und die Unterschiede machen 2040 dann eine Differenz von etwa 10 €/MWh aus.

Trotz des Baus neuer, effizienterer Kraftwerke steigt der mittlere Strompreis durch steigende CO₂-Preise langfristig um 5–10 €/MWh. Langfristig wird der CO₂-Preis zur Quelle der größten Unsicherheit. Im sehr hohen CO₂-Preisszenario findet je nach Brennstoffpreisen bis 2030 eine Strompreissteigerung um etwa 25–50 % statt. Im CO₂-Hochpreisszenario steigt der Strompreis noch moderat an, während er bei niedrigen und mäßigen CO₂-Preisen in etwa stagniert. Einigen Einfluss haben auch die Brennstoffpreise. Der mittlere jährliche Strompreis schwankt im Hoch- bzw. Niedrigpreisszenario um 10 €/MWh gegenüber dem Basis-Preisszenario nach oben oder nach unten (die Stärke des Einflusses variiert im Lauf der Zeit etwas).

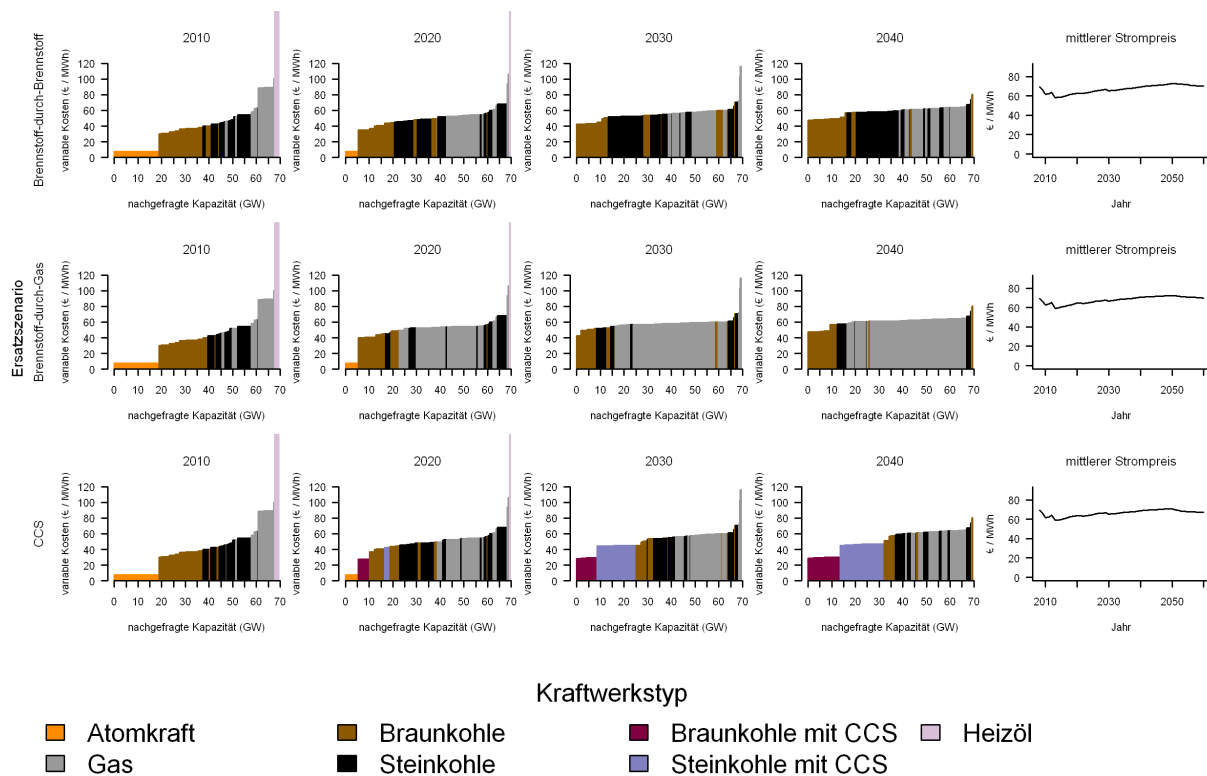


Abbildung 42: Entwicklung von Merit Order und Strompreis im Basis-Brennstoffpreisszenario und mäßigem CO₂-Preisszenario unter verschiedenen Ersatzszenarien.

Die Merit Order wird im Lauf der Zeit durch die regelmäßigen Ersetzungen deutlich flacher. Dies liegt einerseits am Wegfall der Atomkraftwerke bis Anfang der 2020er. Durch den Ersatz alter Öl- und Gaskraftwerke fallen zudem Kraftwerke mit sehr hohen Grenzkosten weg. Obendrein verringert sich über die steigenden Kosten für CO₂-Zertifikate der Abstand zwischen den variablen Kosten der Gas- und Kohlekraftwerke (Gas-Kohle-Spread). Die resultierende flache Merit Order ist für Kraftwerkbetreiber grundsätzlich problematisch, weil die Deckungsbeiträge dann sehr niedrig ausfallen und sich dadurch Investition schlechter amortisieren. Bei niedrigen Brennstoffkosten drängen neue GuD-Kraftwerke in die Mittellast und setzen ältere Kohlekraftwerke unter Druck. Dabei kommt es dazu, dass mittelfristig einzelne alte Braunkohlekraftwerke in Konkurrenz mit neuen Steinkohle- und GuD-Kraftwerken aus der Grundlast heraus fallen. Der Verdrängungseffekt ist bei den Braunkohlekraftwerken insofern kritisch, weil diese Kraftwerke primär für den Dauerbetrieb konzipiert sind. Insgesamt sorgt die Kombination von ungewissen Brennstoff- und CO₂-Preisen für eine sehr große Unsicherheit über die zukünftige Gestalt der Merit Order. Angesichts der sehr flachen Merit Order um das Jahr 2040 erscheint es aber fraglich, ob der von den Ersatzszenarien implizit unterstellte Anreiz zum Neubau von Kraftwerken überhaupt gegeben ist.

Emissionspfade Den nächsten Plausibilitätstest für die Ersatzszenarien liefern die Emissionspfade. In Abb. 43 wird der Erwartungswert der Emissionen des gesamten Kraftwerksparks je nach Ersatzszenario dargestellt (also über Simulation mit stochastischen Brennstoff- und CO₂-Preisen). Im Szenario „Brennstoff-durch-Brennstoff“ wird bis 2050 keine Emissionsreduktion erreicht. Die Emissionen steigen bis Anfang der 20er Jahre sogar etwas an. Die Emissionsreduktion durch Wirkungsgradsteigerungen bei ersetzten Kohle- und Gaskraftwerken wird also durch die Ersetzung der Atomkraftwerke durch fossile Kraftwerke zunichte gemacht. Das Szenario „Brennstoff-durch-Gas“ führt in den nächsten Jahren zu den geringsten Emissionen. Es wird mit Verfügbarkeit der CCS-Technologie aber Ende der 2020er Jahre

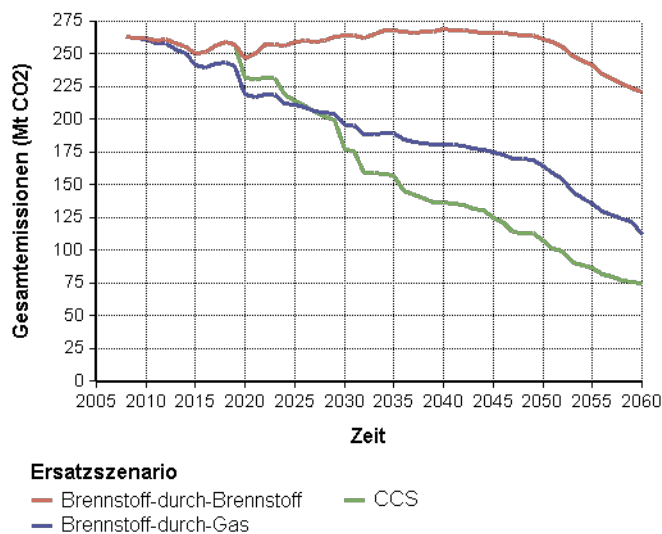


Abbildung 43: Gesamtemissionen der Kraftwerke unter verschiedenen Ersatzszenarien (Erwartungswert über CO₂- und Brennstoffpreise und zufällige Kraftwerksersetzungen).

vom CCS-Szenario eingeholt.

2050 erreichen die kumulierten Emissionen einen Wert von 11,3 Gt CO₂ im Brennstoff-durch-Brennstoff-Szenario, 8,9 Gt CO₂ im Gas- und 8,2 Gt CO₂ im CCS-Szenario. Werden kumulierte Emissionen betrachtet, holt das CCS-Szenario das Gas-Szenario erst 2035 ein. Im Jahr 2050 sind das Brennstoff-durch-Brennstoff-Szenario mit 262 Mt CO₂ und das Brennstoff-durch-Gas-Szenario mit 164 Mt CO₂ inkompatibel mit den Klimaschutzziele. Selbst das in der Reduktion erfolgreichste CCS-Szenario erreicht mit 107 Mt CO₂ noch ein Niveau von 30 % der Kraftwerksemissionen von 1990. Diese Reduktion ist für die Erreichung der langfristigen Klimaschutzziele der Bundesregierung (80 % bis 95 % Reduktion der Emissionen in Deutschland) zu wenig. Keins der Szenarien ist daran gemessen stimmig.

Auch mittelfristig kollidiert der Emissionspfad mit den Klimaschutzziele. In allen Szenarien steigen die Emissionen durch die Ersetzung von Atomkraftwerken durch fossile Kraftwerke zunächst an. Bis 2020 sollten aber wegen der verbindlich vom EU-EHS vorgeschriebenen Reduktionen bereits merkliche Minderungen geleistet werden. Diese müssen zwar nicht zwingend von den deutschen Stromerzeugern erbracht werden. Wegen der verhältnismäßig niedrigen Vermeidungskosten der Stromwirtschaft und ihrem hohen Anteil an den Gesamtemissionen erscheint der beobachtete Emissionsanstieg aber nicht besonders plausibel.

Bleibt man nur in der Welt der fossilen und nuklearen Großkraftwerke, würde eine Revision des Atomausstiegs den mittelfristigen Anstieg an Emissionen vermeiden. Aus der verzögerten Abschaltung von Kraftwerken würden auch langfristig geringere Emissionen resultieren, wenn dadurch CCS als Ersatzoption ermöglicht würde. Deswegen soll nicht nur eine Laufzeitverlängerung für Atomkraftwerke, sondern auch für fossile Kraftwerke betrachtet werden. Verlängerte Laufzeiten wären auch aus wirtschaftlichen Gründen eine Option für die Betreiber.

Verzögerte Abschaltungen Für längere Laufzeiten sprechen auch die Befunde in Literatur und Empirie. So kritisiert Klaus et al. (2009) die bisher und in anderen Studien praktizierte Abschaltung von Kraftwerken nach etwa 40 bis 50 Jahren. Die Abschaltung eines fossilen Kraftwerks sei allein eine ökonomische Entscheidung, denn Reparaturen und Nachrüstungen können die Betriebsdauer eines Kraftwerks beträchtlich verlängern. In den USA liegt etwa das Alter der meisten Kohlekraftwerke zwischen

20 und 55 Jahren, das durchschnittliche Alter liegt bei etwa 35 Jahren und für die meisten dieser Kraftwerke wird eine Laufzeitverlängerung um 30 Jahre für möglich gehalten (MIT, 2007).

Die Stilllegung eines Kraftwerks ist wegen der vielen Einflussfaktoren immer eine Einzelfallentscheidung. Da solche hier nicht möglich sind, werden die Laufzeiten weiterhin pauschal für jeden Kraftwerkstyp festgelegt. Für fast alle Kraftwerkstypen gibt es Gründe für eine verzögerte Abschaltung: Die Ersetzung alter Öl- und Gaskraftwerke durch neue GuD-Kraftwerke senkt die Grenzkosten für Spitzenlaststrom in hohem Maße und ist daher für die Besitzer großer Kraftwerkportfolien sehr unattraktiv. Zudem wurden diese Kraftwerke bisher vorwiegend zu Spitzenlastzeiten benutzt und haben daher bisher relativ wenig Betriebsstunden geleistet, so dass die Verlängerung ihrer Laufzeiten auch technisch unproblematisch erscheint (Klaus et al., 2009).

Für Kohlekraftwerksbetreiber ist die Aussicht auf die CCS-Option und die Unsicherheit über die zukünftige Klimapolitik ein Grund, die Erfahrungen mit CCS-Demonstrationsanlagen und die politischen Entwicklungen abzuwarten. Zudem wurden nach Matthes und Ziesing (2008) in den alten Bundesländern alle vor 1983 errichteten Kraftwerke nachträglich mit Rauchgasreinigungsanlagen nachgerüstet und dafür in der Regel grundlegend modernisiert. In den neuen Bundesländern fanden nach der Wende ebenfalls umfangreiche Ertüchtigungsmaßnahmen statt.

Auch die Abschaltung der Atomkraftwerke ist für die Betreiber nicht sinnvoll, da die abgeschriebenen Atomkraftwerke seit Einführung des Emissionshandels sehr hohe Gewinne einfahren. Die Verlängerung der Laufzeiten ist daher eine der hartnäckigsten Forderungen der großen Stromversorger.

Gegen den verlängerten Betrieb speziell von Kohlekraftwerken spricht dagegen der Trend der vergangenen Jahre. Tatsächlich erfolgten nach Wissen und Nicolosi (2008) zwischen 2001 und 2005 Stilllegungen konventioneller Kraftwerke in Höhe von mehr als 6 GW, wobei rund 43 % der stillgelegten Kraftwerke jünger als 30 Jahre waren. Diese Stilllegungen waren daher offensichtlich wirtschaftlich und nicht technisch bedingt. Als Grund für die Stilllegungen kann zum einen der Abbau von Überkapazitäten aus Zeiten vor der Liberalisierung und zum anderen der Ausbau der erneuerbaren Energien angesehen werden. Daneben erzeugt die Klimapolitik vor allem Druck auf Betreiber von Kohlekraftwerken.

Bei einer Abschwächung der Investitionsdynamik durch längere Laufzeiten wird daher zwischen den Kraftwerkstypen differenziert. Dies soll unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten betrachtet werden. Dazu wird der Kapitalwert aller Kraftwerke in Abhängigkeit von Abschaltungsverzögerungen für die einzelnen Kraftwerkstypen herangezogen. Für die Laufzeitverlängerungen der fossilen Kraftwerke werden für eine Sensitivitätsanalyse folgende Verzögerungen gewählt: Für jeden Kraftwerkstyp wird separat eine Gleichverteilung von 0 bis 25 Jahren gewählt und die erzeugte Zufallszahl auf die Laufzeit addiert. Für Atomkraftwerke, deren Abschaltung politisch bestimmt wird, wird die auf S. 81 definierte Verteilung gewählt. Zusätzlich werden auch Brennstoff- und CO₂-Preise mit den in Kap. 5 beschriebenen Wahrscheinlichkeitsverteilungen modelliert. Abb. 44 zeigt den Kapitalwert der Bestandsportfolien in Abhängigkeit von den verlängerten Laufzeiten. Auch wenn sich die Kraftwerksbetreiber nur nach dem Kapitalwert der eigenen Kraftwerkportfolien richten werden, dürfte dieser ähnlich auf verzögerte Abschaltungen reagieren wie die hier betrachteten aggregierten Kapitalwerte aller vier Kraftwerkportfolien.

Die durch eine Glättungsfunktion erzeugte rote Linie weist bei den Laufzeiten für Atom- und Gaskraftwerke einen deutlichen Trend auf. Die verspätete Abschaltung dieser Kraftwerken wirkt sich demnach stark positiv auf den Kapitalwert des Gesamtportfolios aus. Die Betreiber haben wenig Interesse, diese Kraftwerke zu ersetzen. Bei Atomkraftwerken liegt dies an deren hohen Einnahmen. Die alten Gas- und Ölkraftwerke sorgen für hohe Strompreise zu Spitzenlastzeiten, welche wiederum die Gewinne der Atom- und Kohlekraftwerke erhöhen. Es besteht also wirtschaftliches Interesse daran, die alten Gaskraftwerke instand zu halten und länger weiter betreiben. Bei Kohlekraftwerken ist dagegen kein starker Effekt bei einer Laufzeitverlängerung zu messen.

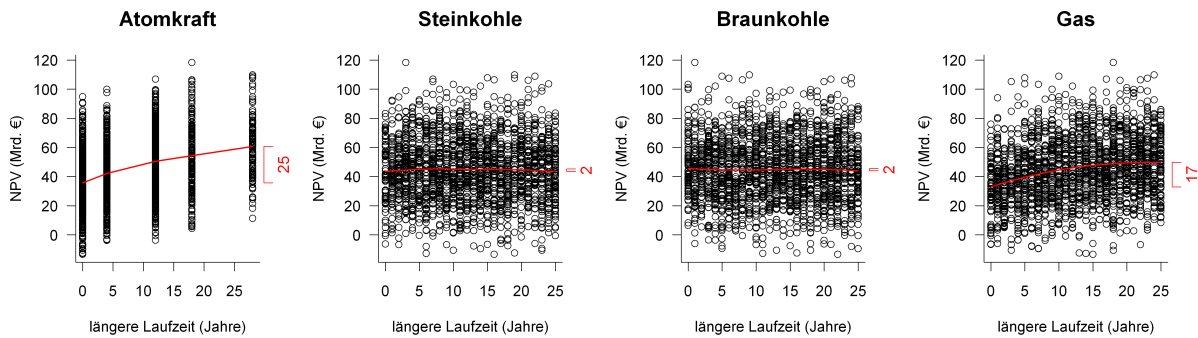


Abbildung 44: Kapitalwert der Bestandsportfolien bei verzögerter Abschaltung verschiedener Kraftwerkstypen.

Der Effekt wird über die Strompreise erzeugt. Es lohnt sich daher, den Strompreis differenziert nach Lastbereichen zu betrachten. Abb. 45 zeigt den Strompreis für die verschiedenen Einsatzbereiche (vgl. dazu S. 102). Dadurch zeigt sich der hohe Einfluss der alten Gaskraftwerke auf die Preise für Spitzenlaststrom. Mit der Ersetzung dieser Kraftwerke wird der Preis Mitte der 20er Jahre innerhalb kurzer Zeit deutlich zurückgehen (der Rückgang fällt bei den höheren CO₂-Preisniveaus geringer aus). Der abrupte Preisrückgang ist der etwas groben Modellierung geschuldet. Eine zeitlich höhere Auflösung würde diesen Sprungeffekt zwar glätten, er wäre aber trotzdem vorhanden.

Die Verzögerung des Atomausstiegs hat, da per Modellannahme die Kraftwerke sofort ersetzt werden, dagegen keine große Auswirkungen auf die Strompreise. Der bei allen Lastbereichen zu beobachtende leichte Einbruch um 2010 mit dem darauffolgenden Anstieg ist eine Folge der Brennstoffpreisentwicklung.

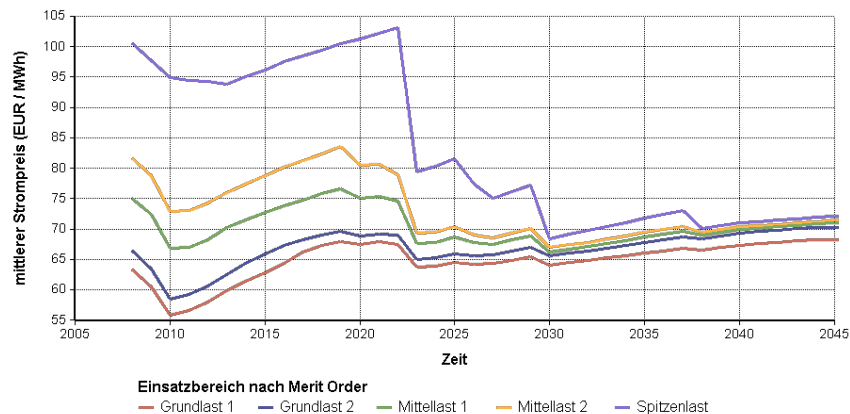


Abbildung 45: Strompreis je nach typischem Lastbereich. Annahmen: Basis-BrennstoffszENARIO, mäßiges CO₂-Preisszenario und Referenz-ErsatzszENARIO.

7.5.2 Nächste Iteration: Neue Entwicklung der Merit Order und Referenz-ErsatzszENARIO

Anhand dieser Ergebnisse wird ein neues, stimmigeres Referenz-ErsatzszENARIO definiert. Neben den Ersatztypen werden auch die Abschaltzeitpunkte neu festgelegt. An der Ersetzung sämtlicher Kraftwerke durch fossile Kraftwerke wird festgehalten. Das Szenario soll aber trotzdem zu Emissionsreduktionen führen, die nicht eklatant gegen mittel- und langfristige Klimaschutzziele verstoßen. Die Voraussetzung für dieses Szenario ist, dass CCS-Kraftwerke im großen Stil eingesetzt werden (können).

Referenz-Szenario solange CCS nicht verfügbar:						
Typ (alt)	Ersatztyp					
	Braunkohle	Steinkohle	GuD	Braunkohle+CCS	Steinkohle+CCS	
AKW	0	0	1	0	0	0
Braunkohle	1/2	0	1/2	0	0	0
Steinkohle	0	1/3	2/3	0	0	0
Gas, Heizöl	0	0	1	0	0	0

sobald CCS verfügbar:						
Typ (alt)	Ersatztyp					
	Braunkohle	Steinkohle	GuD	Braunkohle+CCS	Steinkohle+CCS	
AKW	0	0	0	0	0	1
Braunkohle	0	0	0	1	0	0
Steinkohle	0	0	0	0	0	1
Gas, Heizöl	0	0	1	0	0	0

Tabelle 13: Wahrscheinlichkeiten für den Typ des Ersatzkraftwerks im Referenz-Ersatzszenario.

Im Referenz-Ersatzszenario werden Atomkraftwerke durch Gas-Kraftwerke (GuD) ersetzt, allerdings unter Einbeziehung einer möglichen Laufzeitverlängerung. Dafür wird die auf S. 81 festgelegte Wahrscheinlichkeitsverteilung verwendet. Solange CCS nicht verfügbar ist, werden Kohlekraftwerke zum Großteil durch GuD-Kraftwerke ersetzt. Das Referenz-Ersatzszenario wird dafür durch Kombination des bisherigen Brennstoff-durch-Gas-Szenarios für die Zeit vor der Verfügbarkeit von CCS mit dem CCS-Szenario ab dem Zeitpunkt der Verfügbarkeit von CCS gebildet (siehe Tab. 13). Für Gas- und Heizölkraftwerke wird eine um 10 Jahre verzögerte Abschaltung angesetzt. Kohlekraftwerke werden wie gehabt unverzögert abgeschaltet.

Im Referenz-Ersatzszenario werden nur in sehr geringem Umfang (2 % Steinkohle und 4 % Braunkohle) neue Kohlekraftwerke ohne CCS errichtet. Die Kapazitäten bestehen ansonsten zu 38 % aus GuD- und zu 57 % aus CCS-Kraftwerken bei einer (stochastischen) Verlängerung der Laufzeiten für Atomkraftwerke und zu 50 % aus GuD- bzw. 45 % aus CCS-Kraftwerken ohne Laufzeitverlängerung. Die Emissionen gehen von 261 Mt CO₂ in 2008 auf etwa 90–100 Mt CO₂ im Jahr 2050 zurück und sinken bis 2055 noch vor Abschaltung des ersten Ersatzkraftwerks weiter auf unter 80 Mt CO₂ (siehe Abb. 46(b)). Bis 2050 werden kumuliert (je nach Abschaltung der Atomkraftwerke) etwa 7,3–8,2 Gt CO₂ emittiert. Ohne Laufzeitverlängerung ist im Referenz-Ersatzszenario eine leichte Zunahme der Emissionen zu beobachten. Bei einem verzögerten Atomausstieg ist dagegen kurzfristig ein leichter Rückgang der Emissionen zu verzeichnen. Deutliche Emissionsreduktionen treten aber erst mit der kommerziellen Verfügbarkeit von CCS-Kraftwerken auf. Die CCS-Kraftwerke scheiden (abhängig von der Abschaltung der Atomkraftwerke) bis 2050 insgesamt etwa 3,8–5,2 Gt CO₂ ab, die unterirdisch eingelagert werden müssten.

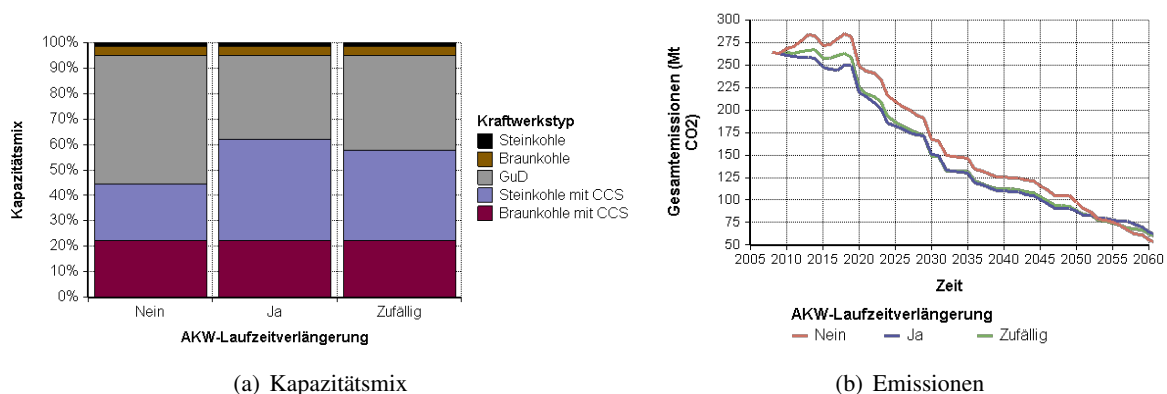


Abbildung 46: Zusammensetzung des Ersatzportfolios und Gesamtemissionen im Referenzszenario abhängig von verlängerten Laufzeiten für AKWs.

Obwohl CCS im Referenzszenario eine große Rolle spielt, hängen die im weiteren betrachteten Kapitalwerte und andere Größen nur wenig vom Einstieg in diese Technologie ab: Da die Investitionen erst Anfang der 20er Jahre beginnen, wird die Merit Order erst sehr spät durch CCS-Kraftwerke verändert. Wegen der Diskontierung spielen die Ereignisse ab 2030 oder später für die meisten Ergebnisse keine große Rolle mehr. Festzuhalten bleibt noch, dass auch mit diesem massiven Ausbau von CCS die Klimaschutzziele nicht ohne erneuerbare Energien oder Einsparmaßnahmen erreicht werden können.

Abschließend zeigt Abb. 47 die Evolution der Merit Order unter den verschiedenen CO₂-Preisszenarien für eine zufällig erzeugte Stichprobe des Referenz-Ersatzszenarios und einer AKW-Laufzeitverlängerung von acht Jahren. Durch den verzögerten Atomausstieg sind im Jahr 2020 noch etwa 15 GW an Atomkraftwerken am Netz (bzw. im Mittel 13 GW bei zufälliger Laufzeitverlängerung). Ab dann beginnt der Bau von CCS-Kraftwerken. Unabhängig vom CO₂-Preisszenario stellen dann Braunkohle-CCS-Kraftwerke die Variante mit den geringsten variablen Kosten dar. Gaskraftwerke bleiben in allen Fällen in der Mittel- und Spitzenlast. Ab 2030 sind vermehrt konventionelle Kohlekraftwerke in der Spitzenlast zu finden. Speziell im hohen und sehr hohen CO₂-Preisszenario finden sie sich am rechten Rand der Merit Order wieder. Dies würde wegen der eingeschränkten Flexibilität der Anlagen vermutlich ihre vorzeitige Abschaltung bedeuten. Dieser Aspekt wird bei der Bewertung der Einzelinvestitionen wieder aufgegriffen.

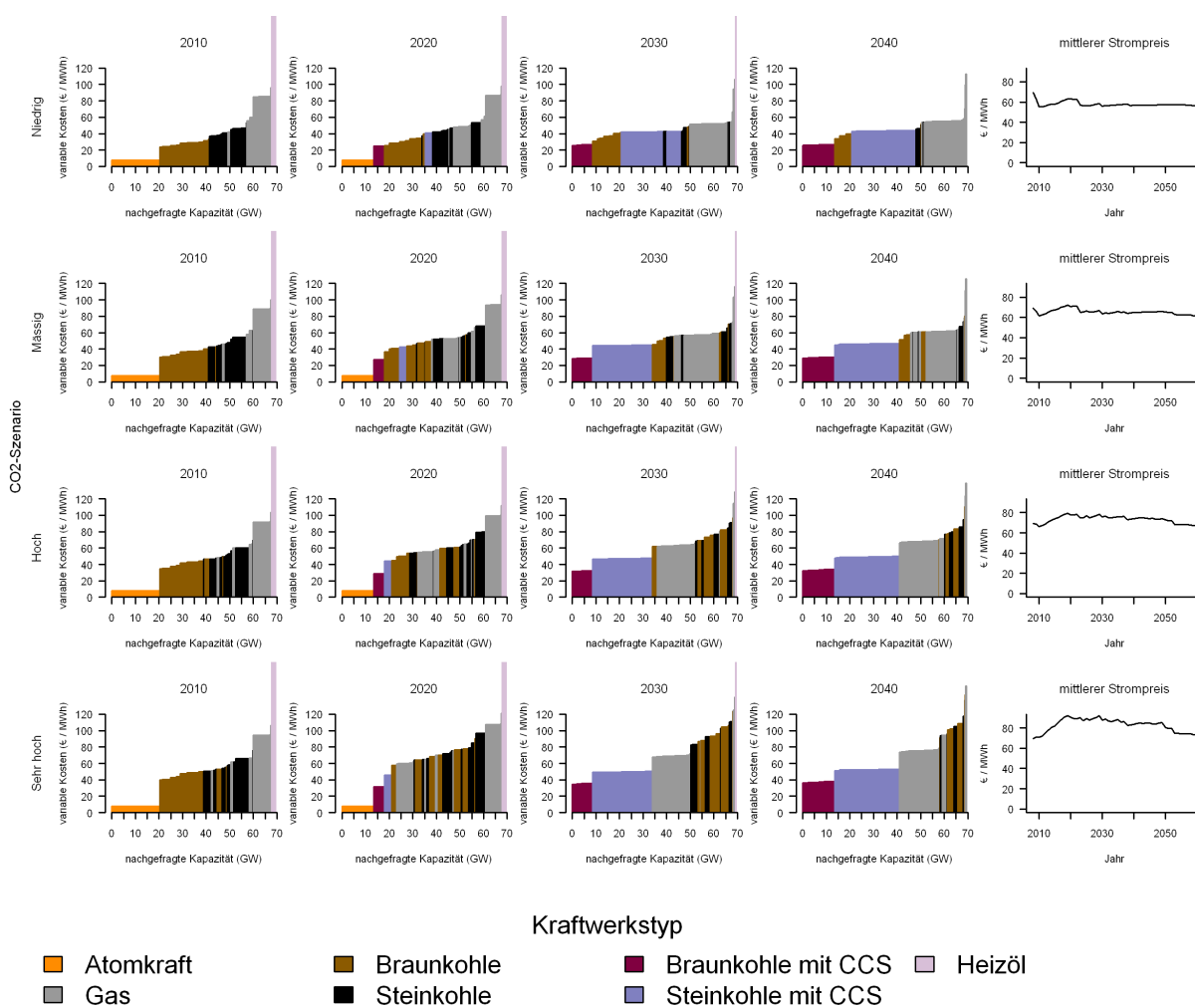


Abbildung 47: Entwicklung von Merit Order und Strompreis im Referenz-Ersatzszenario unter verschiedenen CO₂-Preisszenarien. Für die Brennstoffpreise gilt das Basisszenario.

7.6 Erneuerbare Energien und der Strommarkt

In diesem Abschnitt soll die Interaktion der erneuerbaren Energien mit dem Strommarkt betrachtet werden. Wegen der Einspeisegarantie und der garantierten Vergütung spielt der Strommarkt für die Erneuerbaren eine untergeordnete Rolle. Umgekehrt üben die Erneuerbaren aber eine Verdrängungswirkung auf den Strommarkt und damit einen wachsenden Einfluss auf die konventionelle Stromerzeugung aus. Je nach Strompreisentwicklung, Inflation und Auslaufen erhöhter Anfangsvergütungen kann aber für bestimmte erneuerbare Erzeugungsformen auch die Direktvermarktung des Stroms lukrativ werden. In diesem Fall gelten ebenfalls die Gesetzmäßigkeiten des Strommarkts für die erzielbaren Einnahmen.

7.6.1 Vergütungen und reguläre Strompreise

Wir vergleichen exemplarisch die Vergütungen gemäß EEG 2009 für vier unterschiedliche Erzeugungsformen (Windkraft an Land und auf See, Photovoltaik und Biogas) mit den am Strommarkt erzielbaren Strompreisen. Unterstellt sind jeweils Großprojekte. Aufgrund der dabei unterstellten Anlagengröße ist die Grundvergütung für die jeweilige Erzeugungsform niedrig. Dafür ist zu erwarten, dass bei diesen Großprojekten tendenziell mehr Boni in Anspruch genommen werden. Die Annahmen gibt Tab. 14 wieder.

	Anlagentyp	Vergütung (nominal)	Degression (ab 2010)
Biogas	Biogas-Kraftwerkspark mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK), bestehend aus größeren Einzelanlagen	18,25 Cent/kWh inklusive 3 Cent/kWh KWK-Bonus, 5 Cent/kWh Bonus für nachwachsende Rohstoffe und 2 Cent/kWh Technologie-Bonus	-1 % pro Jahr
Photovoltaik	Photovoltaik-Mix aus größeren Einzelanlagen, 50 % Freiflächenanlagen, 20 % Gebäudeanlagen bis 1 MW und 30 % Gebäudeanlagen über 1 MW	Durchschnittsvergütung von 33,79 Cent/kWh	-10 % in 2010, danach -9 %
Onshore-Windkraft	Neuer Windpark an Land	Anfangsvergütung von 9,7 Cent/kWh (inklusive Systemdienstleistungsbonus) für die ersten 12 Jahre (inklusive einer Verlängerung um 7 Jahre), danach 5,02 Cent/kWh	-1 % pro Jahr
Offshore-Windkraft	Windpark auf See in einer Entfernung von 12 Seemeilen von der Küste und 20 m Wassertiefe	Anfangsvergütung von 15 Cent/kWh für die ersten 12 Jahre, danach 3,5 Cent/kWh Grundvergütung	Keine Degression bis 2015, danach -5 %

Tabelle 14: Vergütungen für Strom aus verschiedenen erneuerbaren Energien nach EEG 2009.

Abb. 48 zeigt die daraus folgenden realen Vergütungen in Relation zum erwarteten Strompreis gemäß unseres Modells. Für Windkraft- und Biogasanlagen werden dabei Strompreise der Lastkategorie Grundlast 2 angesetzt, für Solaranlagen, die hauptsächlich tagsüber produzieren, Strompreise der Kategorie Mittellast 2. Die nominalen Vergütungen des EEG werden mit einer Inflationsrate von 2 % in reale Werte umgerechnet. Als Jahr der Inbetriebnahme wird 2010 angesetzt, in diesem Jahr wurden die meisten Vergütungen bereits einmal von der Degression erfasst.

Für Anlagen mit niedriger Vergütung ist inflationsbedingt langfristig damit zu rechnen, dass höhere Preise auf dem regulären Strommarkt erzielt werden können. Dies bietet Anlass zur freiwilligen Direktvermarktung des Stroms. Das EEG sieht einen entsprechenden Passus unter der Voraussetzung vor, dass

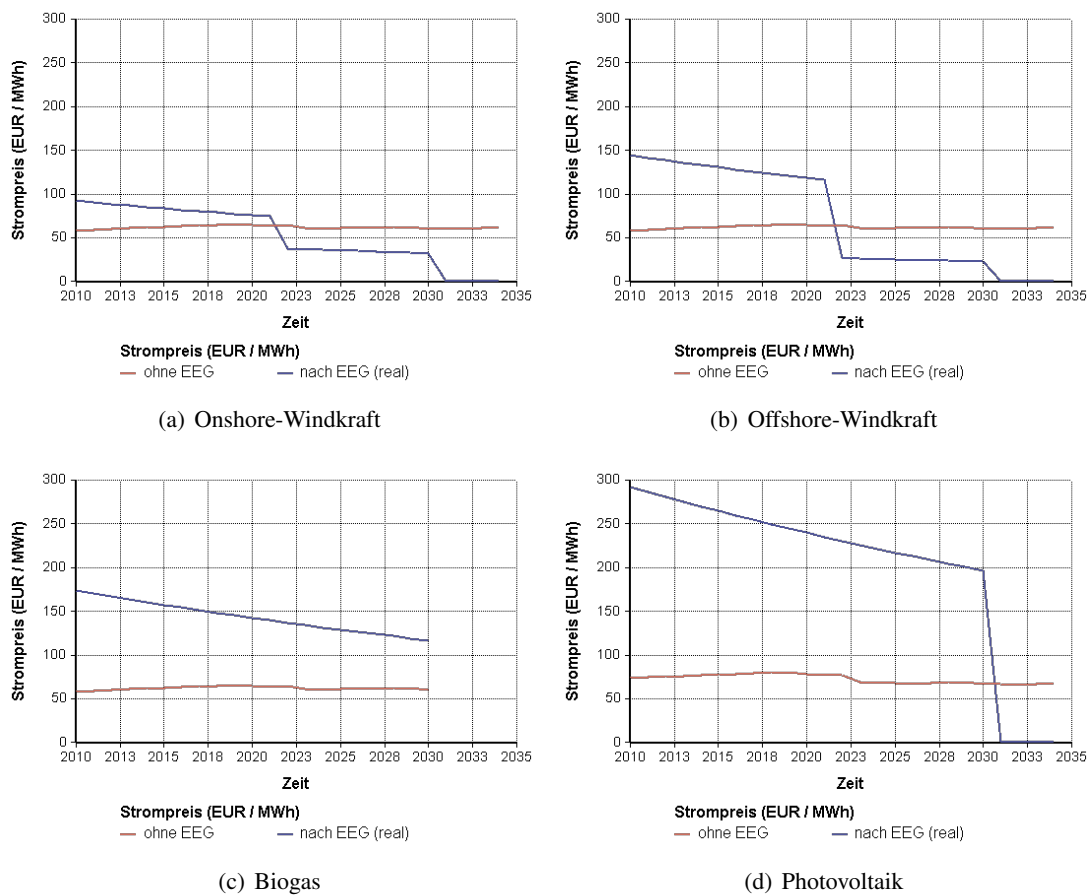


Abbildung 48: Vergütung nach EEG 2009 im Vergleich mit Großhandelsstrompreisen unter Basisannahmen.

der Übergang zur Direktvermarktung im Vormonat bekannt gegeben wird. Ein Rosinenpicken durch teilweise Direktvermarktung zu den Zeiten hoher Strompreise und Vergütung des restlichen Stroms nach EEG wird so ausgeschlossen. Bei der Planung von Anlagen mit einer niedrigen nominalen Vergütung (z.B. Windkraft) ist für ihre Rendite daher auch die langfristige Preisentwicklung an den Strommärkten zu beachten. Auf diesem Weg haben damit die Preise für Brennstoffe und für Emissionsberechtigungen (beschränkten) Einfluss auf die Rendite von Windkraftanlagen. Speziell zu Starkwindzeiten kann sich aber zu Zeitpunkten niedriger Last das Problem ergeben, dass sämtliche Nachfrage durch Windstrom abgedeckt würde. In diesem Fall wäre am Strommarkt ein Windlastkraftwerk das Grenzkraftwerk. Entsprechend der variablen Kosten wäre der erzielte Strompreis dann Null. Dieser Merit-Order-Effekt der Erneuerbaren ist, wie bei allen quantitativen Ergebnissen der Studie, auch bei diesem Strompreisvergleich nicht berücksichtigt.

Für heutige Investitionsentscheidungen in Solar- oder Biogasanlagen ist die freiwillige Direktvermarktung nicht entscheidend; die nominal hohen Vergütungen liegen sehr wahrscheinlich auch inflationsbereinigt während der gesamten Förderungsdauer über dem erwarteten Strompreis.

Für die ausgewählten Technologien folgt daraus (Gestehungskosten und Schlussfolgerungen wurden aus Garz et al. (2009) übernommen):

Onshore-Windkraft Die Stromgestehungskosten der Windkraftanlage an Land liegen bei ungefähr 66 €/MWh. Die EEG-Vergütung liegt damit für die ersten 12 Jahre real über den Erzeugungskosten und dem Marktpreis. Ein Großteil der Investitionskosten des Kraftwerks wird durch diese Anfangsvergütungen amortisiert. Nach Ablauf von 12 Jahren endet die höhere Anfangsvergütung. Im Erwartungswert liegt der reguläre Strompreis dann bereits über den Vergütungen nach EEG. Die Windkraftanlage geht deshalb ab diesem Zeitpunkt in die Direktvermarktung über. Die Gesamtrendite ist daher auch abhängig von der Entwicklung der Brennstoff- und CO₂-Preise. Bedeutender sind jedoch Variationen bei den Investitionskosten, der Inflationsrate und dem Windaufkommen durch Standortwahl.

Offshore-Windkraft Die Stromproduktion auf See ist gegenüber der Landvariante mit deutlich höheren technischen Risiken verbunden. Dem entsprechend höheren finanziellen Aufwand (etwa doppelte Investitionskosten) steht jedoch ein sehr viel stärkeres Windaufkommen gegenüber. Statt von einer durchschnittlichen Auslastung von 20 % für eine Windkraftanlage an Land ist bei Anlagen in der Nordsee von einer durchschnittlichen Auslastung von etwa 35 % auszugehen. Die Stromgestehungskosten für Offshore-Windkraft liegen mit 70 €/MWh daher nur leicht über denen von Onshore-Windkraft. Die Anfangsvergütungen für Offshore-Anlagen liegen etwa die Hälfte über den Anfangsvergütungen für Onshore-Windkraft, die Grundvergütungen aber um ein Drittel darunter. Bei der unterstellten Inflationsrate von 2 % wird die Stromproduktion von Offshore-Windanlagen in der zweiten Lebenshälfte real nur noch mit 2,5 bis 2 Cent/kWh vergütet. Bei einer Direktvermarktung würde (vorbehaltlich des Merit-Order-Effekts) voraussichtlich ein höherer Strompreis erzielt werden (vgl. Abb. 48(b)).

Die Auslastung der Anlage wird einen sehr großen Einfluss auf den Kapitalwert haben. Eine geringere Auslastung, als nach Windgutachten erwartet, wird nicht wie bei Onshore-Anlagen automatisch durch eine Verlängerung der Anfangsvergütung kompensiert. Zusammen mit geringeren Erfahrungen und den größeren technischen Komplikationen sind die Risiken für Offshore-Anlagen somit größer als für Anlagen an Land; eine höhere Renditeerwartung ist dadurch gerechtfertigt. Da es für Offshore-Windkraft bis 2015 keine Degression gibt, kann die länger gültige hohe Förderung genutzt werden, um technische Schwierigkeiten zu überwinden.

Biogas Biogas ist unter den betrachteten erneuerbaren Technologien die einzige mit hohen Betriebskosten. Die Stromgestehungskosten der Biogasanlage liegen bei etwa 135 €/MWh, davon entfallen etwa

83 €/MWh auf die variablen Kosten (Gasbereitstellung) und 23,6 €/MWh auf weitere mit dem Betrieb verbundene Fixkosten (Wartung etc.) (Garz et al., 2009). Für den rentablen Betrieb der Anlage ist eine hohe Förderung notwendig, die Direktvermarktung kommt wegen der hohen Betriebskosten nicht in Frage.

Das Kraftwerk läuft daher ausschließlich über das EEG und würde wegen der hohen Grenzkosten sofort nach Auslaufen der Förderung abgeschaltet. Neben den Erlösen aus der Verstromung könnte die Biogasanlage auch noch Erlöse aus Wärmeverkauf erzielen (zusätzlich Verkauf von 25 % der anfallenden Abwärme für 15–20 €/MWh am Markt). Die gleichen starken Preisschwankungen der Weltmarktpreise für Primärenergieträger der letzten Jahre fanden auch bei Agrarrohstoffen statt. Dies schafft für die Betreiber von Biogasanlagen eine hohe Unsicherheit. Da die reale Vergütung in hohem Maße von der Inflation abhängt, wären über langfristige Verträge Risiken bei den Betriebskosten zu vermeiden.

Photovoltaik Mit Stromgestehungskosten von 245 €/MWh ist die Stromerzeugung in Photovoltaik-Anlagen sehr teuer und zwingend auf Förderung angewiesen. Die Gesamtkosten entfallen zum Großteil (90 %) auf die Anfangsinvestition, dafür sind die Betriebskosten (Wartung, Versicherung etc.) relativ gering. Deswegen wird eine Solaranlage, anders als eine Biogasanlage, trotz hoher Gestehungskosten auch nach Ablauf der Förderung noch bis zu ihrem Lebensende betrieben. Die dann noch durch Direktvermarktung erwirtschafteten Erlöse fallen aber nur gering ins Gewicht.

Solaranlagen unterliegen einer hohen Degression, zugleich sind aber auch die Investitionskosten mit der Zeit stark gesunken. In Abb. 48(d) wurde bereits einmalig eine Degression von -10 % angewendet. Der dadurch induzierte Preiskampf ist jedoch politisch gewollt. Da Photovoltaik ohne EEG mittelfristig keine Perspektive hat, hängt die Zukunft dieser Technologie stark vom politischen Willen ab, die Förderung aufrechtzuerhalten bzw. regelmäßig anzupassen.

Aufgrund der festen Vergütung lässt sich bei anstehenden Investitionen die Wirtschaftlichkeit noch recht gut abschätzen. Für Investitionen, die erst in ein paar Jahren vorgenommen werden, sind Aussagen zur Rentabilität allerdings sehr schwierig. Da sowohl zukünftige Lernkurven für Investitionskosten als auch zukünftige Anpassungen der Vergütungen unsichere Größen sind, ist der Zeithorizont für eine verlässliche Bewertung von Investitionen stark begrenzt. Für erneuerbare Energien gilt umso mehr, dass eine begrenzte Sicht auf die Einzelanlage und deren Kosten kaum zur Beantwortung der Rentabilität taugt. Auf absehbare Zeit sind sie vom politischen Willen zur Förderung abhängig. Die Haupteinflussvariable für die langfristige Rentabilität der erneuerbaren Erzeugungsformen ist daher die Fähigkeit der Verbände, ihre Forderungen politisch durchzusetzen. Hier stoßen DCF-Modelle eindeutig an ihre Grenzen.

7.6.2 Der Merit-Order-Effekt der erneuerbaren Energien

Der Ausbau der erneuerbaren Energien hat spürbare Auswirkungen auf den Betrieb von fossilen Kraftwerken. Wegen der Abnahmegarantie wird die entstehende Stromnachfrage zuerst durch erneuerbare Energien abgedeckt. Die Restnachfrage wird über die konventionellen Kraftwerke bedient. Die erneuerbaren Energien sorgen so für eine Verschiebung der Merit Order. Diese verhält sich so, als ob die Erneuerbaren an ihrem linken Rand eingereicht wären, wodurch die Stromproduktion konventioneller Kraftwerke verdrängt wird. Dieser Effekt senkt den Strompreis im Großhandel: Durch die Verschiebung wird ein günstigeres Kraftwerk zum Grenzkraftwerk. Dadurch sind nicht nur jene Kraftwerke betroffen, die dadurch aus der Stromproduktion komplett herausfallen, sondern auch die produzierenden Kraftwerke, die einen niedrigeren Abnahmepreis erzielen. Solange eine ausreichende Vergütung den Zubau rentabel macht und das Wachstum der Stromnachfrage den Zuwachs an erneuerbarem Strom nicht übersteigt, wird sich das Investitionsklima für konventionelle Kraftwerke also zunehmend verschlechtern.

Der Merit Order-Effekt der Erneuerbaren wird in Sensfuß und Ragwitz (2007b) beziffert: 2006 wurden infolge des EEG Vergütungen in Höhe von 5,4 Mrd. € gezahlt. Dem stand ein Marktwert des Stroms aus erneuerbaren Energien von geschätzt 2,5 Mrd. € gegenüber, hinzu kamen 4,98 Mrd. € durch den Merit Order-Effekt. Letzterer errechnet sich aus dem durchschnittlich um 7,83 €/MWh gesenkten Strompreis an der Strombörse. Dieser beträchtlichen Reduktion ständen allerdings noch erhöhte zusätzliche Kosten für die Netzintegration entgegen, welche nicht quantifiziert werden. In Verweis auf andere Studien werden Zusatzkosten auf 1–10 €/MWh genannt. In Summe wird der Konsumenteneffekt des EEG als relativ gering eingeschätzt.

Diekmann und Horn (2008) beziffert den Merit Order-Effekt mit der Einspeisemenge der erneuerbaren Energien von 44 TWh im Jahr 2005 auf ca. 2,8 €/MWh. In Berufung auf ein Expertengespräch im Bundesumweltministerium mit 8 Teilnehmern wird dort der Merit-Order-Effekt bei gegebenem Kraftwerkspark für 2005 mit 3–4 €/MWh beziffert, für 2006 mit 6–8 €/MWh.

Bei diesen Berechnungen seien die Auswirkungen des EEG auf Investitionen in fossile Kraftwerke und auf Stilllegungsentscheidungen nicht betrachtet, so Wissen und Nicolosi (2008). Durch den preissenkenden Effekt sinken die Anreize für Neuinvestitionen und das zusätzliche Angebot an Strom sorgt für zusätzliche Stilllegungen. Das EEG verändert daher den Kraftwerksbestand. Die statische Betrachtung des Kraftwerkspark sei unzulässig.

Mit Blick auf Stilllegungen der jüngeren Zeit hat Sensfuß et al. (2007) den Effekt von Stilllegungen abgeschätzt: Für den als sehr unwahrscheinlich bezeichneten Fall, dass sämtliche Stilllegungen im Zeitraum 2001–2005 durch die Einspeisung der erneuerbaren Energien motiviert gewesen seien, wurde der Merit Order-Effekt des Jahres 2006 auf 2,8 Mrd. € beziffert, was einem spezifischen Effekt von 4,4 €/MWh entspräche.

Der erhebliche Effekt der Erneuerbaren auf die Strompreise im Großhandel wird in Zukunft noch beträchtlich zunehmen. Bereits jetzt treten an der EEX vermehrt negative Strompreise auf, wenn bei hohem Windaufkommen ein Überangebot an Strom besteht. Kraftwerksbetreiber zahlen dann, um An- und Abfahrkosten zu sparen, lieber einen Preis für die Stromabnahme. Nach Viehmann und Sämisch (2009) waren „im Zeitraum von Anfang Oktober bis Mitte Oktober 2009 60 Stunden zu verzeichnen, in denen der Strompreis an der EEX negativ war, dies entspricht 0,7 % aller Stunden.“ Am 4.10.2009 erreichte der Strompreis nachts einen Preisrekord von -500 €/MWh. Dies liegt auch daran, dass die Betreiber der Windkraftanlagen keine Veranlassung haben, ihre Anlagen vorübergehend abzuregeln.

Anfang 2010 trat eine Neuregelung des EEG-Ausgleichsmechanismus in Kraft, welche die Durchleitung des erneuerbaren Stroms von Netzbetreibern zu Energie-Versorgungsunternehmen regelt. Die Notwendigkeit der Neuregelung beweist, dass erneuerbare Energien und konventionelle Stromerzeugung auf vielfältige Weise miteinander interagieren. Durch die Regelung wäre etwa eine Einschränkung des Vorranges für erneuerbare Energien möglich (siehe dazu Jarass, 2009). Der mit dem Umbau der Stromversorgung entstehende Regelungsbedarf schafft somit für alle Beteiligten große regulative Risiken.

Neben dem Merit-Order-Effekt beeinflussen die erneuerbaren Energien auch über die sinkende Nachfrage nach Emissionsrechten und den dadurch sinkenden CO₂-Preis die Preisbildung an den Strommärkten. Diekmann und Horn (2008) schätzen den Einfluss des deutschen EEG-Stroms von 44 TWh auf den europäischen CO₂-Preis im Jahr 2005 auf ca. 0,7–1,3 €/t, je nachdem wie stark die CO₂-Reduktion durch die EEG-Einspeisung im nationalen Allokationsplan der Bundesregierung berücksichtigt wurde. Zitiert wird eine unveröffentlichte Studie (Sensfuß und Ragwitz, 2007a), derzufolge der CO₂-Preiseffekt mit sehr großen Unsicherheiten auf 3 €/t CO₂ beziffert wurde. Dies gelte unter der Annahme, dass die Einspeisung des Strom aus erneuerbaren Energien nicht bei der Aushandlung der Nationalen Allokationspläne berücksichtigt sei und stellt damit eine Obergrenze dar.

Verglichen mit dem Merit-Order-Effekt ist die Strompreiswirkung des CO₂-Preiseffekts also eher gering. Er wird aber auch in den nächsten Jahren weiter steigen. Allerdings geschieht dies in Abhängigkeit

davon, wie sehr sich der Ausbau der Erneuerbaren in den künftigen Reduktionszielen des EU-EHS niederschlägt.

Der Ausbau der erneuerbaren Energien wird de facto dazu führen, dass nur noch ein Teil der thermischen Großkraftwerke durch neue Großkraftwerke ersetzt wird. Dieser Einfluss ist aus mehreren Gründen nur sehr schwierig zu quantifizieren: Zum einen ist die Entwicklung der zugebauten Kapazität unsicher, zum anderen führen die starken natürlichen Fluktuationen bei der Stromerzeugung zu Komplikationen. Außerdem müsste zwischen den verschiedenen Technologien differenziert werden. Die Fluktuationen hängen darüber hinaus nicht nur von den Technologien ab, sondern auch von den Standorten sowie von Tages- und Jahreszeiten. Schließlich wäre noch zu berücksichtigen, dass die Zukunft des EEG ungewiss ist. So könnten mittelfristig einzelne Technologien aus der Förderung hinaus fallen oder die Abnahmegarantie eingeschränkt werden. Eine all dies berücksichtigende Modellierung ist kaum zu leisten.

Aus den Betrachtungen wird auch klar, dass liberalisierter Strommarkt und erneuerbare Energien ohne ergänzende Maßnahmen wie eine Einspeisevergütung nur schwer kompatibel sind. Insbesondere ist offen, wie Investitionsanreize in einem auf Grenzkostenpreisen basierenden Strommarkt bei einem wachsenden Anteil an Wind- und Photovoltaikstrom gewährleistet werden können.

8 Bewertung der Bestandsportfolien

In diesem Kapitel werden die Unternehmensportfolien der Bestandskraftwerke betrachtet – zunächst die Gesamtportfolien und später nach Kraftwerkstypen differenziert. Im Mittelpunkt steht die Wirkung verschiedener Faktoren (Sensitivitäten), weniger die absolute Höhe der Kapitalwerte. Ein Schwerpunkt wird auf den Einfluss des Emissionshandels gelegt, ein anderer auf die Wirkung einer Laufzeitverlängerung für Atomkraftwerke. Alle Kapitalwerte beziehen sich auf den Zeitwert von 2008.

8.1 Sensitivitäts- und Unsicherheitsanalyse der Bestandsportfolien

In diesem Abschnitt wird untersucht, wie stark die nach Unternehmen aggregierten Kapitalwerte der Bestandskraftwerke von einzelnen Einflussgrößen abhängen. Dazu werden nacheinander Tornadografiken, Rangkorrelationen und Streugrafiken betrachtet.

Tornadografiken Mit Tornadografiken können Sensitivitäten bezüglich einzelner Variablen und Parameter untersucht werden. Dies erlaubt, die relevanten von den irrelevanten Einflussgrößen zu trennen. Anschließend können mehr Ressourcen auf die genauere Modellierung oder Analyse der wesentlichen Effekte verwendet werden. Für alle betrachteten Variablen und Parameter wird zunächst ein „mittlerer“ Wert festgelegt. Die Zielvariable (hier der Kapitalwert der Bestandsportfolien) wird in Abhängigkeit von diesen mittleren Werten berechnet und dient als Referenzwert. Für jede Variable wird dann ein unterer und ein oberer Wert ausgewählt. Die Zielvariable wird mit diesen unter Beibehaltung der mittleren Werte für die anderen Variablen berechnet. Die errechneten Wertepaare mit ihrer Abweichung zum Referenzwert werden dann zeilenweise je nach variiertes Einflussgröße als Balken in eine Grafik eingetragen. Wenn die Zeilen dann noch nach abnehmender Spannweite der Balken geordnet werden, ergibt sich typischerweise die Form einer Windhose. Die erzeugten Grafiken werden deswegen Tornadografiken genannt. Die Spannweiten sind ein Maß für den Einfluss der jeweiligen Einflussgröße und für die zugrunde liegenden Risiken. Interessant sind bei diesen Grafiken in erster Linie die Spannweiten, also die Sensitivitäten. Das Zentrum des Diagramms hängt in hohem Maß von den Referenzannahmen ab.

Tornadografiken können in verschiedenen Varianten erzeugt werden, die sich in der Wahl der mittleren Werte, d.h. der Referenzannahmen, und der Ober- und Untergrenzen für die Einflussgrößen unterscheiden. Als Referenzannahmen können etwa besonders plausible Werte oder, wenn Verteilungen vorliegen, die Mediane oder Erwartungswerte dieser Verteilungen gewählt werden. Für die oberen und unteren Werte der Einflussgrößen kann pauschal eine Abweichung um eine bestimmte Prozentzahl (etwa $\pm 30\%$) als Ober- bzw. Untergrenze eingesetzt werden. Eine Abweichung von $\pm 30\%$ kann bei der einen Einflussgröße jedoch sehr unrealistisch sein, bei einer anderen naheliegend. Besser ist es daher, die Abweichungen individuell festzulegen. Konsequenz zu Ende gedacht, sollten Quantile der Einflussgrößen verwendet werden (etwa das 0,2- und das 0,8-Quantil).

Der zuletzt beschriebene Ansatz setzt allerdings für alle Einflussgrößen Wahrscheinlichkeitsverteilungen mit ordinalem Skalenniveau voraus. Bei den Bestandsportfolien ist dies nicht bei allen Einflussvariablen der Fall. Die untersuchten Einflussgrößen mit ihren Variationen sind in Tab. 15 aufgelistet. Die zugehörigen Tornadografiken zeigt Abb. 49.

Einflussgröße	Niedrig	Referenz	Hoch
Brennstoffpreisszenario	Niedrig	Basis	Hoch
CO ₂ -Preisszenario	Niedrig	Basis	Sehr hoch
Aufschlag bei der Strompreisbestimmung	keiner	nach Lastbereich	konstant
Laufzeitverlängerung der AKWs	0	8	18
Abführung von Gewinnen bei AKWs	35 %	50 %	75 %
Laufzeitverlängerung bestehender Gaskraftwerke	-7	0	15
Laufzeitverlängerung bestehender Steinkohlekraftwerke	-7	0	15
Laufzeitverlängerung bestehender Braunkohlekraftwerke	-7	0	15
Ende der Gratiszuteilung von Emissionsrechten	2008	2012	2020
Ersatzszenario	Brennstoff-durch-Brennstoff	Referenz	CCS

Tabelle 15: Wahl der Referenzannahmen und der unteren und oberen Grenzen der Tornadografiken für den Kapitalwert der Bestandsportfolien.

Die Variation der CO₂- und Brennstoffpreise wird über die Preisszenarien festgelegt. Das Vorgehen bei den Brennstoffpreisen bedeutet, dass die Preise dadurch positiv korreliert sind. Hohe Braunkohlepreise bedeuten also auch hohe Gas-, Öl- und Steinkohlepreise. Die Werte der anderen Variablen wurden so gewählt, dass eine Variation nach oben oder unten möglich ist. Als Referenz wird so eine Verlängerung der Laufzeiten für AKWs von 8 Jahren angesetzt. Die anderen Kraftwerke laufen gemäß der ihnen ursprünglich zugewiesenen Laufzeiten (i.d.R. 40 Jahre für Gaskraftwerke, 50 Jahre für Kohlekraftwerke). Um die Wirkung der inzwischen getroffenen Entscheidung über den Zeitpunkt des Übergangs von der Gratiszuteilung zur Vollauktionierung von Emissionsrechten einzuschätzen, wird auch diese Größe mit in die Sensitivitätsanalyse aufgenommen. Bei der Ersetzung der auslaufenden Kraftwerke werden die im letzten Kapitel definierten Ersatzszenarien eingesetzt – auch wenn hier das ordinale Niveau (Niedrig, Hoch) nicht passt.

Die damit erzeugten Tornadografiken der vier Bestandsportfolien sind die Abbildungen 49(a)–49(d). Eine klar dominierende Einflussgröße gibt es demnach nicht. Die Grafiken zeigen die größten Sensitivitäten bei folgenden Variablen: Brennstoff- und CO₂-Preise, Aufschlag auf den Strompreis, verzögerte Abschaltung der Gaskraftwerke sowie die Länge einer Laufzeitverlängerung der AKWs sowie die Dauer der Gratiszuteilung von Emissionsrechten. Nachrangig erscheinen dagegen die Abschaltung der Stein- und Braunkohlekraftwerke und das Ersatzszenario, d.h. die Typbestimmung der Ersatzkraftwerke.

Während die hohe Sensitivität bei Brennstoff- und CO₂-Preisen nicht überrascht, sind die genauen Ergebnisse aber nicht selbstverständlich. So resultieren hohe Primärenergiepreise in einem hohen Kapitalwert. Ebenso steigt dieser mit hohen CO₂-Preisen (eine Ausnahme bildet das Vattenfall-Portfolio). Dieser Effekt resultiert aus steigenden Spannen bei den unterschiedlichen Stromerzeugungsformen und der Kostenüberwälzung bei der Strompreisbestimmung. Er wird, nach Kraftwerkstypen differenziert, auf S. 127 genauer untersucht. Einen besonders signifikanten Beitrag liefert die Gratiszuteilung von Emissionsrechten bei den stark kohlelastigen Portfolien von RWE und Vattenfall. Bei diesen Unternehmen

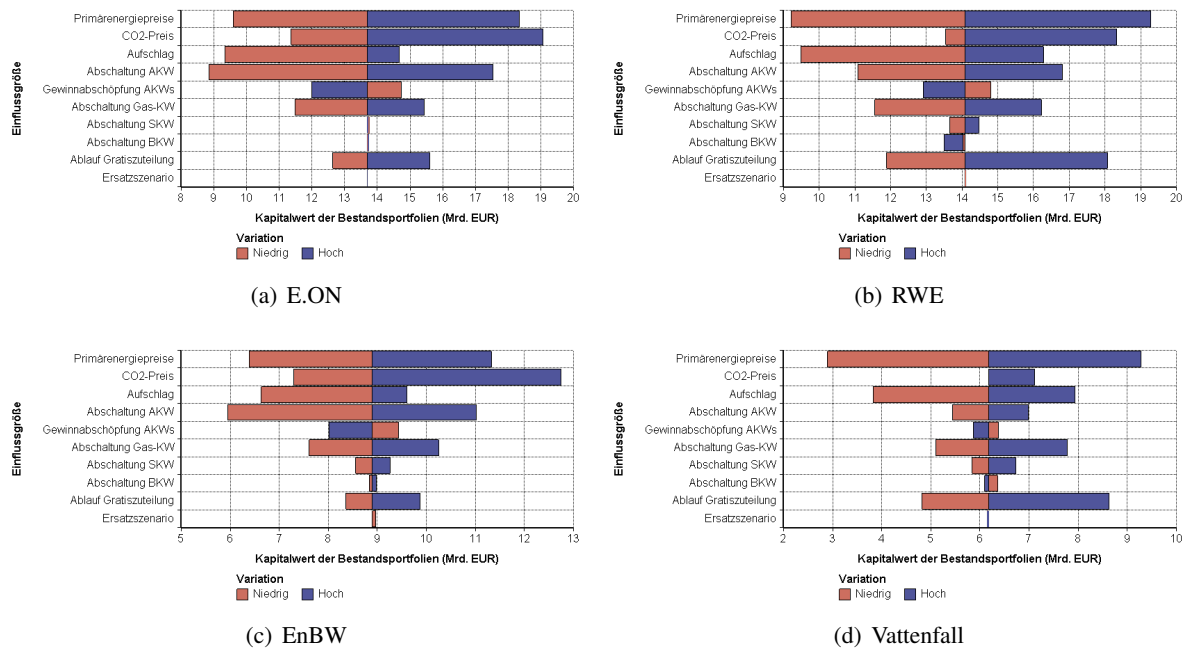


Abbildung 49: Tornadografiken für die Kapitalwerte der Bestandsportfolien.

hat diese Variable einen größeren Werteffekt als das CO₂-Preisniveau selbst. Mit Ausnahme von Vattenfall haben die politischen Entscheidungen über die AKW-Laufzeitverlängerung hohen Einfluss auf den Kapitalwert der Bestandsportfolien, was gesondert auf S. 135 untersucht werden soll. Die Variation des Kapitalwerts ist bei der Länge der Laufzeitverlängerung für AKWs größer als bei der Höhe der staatlichen Abschöpfung der Gewinne aus dieser Laufzeitverlängerung.

Rangkorrelationen Der Einfluss einzelner unsicherer Einflussvariablen wird ergänzend anhand von Rangkorrelationen analysiert. Dabei wird die Rangkorrelation zwischen der Zielvariablen (Kapitalwert der Bestandsportfolien) mit jeder der Einflussvariablen berechnet und in ein Balkendiagramm eingetragen. Die Rangkorrelation misst, ob besonders hohe bzw. niedrige Werte der Einflussgröße gehäuft mit besonders hohen oder niedrigen Variablen bei der Zielvariablen auftreten und ist somit ein Maß für die Stärke eines monotonen Zusammenhangs¹³.

Rangkorrelationen setzen Variablen mit ordinalem Skalenniveau voraus. Dies trifft nicht auf die in den Tornadografiken verwendeten Preis- und Ersatzszenarien und die Aufschlagsvarianten zu. Bei den Brennstoffpreisen werden daher nun die Preisdifferenzen („spreads“) zwischen den Primärenergieträgern gemäß der auf S. 61 definierten Verteilung verwendet. Bei den CO₂-Preisen wird der durchschnittliche CO₂-Preis bis 2035 (gemäß der Verteilung auf S. 69) als Bezugsgröße eingesetzt. Der Aufschlag und die Ersatzszenarien wurden rekodiert und mit ordinalem Skalenniveau versehen: Beim Aufschlag wurde die ordinale Reihenfolge „kein Aufschlag < nach Lastbereich < konstant“ definiert, bei den Ersatzszenarien lautet die Reihenfolge „Brennstoff-durch-Brennstoff < CCS < Brennstoff-durch-Gas < Referenz“.

¹³ Seien die geordneten Realisationen der Zielvariable Y aus n Durchläufen bezeichnet als $y_{(1)} < y_{(2)} < \dots < y_{(n)}$ und die zugehörigen Werte der Einflussgröße X_i als $x_{i(1)}, x_{i(2)}, \dots, x_{i(n)}$, so ist mit $\bar{R}g(Y_i) = \bar{R}g(X_{ij}) = \frac{n+1}{2}$ die Rangkorrelation nach Spearman R_i^S definiert als

$$R_i^S = \frac{\sum_{j=1}^n (Rg(x_{ij}) - \bar{R}g(x_{ij}))(Rg(y_j) - \bar{R}g(y_j))}{\sqrt{\sum_{j=1}^n (Rg(x_{ij}) - \bar{R}g(x_{ij}))^2 \sum_{j=1}^n (Rg(y_j) - \bar{R}g(y_j))^2}} = 1 - \frac{\sum_{j=1}^n (Rg(y_j) - Rg(x_{ij}))^2}{n(n^2 - 1)}.$$

Die Rangkorrelation ist 1, wenn für alle $j=1, \dots, n$ gilt $Rg(X_{ij}) = Rg(Y_j)$ und -1, wenn für alle $j=1, \dots, n$ gilt $Rg(X_{ij}) = n - Rg(Y_j) + 1$.

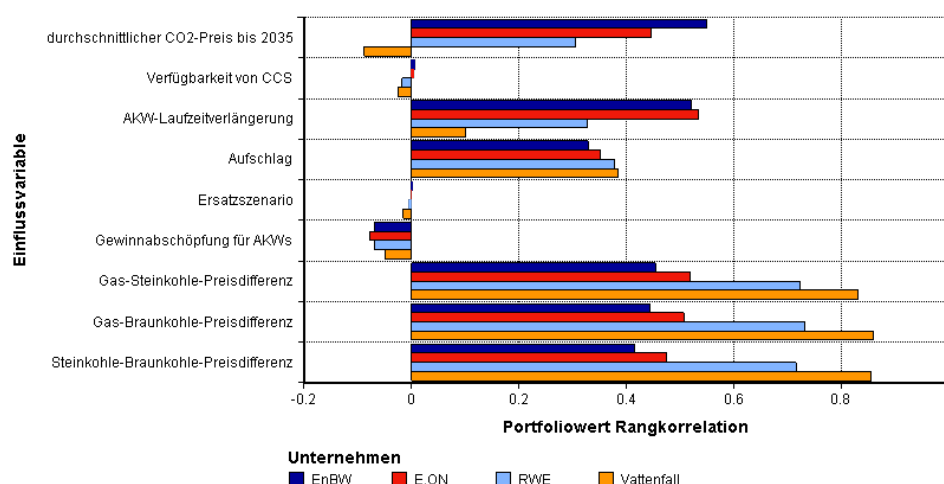


Abbildung 50: Rangkorrelationen von verschiedenen Einflussgrößen mit Kapitalwerten der Bestandsportfolien.

Für die Laufzeitverlängerung alter Kohle- und Gaskraftwerke und das Ende der Gratiszuteilung wurde bisher keine Wahrscheinlichkeitsverteilung definiert. Diese Variablen werden daher nicht in die Rangkorrelationsanalyse einbezogen.

Unterschiede zu den Tornadografiken ergeben sich somit aus der nunmehrigen Verwendung der Wahrscheinlichkeitsverteilungen. Prinzipiell sind aber ähnliche Ergebnisse zu erwarten. Die Ergebnisse zeigt Abb. 50.

Den größten Einfluss auf den Kapitalwert haben demzufolge die Preisspannen zwischen den Brennstoffen – die Rangkorrelationen aller vier Unternehmen liegen hier zwischen 0,5 und 0,8. Die AKW-Laufzeitverlängerung hat größeren Einfluss als die Höhe der Gewinnabschöpfung. Dies liegt daran, dass die Höhe der in Aussicht gestellten Laufzeitverlängerung sehr unbestimmt gelassen wurde, bei der Höhe der Gewinnabschöpfung aber schon eine Vorfestlegung („mindestens die Hälfte“) mit einer deswegen stärker konzentrierten Wahrscheinlichkeitsverteilung erfolgt ist. Eine Rolle spielen aber auch die erst später fälligen Rückstellungen für die Stilllegung der Atomkraftwerke (vgl. S. 135). Das Ersatzszenario, also die Typbestimmung der Ersatzkraftwerke, hat wenig Einfluss auf den Wert der Bestandsportfolien, ebenso wie die Verfügbarkeit der CCS-Kraftwerke. Dies ist plausibel, da beides erst in fernerer Zukunft bemerkbar wird.

Die Rangkorrelation zwischen CO₂-Preis und Kapitalwert ist erklärungsbedürftig, insbesondere wegen des Sonderfalls des Vattenfall-Portfolios. Die Rangkorrelation ist ein Maß für die Stärke des Einflusses, setzt aber einen monotonen Zusammenhang voraus. Dies ist bei CO₂-Preisen nicht der Fall, wie später gezeigt wird. Bei komplexeren Interaktionen ist die Rangkorrelation daher kein verlässliches Risikomaß. Rangkorrelationen (und Tornadografiken) sind außerdem unempfindlich gegenüber Ausreißern. Dies muss nicht immer ein Vorteil sein, da Einzelereignisse fatale Auswirkungen haben können. Statt Maßzahlen, die Informationen verdichten und deswegen auch Teilinformationen unterdrücken, ist daher auch der Blick auf das Gesamtensemble der zufällig erzeugten Realisationen nützlich.

Streugrafiken Zur Gesamtbetrachtung eignen sich Streugrafiken. Abb. 51–54 zeigen Streugrafiken für die Kapitalwerte des Bestandsportfolien in Abhängigkeit von verschiedenen Einflussgrößen. Die einzelnen Realisationen der Einflussgrößen werden gegen den im entsprechenden Durchlauf der Simulation resultierenden Kapitalwert aufgetragen. Für die Einflussvariablen wurden die bisher vorgestellten Wahrscheinlichkeitsverteilungen unterstellt (bei den weniger relevanten Ersatzszenarien wurde pragmatisch

eine Gleichverteilung verwendet). Die Streugrafiken wurden durch Hilfslinien ergänzt. Diese wurden mit lokal gewichteter Regression erzeugt¹⁴. Als Maß für die Relevanz der Einflussgröße wurde zusätzlich die von der Linie überdeckte Spannweite des Kapitalwerts entlang des gesamten Wertebereichs der jeweiligen Einflussvariablen angegeben.

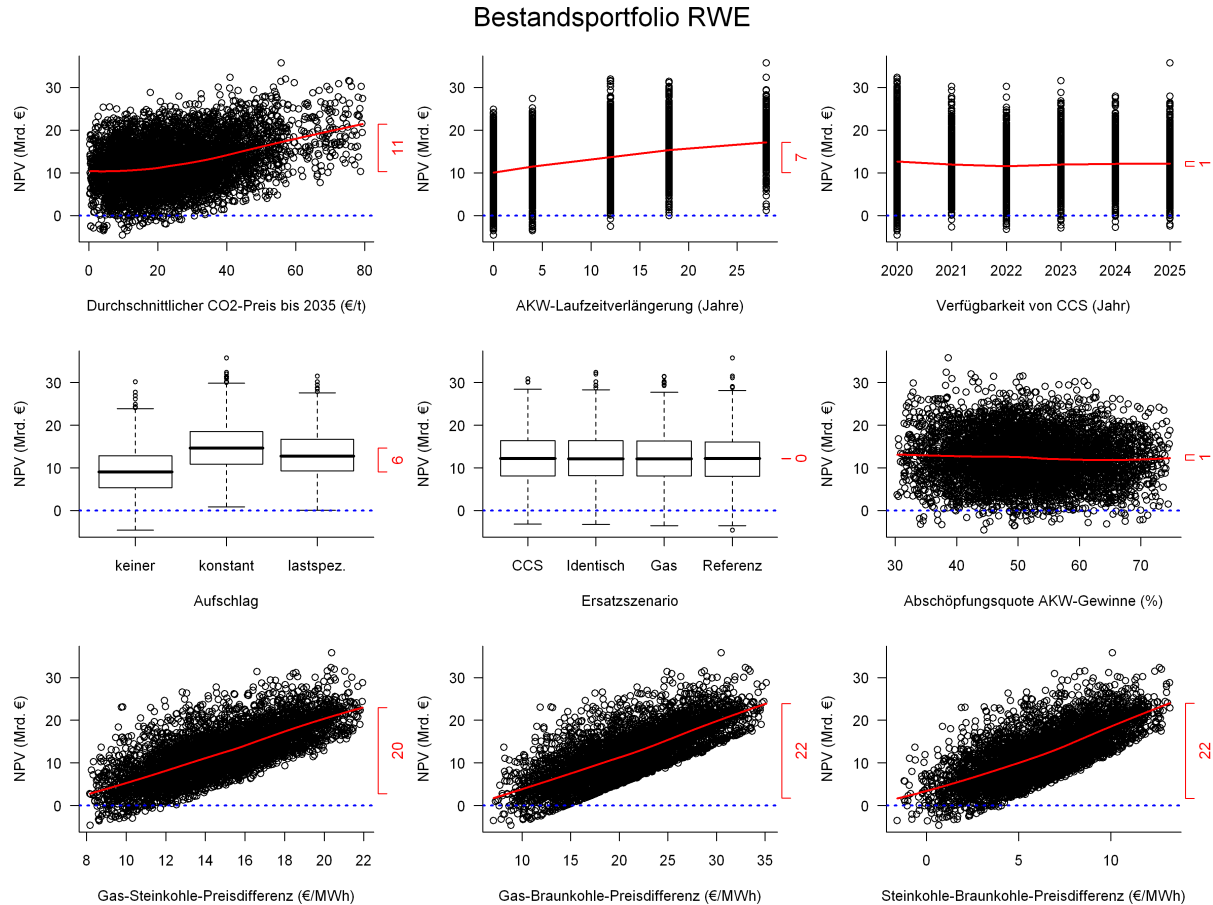


Abbildung 51: Streugrafik für den Kapitalwert des Bestandsportfolios von RWE gegen verschiedene Einflussgrößen, 5000 Realisationen.

Die Streugrafiken bestätigen die bisherigen Beobachtungen, so die geringe Relevanz der Art der Kraftwerksersetzung und der Verfügbarkeit von CCS. Bei allen vier Unternehmen sind die Brennstoffpreisdifferenzen die bedeutendsten Einflussgrößen, der Zusammenhang ist positiv und streng monoton. Sie erhöhen also den Kapitalwert. Dies kann über das Strompreismodell mit der integrierten Kostenüberwälzung begründet werden: Die durch die höheren Preisspannen induzierte steilere Merit Order führt insgesamt zu höheren Deckungsbeiträgen. Nachfrageeffekte hoher Strompreise sind hierbei jedoch nicht berücksichtigt, wodurch die Rentabilität bei hohen Preisen überschätzt wird.

Dieses Prinzip gilt nicht nur für Brennstoff-, sondern auch für CO₂-Preise. Der Nettoeffekt fällt dabei allerdings nicht so einheitlich aus. Die Abhängigkeitsbeziehungen zwischen CO₂-Preisen und Kapitalwerten sind erkennbar nicht-monoton und deswegen das interessanteste Ergebnis der Streugrafiken. Der Zusammenhang ist erst jenseits von etwa 25 €/t CO₂ positiv und monoton. Erst jenseits dieser Preisschwelle schlägt sich der CO₂-Preis also bei allen vier Unternehmen positiv auf den Kapitalwert nieder. Gemessen an der relativen Größe der Kraftwerksportfolien ist er bei EnBW sehr stark. Unterhalb der Schwelle von 25 €/t CO₂ ist bei Vattenfall eine negative Korrelation, bei E.ON und RWE eine Stagnation und bei EnBW eine leicht positive Korrelation zu beobachten. Wesentliche Gründe hierfür werden in

¹⁴R, Version 2.7.2, Befehl loess

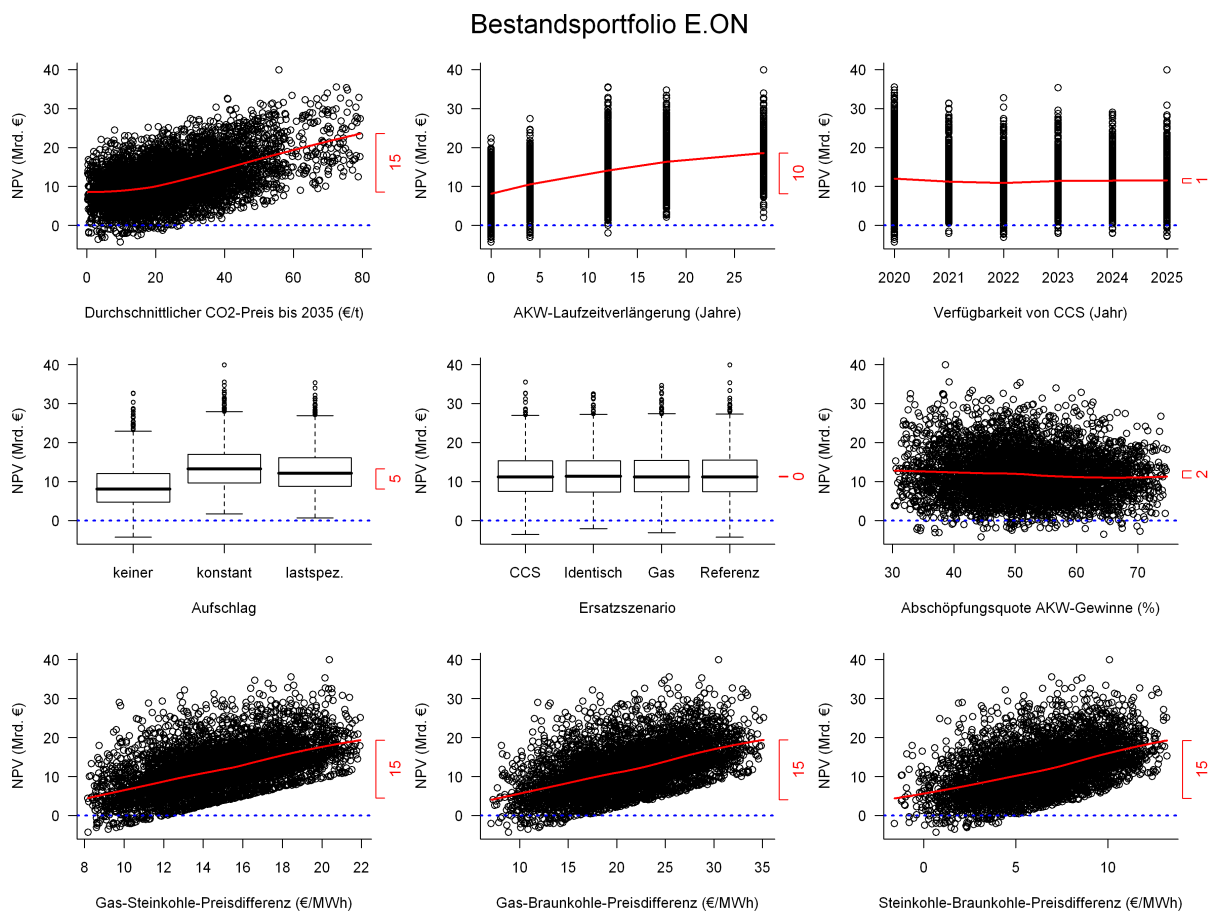


Abbildung 52: Streugrafik für den Kapitalwert des Bestandsportfolios von E.ON gegen verschiedene Einflussgrößen, 5000 Realisationen.

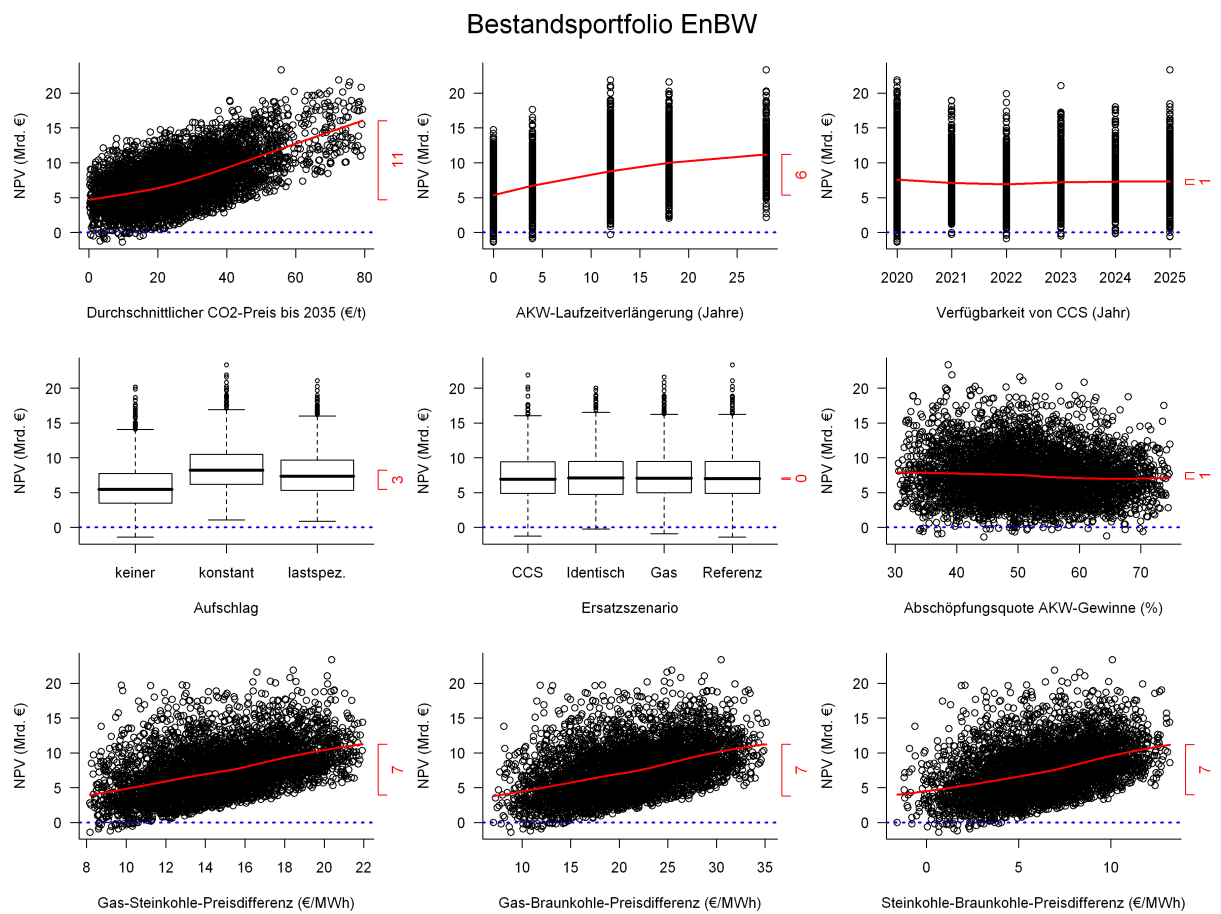


Abbildung 53: Streugrafik für den Kapitalwert des Bestandsportfolios von EnBW gegen verschiedene Einflussgrößen, 5000 Realisationen.

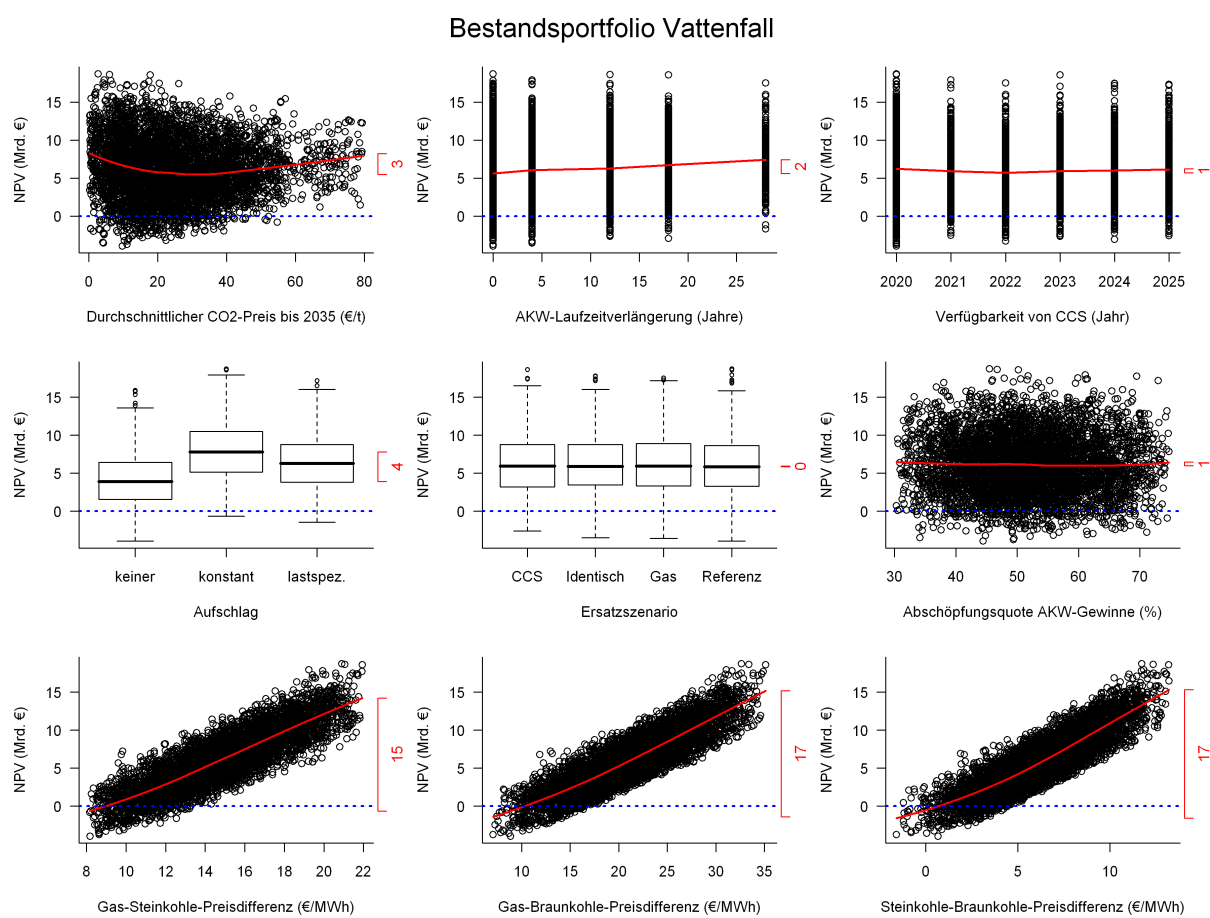


Abbildung 54: Streugrafik für den Kapitalwert des Bestandsportfolios von Vattenfall gegen verschiedene Einflussgrößen, 5000 Realisationen.

der Zusammensetzung der Kraftwerkportfolien liegen, speziell wegen der Unterschiede im Atom- und Braunkohleanteil: E.ON und EnBW haben einen verhältnismäßig großen Atomkraftanteil. RWE und besonders Vattenfall liefern dagegen viel Braunkohlestrom.

Auch der Aufschlag hat Relevanz: Ein Aufschlag in Höhe der von den WestLB-Analysten unterstellten Größenordnung bringt den Unternehmen zusätzliche Gewinne in Milliardenhöhe, verglichen mit einem idealen Strommarkt ohne Aufschläge. Die Kapitalwertzuwächse hierdurch liegen bei 6 Mrd. € für RWE, 5 Mrd. € für E.ON, 3 Mrd. € für EnBW und 4 Mrd. € für Vattenfall.

An der Laufzeitverlängerung der AKWs lässt sich ablesen, dass trotz Abschöpfung eines Teils der Gewinne eine solche Entscheidung für die Unternehmen einen Wertzuwachs von mehreren Milliarden bedeutet: bis zu 7 Mrd. € bei RWE, 10 Mrd. € bei E.ON, 6 Mrd. € bei EnBW und (lediglich) 2 Mrd. € bei Vattenfall.

Um diese Effekte genauer zu beschreiben, werden die Beiträge der unterschiedlichen Kraftwerkstypen noch näher untersucht. Vorher werden noch die Kapitalwerte der Bestandsportfolien ohne Bezug auf einzelne Variablen berichtet. Mit den Simulationsergebnissen kann der Wert der einzelnen Bestandsportfolien mit Erwartungswert und Standardabweichung beziffert werden. Dadurch ergibt sich für das Bestandsportfolio von RWE ein Kapitalwert von 12,3 Mrd. € ($\pm 5,9$), bei E.ON von 11,7 Mrd. € ($\pm 6,1$), bei EnBW 7,4 Mrd. € ($\pm 3,5$) und bei Vattenfall von 6,1 Mrd. € ($\pm 3,8$). Darin drücken sich die Größenunterschiede aus – RWE und E.ON mit etwa gleich großen Portfolien von 22 GW und EnBW und Vattenfall mit etwa gleich großen Portfolien von 9,5 GW.

Boxplots Die Kapitalwerte werden auch mit Boxplots dargestellt (Abb. 55). Ein Boxplot ist die grafische Darstellung einer Fünf-Punkt-Statistik. Die Größe der Box wird von den empirischen Quartilen der Verteilung bestimmt. Die Box wird beim Median noch unterteilt. Die Klammern außerhalb der Box geben die extremsten Werte bis zum 1,5fachen des Interquartilsabstands¹⁵ vom Median an. Extreme Werte jenseits der Klammern werden noch als einzelne Punkte eingetragen.

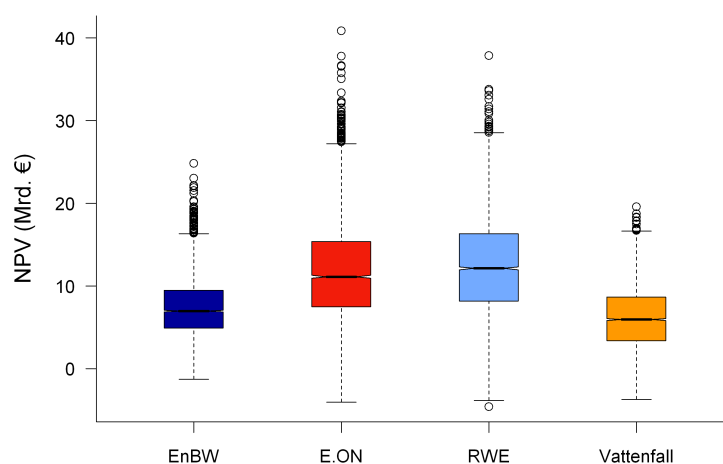


Abbildung 55: Kapitalwert der Bestandsportfolien.

Ein Boxplot enthält weniger Informationen als eine Kerndichte oder ein Histogramm, welche mit wachsender Stichprobe eine Dichtefunktion approximieren. Eine gröbere Darstellung ist jedoch angemessen, da schon die zugrunde liegenden Verteilungen der Einflussgrößen relativ stark stilisiert waren und insbesondere in den Randbereichen eine Kerndichte nur eine Scheingenauigkeit vortäuschen würde.

¹⁵Abstand zwischen 0,75- und 0,25-Quantil.

8.2 Differenzierung nach Typen

Tab. 16 schlüsselt den Beitrag der verschiedenen Kraftwerkstypen zum Kapitalwert auf. Angegeben ist der Erwartungswert. Den Einflussgrößen liegen daher die Wahrscheinlichkeitsverteilungen aus Kapitel 5 und 7 zugrunde. Die Atom- und Braunkohlekraftwerke steuern demnach den größten Anteil bei. Die Wertbeiträge der Steinkohlekraftwerke sind gemessen an ihrem Anteil an den Portfolien relativ gering. Die Gaskraftwerke (überwiegend alte Gasturbinen ohne Dampfkreislauf) und die Heizölkraftwerke fahren negative Ergebnisse ein. Dabei ist nicht berücksichtigt, dass diese Spitzenlastkraftwerke vornehmlich zur flexiblen Lastdeckung eingesetzt werden und deren Gewinne (Knappheitspreise, Regel- und Ausgleichsenergie) nicht berücksichtigt wurden.

Unternehmen	Kraftwerkstyp				
	Steinkohle	Gas	Heizöl	Braunkohle	AKW
EnBW	1.94	0.62	0	0.35	4.45
E.ON	1.87	-0.44	-1.13	0.89	10.50
RWE	1.26	0.06	0	5.45	5.52
Vattenfall	0.04	-0.20	-0.54	5.43	1.37

Tabelle 16: Kapitalwerte der Bestandsportfolien differenziert nach Kraftwerkstypen (Erwartungswerte in Mrd. €).

Abb. 56 gibt zusätzliche Informationen über die Variabilität dieser Kraftwerksbeiträge. Aus der Grafik wird sehr deutlich, dass der Wert der Bestandsportfolien bei E.ON und EnBW vor allem von den Atomkraftwerken abhängt. Beide haben große Atomkraftanteile und niedrige Braunkohlekraftwerksanteile. Braunkohlekraftwerke tragen bei RWE und Vattenfall einen bedeutenden Anteil zum Kapitalwert bei. Bei RWE ist ihr Beitrag etwa in der gleichen Höhe wie der Beitrag der Atomkraftwerke. Bei Vattenfall mit geringen Atomkraftbeteiligungen ist der Braunkohleanteil der relevanteste. Steinkohlekraftwerke bringen bei allen Betreibern nur verhältnismäßig geringe Wertbeiträge.

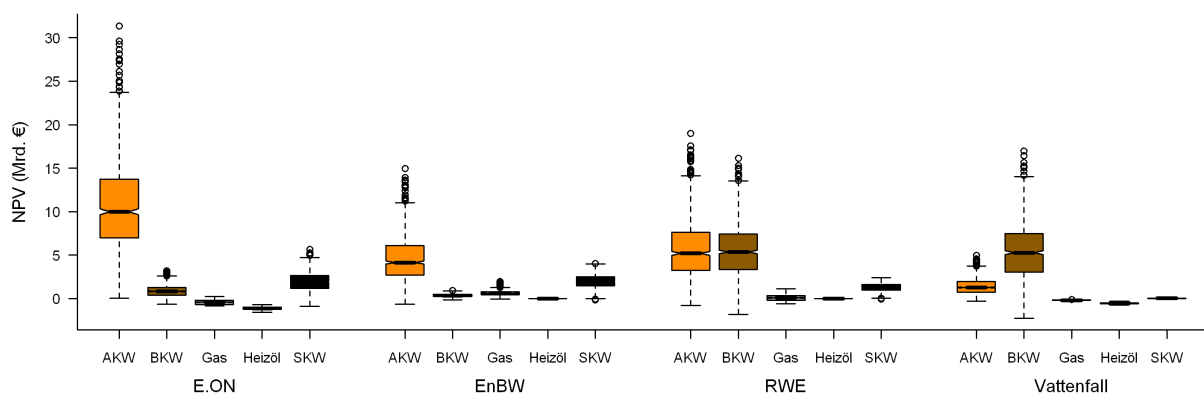


Abbildung 56: Kapitalwert der Bestandskraftwerke differenziert nach Unternehmen und Kraftwerkstyp (AKW: Atomkraftwerk, BKW: Braunkohlekraftwerk, SKW: Steinkohlekraftwerk).

Die Wertbildung wird unter einer nach CO₂-Preisen differenzierten Betrachtung verständlicher. Dazu werden die Erwartungswerte nun bedingt auf die vier CO₂-Preisszenarien berechnet. Abb. 57 veranschaulicht damit den Effekt steigender CO₂-Preise. Die Beiträge der Atomkraftwerke wachsen mit steigendem CO₂-Preisen, da die Strompreise und Einnahmen steigen und die Erzeugungskosten gleich bleiben. Die Beiträge der Kohlekraftwerke sinken mit steigendem CO₂-Preis tendenziell, was ebenfalls einleuchtet. Die sehr großen absoluten Wertbeiträge der Braunkohlekraftwerke selbst bei hohen CO₂-Preisniveaus sind aber erklärungsbedürftig, dies gilt vor allem für RWE und Vattenfall. Bei Braunkohle-

kraftwerken bedeutet ein steigender CO₂-Preis zunächst, dass sie die höchsten Kostensteigerungen aller Kraftwerkstypen zu verkraften haben – es sinken dadurch Stromabsatz und Deckungsbeiträge. Damit tritt ein, wozu der Emissionshandel gedacht ist: die Rentabilität sinkt. Braunkohlekraftwerke sollten daher eigentlich von der Verteuerung der Emissionsberechtigungen ganz besonders betroffen sein. Dass die Kohlekraftwerke dennoch nicht zu den Verlierern zählen, liegt an den Windfall-Profiten aus der kostenlosen Zuteilung von Emissionsrechten. Die Mitnahmeeffekte entstehen zwar nur in der NAP 2-Periode (2008-2012), da ab 2013 die kostenlose Zuteilung entfällt. Innerhalb dieser fünf Jahre leisten die Windfall-Profite aber einen beachtlichen Beitrag zum Kapitalwert.

8.3 Windfall-Profite und Emissionshandel

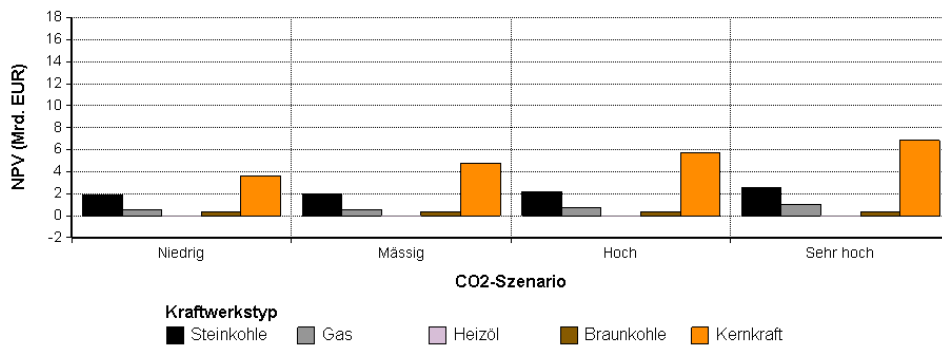
Mit Einführung des Emissionshandels werden Emissionsberechtigungen bei der Strompreisbestimmung als Kostenbestandteil einkalkuliert. Für die Preisbildung ist unerheblich, dass ein großer Teil der Emissionsberechtigungen im Voraus kostenlos vergeben wurde. Bei kostenloser Zuteilung entstehen – so könnte man meinen – den Produzenten keine zusätzlichen Erzeugungskosten, die eingepreist werden können. Tatsächlich ist aber auch bei geschenkten Zertifikate die Einpreisung als *Opportunitätskosten* nur konsequent und gerade kein Ausdruck fehlenden Wettbewerbs. Denn nach Erhalt der Emissionsberechtigungen steht der Besitzer vor der Alternative, die Zertifikate zu verkaufen, anstatt sie bei der Stromproduktion zu verbrauchen. Letzteres würde er nur tun, wenn es profitabler wäre als der Verkauf. Frondel und Schmidt (2008) schreiben, es „würde auch der Erbe von Wertpapieren wohl kaum auf die Idee kommen, diese zu verschenken obwohl er sie kostenlos erhalten hat. ... Damit kommt die kostenlose Vergabe von Emissionsrechten der impliziten Aufforderung an die Unternehmen gleich, von privat eine CO₂-Steuer zu erheben, das Aufkommen daraus aber zu behalten.“ Es ist damit also rational, die ohne weitere Auflagen kostenlos zugewiesenen Emissionsberechtigungen bei den Stromgeboten einzupreisen. Daraus folgen hohe Zusatzgewinne der Kraftwerksbetreiber¹⁶.

Diese Praxis wurde vielerseits kritisiert. So eröffnete das Bundeskartellamt deswegen Verfahren gegen RWE und E.ON. Mit RWE kam es im September 2007 zu einer außergerichtlichen Einigung. Dabei verpflichtete sich RWE, bis 2012 Strom im Umfang von 46 Mio. MWh durch Erzeugungskapazitäten von jährlich 1575 MW aus abgeschriebenen Braun- und Steinkohlekapazitäten an Industriekunden in vierteljährlichen Auktionen zu versteigern und dabei auf die Einpreisung der Zertifikatskosten zu verzichten¹⁷. Diese Einigung mit dem Bundeskartellamt sei, so RWE, einer gerichtlichen Auseinandersetzung durch mehrere Instanzen vorzuziehen, doch die Einpreisung der CO₂-Zertifikate wäre nicht zu beanstanden (klimAktiv, 2007).

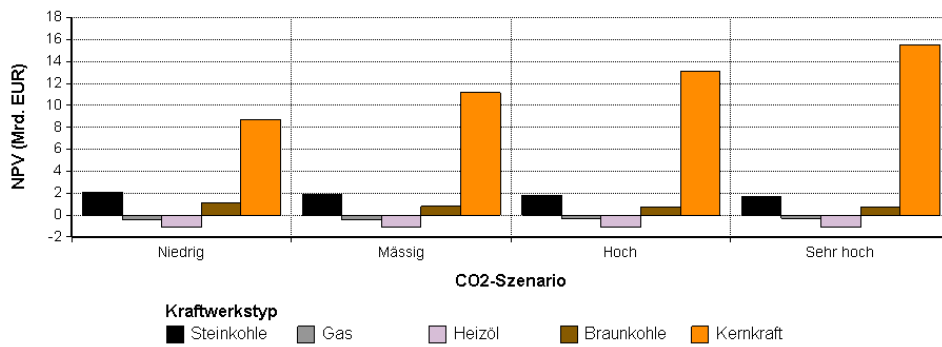
Zur Entscheidung des Bundeskartellamts nahm auch die Monopolkommission in ihrem siebzehnten Hauptgutachten Stellung: „Die Monopolkommission ist der Auffassung, dass die Einpreisung aus ökonomischer Sicht nicht nur legitim, sondern für die Funktionsfähigkeit des CO₂-Zertifikatehandels grundsätzlich auch zwingend notwendig ist und der Argumentation des Bundeskartellamtes nicht ausnahmslos zugestimmt werden kann“ (Deutscher Bundestag, 2008b). Auch die Bundesregierung stellt die Rechtmäßigkeit der Einpreisung implizit nicht mehr in Frage, denn sie räumt ein: „Die Umstellung von der kostenlosen Zuteilung auf die Vollauktionierung hat grundsätzlich keine Auswirkungen auf die Strompreisbildung an der Strombörse, da dort der Betreiber des Preis bestimmenden Grenzkraftwerks, bei dem die Erzeugungskosten durch den Stromerlös gerade abgedeckt werden, den Preis der Emissionszertifikate unabhängig von der Art der Zuteilung vollständig in den Strompreis überwälzt“ (Deutscher Bundestag, 2008a).

¹⁶Die übliche Bezeichnung Windfall-Profite, d.h. leistungslose Profite, ist dabei nicht ganz angemessen: die Kraftwerksbetreiber haben hart darum gekämpft (siehe Corbach, 2007).

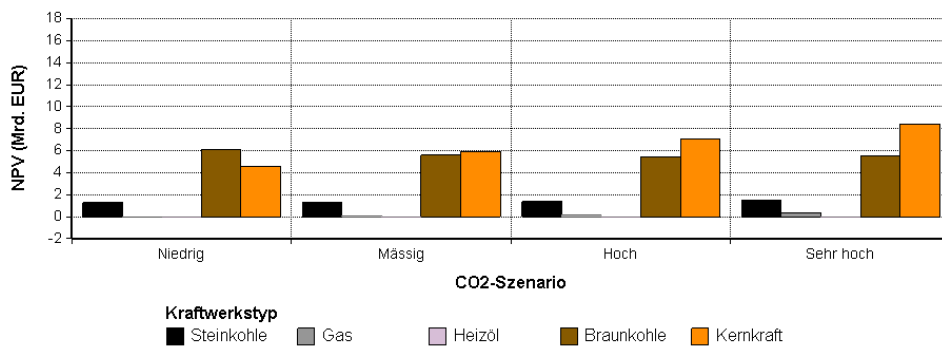
¹⁷Ein weiteres Zeichen dafür, dass das Kartellamt die Preisbildung nicht verstanden hat. Die Bieter werden eine solche Auktion so lange fortsetzen, wie die Gebote geringer sind als im regulären Stromhandel. Die Preise aus der Aktion werden also den Preisen des regulären Strommarkts entsprechen, bei denen die CO₂-Kosten aber bereits eingepreist sind.



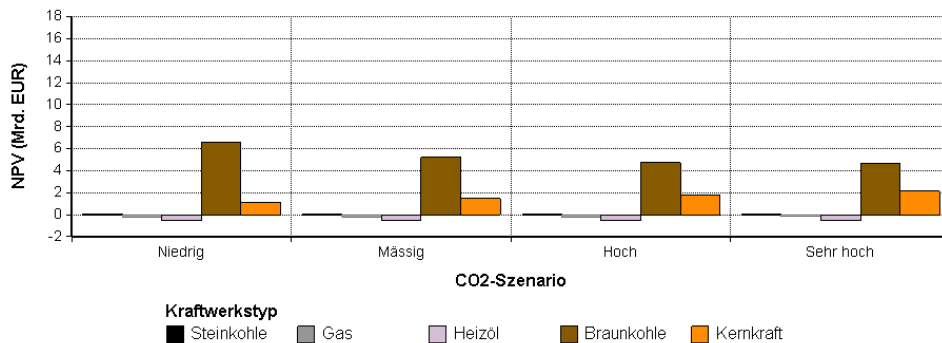
(a) EnBW



(b) E.ON



(c) RWE



(d) Vattenfall

Abbildung 57: Beiträge der Kraftwerkstypen zum Kapitalwert der Bestandsportfolien je nach CO₂-Preisszenario. Brennstoffpreise, AKW-Laufzeitverlängerung und andere Einflussgrößen stochastisch. Kapitalwerte sind Erwartungswerte.

Lässt man die Gratiszuteilung einmal außer Acht, sorgt der CO₂-Preis dafür, dass emissionsintensive Kraftwerke schlechter gestellt werden. Die Merit Order verschiebt sich, das Grenzkraftwerk regelt die Überwälzung für die entstandenen CO₂-Kosten. Wegen des hohen Kohleanteils des deutschen Kraftwerksparks ist das Grenzkraftwerk häufig ein Steinkohlekraftwerk, also werden die Kosten für Emissionsrechte zu einem hohen Grad auf die Stromkunden überwält. Die Einbußen für fossile Kraftwerke sind daher relativ moderat. Die Atomkraftwerke realisieren dagegen hohe Zusatzgewinne. Durch die Gratiszuteilung wird der Emissionshandel vollends zu einem einträglichen Geschäft für die Kraftwerksbetreiber.

Quantifizierung der Windfall-Profit Point Carbon (2008) definiert Windfall-Profit als die durch die Einführung des Emissionshandels folgenden Mehreinnahmen aufgrund der eingepreisten Zertifikate abzüglich der Kosten für die noch zu erwerbenden CO₂-Zertifikate. Die Studie schätzt den Überwälzungsgrad für die entstehenden CO₂-Kosten in Deutschland auf 75-100 %. In der NAP 2-Phase (2008–2012) würden in Deutschland der Studie zufolge bei CO₂-Preisen von 21–32 €/t zwischen 14 bis 34 Mrd. € an Windfall-Profit anfallen.

Matthes (2008) schätzt die Windfall-Profit während der NAP 2-Periode bei einem Zertifikatspreis von 25 €/t grob auf 7 Mrd. € jährlich. Im gesamten Zeitraum 2008–2012 wären dies etwa 35,5 Mrd. €, wovon ca. 11 Mrd. € auf E.ON, etwa 9 Mrd. € auf RWE sowie 6,6 Mrd. € auf Vattenfall entfielen. Bei diesen Zahlen sind die Zusatzgewinne der Atomkraftwerke mit enthalten.

Die Windfall-Profit können anhand des eigenen DCF-Modells leicht selbst abgeschätzt werden. Als Windfall-Profit werden, anders als in den zitierten Studien, nicht die Zusatzgewinne durch Einführung des Emissionshandels bezeichnet, sondern allein der Wert der gratis zugeteilten Zertifikate. Dies ist insofern konsequenter, weil in der Logik der Einpreisung externer Kosten der Emissionshandel keine Privilegierung bedeutet, sondern im Gegenteil eine solche zu beseitigen sucht. Die Gratiszuteilung folgt aus den Vorschriften des Zuteilungsgesetzes 2012 und den eigenen historischen Daten. Insgesamt entfallen demnach während der NAP 2-Periode kostenlose Gutschriften in Höhe von 676 Mio. t CO₂ auf die Kraftwerksbeteiligungen der vier Stromkonzerne.

Abb. 58 zeigt die Aufteilung auf die vier Unternehmen (ohne Berücksichtigung von Kraftwerksneubauten). Vattenfall und RWE erhalten 26 % bzw. 42 % der Zuteilungen, stellen allerdings nur 15 % bzw. 35 % der gesamten Erzeugungskapazitäten der vier Unternehmen. Darin spiegelt sich der hohe Kohleanteil in deren Portfolien wider.

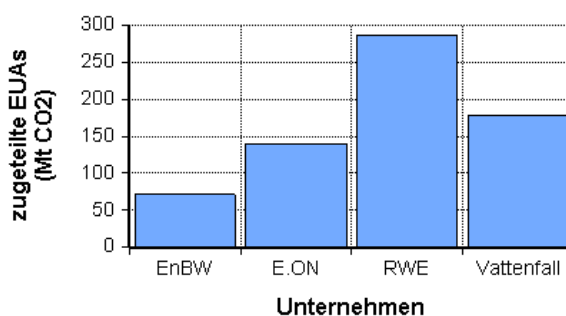


Abbildung 58: In der NAP 2-Periode kostenlos an die vier Betreiber zugewiesene Emissionsberechtigungen.

Bei einem CO₂-Preis von 20 €/t CO₂ ergibt sich ein Volumen von 13,5 Mrd. € für die kostenlos zugewiesenen EUAs, davon entfallen 5,7 Mrd. € auf RWE, 3,6 Mrd. € auf Vattenfall, 2,8 Mrd. € auf E.ON und 1,4 Mrd. € auf EnBW. Beim stochastischen CO₂-Preis (Erwartungswert in der NAP 2-Periode von 14,6 €/t CO₂) beträgt das Gesamtvolumen etwa 9,8 Mrd. €. Diese Kontingente decken jedoch nicht

sämtliche Emissionen ab. Den 676 Mio. t CO₂ kostenloser Berechtigungen aus den Bestandsanlagen stehen Emissionen von etwa 1160 Mio. t CO₂ während des gleichen Zeitraums entgegen. Die kostenlose Ausstattung in der NAP 2-Periode umfasst demnach noch etwa 60 % der Gesamtemissionen.

Der Großteil der kostenlos zugeteilten Emissionsberechtigungen geht an Kohlekraftwerke. Das Verursacherprinzip wurde somit umgekehrt: statt „polluter pays“ gilt die Devise „polluter earns“ (Jones, 2009). Bei den Bestandsanlagen gehen ca. zwei Drittel an Braunkohlekraftwerke, etwas mehr als ein Viertel an Steinkohlekraftwerke und etwa 6 % an Gaskraftwerke. Die Braunkohlekraftwerke können damit etwas mehr als die Hälfte ihrer Emissionen (ca. 57 %), die Steinkohlekraftwerke ebenfalls etwa die Hälfte (57 %) und die Gaskraftwerke (nur Gasturbinen mit offenem Kreislauf) etwa 59 % abdecken.

Wertzuwächse durch den Emissionshandel Der Netto-Effekt durch die Einführung des Emissionshandels lässt sich mit und ohne den Effekt der Gratiszuteilung ebenfalls berechnen. Die kostenlose Zuteilung von Emissionsrechten wird als jährliche Zahlung an die Kraftwerksbetreiber dargestellt, deren Höhe proportional zum CO₂-Preis ist. Die CO₂-Kosten werden als CO₂-Preis multipliziert mit den Emissionen berechnet, also unabhängig von der zuvor erfolgten Gratiszuteilung. Aus den steigenden Strompreisen folgen neben Mehrkosten auch Mehreinnahmen. Das Verhältnis von Mehreinnahmen zu Mehrkosten gibt die Überwälzungsquote an:

$$\text{Überwälzungsquote} = \frac{\left(\begin{array}{c} \text{Erlöse} \\ \text{[€]} \end{array} - \begin{array}{c} \text{Erlöse bei 0 €/t CO}_2 \\ \text{[€]} \end{array} \right)}{\left(\begin{array}{c} \text{Erzeugungskosten} \\ \text{[€]} \end{array} - \begin{array}{c} \text{Erzeugungskosten bei 0 €/t CO}_2 \\ \text{[€]} \end{array} \right)}.$$

Die Einführung des Emissionshandels bedeutet aber nicht nur eine neue Kostenkomponente, sondern auch eine Veränderung der Einsatzreihenfolge der Kraftwerke. Infolgedessen fallen nicht nur zusätzliche CO₂-Kosten an, sondern etwa auch veränderte Brennstoffkosten. Dies macht die Berechnung der Überwälzungsquote schwierig. Wegen der Verschiebungen in der Merit Order werden auch die Ersatzkraftwerke gleich miteinbezogen.

Wenn die fossile Kraftwerkssparte von RWE also 2,5 Mrd. € zusätzliche Kosten, vor allem für CO₂-Zertifikate, aufbringen müsste, würden bei einer hypothetischen Überwälzungsquote von 85 % davon 2,1 Mrd. € von den Verbrauchern geschultert und 0,4 Mrd. € gingen zu Lasten des Gewinns von RWE. Die kostenlose Zuteilung im Wert von knapp 1,2 Mrd. € jährlich bei 20 €/t CO₂ wäre dabei dann noch nicht erfasst – netto resultierte dann ein Zusatzgewinn von 0,8 Mrd. € pro Jahr.

Tatsächlich steht die soeben genannte und ad hoc gewählte Überwälzungsquote in guter Übereinstimmung mit den Modellergebnissen. Im Referenzszenario liegt während der NAP 2-Periode die Überwälzungsquote der fossilen Bestandsanlagen im Median bei etwa 91 %, d.h. die Mehrkosten des Emissionshandels können zu 91 % über die Überwälzung auf den Strompreis wieder herein geholt werden. Werden auch die Atomkraftwerke mit hineingerechnet, welche keine Mehrkosten aber Mehreinnahmen haben, steigt die Überwälzungsquote sogar auf 155 %. Es entstehen also mehr Einnahmen als Kosten. Auch wenn dabei ein gewisser Rückgang der Nachfrage aufgrund steigender Stromkosten außer Acht gelassen wurde, zeigt dies dennoch, dass der Emissionshandel für die Stromversorger in seiner konkreten Ausgestaltung derzeit ein sehr einträgliches Geschäft ist. Denn bei den berechneten Quoten sind die Windfall-Profitte, also der Wert der kostenlos zugeteilten Emissionsberechtigungen, noch nicht einmal berücksichtigt. Werden diese bei den Erlösen eingerechnet, steigt die Überwälzungsquote für die fossilen Bestandskraftwerke in der NAP 2-Periode auf 150 % und mit Einbeziehung der Atomkraftwerke auf 214 %.

Abb. 59 zeigt die zusätzlichen Cashflows der Kraftwerkportfolien (nach Steuern) in der NAP 2-Periode durch die Einführung des Emissionshandels. Einbezogen, aber vernachlässigbar, sind bereits auch die in dieser Periode in Betrieb genommenen Ersatzkraftwerke. Die fossilen Kraftwerkportfolien der vier

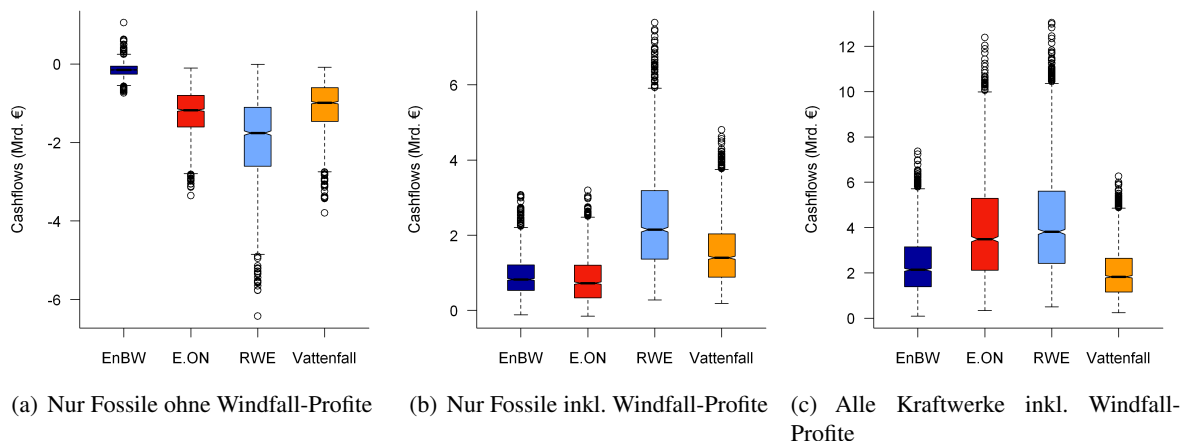


Abbildung 59: Zusätzliche Cashflows der Kraftwerksportfolien in der NAP 2-Periode.

Betreiber erleiden folglich durch den Erwerb von Emissionsberechtigungen im Schnitt Verluste zwischen 200 Mio. € (EnBW) bis 2 Mrd. € (RWE). Dies gilt aber nicht mehr, wenn auch die Windfall-Profitte aus der Gratiszuteilung einbezogen werden. Dann realisieren im Erwartungswert alle Betreiber Gewinne von bis zu 2 Mrd. €, wobei die vorher am stärksten benachteiligten Unternehmen nun die größten Gewinner sind. Werden auch die Atomkraftwerke miteinbezogen, so steigern sich die Zusatzgewinne weiter – und zwar deutlich. Insgesamt teilen sich die vier Unternehmen in der NAP 2-Periode im Erwartungswert etwa 12,5 Mrd.€ zusätzliche Cashflows, wobei RWE mit 4,2 Mrd. € und E.ON mit 3,9 Mrd. € am stärksten profitieren und EnBW 2,4 Mrd. € sowie Vattenfall 2,0 Mrd. € zusätzlich einnehmen.

Nach 2013 wird sich mit dem Ende der Gratiszuteilung das Ergebnis verschlechtern. Der Nettozusatzgewinn der Branche aus der Einführung des EU-EHS fällt dennoch positiv aus (siehe Abb. 60). Die Kapitalwerte der Bestandsportfolien steigen im Erwartungswert um 3,2 Mrd. € bei EnBW, um 3,9 Mrd. € bei E.ON, um 3,0 Mrd. € bei RWE. Vattenfall verzeichnet allerdings einen Verlust von 1,5 Mrd. €. Insgesamt akkumulieren die Unternehmen 8,6 Mrd. € zusätzlich. Dabei wurde noch nicht berücksichtigt, dass bereits in der NAP 1-Periode, d.h. von 2005–2007, Zusatzprofite angefallen sind.

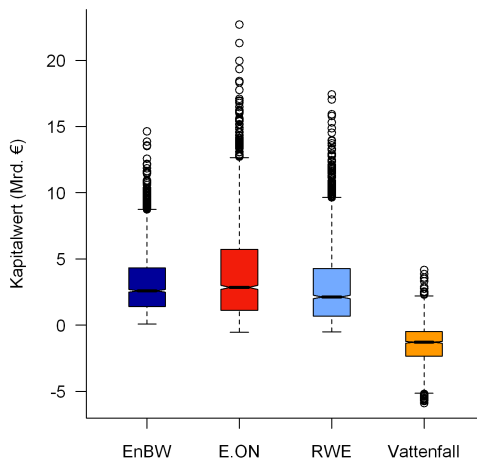


Abbildung 60: Kapitalwertzuwachs der Bestandsportfolien durch Einführung des Emissionshandels (ohne NAP 1-Periode).

Wirkung steigender CO₂-Preise Abschließend wird der Einfluss steigender CO₂-Preise auf die Performance der Bestandsportfolien diskutiert. Nach Abb. 51–54 steigt der Wert der Bestandsportfolien jenseits einer moderaten Preisschwelle monoton mit steigenden CO₂-Preisen. Ein ambitioniertes Reduktionsziel mit einhergehenden hohen CO₂-Preisen wäre demnach im Interesse der Kraftwerksbetreiber. Dies liegt zum einen an den Gewinnen der Atomkraftwerke, zum anderen an den Windfall-Profiten, die proportional zum CO₂-Preis ausfallen.

Dagegen lässt sich einwenden, dass aufgrund von Termingeschäften ein großer Teil der CO₂-Preisrisiken in der NAP 2-Periode bereits abgesichert sei und der positive Einfluss hoher Preise deswegen überschätzt würde. Die modellierten Preissteigerungen fallen in den vom Terminhandel betroffenen nächsten Jahren aber schwach aus und dürften deswegen nicht stark ins Gewicht fallen. Anhand der folgenden Sonderbetrachtung soll aber gleichzeitig auch der Einfluss steigender CO₂-Preise ohne die Wirkung der Windfall-Profitte untersucht werden. Dazu werden CO₂-Preissteigerungen für den Zeitraum der Gratiszuteilung ausgeklammert. Dafür wird bis einschließlich 2012 ein einheitlicher CO₂-Preis von 17,9 €/t (Durchschnittspreis für EUAs der zweiten Handelsperiode bis Anfang September 2009) unterstellt. Die unterschiedlichen Preisniveaus der CO₂-Preisszenarien treten dadurch erst ab 2013 in Kraft.

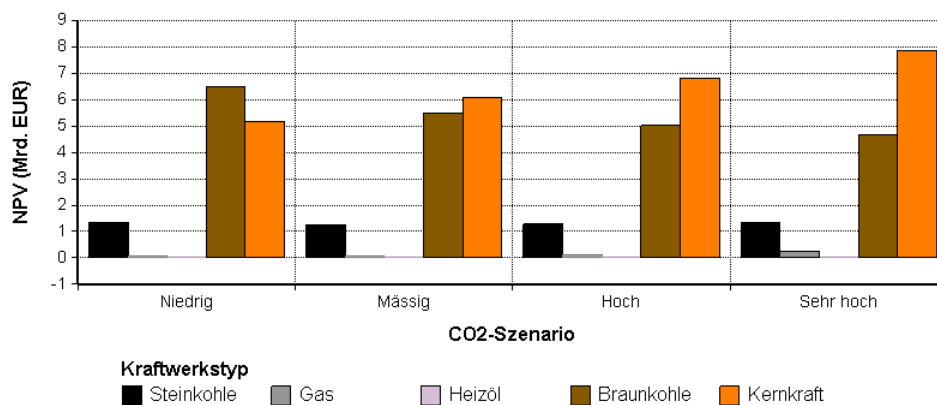
Die Fixierung des CO₂-Preises bis 2012 auf 17,9 €/t wirkt sich nur sehr moderat auf den Kapitalwert aus (vgl. Abb. 57 und Abb. 61(a)). Die danach unterschiedlichen Preisniveaus führen nun allerdings zu der in einem Emissionshandelssystem erwarteten Wirkung: Der Wert der Kohlekraftwerke sinkt mit langfristig steigenden CO₂-Preisen (Abb. 61(a)).

Der relative Einfluss der (nunmehr konstanten) Windfall-Profitte auf die Kapitalwerte ist beachtlich. RWE realisiert Windfall-Profitte von ca. 4,3 Mrd. € (entspricht dem Barwert von 287 Mio. Zertifikaten, davon 232 Mio. für Braunkohlekraftwerke). Nach Steuern verbleibt davon ein Barwertvorteil von etwa 3 Mrd. €. Ohne Gratiszuteilung bricht bei RWE der Beitrag der Braunkohlekraftwerke um 35–50 % ein, der Beitrag der Steinkohlekraftwerke um 25–30 % (vgl. Abb. 61(a) und Abb. 61(b)). Im Szenario sehr hoher CO₂-Preise erwirtschaften die Kohlekraftwerke ohne die Windfall-Profitte nur noch 39 % des Beitrags der Atomkraftwerke. Bei EnBW und E.ON ist der entsprechende Anteil der Atomkraftwerke sogar noch größer.

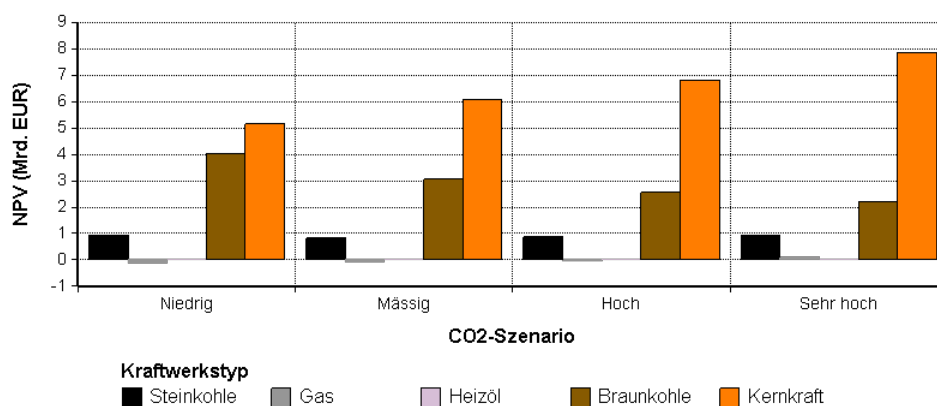
In Tab. 17 sind die Kapitalwerte der Bestandsportfolien mit bis 2012 fixiertem CO₂-Preis auch für die anderen Unternehmen angegeben. Der Kapitalwertvorteil durch die Gratiszuteilung (Windfall-Profitte nach Steuern) liegt bei EnBW bei 0,7 Mrd. €, bei E.ON bei 1,5 Mrd. €, bei RWE wie schon erwähnt bei 3,0 Mrd. € und bei Vattenfall bei 1,9 Mrd. €.

Da die CO₂-Preise in der näheren Zukunft fixiert sind und erst langfristig je nach Szenario divergieren, können die vier Szenarien gut mit der langfristigen Ambition der Reduktionsziele des EU-EHS gleichgesetzt werden. Die Performance der Unternehmen unterscheidet sich je nach der Zusammensetzung der Portfolien mit hohem Braunkohle- bzw. Atomkraftanteilen. So profitieren die Portfolien von E.ON und EnBW mit hohem Nuklear-Anteil von steigenden CO₂-Preisen, während bei Vattenfall mit einem sehr hohen Braunkohleanteil der Kapitalwert mit dem CO₂-Preis monoton sinkt. Wegen des verhältnismäßig geringen Alters des Vattenfall-Portfolios ist der Einfluss der CO₂-Preise auch verhältnismäßig groß. RWE ist besonders anschaulich, da das Unternehmen sowohl große Anteile an Atom- als auch Braunkohlekraftwerken besitzt. Der Kapitalwert sinkt dort bei steigenden CO₂-Preisen zunächst und steigt im Szenario hoher und sehr hoher CO₂-Preise wieder an.

Insgesamt fallen die Kapitalwerte der Bestandskraftwerke bei mäßigem CO₂-Preisniveau am niedrigsten aus. Bei höheren CO₂-Preisen steigen sie aber auch ohne Gratiszuteilung. Dies liegt an den Atomkraftwerken. Ob sich ambitionierte Reduktionsziele für die Kraftwerksbetreiber lohnen, hängt deswegen also stark von der Aussicht ab, die Atomkraftwerke lange weiter zu betreiben. Auf die Chancen einer Laufzeitverlängerung soll daher noch einmal gesondert eingegangen werden.



(a) mit Gratiszuteilung



(b) ohne Gratiszuteilung

Abbildung 61: Kapitalwert der Bestandskraftwerke von RWE mit und ohne Windfall-Profiten aus der Gratiszuteilung von Emissionsberechtigungen in der NAP 2-Periode. CO₂-Preis in der NAP 2-Periode fixiert bei 17,9 €/t.

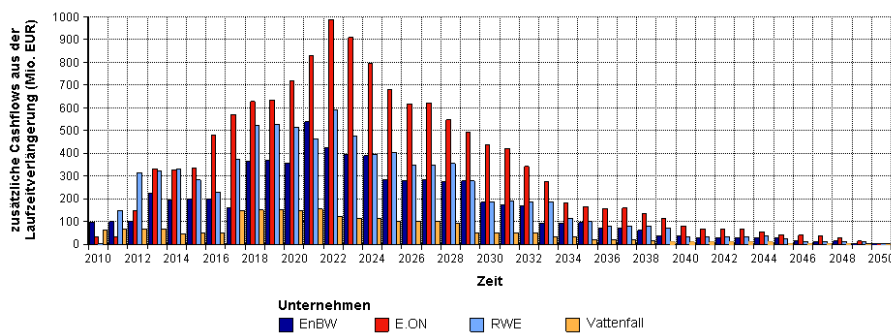
	mit Gratiszuteilung				ohne Gratiszuteilung			
	CO ₂ -Preisszenario:				CO ₂ -Preisszenario:			
	Niedrig	Mäßig	Hoch	Sehr hoch	Niedrig	Mäßig	Hoch	Sehr hoch
EnBW	7,1	7,7	8,6	10,0	6,3	7,0	7,8	9,2
E.ON	11,6	12,4	13,4	15,0	10,1	10,9	12,0	13,5
RWE	13,0	12,9	13,3	14,1	10,0	9,9	10,2	11,1
Vattenfall	7,5	5,9	5,4	5,3	5,6	4,1	3,5	3,5
Gesamt	39,1	38,9	40,6	44,4	32,0	31,8	33,5	37,5

Tabelle 17: Kapitalwerte der Bestandsportfolien (Erwartungswerte in Mrd. €) bei einheitlichem CO₂-Preis von 17,9 €/t bis 2012.

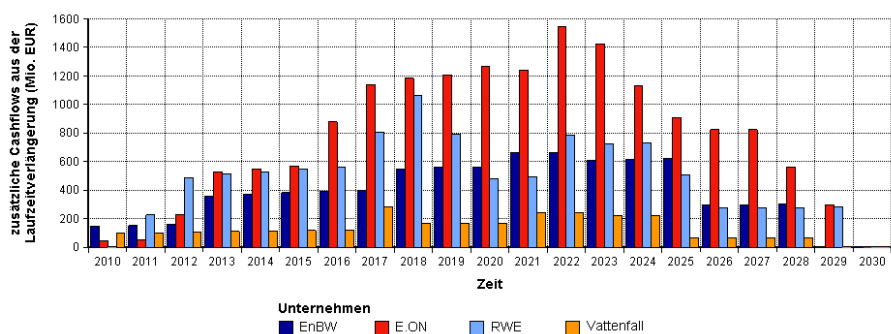
8.4 Atomkraftwerke und Laufzeitverlängerung

Die deutschen Atomkraftwerke wurden in den 70er und 80er Jahren in Betrieb genommen. Die Haftung für Unfälle und die Endlagerung wurden seinerzeit soweit geregelt, dass ihr rentabler Betrieb möglich wurde. Klimawandel und Preise für Emissionen spielten hierbei keine Rolle. Die Einführung des Emissionshandels ist daher eine Zäsur: Die fossilen Kraftwerke haben deutlich höhere Kosten zu tragen, wovon die Atomkraftwerkbetreiber relativ gesehen profitieren und infolgedessen stark gestiegene Gewinne verzeichnen (S. 127 ff). Entsprechend erwirtschafteten die Atomkraftwerke seitdem einen hohen Anteil der Unternehmensgewinne. Die in Aussicht gestellte Laufzeitverlängerung würde den Wert der Kraftwerksportfolien daher deutlich steigern.

Zahlungsströme aus der Laufzeitverlängerung Da über die Länge der Laufzeitverlängerung noch keine Entscheidung getroffen wurde, wird sie mit der auf S. 81 definierten Wahrscheinlichkeitsverteilung modelliert. In Abbildung 62(a) sind die Erwartungswerte der freien Zahlungsströme der Atomkraftwerke aus dieser unsicheren Laufzeitverlängerung dargestellt. Nach einer Übergangsphase, während der immer mehr Atomkraftwerke in den Genuss der Laufzeitverlängerung kommen, erreichen die jährlichen Zahlungsströme einen hohen dreistelligen Millionenbetrag. Da je nach Laufzeitverlängerung Gesamtregellaufzeiten von bis zu 60 Jahren möglich werden, setzen die erwarteten Zahlungsströme erst um 2050 aus. Die Verteilung der gesamten Zahlungsströme ist daher extrem breit (Abb. 63). Mit einer Wahrscheinlichkeit von 35 % (keine Laufzeitverlängerung) fallen allerdings auch keine zusätzlichen Zahlungsströme an. Der Erwartungswert der Zahlungsströme liegt bei 31,5 Mrd. €, das 0,25-Quantil bei 0 Mrd. € (keine Laufzeitverlängerung), das 0,75-Quantil bei 52,5 Mrd. €. Dies entspricht bei sechsprozentiger Diskontierung einem erwarteten Barwert von 14,4 Mrd. €; das 0,75-Quantil des Barwerts liegt bei 24,9 Mrd. €.



(a) Erwartungswerte



(b) Referenzszenario

Abbildung 62: Zahlungsströme (vor Steuern) aus der Laufzeitverlängerung der Atomkraftwerke.

Abbildung 62(b) zeigt die analogen Zahlungsströme unter einem Referenzszenario. Dies unterstellt eine Laufzeitverlängerung von 8 Jahren (Erwartungswert der Verteilung), das Basis-Brennstoffsszenario und das Szenario mäßiger CO₂-Preise. Durch den Wegfall unterschiedlicher Laufzeitszenarien ist der relevante Zeitraum wesentlich kürzer. Da es aber auf jeden Fall zu einer Laufzeitverlängerung kommt, sind die Zahlungsströme aber höher. Insgesamt werden 37,7 Mrd. € an zusätzlichen Cashflows generiert (abgezinst 20,4 Mrd. €). Je nach CO₂-Preisniveau fallen alternativ 30,8 Mrd. € (Niedrig), 44,6 Mrd. € (Hoch) oder 54,0 Mrd. € (sehr hoch) an. Unter Berücksichtigung der Brennstoffsszenarien liegen die Beträge insgesamt zwischen 23 bis 61 Mrd. € (abgezinst 12,6 bis 32,7 Mrd. €).

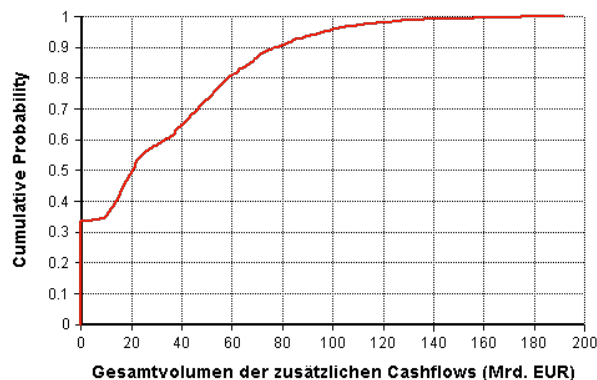


Abbildung 63: Verteilungsfunktion (kumulierte Wahrscheinlichkeit) für die Zahlungsströme aus der Laufzeitverlängerung der AKWs.

Die Gewinne aus der Laufzeitverlängerung teilen sich Staat und Betreiber gemäß einer Abschöpfungsquote. Diese ist noch unsicher und wurde ebenfalls mit einer Wahrscheinlichkeitsverteilung modelliert (siehe S. 81). Die Kapitalwerte der verbleibenden Unternehmensgewinne liegen jeweils im einstelligen Milliardenbereich (siehe Abb. 64). Die Zahlenwerte schrumpfen durch die Diskontierung beträchtlich. Insgesamt gewinnt EnBW im Erwartungswert 1,4 Mrd. € hinzu, E.ON 2,6 Mrd. €, RWE 1,8 Mrd. € und Vattenfall 0,5 Mrd. € (vgl. auch Abb. 64). Im Referenzszenario (8 Jahre Laufzeitverlängerung, 50 %-Abschöpfung) erhält EnBW durch die Laufzeitverlängerung je nach CO₂- und Brennstoffpreisen 1,4–3,6 Mrd. €, E.ON 2,6–6,9 Mrd. €, RWE 1,8–4,7 Mrd. € und Vattenfall 0,5–1,3 Mrd. €.

Die Zahlungsströme an den Staat liegen im Mittel etwas über den Zahlungsströmen, welche den Unternehmen verbleiben. Dem Staat fließen insgesamt bei achtjähriger Laufzeitverlängerung und 50-prozentiger Gewinnabschöpfung je nach CO₂- und Brennstoffsszenario 11,6 bis 30,5 Mrd. € zu. Bei unsicherer Laufzeitverlängerung, unsicherer Gewinnabschöpfungsquote sowie unsicheren Preisen sind es im Erwartungswert 16,4 Mrd. €. Dabei ist zu beachten, dass die Zahlungseingänge erst mit mehrjähriger Verzögerung ihr Maximum erreichen und die Gesamtsumme über Jahrzehnte akkumuliert wird. Bei einer volkswirtschaftlichen Diskontrate von 1,5 % wird dadurch im Erwartungswert insgesamt ein Kapitalwert von 12,9 Mrd. € abgeschöpft. Das 0,75-Quantil liegt bei 21,2 Mrd. €, das 0,95-Quantil bei 39,2 Mrd. €. Im Referenzfall (8 Jahre Laufzeitverlängerung bei 50 %-iger Abschöpfung) werden je nach CO₂- und Brennstoffpreisszenario mit der gleichen Abzinsung Kapitalwerte von 9,9 bis 25,9 Mrd. € realisiert. Unterstellt ist dabei natürlich der unwahrscheinliche Fall, dass es innerhalb dieser Zeitspanne zu keinen Neuverhandlungen des Atomausstiegs und der Verteilung der Mehreinnahmen kommt, von weiteren Entwicklungen in der Atom- und Energiepolitik ganz zu schweigen.

Zusatzgewinne durch aufgeschobene Kraftwerksstilllegungen Neben den zusätzlichen Einnahmen bedeutet auch die aufgeschobene Stilllegung der Kraftwerke einen wirtschaftlichen Vorteil. Die Betreiber müssen für Kraftwerksabriss und Abfallbeseitigung hohe Rückstellungen bilden. Diese fallen in drei

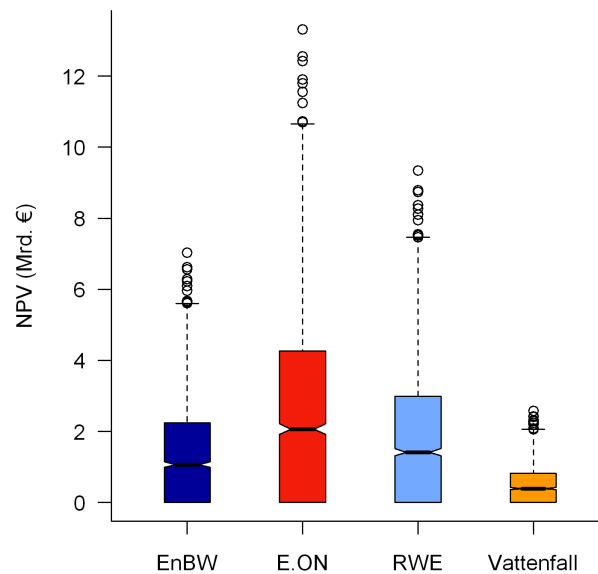


Abbildung 64: Kapitalwert der zusätzlich generierten Zahlungsströme aus der Laufzeitverlängerung der AKWs.

Kategorien: Stilllegung und Rückbau, Brennelementeentsorgung und Entsorgung radioaktiver Betriebsabfälle. Sie müssen bis zum 25. Jahr der Inbetriebnahme gebildet werden und werden so angelegt, dass sie rechtzeitig zur Fälligkeit abgerufen werden können. Dafür veranschlagen die Betreiber eine Nominalverzinsung von etwa 5,5 % (Hennicke et al., 2011). Die vier Stromkonzerne haben bis Ende 2009 insgesamt etwa 28 Mrd. € Rückstellungen gebildet (Tab. 18). Mit der Inbetriebnahme des letzten deutschen Atomkraftwerks 1989 ist der 25-jährige Aufbau der Rückstellungen fast abgeschlossen.

	EnBW	E.ON	RWE	Vattenfall	Σ
Stilllegung und Rückbau	3,126	8,467	4,626	k.A.	
Brennelemente- und Abfallentsorgung	2,054	3,568	4,865	k.A.	
Gesamt	5,181	12,035	9,491	1,247	27,954

Tabelle 18: Rückstellungen für Entsorgung im Kernenergiebereich der vier Stromkonzerne in Deutschland in Mrd. €, Stand 31.12.2009. Quelle: Geschäftsberichte.

Die Rückstellungen für die Entsorgung der Brennelemente und der radioaktiven Abfälle werden je nach Weiterverarbeitung und Endlagerung abgerufen, so dass die Laufzeitverlängerung hier keinen Aufschub bewirkt. Die Kraftwerke selbst können unmittelbar nach ihrer Abschaltung oder nach einer Übergangsphase („sicherer Einschluss“) abgerissen werden. Eine Laufzeitverlängerung schiebt nun den Zeitpunkt der Stilllegung nach hinten. Damit werden auch die Zahlungen für Abriss und Entsorgung der Atomkraftwerke erst später fällig. Der dafür vorgesehene Zahlungsstrom wird entsprechend stärker abgezinst und hat damit einen niedrigeren Barwert.

Die Verschiebung einer Zahlung von 500 Mio. € um zehn Jahre bringt bei der hier unternehmensseitig unterstellten Diskontierung mit 6 % einen Barwertvorteil von 221 Mio. €. Mit den für die einzelnen Atomkraftwerke angesetzten Stilllegungskosten lassen sich die entsprechenden Barwertvorteile aus der verzögerten Abschaltung berechnen. Da die Stilllegung von Atomkraftwerken sehr teuer ist, sind die Auswirkungen beträchtlich. Für die Stilllegung der 17 Atomkraftwerke wurden nach unserem Datensatz nominal 28 Mrd. € veranschlagt, was ohne Laufzeitverlängerung 17,1 Mrd. € entspricht (im Barwert 2008 bzw. 16,1 Mrd. €₂₀₀₉) und zu den von den Unternehmen ausgewiesenen Rückstellungen aus

Tab. 18 passt. Bei einer achtjähriger Laufzeitverlängerung sinkt der Barwert der Stilllegungskosten auf 10,7 Mrd. €, dies bedeutet einen Barwertvorteil von 6,4 Mrd. €.

Die stochastische Laufzeitverlängerung bedeutet erwartete Barwertvorteile von insgesamt 5,0 Mrd. €. Dabei entfallen im Erwartungswert auf EnBW 1,1 Mrd. €, auf E.ON 2,1 Mrd. €, auf RWE 1,5 Mrd. € und auf Vattenfall 0,4 Mrd. € entfallen. Im Fall einer Laufzeitverlängerung von 28 Jahren würden sich diese Werte auf insgesamt 13,7 Mrd. € etwa verdreifachen.

Eine potenzielle Sonderbeteiligung der Betreiber an Entsorgungskosten ist bei den bisherigen Berechnungen nicht enthalten. Der Koalitionsvertrag vom Oktober 2009 kündigt eine solche jedoch an: „Die Energieversorger sind an den Kosten der Schließung der Asse II zu beteiligen“. Im Januar 2009 war dies noch auf Betreiben des schwarz-gelb dominierten Bundesrats ausgeschlossen worden. Insgesamt handelt es sich hierbei vermutlich um einen Betrag im einstelligen Milliardenbereich. Gemäß der Auswertung des Inventarberichts der Asse II von Greenpeace stammen etwa ein Drittel der radioaktiven Gebinde und 72 Prozent der Radioaktivität in der Asse II von den Atomkraftwerkbetreibern. Davon entfallen etwa 64 % der Radioaktivität auf Vorläufer der EnBW (Greenpeace, 2009b). Welches Unternehmen demnach welche Zusatzkosten zu tragen hat, wird zu klären sein.

Rückwirkung der Laufzeitverlängerung auf den Strommarkt Die Auswirkungen einer Laufzeitverlängerung beschränken sich nicht auf die Atomkraftwerke. Die Abschaltung (bzw. Ersetzung) der Atomkraftwerke wirkt sich über die Merit Order auch auf die Auslastung, die Strompreise und damit auf die Gewinne der anderen Kraftwerke aus. Bei einer genaueren Betrachtung zeigen sich verschiedene Nebeneffekte – unter anderem sinkt der Bedarf nach Ersatzinvestitionen in den nächsten Jahren erheblich. Ein weiterer wichtiger Nebeneffekt ist die Strompreiswirkung. Tatsächlich sprechen zwei Gründe für eine preisdämpfende Wirkung einer Laufzeitverlängerung: die gedämpfte Nachfrage nach Emissionsrechten und der „Merit Order-Effekt“.

Zunächst würde bei früher Abschaltung der Atomkraftwerke die Stromproduktion fossiler Kraftwerke zunehmen. Die Nachfrage nach Emissionsberechtigungen würde steigen, damit auch deren Preis. Die Atomstromproduktion einer achtjährigen Laufzeitverlängerung entspräche etwa 1300 TWh. Eine entsprechende Stromproduktion von Kraftwerken mit einer gemittelten CO₂-Intensität von 800 g CO₂/kWh würde insgesamt 1030 Mt CO₂ entsprechen. Über 15 Jahre verteilt wären dies jährlich 69 Mt CO₂. Da die Emissionen europaweit durch das EU-EHS gedeckelt sind (derzeit bei etwa 2000 Mt CO₂), würde der Preis für Emissionsberechtigungen entsprechend steigen, was sich wiederum im Strompreis niederschlagen würde.

Die Laufzeitverlängerung sorgt zwar mittelfristig für keine Reduktion von CO₂-Emissionen, da die Kapazitätsgrenze des EU-EHS bis 2020 festgeschrieben ist. Vorübergehend wäre es einfacher, die vorgegebenen Reduktionsziele zu realisieren. Der damit verringerte Anreiz, in emissionsenkende Maßnahmen zu investieren, würde entweder nach Ablauf der Laufzeitverlängerung zu höheren CO₂-Preisen führen oder aber in weniger ambitionierten Reduktionszielen enden. Der CO₂-Preis könnte dennoch sinken, etwa wenn die Bundesregierung die abgeschöpften Gewinne wie angekündigt in einen Innovationsfonds zur Förderung von erneuerbaren Energien oder Speichertechnologien leiten würde und dies Emissionsreduktionen langfristig verbilligte. Statt eines Innovationsfonds aus den Gewinnen der Laufzeitverlängerung könnten solche Maßnahmen ebenso aber auch durch die Einführung einer Atomsteuer finanziert werden (Greenpeace, 2009a). Deswegen ist die langfristige CO₂-Preiswirkung einer Laufzeitverlängerung schlecht zu beziffern.

Weitere Auswirkungen der Laufzeitverlängerung lassen sich aus der veränderten Merit Order ableiten. Die niedrigen Betriebskosten der Atomkraftwerke erlauben keinen direkten Schluss auf steigende Strompreise in Folge des Atomausstiegs, denn Atomkraftwerke sind in der Regel nicht Grenzkraftwerke. Finden Ersatzinvestitionen für die abgeschalteten Kraftwerke statt, wäre der Preiseffekt gering. Modellieren lässt sich das je nach Ersatzszenario anhand der Strompreise nachvollziehen. Daraus folgen je nach

Ersatzszenario temporär Strompreissteigerungen von bis zu 1–2 €/MWh, speziell die gaslastigen Szenarien (Brennstoff-durch-Gas und Referenzszenario) führen zu etwas höheren Preisen. Eine Abschaltung der Atomkraftwerke ohne Ersetzung würde aber eine Linksverschiebung der Merit Order bewirken. Die direkte Folge wären leicht steigende Strompreise bei niedrigen Lasten und stärker steigende Strompreise bei höheren Lasten. Letztendlich spielt dabei jedoch eine Vielzahl von Faktoren eine Rolle. Matthes und Hermann (2009) fällen deswegen kein abschließendes Urteil über die Strompreiswirkung einer Laufzeitverlängerung, eine preisdämpfende Wirkung einer Laufzeitverlängerung sei zumindest fraglich.

Neben den direkten Auswirkungen auf dem Strommarkt hat eine Laufzeitverlängerung noch weitere Folgen. Dazu gehört die nach wie vor ungeklärte Endlagerfrage und die Gefahr durch Reaktorunfälle. Ein weiterer problematischer Aspekt ist die Wettbewerbssituation. So senkt der Weiterbetrieb der Atomkraftwerke den Bedarf für Ersatzinvestitionen. Dies erschwert den Eintritt in den hoch konzentrierten Strommarkt, in welchem der Wettbewerb bereits durch den privilegierten Ausbau der erneuerbaren Energien nicht gerade befördert wird. Ohne Ausgleichsmaßnahmen, etwa der Abgabe von „Kraftwerksscheiben“, wären Planungen unabhängiger Stromerzeuger für den Bau neuer Kraftwerke „bei einer Laufzeitverlängerung nur noch Makulatur“, so der Präsident des Bundeskartellamts (Handelsblatt, 2009).

Weiterhin zeichnen sich zunehmende Konflikte unter den Stromversorgern ab. Zuletzt kam es gehäuft zu negativen Strompreisen, weil Kraftwerksbetreiber bei hoher Windstromeinspeisung den überschüssigen Strom ihrer unflexiblen Grundlastkraftwerke loswerden mussten. Diese Konflikte werden durch die Verlängerung der Laufzeiten für Atomkraftwerke mittelfristig verschärft. Nach Angaben der Betreiber erlauben Atomkraftwerke zwar eine flexible Fahrweise (vgl. S. 96). Die Mehrkosten und die Auswirkungen auf die Sicherheit der Anlagen sind jedoch unklar. „Die technische Fähigkeit von Kernkraftwerken zur EE-Integration ist in der Realität noch zu belegen“, so die aktuelle Leitstudie des BMU (DLR, IWES und IFNE, 2010). Allerdings haben einzelne Atomkraftwerke sich bereits im Lastfolgebetrieb als tauglich bewiesen (IEA, 2011; Matthes, 2009).

Gesamtbetrachtung Bei der abschließenden Abschätzung der Auswirkungen einer Laufzeitverlängerung werden im Folgenden die gesamten Bestandsportfolien und sowohl die zusätzlichen Einnahmen als auch der Effekt der aufgeschobenen Stilllegungen erfasst. Zudem werden zwei der eben diskutierten Effekte berücksichtigt: Der CO₂-preissenkende Effekt einer Laufzeitverlängerung soll pauschal mit 3 €/t CO₂ ab 2015 bis zum Jahr 2028 angesetzt werden (vgl. den Preiseffekt von 1 €/t CO₂ durch die Einspeisung erneuerbarer Energien, S. 118). Der Veränderung der Merit Order wird bereits ansatzweise durch die verschiedenen Ersatzstrategien Rechnung getragen. Dabei ist allerdings unterstellt, dass alte Atomkraftwerke durch neue fossile Kraftwerke ersetzt werden.

Mit diesen Annahmen können die Wertzuwächse der Bestandsportfolien durch eine Laufzeitverlängerung berechnet werden, d.h. der Kapitalwert der Bestandsportfolien bei verlängerter Laufzeit abzüglich des Kapitalwerts mit beibehaltenem Atomausstieg. Für die beteiligten Variablen, einschließlich der Länge der Laufzeitverlängerung, werden die diskutierten Verteilungen unterstellt. Zusätzlich wird eine bedingte Variante gerechnet, die auf den Annahmen des Referenzszenarios fußt.

Bei einer achtjährigen Laufzeitverlängerung gewinnen die Unternehmen je nach CO₂-Preisniveau 8 bis 15 Mrd. € hinzu (siehe Tab. 19). Die Portfolien von E.ON und EnBW profitieren wegen des hohen Atomkraftanteils überproportional von der Verlängerung der Laufzeiten. Das Volumen wächst bei höheren CO₂-Preisen um mehrere Milliarden Euro. Bei einer langen Laufzeitverlängerung würde dieser Effekt wegen der stetigen CO₂-Preissteigerung besonders stark ausfallen. Die Höhe des CO₂-preisdämpfenden Effekts ist dabei von nachrangiger Bedeutung. RWE beziffert in einer Unternehmenspräsentation die Preiswirkung auf „mehr als 5 €/t CO₂ in den nächsten Jahren“ (RWE, 2009a). Eine Preissenkung um 5 €/t CO₂ statt um 3 €/t CO₂ senkt die gesamten Zusatzgewinne insgesamt um 100–700 Mio. €.

	achtjährige Laufzeitverlängerung				stochastisches Szenario	
	CO ₂ -Szenario:				Erwartungswert	95 %-Quantil
	Niedrig	mäßig	Hoch	Sehr hoch		
EnBW	2,0	2,6	2,9	3,4	2,0	5,4
E.ON	3,6	4,7	5,4	6,4	3,7	10,3
RWE	2,1	3,0	3,6	4,4	2,6	7,3
Vattenfall	0,4	0,8	1,0	1,2	0,8	2,2
Gesamt	8,0	10,9	13,0	15,4	9,1	25,2

Tabelle 19: Wertzuwachs der Bestandsportfolien in Mrd. € durch Laufzeitverlängerung für Atomkraftwerke.

Der erwartete Wertzuwachs der zufälligen Laufzeitverlängerung liegt bei etwa 9 Mrd. €. Er kann aber bei hoher Laufzeitverlängerung auf über 25 Mrd. € steigen. Der zweistellige Milliardenbetrag macht noch einmal deutlich, wie stark die Interessen der Betreiber an einer Laufzeitverlängerung sind.

9 Bewertung von Neuinvestitionen

In diesem Kapitel werden nun Investitionen in neue fossile Kraftwerke analysiert. Das Hauptaugenmerk liegt auf Investitionen innerhalb des nächsten Jahrzehnts. Wegen CCS werden aber auch spätere Investitionszeitpunkte betrachtet. Zugunsten der Vergleichbarkeit werden die Investitionen jeweils auf ein hypothetisches Ersatzkraftwerk von 500 MW Nettokapazität skaliert, auch wenn in der Praxis andere Größen für Kraftwerksblöcke typisch sein mögen. Genannt wird immer das Jahr der Inbetriebnahme, nicht der Beginn der Planung oder der Baustart. Wegen der mehrjährigen Plan- und Bauzeiten impliziert dies, dass die Investitionsentscheidungen für die Kraftwerksneubauten unter zum Teil anderen Vorzeichen gefällt wurden. Um die Merit Order zu bestimmen, greifen wir in diesem Kapitel grundsätzlich auf das Referenz-Ersatzszenario inklusive unsicherer Laufzeitverlängerung der AKWs zurück. Kapitalwerte in diesem Kapitel beziehen sich auf das Jahr der Inbetriebnahme des jeweiligen Kraftwerks. Die Zahlungsströme werden weiter wie gehabt berechnet, aber auf das Jahr der Inbetriebnahme diskontiert. Wie sich Einflussgrößen auf Kraftwerke mit verschiedenen Baujahren auswirken, kann so besser miteinander verglichen werden.

Die in Kapitel 7 beschriebene Methode bestimmt die Auslastung der neuen Kraftwerke. Neben den daraus folgenden Stromgestehungskosten wird besonders die Rentabilität der verschiedenen Kraftwerkstypen durch Unsicherheits- und Sensitivitätsanalysen untersucht. Ein besonderer Schwerpunkt liegt dabei auf CO₂-Preisrisiken und den Auswirkungen des Emissionshandels. Das Kapitel schließt mit einer Diskussion nicht modellierter Effekte und einer Gesamtbetrachtung.

9.1 Auslastung der Kraftwerke

Die Auslastung der Kraftwerke ist zentral für weitere Ergebnisse. Abb. 65 zeigt die Auslastung für verschiedene im Jahr 2010 in Betrieb gehende Kraftwerke. Die Alterung geht mit einer tendenziell sinkenden Auslastung einher. Der Rückgang wird vor allem durch die Konkurrenz mit weiteren zugebauten Kraftwerken mit niedrigen Emissionen (Gas-, später auch CCS-Kraftwerke) bei gleichzeitig steigenden CO₂-Preisen verursacht.

Beim Braunkohlekraftwerk bleibt bei niedrigen CO₂-Preisen die Auslastung konstant hoch. Bei höheren CO₂-Preisen geht sie ab Ende der 2020er Jahre deutlich zurück. Grund dafür sind vor allem konkurrierende CCS-Kraftwerken. Das Kraftwerk verliert dadurch seinen Status als Grundlastkraftwerk.

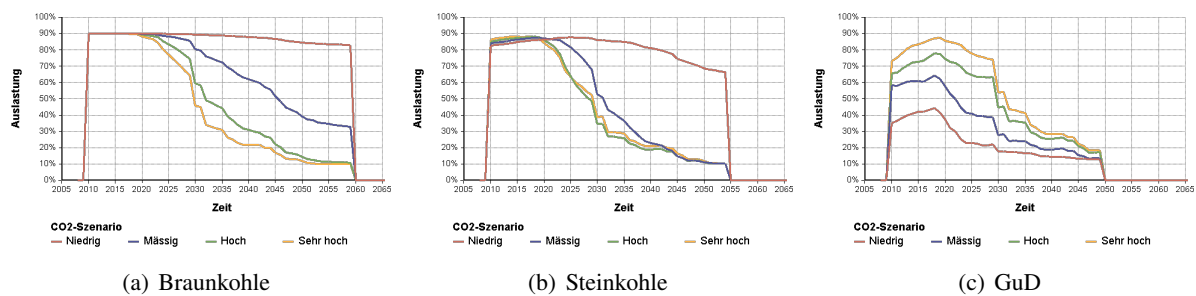


Abbildung 65: Alterungseffekt bei der Auslastung eines 2010 in Betrieb genommenen Kraftwerks unter verschiedenen CO₂-Preisszenarien. Unterstellt ist das Basis-BrennstoffszENARIO.

CO ₂ -Preisszenario	Steinkohle	Braunkohle	GuD	Steinkohle mit CCS	Braunkohle mit CCS
Niedrig	0,86	0,89	0,57	0,67	0,88
Mäßig	0,46	0,67	0,61	0,80	0,89
Hoch	0,28	0,40	0,64	0,84	0,89
Sehr hoch	0,27	0,29	0,66	0,84	0,89

Tabelle 20: Über die Lebensdauer gemittelte Auslastung bei einem 2025 in Betrieb genommenen Kraftwerk (Basis-BrennstoffszENARIO).

Beim Steinkohlekraftwerk ist bei niedrigen CO₂-Preisen ein Vollastbetrieb möglich. Ansonsten geht die Auslastung wie beim Braunkohlekraftwerk Ende der 2020er zurück, allerdings etwas deutlicher. Bei hohen Brennstoffpreisen ist ein Grundlastbetrieb auch bei mäßigen CO₂-Preisen möglich.

Beim GuD-Kraftwerk wirken sich die CO₂-Preise stark auf die Auslastung aus. Bei niedrigen CO₂-Preisen produziert das Kraftwerk zunächst in der Mittellast. Bei höheren CO₂-Preisen startet das Kraftwerk mit deutlich höheren Auslastungen, steigert die Auslastung noch leicht und wandelt sich dann aber ab Mitte seiner Laufzeit zum Spitzenlastkraftwerk. Ähnlich wie bei höheren CO₂-Preisen wächst die Auslastung bei niedrigeren Brennstoffpreisen.

Tab. 20 gibt einen Überblick über die mittleren Auslastungen bei 2025 in Betrieb genommenen Kraftwerken. Bei Kohlekraftwerken ohne CCS hängt die Auslastung stark vom CO₂-Preisniveau ab und geht bei hohen Preisniveaus sehr bald rapide zurück. Bei den dann verfügbaren CCS-Kraftwerken liegt die Auslastung zunächst bei 90 %. Braunkohlekraftwerke mit CCS bleiben während der gesamten Betriebsdauer im Vollastbetrieb. Bei Steinkohlekraftwerken mit CCS geht die Auslastung bis zum Ende des Betriebszyklus je nach CO₂-Preisniveau auf 50–75 % zurück. Die hohen Auslastungen der CCS-Kraftwerke sind eher optimistisch, da wegen mangelnder Erprobung ihre Verfügbarkeit niedriger ausfallen könnte.

9.2 Stromgestehungskosten

Die Stromgestehungskosten lassen sich mit der endogenen Auslastung in Abhängigkeit von CO₂-Preisen und Brennstoffpreisen bestimmen. Obwohl bei niedrigeren CO₂-Preisen die Kosten für Emissionsrechte sinken, können im Gegenzug die Gestehungskosten steigen, wenn ein Kraftwerk dann weniger ausgelastet werden kann (z.B. ein Steinkohlekraftwerk mit CCS wäre bei niedrigen CO₂-Preisen weniger konkurrenzfähig). Abb. 66 gibt die Stromgestehungskosten bei verschiedenen CO₂-Preisen und den drei Brennstoffpreisszenarien wieder. Die sonstigen Kraftwerksparameter wurden dabei mit ihrem Median zugrunde gelegt.

Bei niedrigen CO₂-Kosten ist zunächst das Braunkohlekraftwerk die kostengünstigste der abgebildeten Alternativen. Es wird bei steigenden CO₂-Preisen vom GuD-Kraftwerk abgelöst. Abhängig vom Brenn-

stoffpreinsniveau tritt dieser Fall bei etwa 30 bis 50 €/t CO₂ ein. Das Steinkohlekraftwerk liegt tendenziell vom Kostenstandpunkt etwas über dem Braunkohlekraftwerk. Es stellt ihm gegenüber nur bei niedrigen Brennstoffpreisen und hohen CO₂-Preisen eine kostengünstigere Alternative dar.

Zum Vergleich sind auch die Gestehungskosten eines „grünen“ Kraftwerks enthalten, d.h. einem Kapazitätsmix aus erneuerbaren Energien. Die einzelnen erneuerbaren Technologien haben jeweils sehr unterschiedliche Gestehungskosten (Garz et al., 2009). Der Charme des Technologiemiix liegt darin, dass Fluktuationen so stärker ausgeglichen werden. Wir unterstellen dabei einen Mix von 50 % Onshore-Windkraft, 25 % Offshore-Windkraft, 20 % Biogas und 5 % Photovoltaik. Die Gestehungskosten sind unabhängig von Brennstoff- und CO₂-Preisen und liegen nach Kostenzahlen von 2009 etwa bei 100 €/MWh. Das grüne Kraftwerk stellt durch die spezielle EEG-Förderung einen Spezialfall dar. Es wird aber deutlich, dass ohne Förderung in absehbarer Zeit ein solcher Technologiemiix nicht wettbewerbsfähig sein wird.

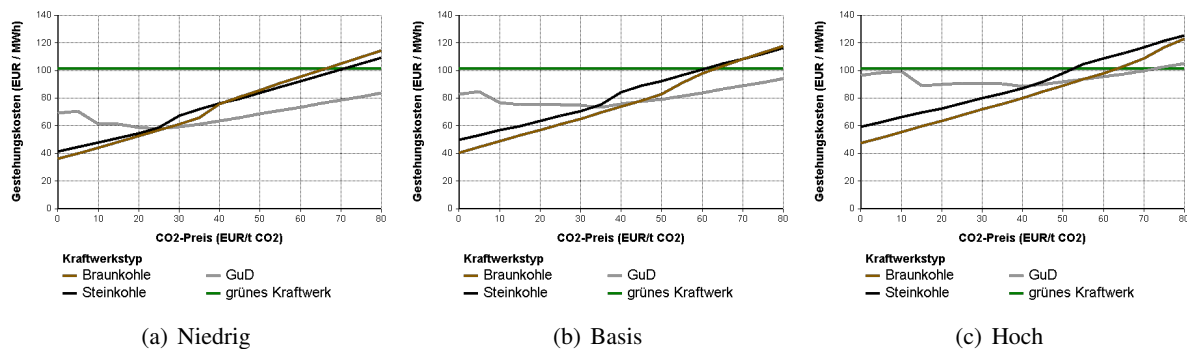


Abbildung 66: Stromgestehungskosten für 2010 in Betrieb gehende Kraftwerke je nach CO₂-Preis für die drei Brennstoffpreisszenarien (Niedrig, Basis, Hoch).

Abb. 67 zeigt die Stromgestehungskosten für 2020 in Betrieb gehende Kraftwerke. Dafür wird vorausgesetzt, dass CCS-Kraftwerke zu diesem Zeitpunkt kommerziell verfügbar sind. Die erneuerbaren Energien, d.h. das „grüne Kraftwerk“, sind bei diesem Vergleich nicht mehr vertreten. Es ist zwar anzunehmen, dass bis 2020 ihre Kosten deutlich sinken werden. Darüber liegt aber keine Einschätzung vor.

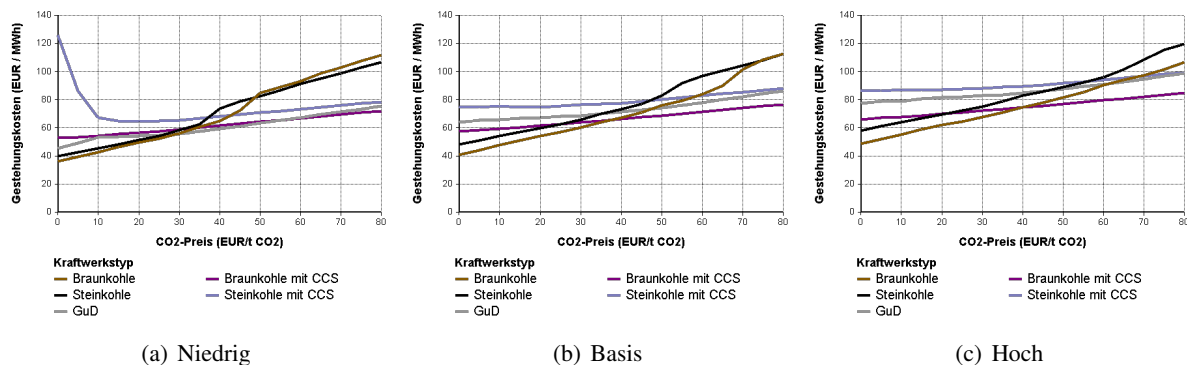


Abbildung 67: Stromgestehungskosten für 2020 in Betrieb genommene Kraftwerke je nach CO₂-Preis für die drei Brennstoffpreisszenarien (Niedrig, Basis, Hoch). CCS ist per Annahme zu diesem Zeitpunkt kommerziell verfügbar.

Von besonderem Interesse sind die Preisschwellen, ab denen die CCS-Kraftwerke kostengünstiger sind als ihre konventionellen Varianten. Sie liegen für Steinkohle je nach Brennstoffpreisszenario bei 35–55 €/t CO₂, für Braunkohlekraftwerke bei 30–40 €/t CO₂ (Abb. 67). Neben den Brennstoffpreisen haben

jedoch auch weitere Einflussfaktoren einen Einfluss auf die Gestehungskosten. Sowohl die Investitions- als auch die Entsorgungskosten sind aus heutiger Sicht schwer bezifferbar. Der simultane Einfluss all dieser Faktoren wird durch eine Unsicherheitsanalyse berücksichtigt, die auf die in Kap. 5 und 7 definierten Verteilungen zurückgreift.

Stromgestehungskosten unter Unsicherheit In Abb. 68 sind die Spannweiten der Stromgestehungskosten bei endogen bestimmter Auslastung und unsicheren Einflussvariablen angegeben. Gas ist demnach derzeit im Mittel die teuerste der drei Alternativen. Bei den Kohlekraftwerken können sich dafür unter sehr ungünstigen Umständen deutlich höhere Stromgestehungskosten ergeben. In Erwartungswert und Standardabweichung liegen die Stromgestehungskosten von Braunkohlekraftwerken bei 62,0 €/MWh ($\pm 14,1$), von Steinkohlekraftwerken bei 68,4 €/MWh ($\pm 13,7$) und bei GuD-Kraftwerken bei 77,3 €/MWh ($\pm 13,4$).

Unter den 2025 in Betrieb genommenen Kraftwerken wären Gaskraftwerke im Mittel etwas kostengünstiger als konventionelle Kohlekraftwerke (Abb. 68(b)). Die Streuung ist bei den konventionellen Kraftwerken auch wesentlich höher. Im Vergleich mit CCS-Braunkohlekraftwerken wären Gaskraftwerke aber im Mittel leicht teurer. Bei CCS-Kraftwerken treten dafür unter ungünstigen Umständen sehr hohe Gestehungskosten auf. Steinkohle mit CCS erweist sich im Vergleich als ungünstige Erzeugungform. In Erwartungswert und Standardabweichung liegen die Stromgestehungskosten von Braunkohlekraftwerken bei 69,1 €/MWh ($\pm 19,6$), von Steinkohlekraftwerken bei 73,8 €/MWh ($\pm 19,1$), bei GuD-Kraftwerken bei 67,2 €/MWh ($\pm 11,3$) sowie bei CCS-Steinkohlekraftwerken bei 78,9 €/MWh ($\pm 18,7$) und bei CCS-Braunkohlekraftwerken bei 64,3 €/MWh ($\pm 9,3$).

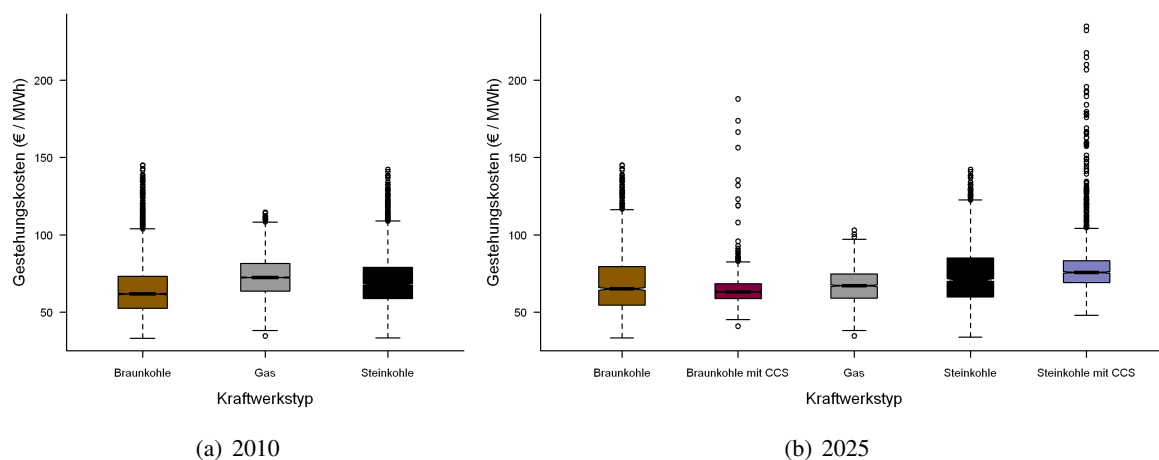


Abbildung 68: Stromgestehungskosten für Kraftwerke mit Inbetriebnahme 2010 und 2025.

Vermeidungskosten von CCS-Kraftwerken In Abb. 67 wurden bereits grob CO₂-Preisschwellen identifiziert, ab denen die CCS-Kraftwerke günstiger produzieren als ihre konventionellen Gegenparts. Diese Vermeidungskosten (siehe S. 91) sollen nun in Abhängigkeit sämtlicher unsicherer Einflussgrößen betrachtet werden (u.a. Brennstoffpreise, Entsorgungskosten und Grad der Abscheidung). Abb. 69 zeigt die entsprechende Dichtefunktion der Vermeidungskosten bei einer durchgängigen Auslastung von 85 % und Inbetriebnahme 2025.

Die erwarteten Vermeidungskosten liegen bei einem CCS-Braunkohlekraftwerk bei 25,1 €/t CO₂ (0,1-Quantil: 16,4 €/t CO₂, 0,9-Quantil: 33,8 €/t CO₂). Bei Steinkohlekraftwerken liegen sie bei 38,5 €/t CO₂

(0,1-Quantil: 27,4 €/t CO₂, 0,9-Quantil: 49,7 €/t CO₂), also etwa um 13 €/t CO₂ darüber. Dabei wäre bereits eine zur Kommerzialisierung notwendige Senkung der Investitionskosten- und Betriebskosten erfolgt. Die Vermeidungskosten dürften für heutige Demonstrationsanlagen noch weitaus höher liegen.

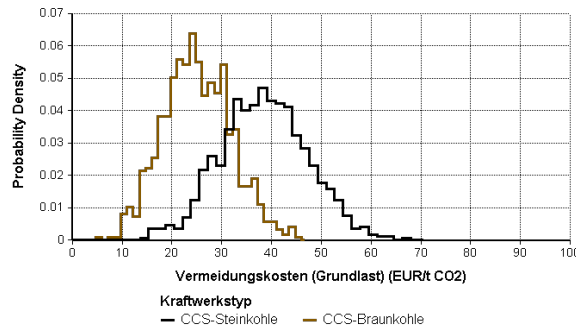


Abbildung 69: CO₂-Vermeidungskosten für CCS-Kraftwerke gegenüber Kraftwerken ohne CO₂-Abscheidung.

Rückt man von der Annahme einer vorgegebenen Auslastung ab, so ergeben sich rechnerische Schwierigkeiten. Die Formel zur Berechnung der Vermeidungskosten von S. 91 ist nicht mehr anwendbar, da die Auslastung dann für einen CO₂-Preis von Null berechnet würde. Tatsächlich müsste die Auslastung aber abhängig von einem CO₂-Preis in Höhe der Vermeidungskosten bestimmt werden. Damit beißt sich die Katze in den Schwanz: Zur Berechnung der Vermeidungskosten ist die Auslastung vonnöten, die aber wiederum von den Vermeidungskosten abhängt.

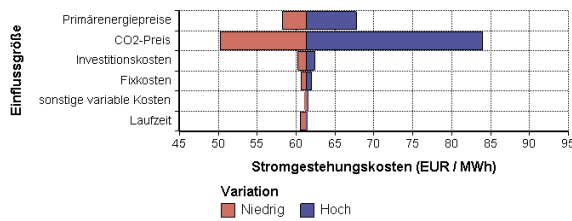
9.3 Sensitivitätsanalysen

Die Frage nach der günstigsten Stromerzeugungsvariante ist nach den Ergebnissen des letzten Abschnitts nicht eindeutig beantwortbar. Noch schwieriger ist die Bewertung der Rentabilität: Hohe Stromgestehungskosten sind für Kraftwerkbetreiber unproblematisch, wenn die Kosten eingepreist und überwälzt werden können. Gestehungskosten sagen daher noch nichts über die Rentabilität aus. Während bei den Gestehungskosten das Kraftwerk noch relativ isoliert betrachtet werden kann, muss beim Kapitalwert der erzielte Strompreis und damit der Zeitpunkt der Stromerzeugung berücksichtigt werden. In Sensitivitäts- und Unsicherheitsanalysen wird nun der Einfluss einzelner Größen auf Stromgestehungskosten und Kapitalwerte genauer untersucht.

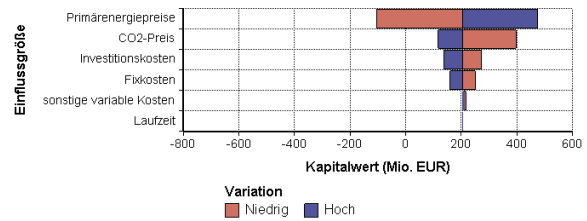
Tornadografiken Zunächst werden Tornadografiken betrachtet. Die Grenzen werden anhand der Angaben aus Tab. 4 (Investitions-, Fix- und variable Kosten) und den Preisszenarien für Brennstoffe (Niedrig, Basis, Hoch) und für CO₂ (Niedrig, Mäßig, Sehr hoch) gewählt.

Gemäß Abschnitt 9.1 käme unter bestimmten Konstellationen durch eine stark sinkende Auslastung eine vorzeitige Stilllegung in Frage. Andererseits sind Kraftwerke potenziell länger einsatzfähig als vorgegeben. Deswegen wird anschließend auch der Einfluss veränderter Laufzeiten untersucht und dabei eine um ein Drittel verkürzte bzw. um ein Fünftel verlängerte Lebensdauer betrachtet. Das Vorgehen bei den Brennstoffpreisen bedeutet, dass hohe Braunkohlepreise immer zusammen mit hohen Gas- oder Steinkohlepreisen auftreten.

Die Ergebnisse lauten wie folgt (Abb. 70–74):

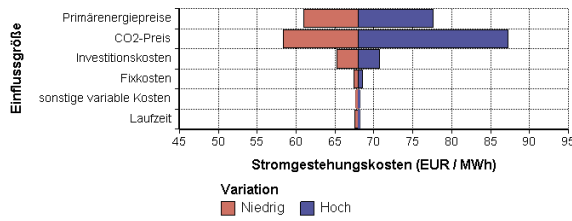


(a) Gestehungskosten

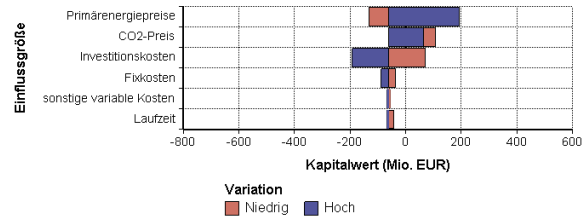


(b) Kapitalwert

Abbildung 70: Tornadografiken für ein neues 500 MW-Braunkohle-Kraftwerk mit Inbetriebnahme im Jahr 2010.

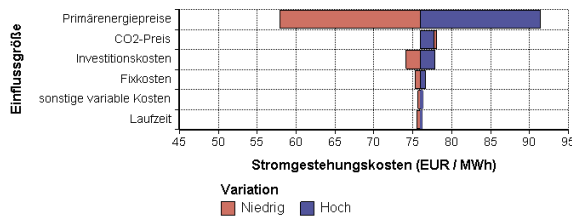


(a) Gestehungskosten

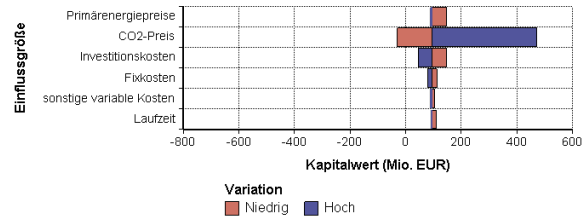


(b) Kapitalwert

Abbildung 71: Tornadografiken für ein neues 500 MW-Steinkohle-Kraftwerk mit Inbetriebnahme im Jahr 2010.

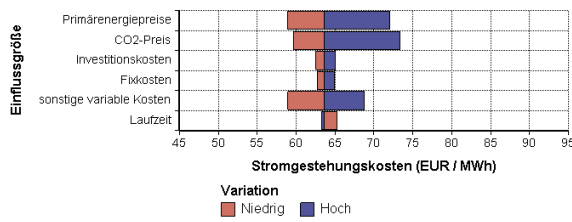


(a) Gestehungskosten

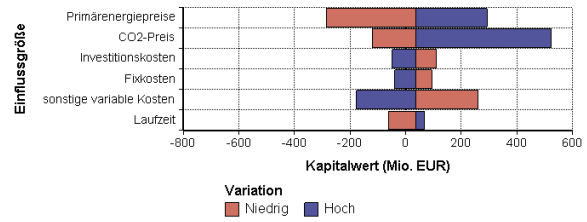


(b) Kapitalwert

Abbildung 72: Tornadografiken für ein neues 500 MW-GuD-Kraftwerk mit Inbetriebnahme im Jahr 2010.

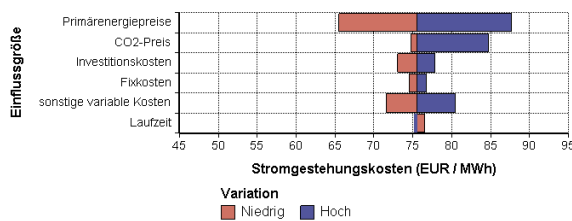


(a) Gestehungskosten

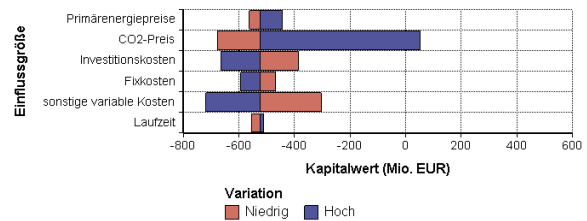


(b) Kapitalwert

Abbildung 73: Tornadografiken für ein neues 500 MW-Braunkohle-CCS-Kraftwerk mit Inbetriebnahme im Jahr 2020.



(a) Gestehungskosten



(b) Kapitalwert

Abbildung 74: Tornadografiken für ein neues 500 MW-Steinkohle-CCS-Kraftwerk mit Inbetriebnahme im Jahr 2020.

Einflussgröße	Niedrig	Referenz	Hoch
Brennstoffpreisszenario	Niedrig	Basis	Hoch
CO ₂ -Preisszenario	Niedrig	Basis	Sehr hoch
Investitionskosten	0,1-Quantil	Median	0,9-Quantil
Fixkosten	0,1-Quantil	Median	0,9-Quantil
sonstige variable Kosten	0,1-Quantil	Median	0,9-Quantil
Wirkungsgrad	0,1-Quantil	Median	0,9-Quantil
Stilllegungskosten	0,1-Quantil	Median	0,9-Quantil
Laufzeit	67%	100%	120%

Tabelle 21: Wahl der Referenzannahmen und der unteren und oberen Grenzen zu den Tornadografiken für Neuinvestitionen.

Braunkohle ist billig, die Verbrennung setzt im Vergleich zu den anderen fossilen Energieträgern jedoch besonders viel CO₂ frei. Dementsprechend halten sich die Kostenschwankungen bei den Brennstoffpreisen in Grenzen. Durch die hohen CO₂-Emissionen entstehen aber hohe Unwägbarkeiten durch die schlecht vorhersagbaren CO₂-Preise. Variationen anderer Einflussgrößen sind für die Gesteigungskosten vernachlässigbar. Die Stromgestehungskosten hängen also in hohem Maß vom CO₂-Preis ab.

Anders jedoch beim Kapitalwert: Über die Preisbildung anhand der Grenzkosten können CO₂-Kosten durch Kohlekraftwerke und zum Teil auch Gaskraftwerke in hohem Grad übergewälzt werden. Dadurch wird der Einfluss des CO₂-Preises auf den Kapitalwert stark gedämpft. Für den Kapitalwert sind die Schwankungen der Brennstoffpreise wesentlich entscheidender als die CO₂-Preise. Steigende Brennstoffpreise haben hier sogar einen positiven Effekt: Im Szenario hoher Brennstoffpreise steigen die Preise für Steinkohle und Gas weitaus stärker als für Braunkohle. Entsprechend steigt bei überschaubaren Mehrkosten durch teurere Braunkohle der am Markt gebildete Strompreis und damit Erlöse und Kapitalwert des Braunkohlekraftwerks.

Steinkohle hat im Vergleich zur Braunkohle einen höheren Brennwert. Um eine Einheit Strom herzustellen, wird also weniger Brennstoff verbraucht und weniger CO₂ emittiert als bei Braunkohle. Steinkohle ist jedoch höheren Preisschwankungen ausgesetzt. Dementsprechend zeigt sich bei der Stromgestehung eine größere Anfälligkeit gegenüber Brennstoffpreisrisiken und eine etwas geringere Anfälligkeit gegenüber CO₂-Preisrisiken als bei Braunkohle. Wieder dominieren die Variationen bei diesen Einflussgrößen die sonstigen Parameter.

Anders ist wiederum das Ergebnis beim Kapitalwert. Kosten für Brennstoffe und CO₂-Preise werden stärker überwältigt. Investitionskosten sind dagegen versenkte Kosten und können nicht weiter eingepreist werden. Daher hat die Variation der Investitionskosten deutlich größere Konsequenzen auf den Kapitalwert als bei den Stromgestehungskosten. Das mittlere CO₂-Preisniveau erweist sich als am ungünstigsten, da sich die Position zu den Hauptkonkurrenten verschlechtert, den Gaskraftwerken. Bei hohen CO₂-Preisen kommen dagegen die höheren Wirkungsgrade gegenüber älteren Kraftwerken wieder stärker zur Geltung.

Ein großer Anteil der Kosten eines *Gaskraftwerks* geht in die Beschaffung des Brennstoffs. Der Gaspreis weist abhängig von der weltweiten Energienachfrage relativ hohe Schwankungen auf. Dies überträgt sich zum einen direkt auf die Brennstoffkosten, zum anderen wirkt es indirekt über die Wettbewerbsposition und die dadurch veränderte Auslastung. Dementsprechend wirken sich Schwankungen im Gaspreis extrem stark auf die Gesteigungskosten eines Gaskraftwerks aus. Die Auswirkung des CO₂-Preises auf die Gesteigungskosten erscheint paradox: ein niedriger CO₂-Preis sorgt für höhere Gesteigungskosten. Dies folgt aus der Auslastung: Bei einem niedrigen CO₂-Preis sinkt die Auslastung des GuD-Kraftwerks durch die schlechtere Position gegenüber Kohlekraftwerken und dadurch werden die versenkten Kosten (Investitions- und Fixkosten) über eine kleinere Strommenge gestreckt. Daraus folgen insgesamt höhere Stückkosten. Dies erklärt das scheinbare Paradox.

Auf den Kapitalwert des GuD-Kraftwerks hat der CO₂-Preis wegen der stark variierenden Positionierung in der Merit Order einen außerordentlich großen Effekt, während sich die Variation der Brennstoffpreise infolge der Kostenüberwälzung dort nur wenig bemerkbar macht (was für die gewählten Wertekombination besonders gilt). Die Höhe des CO₂-Preises ist daher eine Schlüsselvariable für die Performance des GuD-Kraftwerks.

Bei den Gestehungskosten der *CCS-Kraftwerke* zeigen sich große Sensitivitäten bei drei Einflussvariablen: Primärenergiepreise, CO₂-Preise und sonstige variable Kosten (inklusive Entsorgungskosten). Die Kostenspannen bei der Variation des CO₂-Preises erscheinen angesichts der recht geringen Endemissionen und im Vergleich zu den Kraftwerken ohne CCS hoch. Dies liegt weniger an der Auslastung, sondern folgt vor allem aus dem späteren Investitionszeitpunkt (nun 2020) und der damit einhergehenden größeren Unsicherheit über die Höhe der CO₂-Preise.

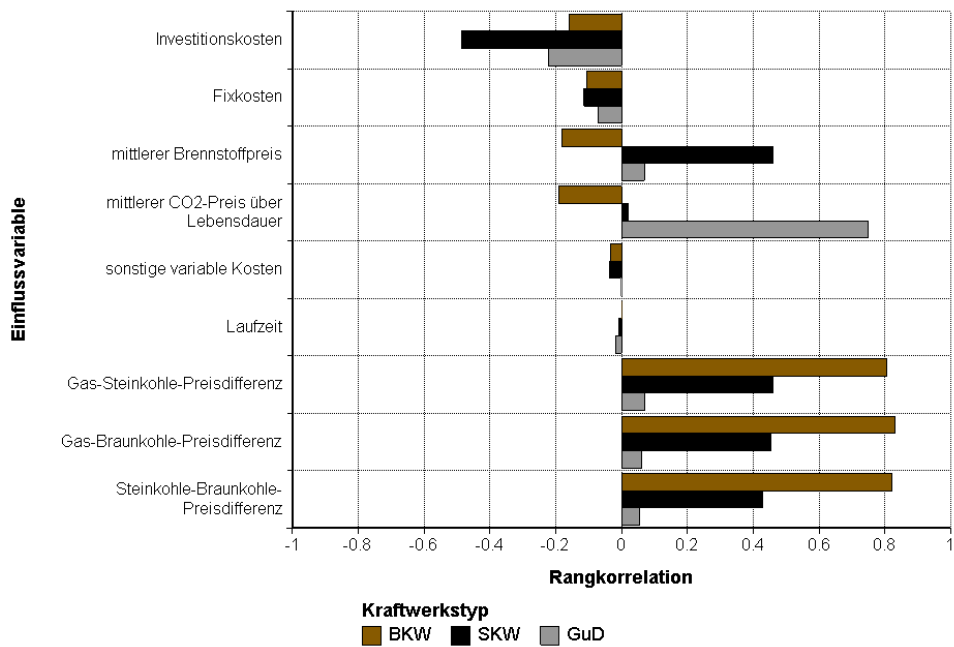
Die Spannbreiten sind auch bei den Kapitalwerten vergleichsweise groß. Dies weist auf eine hohe Unsicherheit über die Rentabilität von CCS-Kraftwerken hin. Bei CCS-Steinkohlekraftwerken haben die CO₂-Kosten den größten Einfluss auf den Kapitalwert. Bei CCS-Braunkohlekraftwerken sind auch Brennstoffpreise und die sonstigen variablen Kosten von fast ähnlich großer Relevanz. Die Unsicherheit über die Rentabilität der CCS-Kraftwerke wird sich zwar bis zur tatsächlichen Bauentscheidung noch etwas verringern. Die Befürworter von CCS müssen aber dennoch schon heute entscheiden, ob sie aufgrund späterer Gewinnmöglichkeiten in Forschung und Entwicklung investieren, um CCS zur Marktreife zu bringen.

Offenbar hat eine verkürzte oder verlängerte Laufzeit in allen Fällen wenig Einfluss auf den Kapitalwert der Kraftwerke. Dies lässt sich durch die Diskontierung erklären. Ein 2010 gebautes Kohlekraftwerk muss also nicht bis 2050 betrieben werden, um sich zu rentieren. Die ersten zwei Jahrzehnte sind entscheidend. Dies kann zum Teil erklären, weswegen trotz der langfristig restriktiven Klimaschutzziele weiterhin noch zahlreiche Kohlekraftwerke geplant werden.

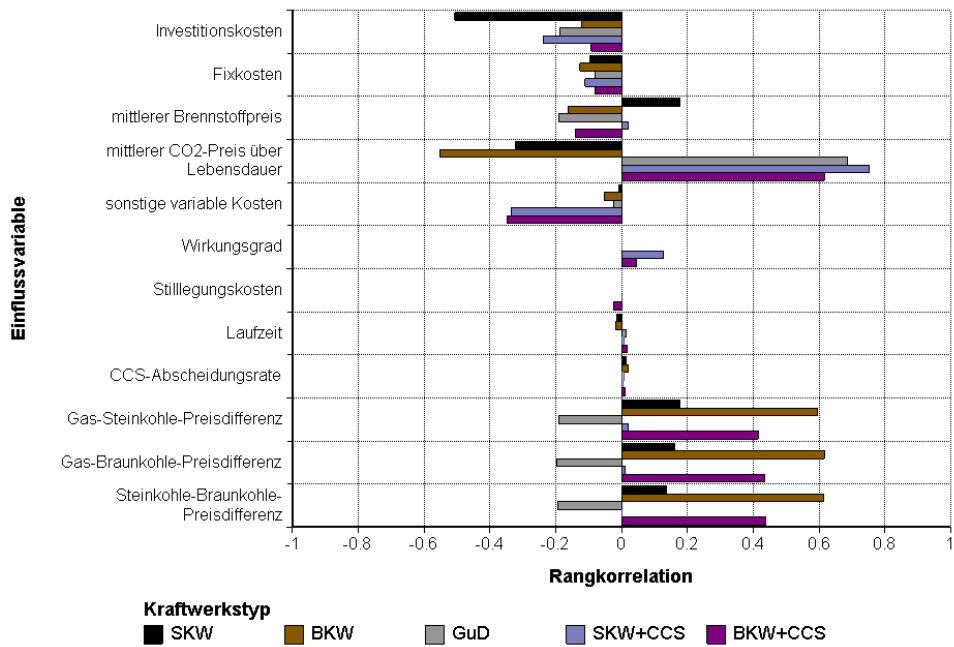
Rangkorrelationen Ähnliche Ergebnisse liefert auch die Rangkorrelationsanalyse (Abb. 75). Ihr liegt die Rangkorrelation des Kapitalwerts zur jeweiligen Einflussgröße zugrunde (S. 120). Die wesentlichen Einflussvariablen bei den 2010 in Betrieb genommenen Kohlekraftwerken sind demnach die Brennstoffpreise, bzw. in erster Linie die Brennstoffpreisdifferenzen. Bei den Braunkohlekraftwerken wird besonders deutlich, dass weniger die absolute Höhe der Brennstoffpreise als die Preisspannen zwischen den Brennstoffen entscheidend sind. Bei den Steinkohlekraftwerken fallen auch die Investitionskosten stärker ins Gewicht. Bei Gaskraftwerken ist die Höhe des CO₂-Preises die mit Abstand einflussreichste Variable.

Die Beobachtungen gelten auch für die 2025 in Betrieb gehenden Kraftwerke. Hinzu kommen dort noch die CCS-Kraftwerke. Hohe Relevanz haben dort vor allem die mittleren CO₂-Preise, aber auch die sonstigen variablen Kosten (Entsorgungskosten) und die Brennstoffpreisspannen. Die Variation bei der Abscheidungsrate hat dagegen nur geringen Einfluss. Geringen Einfluss haben auch die Variationen des Wirkungsgrads und der Stilllegungskosten.

Überraschend ist der geringe Einfluss der CO₂-Preise auf die 2010 in Betrieb genommenen konventionellen Kohlekraftwerke. Bei den Bestandsportfolien wurde bereits festgestellt, dass kein monotoner Zusammenhang zwischen Kapitalwert und CO₂-Preis besteht. Für die Einzelkraftwerke dürfte ähnliches gelten, was die Aussagekraft der Rangkorrelationen entkräftet. Der Einfluss der CO₂-Preise auf Kraftwerksneubauten wird daher im folgenden Abschnitt genauer untersucht. In diesem Zusammenhang lohnt es sich auch, die Rolle der Windfall-Profiten und ihr Wegfall ab 2013 zu betrachten.



(a) Inbetriebnahme 2010



(b) Inbetriebnahme 2025

Abbildung 75: Rangkorrelation von Kapitalwerts und verschiedenen Einflussgrößen für verschiedene Kraftwerkstypen.

9.4 Auswirkung des Emissionshandels und der Zertifikatspreise

Klimapolitik sollte CO₂-intensive Kraftwerke grundsätzlich unrentabler machen. Dem wirkt aber die kostenlose Zuteilung von Emissionsberechtigungen entgegen, die den Betreibern unter anderem aus Bestandschutzgründen zugestanden wurde. Bei den Bestandsportfolien hatte dies starke Zusatzgewinne zur Folge (vgl. S. 128). Ein Automatismus wie „hohe CO₂-Preise senken die Rentabilität von Kohlekraftwerken“ muss also auch für neue fossile Kraftwerke nicht gelten. Die Wirkung dieser gegenläufigen Regelungen soll nun quantifiziert werden. Es werden drei Effekte bewertet: Die Dauer der Gratiszuteilung von Emissionsberechtigungen, die daraus folgenden Windfall-Profiten im Vergleich zu einem möglichen Investitionszuschuss und der Einfluss der zukünftigen Zertifikatspreise.

CO₂-Preise und absolute Rentabilität Zuerst werden für die Kraftwerkneubauten die CO₂-Preisschwellen für einen rentablen Betrieb identifiziert. Dabei wird zusätzlich nach den drei Brennstoffszennarien und dem Jahr der Inbetriebnahme differenziert. Für die Kraftwerkparameter wird der jeweilige Median unterstellt. Darüber hinaus gelte der konstante Aufschlag, verlängerte AKW-Laufzeiten um 8 Jahre und die Kraftwerksersetzung wie im Referenz-Ersatzszenario. Unsicherheiten über die Einflussgrößen werden erst zu einem späteren Zeitpunkt betrachtet (vgl. S. 160).

Um die Darstellung des Kapitalwerts in Abhängigkeit von Inbetriebnahme und CO₂-Preis zu ermöglichen, werden zeitlich konstante CO₂-Preise verwendet. Die Berechnungen geschehen mit der endogen (d.h. gemäß Merit Order-Modell) bestimmten Auslastung. Das Kraftwerk beginnt dann in den ersten Jahren mit einer hohen Auslastung, die im Laufe der Jahre durch die Konkurrenz mit weiteren neuen Kraftwerken zurückgeht. Die Kraftwerke produzieren also stets in dem für sie typischen Lastbereich. Das Ergebnis dieser Berechnungen zeigt Abb. 76.

Das *Braunkohlekraftwerk* erweist sich unter vielen Preiskonstellationen als rentabel. Solange noch eine kostenlose Zuteilung von Emissionsberechtigungen erfolgt (also bis 2012), rechnet sich der Bau selbst bei ungünstigen Konstellationen (niedrige Brennstoffpreise und hohe CO₂-Preise). Bei mittleren oder hohen Brennstoffkosten ist der Bau eines Braunkohlekraftwerks auch bei höheren CO₂-Preisen auf absehbare Zeit noch rentabel. Dies unterstreicht die zuvor gemachte Beobachtung, dass die Brennstoff- und nicht die CO₂-Preise die Schlüsselvariablen für Braunkohlekraftwerke sind. Das Braunkohlekraftwerk wird im Niedrig-Brennstoffszenario bei CO₂-Preisen über ca. 20 €/t CO₂ unrentabel, sobald die kostenlose Zuteilung von Emissionsberechtigungen endet (in dieser Konstellation könnte ggfs. noch eine CCS-Nachrüstung in Frage kommen).

Der Bau eines *Steinkohlekraftwerks* lohnt sich dagegen in weniger Fällen. In erster Linie ist ein niedriger CO₂-Preis ausschlaggebend. Allerdings würde sich während der NAP 2-Periode die Investition auch bei sehr hohen CO₂-Preisen rentieren, was am hohen Wirkungsgrad des neuen Kraftwerks liegt. Ab 2013 lohnt sich der Bau von Steinkohlekraftwerken nur noch bei hohen Brennstoffpreisen, oder niedrigen CO₂-Preisen bzw. bei extrem hohen CO₂-Preisen. Die Verschlechterung ab 2013 liegt am Übergang von der kostenlosen Zuteilung von Emissionsrechten zur Auktionierung und dem hierdurch bedingten Wegfall der Windfall-Profiten.

Das *GuD-Kraftwerk* ist nur bei hohen CO₂-Preisen rentabel. Die Schwelle liegt zunächst bei etwa 20 €/t CO₂. Durch die relativ zur Kohle stärker ansteigenden Gaspreise und die zunehmende Konkurrenz mit weiteren emissionsärmeren Kraftwerken verschlechtert sich die Rentabilität der GuD-Kraftwerke langfristig, d.h. die zum rentablen Betrieb notwendigen CO₂-Preise steigen.

Der Bau von CCS-Kraftwerken ist annahmegemäß frühestens ab dem Jahr 2020 möglich. *CCS-Steinkohlekraftwerke* lohnen sich erst ab CO₂-Preisen von etwa 60 €/t CO₂ aufwärts. Eine bessere Performance ergibt sich für *CCS-Braunkohlekraftwerke*. Bei niedrigen Brennstoffpreisen können sie ihre geringen Brennstoffkosten im Wettbewerb mit den anderen Erzeugungsformen nicht stark genug ausspielen und

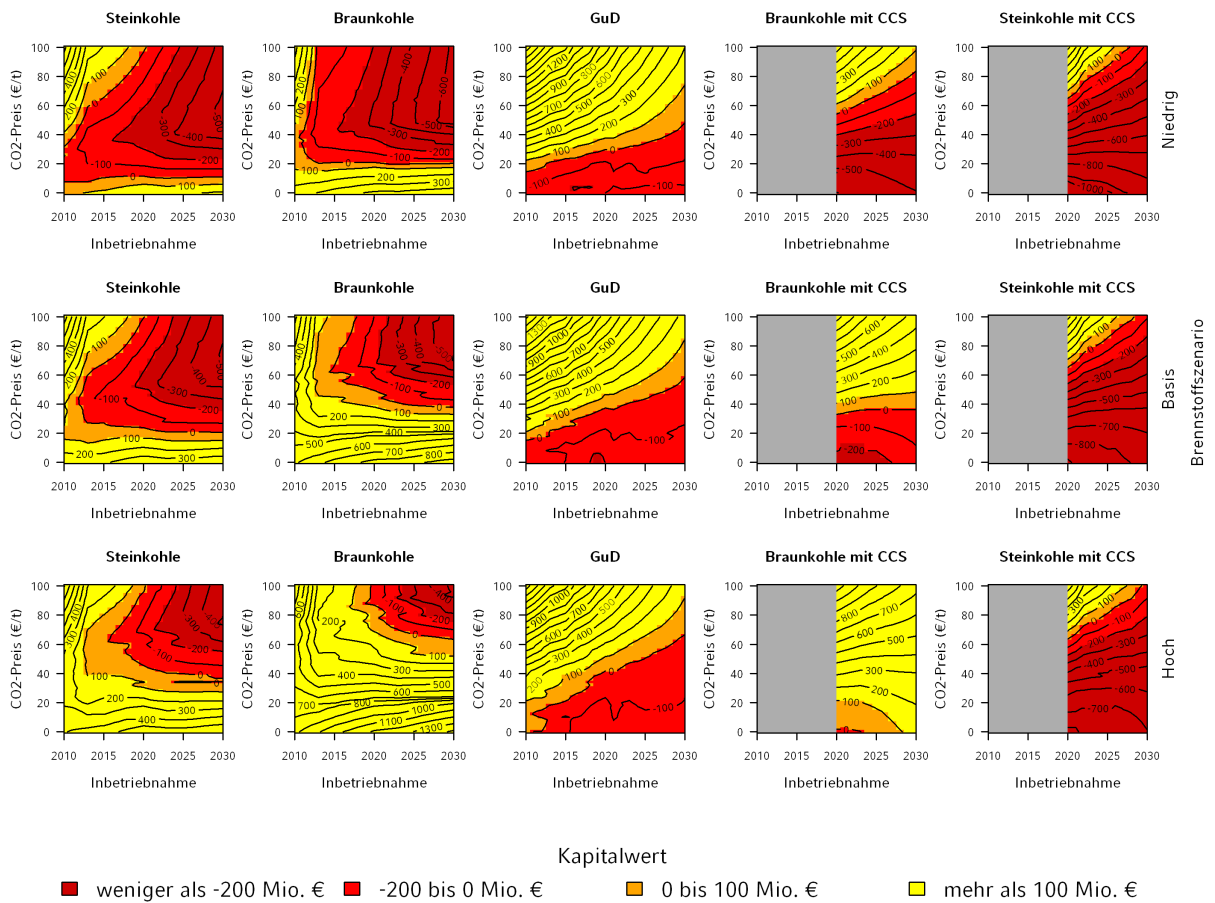


Abbildung 76: Rentabilität von Einzelkraftwerken in Abhängigkeit vom CO₂-Preis, dem Zeitpunkt der Inbetriebnahme und den drei Brennstoffszszenarien.

benötigen CO₂-Preise von mindestens 50 €/t CO₂. In den beiden anderen Brennstoffpreisszenarien erweisen sich CCS-Braunkohlekraftwerke schon bei deutlich niedrigeren CO₂-Preisen als rentabel. Solange die rechtlichen Rahmenbedingungen bis dahin geschaffen werden und sich die Kosten für Transport und Deponierung nicht ungünstiger als angenommen entwickeln, stellen Braunkohle-CCS-Kraftwerke dann profitable Investitionen dar. Die CO₂-Entsorgungskosten stellen jedoch ein unsicheres Element dar. Dies wurde hier nicht erfasst und könnte die Rentabilitätsschwellen merklich verschieben.

In den Kapitalwerten ist ein Aufschlag von 5–7,5 €/MWh unterstellt. Glaubt man den Aussagen der Stromkonzerne, die von einem funktionierenden Wettbewerb sprechen, so dürfte es diesen Aufschlag nicht geben. Unterstellt man für ein 500 MW Kraftwerk eine jährliche Stromproduktion von ca. 4 TWh unter Vollast, würde ein Aufschlag von 5 €/MWh jährlich etwa 20 Mio. € erbringen. Über die Laufzeit bedeutet dies einen Effekt von relevanter Größenordnung. Auch die Höhe der Investitionskosten und der Speicherkosten bei CCS-Kraftwerken gehören zu den unmittelbar relevanten Einflussgrößen. Eine Darstellung, welche die damit verbundenen Unsicherheiten berücksichtigt, findet sich auf S. 160.

Windfall-Profite und Investitionszuschüsse Neuanlagen erhalten in der NAP 2-Periode kostenlose Emissionsberechtigungen. Die Anzahl folgt aus brennstoffspezifischen Benchmarks (750 g CO₂/kWh bei Stein- und Braunkohle, 365 g CO₂/kWh bei Gas) und zugehörigen Standardauslastungsfaktoren (94 % Auslastung für Braunkohlekraftwerke, sonst 86 %). Die Benchmark bevorzugt Kohlekraftwerke deutlich gegenüber Gaskraftwerken, die Standardauslastungsfaktoren bevorzugen Braunkohlekraftwerke. Der Vorteil lässt sich einfach quantifizieren: Ein Kraftwerksneubau wird in Höhe des Wertes der Gratisausstattung bezuschusst. Die Zertifikatsmenge lässt sich aus dem Zuteilungsgesetz 2012 exakt ableiten. Ein neues 500 MW Ersatzkraftwerk erhält jährliche Gutschriften von 2,37 Mio. t CO₂ bei einem Steinkohle-, 2,61 Mio. t CO₂ bei einem Braunkohle- und 1,16 Mio. t CO₂ bei einem Gaskraftwerk. Diese Emissionsrechte besitzen bei einem CO₂-Preis von 15 €/t CO₂ einen Wert von 17 Mio. € (GuD) und 35–40 Mio. € (Kohle). Diese indirekten Subventionen können jedes Jahr bis einschließlich 2012 eingestrichen werden.

Nach 2012 fällt mit dem Übergang zur Vollauktionierung dieser Vorteil weg. Zwischen 2013 und 2016 könnte jedoch auf Basis einer Regelung im EU-Energie- und Klimapaket vom Dezember 2008 noch ein Zuschuss für CCS-bereite Kraftwerke von bis zu 15 % der Investitionskosten gewährt werden. Dabei ist undefiniert, welche zusätzlichen Nachweise für die CCS-Reife zu erbringen seien (siehe S. 74). Im großzügigsten Fall könnten lediglich Freiflächen ausreichen.

Nach einer kleinen Anfrage der Grünen vom April 2009 plante die (vorherige) Bundesregierung nicht, sich über die Förderung von Demonstrationsanlagen hinaus „an der Finanzierung von CCS-Kohlekraftwerken zu beteiligen“ (Deutscher Bundestag, 2009a). Demnach wäre mit keinem Investitionszuschuss zu rechnen. Diese Entscheidung wird die neue Bundesregierung treffen müssen (siehe S. 174).

Abb. 77 vergleicht die Windfall-Profite mit dem möglichen Investitionszuschuss. Dargestellt ist der Barwert, bezogen auf das jeweilige Jahr der Inbetriebnahme. Die Wahrscheinlichkeitsverteilung folgt aus den unsicheren CO₂-Preisen bzw. den unsicheren Investitionskosten. Die stärkere Begünstigung von Kohlekraftwerken verglichen mit Gaskraftwerken ist klar ersichtlich. Der relative Anteil an den Investitionskosten ist allerdings in etwa gleich.

Verglichen mit dem direkten Investitionszuschuss ist der Anreiz größer, unter Mitnahme der Windfall-Profite noch rechtzeitig, d.h. bis 2010, ein Kraftwerk in Betrieb zu nehmen. Wenn man Mehrinvestitionskosten für den Nachweis der CCS-Reife vernachlässigt, so würde der Vorteil aus dem Investitionszuschuss für ein 500 MW-Kohlekraftwerk einmalig bei etwa 90 Millionen € liegen. Die Windfall-Profite durch die kostenlos zugeteilten Zertifikate fallen dagegen jährlich an.

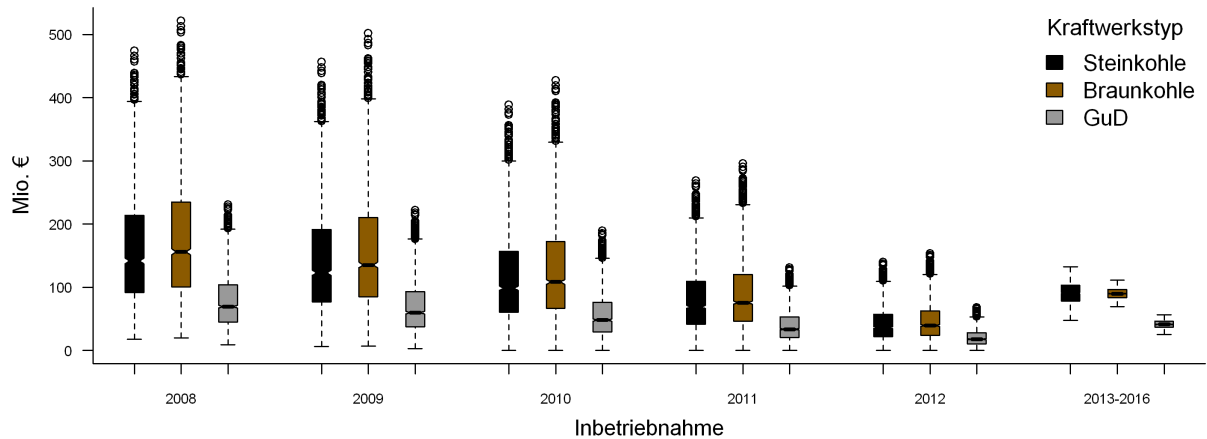


Abbildung 77: (De facto) Subventionen für ein 500 MW-Kraftwerk: Wert der Gratiszertifikate (Inbetriebnahme bis 2012) bzw. potenzieller Investitionszuschuss (Inbetriebnahme 2013–2016).

Einfluss der Dauer der Gratiszuteilung Hinsichtlich laufender Bauprojekte ist ein Blick in die Zeit vor Verabschiedung des EU-Energie- und Klimapakets interessant: Kraftwerksinvestoren konnten nicht wissen, ob es nach 2012 weiter eine Gratiszuteilung von Emissionsberechtigungen geben würde. Dadurch hätten sie Anlass gehabt, weiterhin auf hohe Erträge zu spekulieren. Dies könnte möglicherweise für die Investition den Ausschlag gegeben haben. Der Effekt lässt sich mit einer subjektiven Wahrscheinlichkeit über das Ende der Gratiszuteilung leicht quantifizieren. Aus der in Abb. 78(a) dargestellten Verteilung und der CO₂-Preisverteilung folgt für ein 2010 in Betrieb genommenes Kraftwerk die in Abb. 78(b) dargestellte Verteilung. Im Erwartungswert resultieren daraus etwa 220 Mio. € für ein Braunkohlekraftwerk, 200 Mio. € für ein Steinkohlekraftwerk und 100 Mio. € für ein Gaskraftwerk.

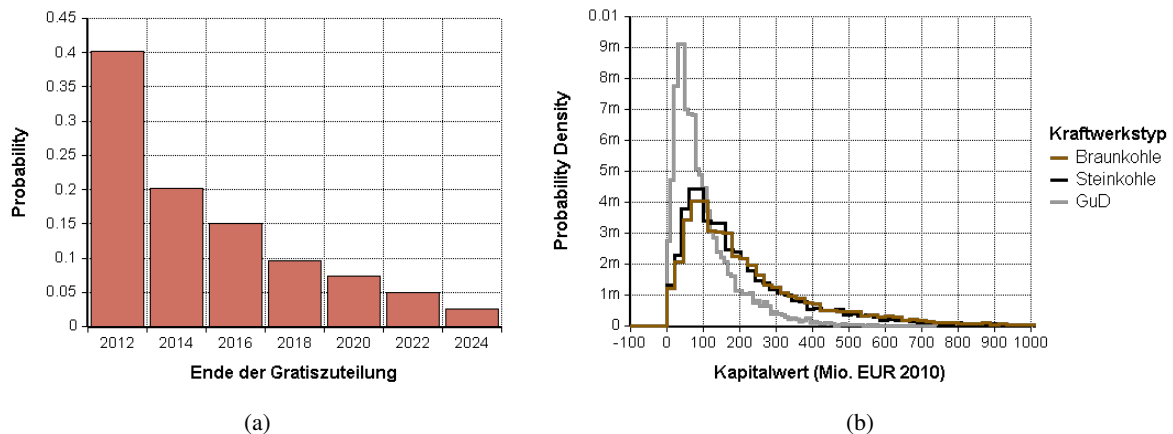


Abbildung 78: Unsicherheit über das Ende der Gratiszuteilung von Emissionsrechten (EUAs) und der daraus folgende Kapitalwert der Gratiszertifikate (bei Inbetriebnahme des Kraftwerks 2010).

Das Gedankenexperiment liefert damit eine mögliche Begründung für die Stornierungen von Kraftwerksprojekten in den letzten Monaten: Die Gewinnaussichten haben sich mit dem Beschluss zum Übergang zur Vollauktionierung für die fossilen Kraftwerke deutlich verschlechtert. Dies zeigen auch Streugrafiken (Abb. 79), wenn neben 2010 auch das Jahr 2013 als Jahr der Inbetriebnahme betrachtet wird. Dem späteren Kraftwerksprojekt fehlen die aus drei Jahren kostenloser Zertifikatezuteilung resultierenden Vorteile. Dies senkt die Rentabilität deutlich.

Abb. 79 illustriert auch die nicht-lineare Abhängigkeit zwischen CO₂-Preis und Kapitalwert. Die Ab-

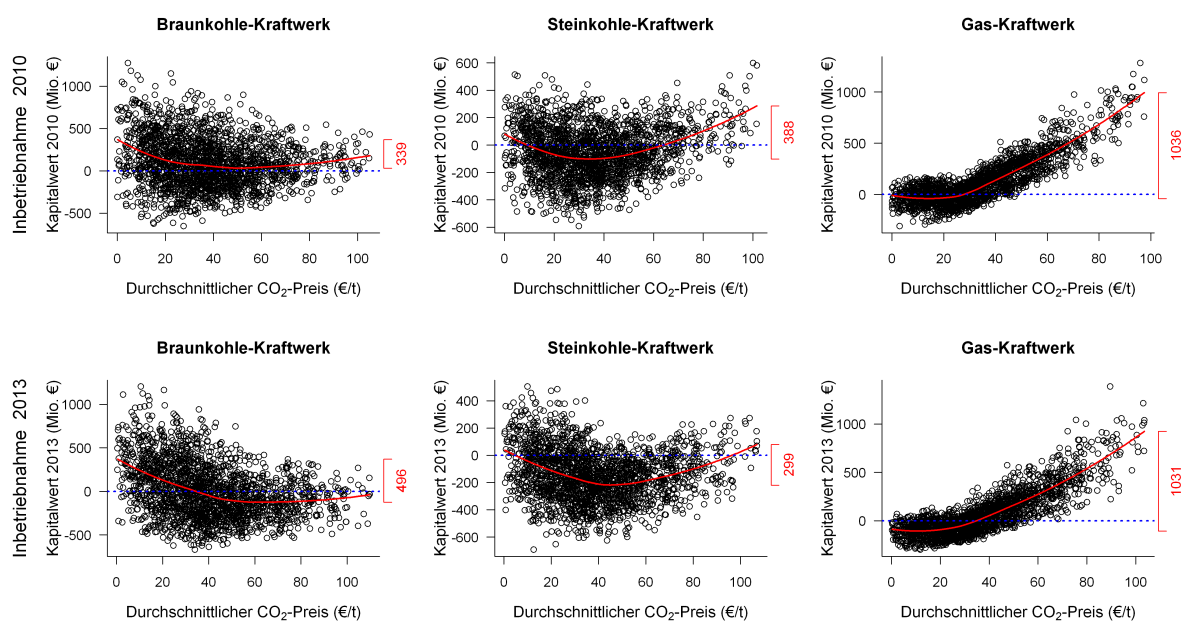


Abbildung 79: Kapitalwert in Abhängigkeit vom (über die Laufzeit gemittelten) CO₂-Preis für 500 MW-Kraftwerke mit Inbetriebnahme 2010 und 2013. 2000 Realisationen.

hängigkeit ist für Gaskraftwerke oberhalb einer Preisschwelle von etwa 20 €/t CO₂ streng monoton. Bei Kohlekraftwerken sinkt die Rentabilität mit steigenden CO₂-Preisen zunächst. Sie werden erst oberhalb einer recht hohen CO₂-Preisschwelle wieder rentabler, wenn sie ihre Effizienzvorteile ausspielen können. Die positive Wirkung hoher CO₂-Preise ist nach Ablauf der Gratiszuteilung aber sichtlich geringer.

9.5 Unsicherheitsanalyse

Streugrafiken Abschließend wird der Einfluss der unsicheren Werttreiber über Streugrafiken miteinander verglichen. Auf den Seiten 155 bis 159 sind Streugrafiken für Braunkohle-, Steinkohle- und Gaskraftwerke mit Inbetriebnahme 2010 und für CCS-Braunkohle- und CCS-Steinkohlekraftwerken mit Inbetriebnahme 2025 abgebildet. Für die beteiligten stochastischen Einflussvariablen werden die in den Kapiteln 5 und 7 definierten Wahrscheinlichkeitsverteilungen unterstellt (eine Übersicht der Verteilungen findet sich auf S. 177); zusätzlich wurde für die Laufzeit eine Dreiecksverteilung (mit 80 %, 100 %, 125 % der typischen Laufzeit) und für die Ersatzszenarien eine Gleichverteilung unterstellt.

Die Grafiken bestätigen einige der bisherigen Ergebnisse und erlauben darüber hinaus eine verbesserte Einschätzung des Einflusses. Die durch lokal gewichtete Regression errechneten roten Hilfslinien unterstreichen die Abhängigkeitsbeziehung zwischen Kapitalwert und Treibervariable.

Beim *Braunkohlekraftwerk* ist die Preisdifferenz zwischen Braunkohle und den anderen Primärenergieträgern die Variable mit dem größten Einfluss. Da die Braunkohlepreise unabhängig von den Preisen der anderen Primärenergieträger verteilt sind, ist der negative Zusammenhang zwischen Braunkohlepreisen und Kapitalwert verständlich (höhere Brennstoffkosten, während die Strompreise meist durch Nicht-Braunkohle-Grenzkraftwerke gesetzt wird). Verständlich wird dadurch auch die positive Korrelation zwischen Kapitalwert und den Preisspannen zu den anderen Brennstoffen (höhere Deckungsbeiträge aufgrund des höheren Kostenvorteils gegenüber den Nicht-Braunkohle-Grenzkraftwerken)¹⁸.

¹⁸Die Abhängigkeit von Kapitalwert und Brennstoffpreisen ist anders als bei den Tornadografiken auf S. 145. Dort waren die Braunkohlepreise nicht stochastisch und über die Szenarien positiv mit den anderen Brennstoffpreisen korreliert. Nun sind sie unkorreliert und stochastisch.

Bei steigenden CO₂-Preisen sinkt der Wert des Kraftwerks, ab einer Schwelle von etwa 50 €/t CO₂ steigt er durch Effizienzvorteile gegenüber älteren Kohlekraftwerken wieder. Die Art des Aufschlags auf den markträumenden Strompreis ist ähnlich relevant wie der CO₂-Preis. Ohne Aufschlag liegt der Median der Kapitalwertverteilung um 280 Mio. € niedriger als bei einem festen Aufschlag. Fällt der Aufschlag nur in hohen Lastbereichen an, ist der Median um 140 Mio. € höher als ohne Aufschlag.

Beim *Steinkohlekraftwerk* sind die Investitionskosten, die Höhe des Aufschlags sowie Brennstoff- und CO₂-Preise relevante Treiber. Keine der Größen ist aber klar dominant. Die breite Verteilung der Investitionskosten hat einen merklichen negativen Einfluss auf den Kapitalwert. Die positive Abhängigkeit bei den Brennstoffkosten folgt aus den Korrelationen von Steinkohlepreis und Gaspreis: Gegenüber Gaskraftwerken profitiert es, weil deren Brennstoffkosten noch stärker steigen. Gegenüber alten Kohlekraftwerken profitiert das neue Steinkohlekraftwerk zusätzlich durch seinen höheren Wirkungsgrad. Analog profitiert es auch von gestiegenen Preisspannen zwischen Gas- und Steinkohle sowie zwischen Steinkohle und Braunkohle. Wie beim Braunkohlekraftwerk zeigt sich eine Nicht-Monotonie zwischen CO₂-Preis und Kapitalwert, wobei der Scheitelpunkt knapp unter 40 €/t CO₂ liegt. Ohne Aufschlag liegt der Median des Kapitalwerts um 230 Mio. € niedriger als bei einem konstanten Aufschlag. Fällt der Aufschlag nur in hohen Lastbereichen an, ist der Median um 140 Mio. € höher als ohne Aufschlag.

Beim *Gaskraftwerk* ist der CO₂-Preis die klar dominierende Einflussgröße. Die positive Abhängigkeit ist nicht-linear, aber jenseits von 20 €/t CO₂ stark positiv. Der Vorteil aus den bei steigenden CO₂-Preisen relativ zu den anderen Kraftwerken geringeren Mehrkosten pro Stromeinheit wird durch die gleichzeitig zunehmende Auslastung noch verstärkt. Überraschend ist der geringe Einfluss des Gaspreises. Das Gaskraftwerk wird aber häufig dann produzieren, wenn ein Gaskraftwerk auch Grenzkraftwerk ist und somit die Mehrkosten überwälzt werden. Durch höhere Gaspreise wird die Auslastung zwar tendenziell etwas gesenkt, diesen Nachteil würde das neue Gaskraftwerk aber durch höhere Wirkungsgrade gegenüber älteren Gaskraftwerken wieder wettmachen. Ohne Aufschlag liegt der Median der Kapitalwertverteilung um 110 Mio. € niedriger als bei einem konstanten Aufschlag. Fällt der Aufschlag nur in hohen Lastbereichen an, ist der Median um 140 Mio. € höher als ohne Aufschlag.

Beim *CCS-Braunkohlekraftwerk* sind die wesentlichen Einflussgrößen der CO₂-Preis, die sonstigen variablen Kosten (inkl. Entsorgungskosten) sowie die Brennstoffkosten und -preisspannen, die Ersatzszenarien und der Aufschlag. Die starke Abhängigkeit vom CO₂-Preis lässt sich über steigende Deckungsbeiträge bei steigenden CO₂-Preisen erklären. Allerdings ist der CO₂-Preis keine so dominante Variable wie beim Gaskraftwerk, da das CCS-Braunkohlekraftwerk schon bei niedrigen CO₂-Preisen unter Vollast läuft. Die Rentabilitätsschwelle, also der CO₂-Preis, bei dem die Trendlinie die Null des Kapitalwerts passiert, liegt bei 50 €/t CO₂.

Wegen der hohen Unsicherheit über die Entsorgungskosten haben die sonstigen variablen Kosten einen hohen negativen Einfluss. Auch die Brennstoffpreise spielen eine signifikante Rolle. Da die Braunkohlepreise hier unkorreliert mit Gas- und Steinkohlepreisen sind, gilt gleiches wie beim Braunkohlekraftwerk ohne Abscheidung: Steigende Braunkohlepreise sind negativ für den Kapitalwert, steigende Preisspannen zu den anderen Primärenergieträgern haben aber einen positiven Effekt. Die Ersatzszenarien haben eine größere Relevanz als bei den zuvor für das Jahr 2010 betrachteten Kraftwerksinvestitionen, da die Merit Order mit der späten Inbetriebnahme des CCS-Kraftwerks stärker verändert ist. Die verlängerten Laufzeiten der AKWs schlagen ebenfalls leicht zu Buche, da bei einer starken Verlängerung der Laufzeiten die Atomkraftwerke natürliche Konkurrenten der CCS-Braunkohlekraftwerke sind.

Beim *CCS-Steinkohlekraftwerk* gilt Ähnliches wie beim CCS-Braunkohlekraftwerk. Der Einfluss des CO₂-Preises ist aber trotz der geringeren Emissionen deutlich dominanter gegenüber anderen Einflussgrößen, da sich die CO₂-Preise stärker auf die Auslastung auswirken. Die Rentabilitätsschwelle wird einzig bei hohen CO₂-Preisen überschritten (77 €/t CO₂). Bei allen anderen Variablen liegt die rote Trendlinie immer unterhalb der Null. Offensichtlich sind hohe CO₂-Preise daher die Schlüsselvariable für die Rentabilität der CCS-Steinkohlekraftwerke. Mit einigem Abstand sind die sonstigen variablen

Kosten (Entsorgungskosten) die nächstbedeutende Einflussgröße, noch vor den ebenfalls relevanten Investitionskosten. Steigende Brennstoffpreise und Preisdifferenzen stellen anders als beim konventionellen Steinkohlekraftwerk keinen Vorteil mehr dar. Dies liegt daran, dass beim betrachteten Zeitpunkt die alten Gaskraftwerke und einige ineffiziente Kohlekraftwerke aus der Merit Order ausgeschieden sind. Insgesamt ist die Performance des CCS-Steinkohlekraftwerks sehr schlecht.

Die Laufzeit der Kraftwerke und die Laufzeitverlängerung der Atomkraftwerke haben insgesamt wenig Einfluss auf die Kapitalwerte. Ersteres liegt an der Diskontierung. Zweiteres liegt vor allem daran, dass auslaufende AKWs per Annahme durch andere Kraftwerke ersetzt werden. Die Merit Order wäre steiler, wenn die AKWs einfach wegfallen würden, und würde die Kapitalwerte dann über höhere Deckungsbeiträge stärker beeinflussen.

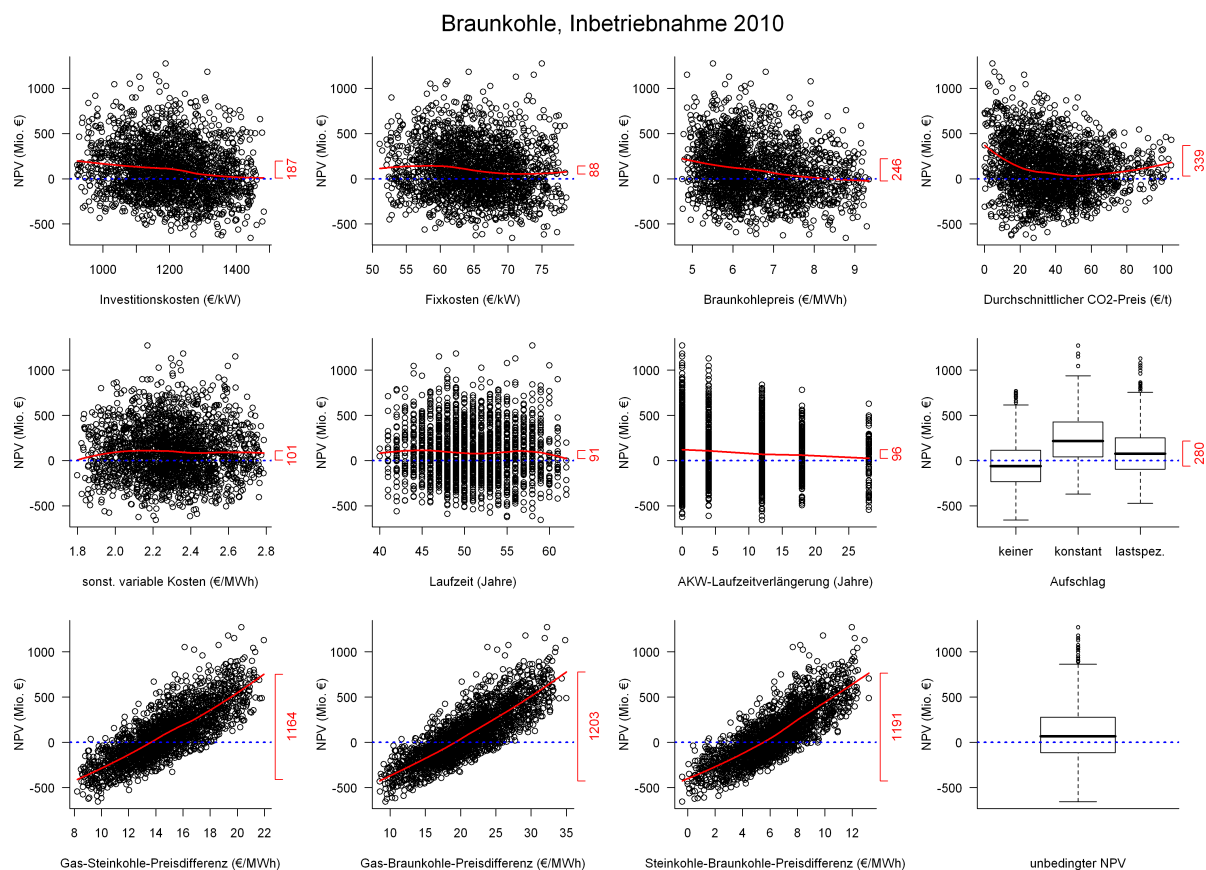


Abbildung 80: Streugrafik für den Kapitalwert 2010 eines neuen Braunkohlekraftwerks mit 500 MW und Inbetriebnahme 2010 gegenüber verschiedenen unsicheren Einflussgrößen. 2000 Realisationen.

CO₂-Preisrisiken unter Unsicherheit Da ein Schwerpunkt dieser Arbeit auf Klimarisiken liegt, werden die Rentabilitätsschwellen für den CO₂-Preis noch einmal unter Einbeziehung der Unsicherheiten betrachtet. Anders als auf S. 150, wo für die meisten Einflussgrößen der Median oder ein Referenzwert unterstellt wurde, werden nun überall Verteilungen verwendet. Der Kapitalwert des neuen Kraftwerks ist hier daher eine Zufallsvariable in Abhängigkeit des Jahres der Inbetriebnahme und des (zeitlich konstant gehaltenen) CO₂-Preises. Aus der per Simulation errechneten Kapitalwertverteilung werden der Erwartungswert sowie – zur Einschätzung der Unsicherheit – das 0,25- sowie das 0,75-Quantil bestimmt. Die Ergebnisse zeigt Abb. 85.

Die Grundmuster sind ähnlich wie bei Abbildung 76 auf S. 150. Einigermaßen direkt vergleichbar sind allerdings nur die mittleren Zeilen der Abbildungen 85 und 76. Der erwartete Kapitalwert hier entspricht

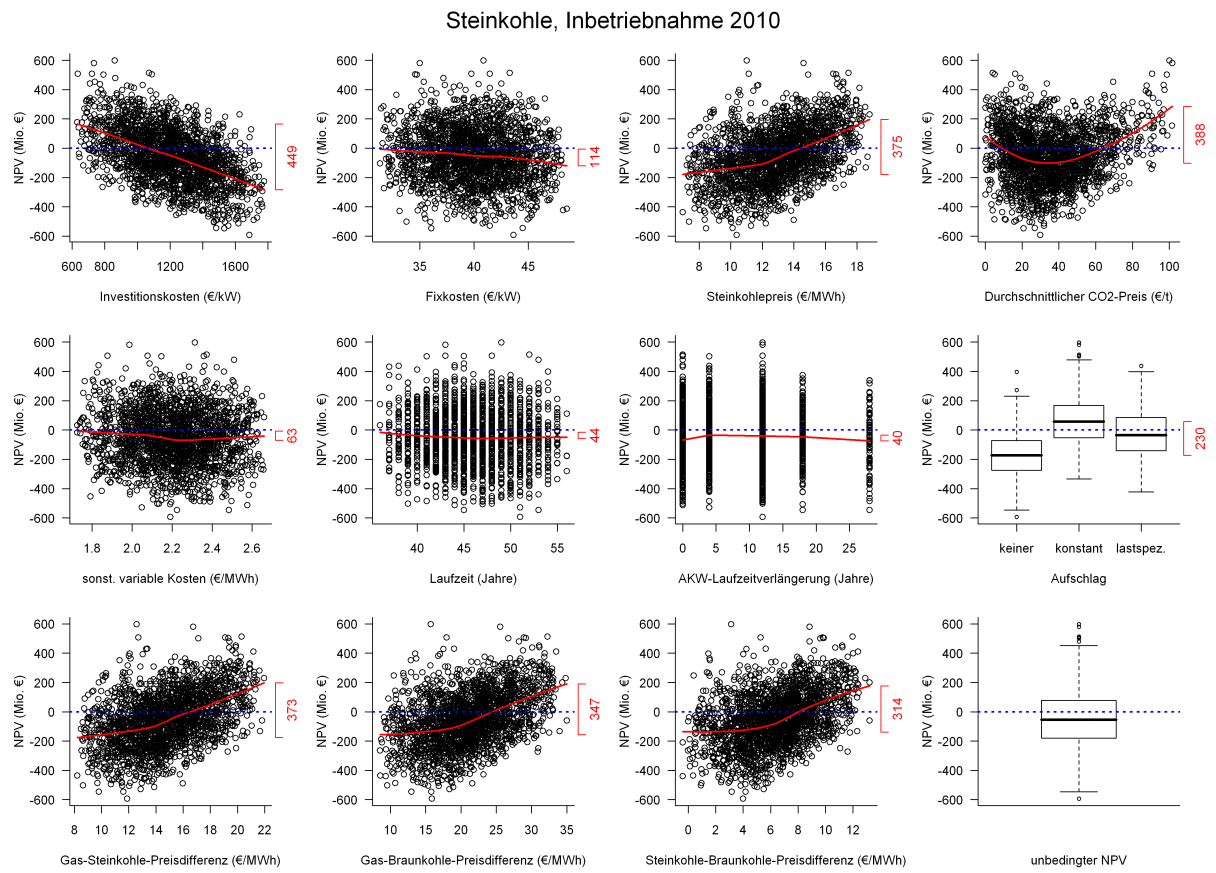


Abbildung 81: Streugrafik für den Kapitalwert 2010 eines neuen Steinkohlekraftwerks mit 500 MW und Inbetriebnahme 2010 gegenüber verschiedenen unsicheren Einflussgrößen. 2000 Realisationen.

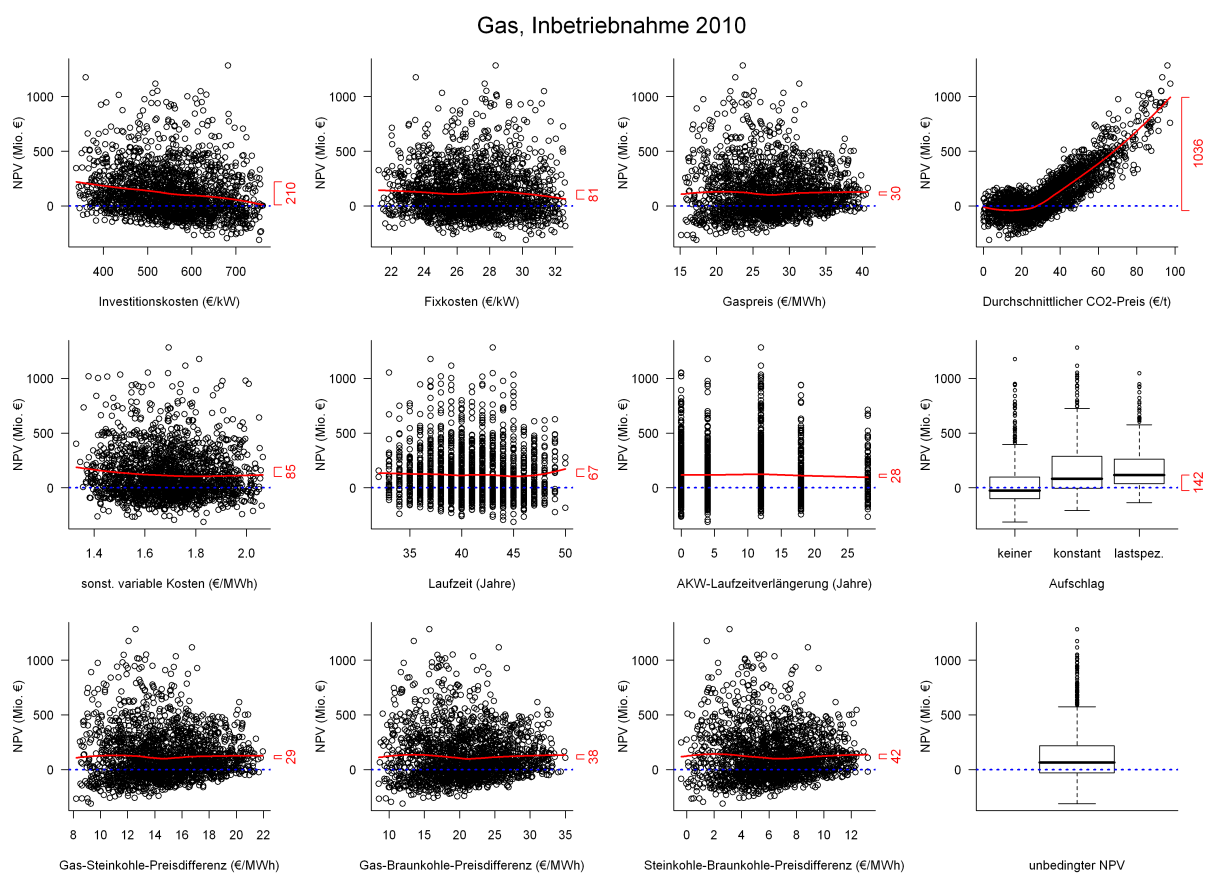


Abbildung 82: Streugrafik für den Kapitalwert 2010 eines neuen GuD-Kraftwerks mit 500 MW und Inbetriebnahme 2010 gegenüber verschiedenen unsicheren Einflussgrößen. 2000 Realisationen.

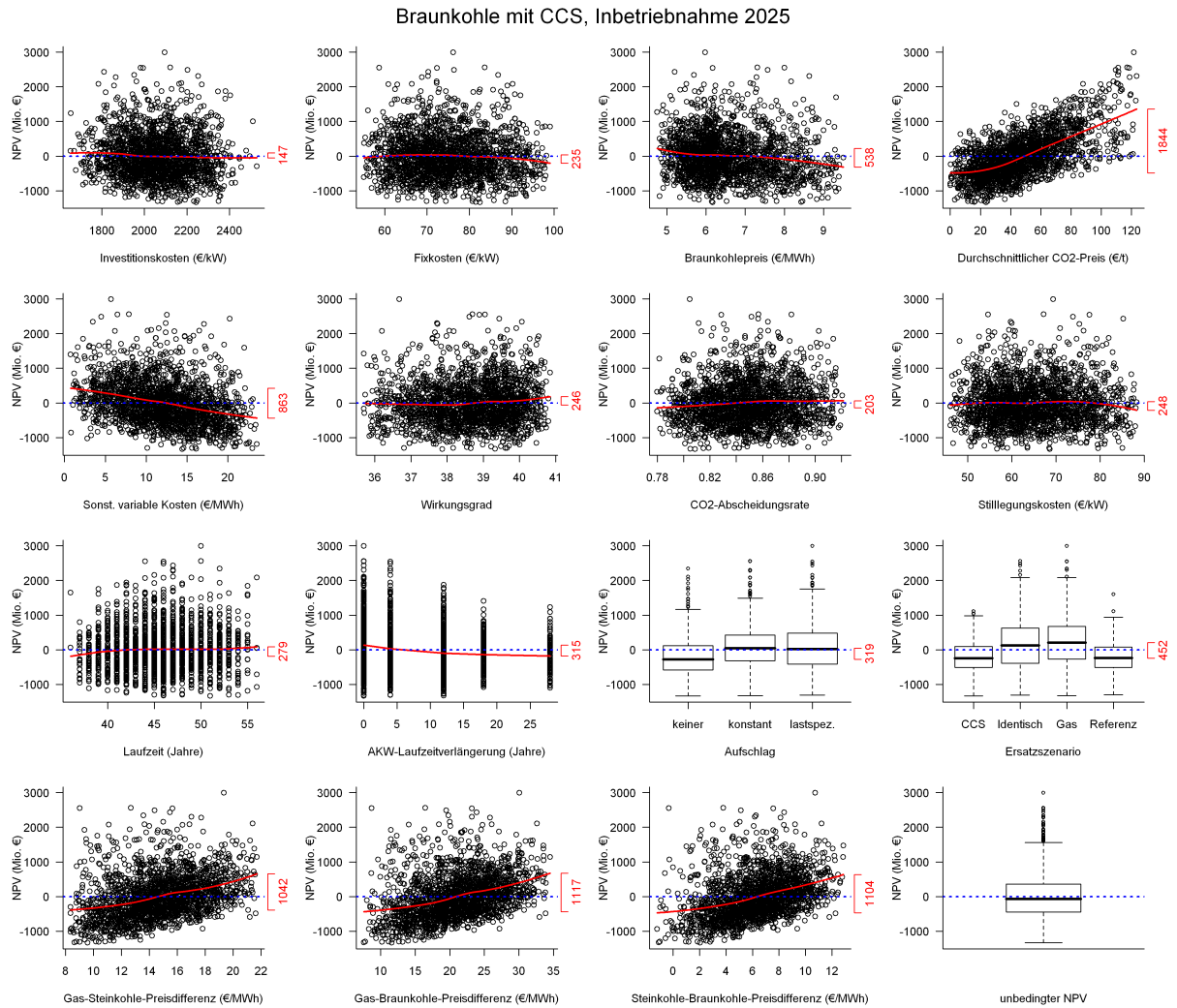


Abbildung 83: Streugrafik für den Kapitalwert 2025 eines neuen CCS-Braunkohlekraftwerks mit 500 MW und Inbetriebnahme 2025 gegenüber verschiedenen unsicheren Einflussgrößen. 2000 Realisationen.

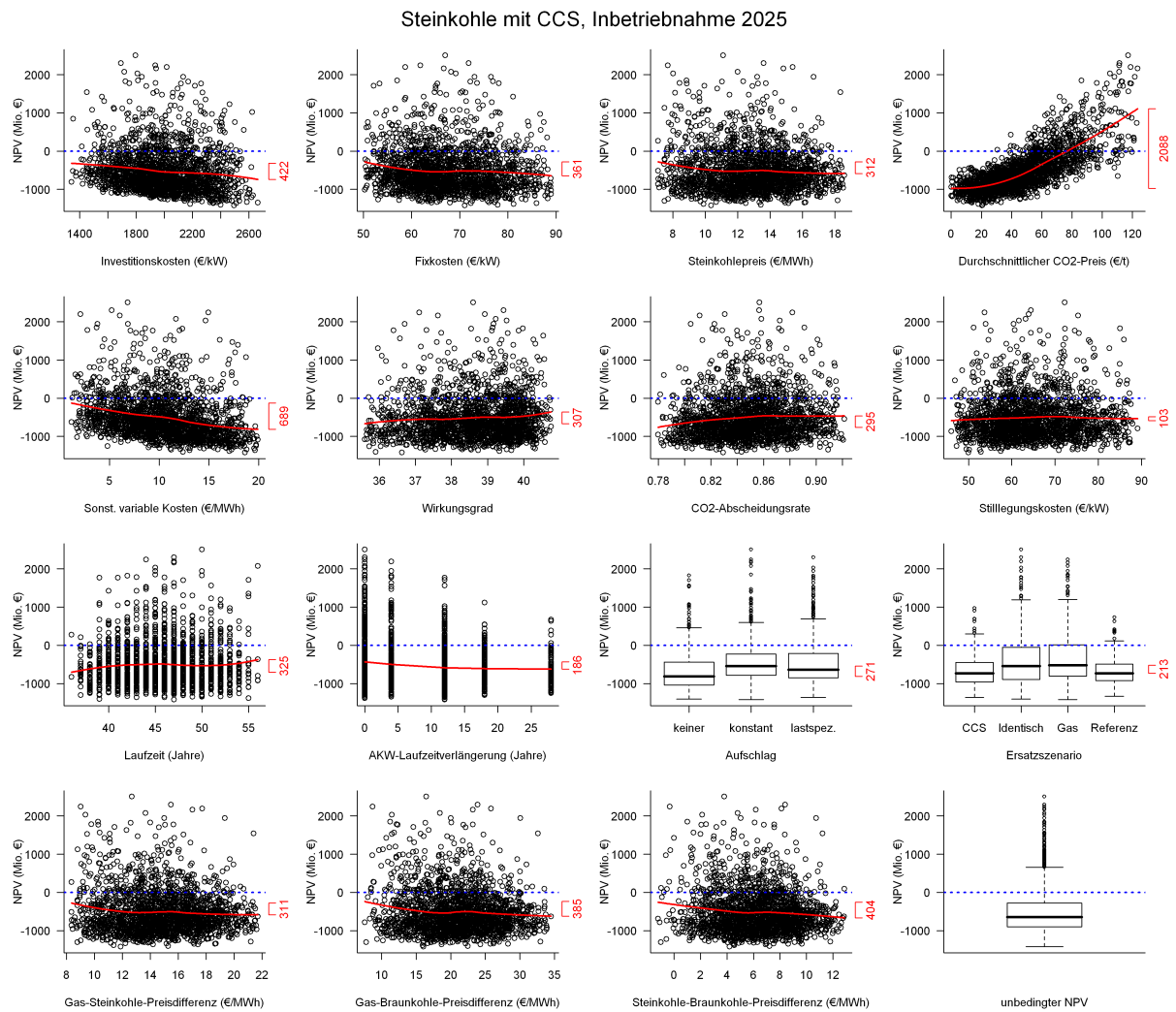


Abbildung 84: Streugrafik für den Kapitalwert 2025 eines neuen CCS-Steinkohlekraftwerks mit 500 MW und Inbetriebnahme 2025 gegenüber verschiedenen unsicheren Einflussgrößen. 2000 Realisationen.

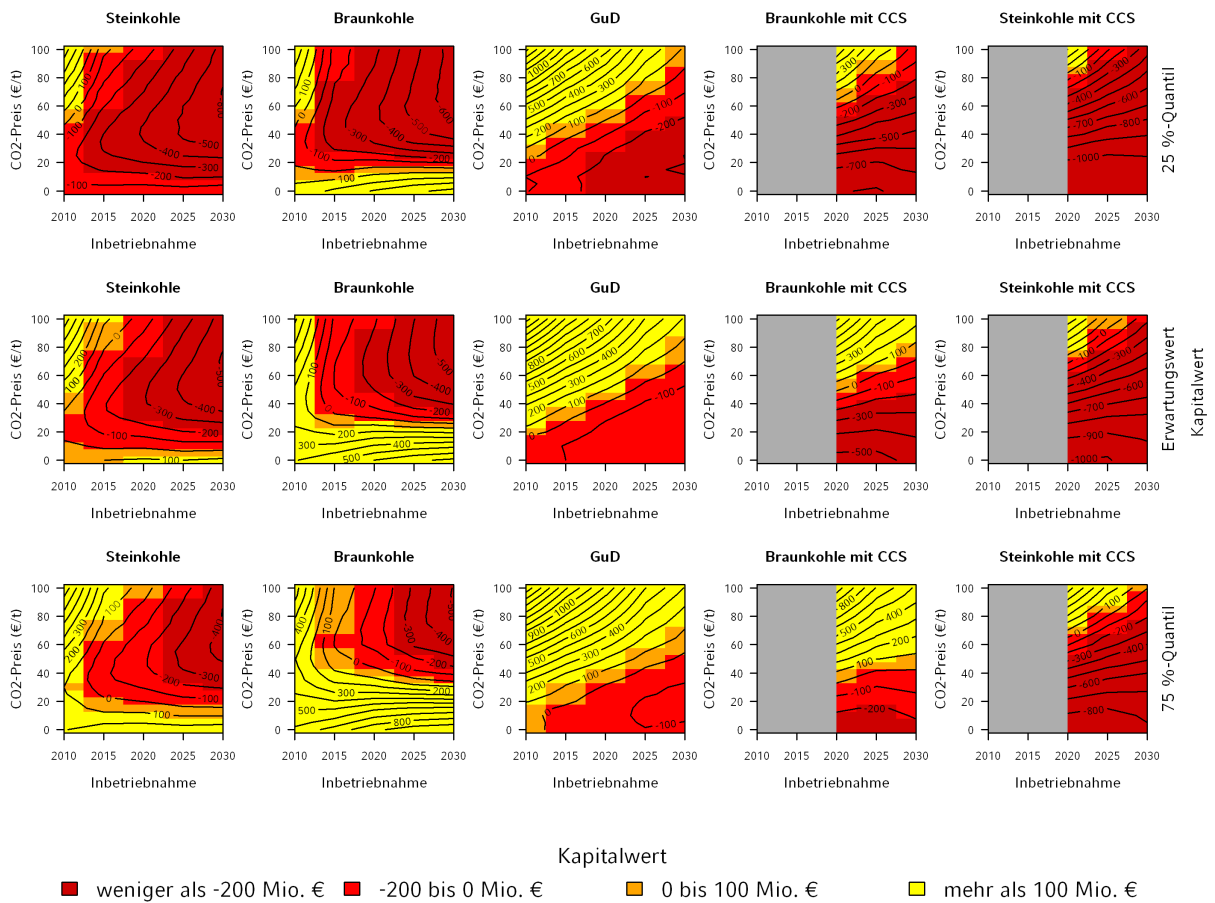


Abbildung 85: Rentabilität eines Einzelkraftwerks in Abhängigkeit vom CO₂-Preis und dem Zeitpunkt der Inbetriebnahme unter Unsicherheit.

dort dem Kapitalwert unter Basisannahmen. Die obere und die untere Zeile geben nun ein pessimistisches und ein optimistisches Ergebnis an.

Gas- und CCS-Kraftwerke rentieren sich erst oberhalb bestimmter Preisschwellen. Braunkohlekraftwerke rentieren sich nach Ablauf der Gratiszuteilung nur unterhalb von 30 €/t CO₂. Konventionelle Steinkohlekraftwerke benötigen nach Ablauf der Gratiszuteilung 2013 sehr niedrige CO₂-Preise zum rentablen Betrieb. Selbst im günstigen Fall (75 %-Quantil des Kapitalwerts) liegt die Rentabilitätsschwelle noch unterhalb 20 €/t CO₂. Steinkohlekraftwerke sind im mittleren CO₂-Preisniveau am unrentabelsten. CCS-Braunkohlekraftwerken benötigen nun im Erwartungswert mit ca. 50 €/t CO₂ höhere CO₂-Preise zur Rentabilität als noch in Abb. 76. Auch die Rentabilitätsschwelle von CCS-Steinkohlekraftwerken ist von ca. 60 €/t CO₂ auf ca. 80 €/t CO₂ gestiegen. Bei GuD-Kraftwerken liegt sie im Jahr 2010 bei etwa 20 €/t CO₂ und steigt auf 40 €/t CO₂ im Jahr 2020.

Die Preisschwellen haben sich gegenüber Abb. 76 auf S. 150 merklich verschoben. Die Verschlechterung ist vor allem der Simulation über den Aufschlag geschuldet. Dadurch verringert sich der Kapitalwert um 100–150 Mio. €. Auf den Punkt gebracht bedeuten die Verschlechterungen somit auch, dass sich in einem Strommarkt mit intensivem Wettbewerb das Investitionsklima drastisch verschlechtern würde. Ohne einen Aufschlag lägen die erwarteten Kapitalwerte von Kraftwerken aus dem Jahr 2013 (also dem ersten Jahr ohne Gratiszuteilung) beim Steinkohlekraftwerk bei -280 Mio. €, beim Braunkohlekraftwerk bei -110 Mio. € und beim Gaskraftwerk bei -53 Mio. €. Es gäbe dann keinen Anreiz mehr, die Kraftwerke zu bauen.

Rentabilität insgesamt Die Rentabilität der Neuinvestitionen soll schließlich noch einmal von einzelnen Einflussgrößen losgelöst betrachtet werden. Dabei wird die Frage diskutiert, ob sich die Investition beim simultanen Zusammenwirken aller modellierten unsicheren Einflussgrößen rentiert oder nicht. Ein Kraftwerk gilt (mangels Nutzenfunktion) bei einem erwarteten Kapitalwert größer oder gleich Null als rentabel. Ein zweites Gütekriterium ist eine möglichst geringe Streuung. Es wird zum einen ein aktuelles Kraftwerksprojekt bewertet (Inbetriebnahme 2010), zum anderen ein Projekt nach dem Übergang zur Vollauktionierung von Emissionsberechtigungen (Inbetriebnahme 2013) und zuletzt ein Zeitpunkt, zu dem kommerzielle CCS-Kraftwerke verfügbar sind (Inbetriebnahme 2025).

Zur Darstellung der Simulationsergebnisse werden Boxplots verwendet (Abb. 86.). In diesem Fall wird die Mitte der Kästen nicht wie üblich durch Mediane, sondern durch Erwartungswerte markiert.

Bei den Kraftwerkprojekten mit Inbetriebnahme 2010 liegen beim Braunkohle- und beim Gaskraftwerk sowohl der Erwartungswert als auch der größere Flächenanteil des Kastens oberhalb der Rentabilitätsschwelle von Null. Dagegen liegen Erwartungswert und ein mehrheitlicher Anteil der Wahrscheinlichkeitsmasse beim Steinkohlekraftwerk im unrentablen Bereich. Die Streuung ist beim Braunkohlekraftwerk deutlich größer als beim Steinkohle- und Gaskraftwerk.

Kraftwerkprojekte, die erst 2013 in Betrieb genommen werden, rentieren sich deutlich schlechter. Die Verschlechterung folgt aus dem Wegfall der Windfall-Profite. Sie äußert sich in einer Verminderung des Kapitalwerts um den Barwert der Gratiszertifikate, also einer Linksverschiebung der Verteilung um ca. 55 Mio. € beim GuD-Kraftwerk und ca. 120 Mio. € bei den Kohlekraftwerken. Im Erwartungswert sind die Kapitalwerte der Gas- und Braunkohlekraftwerke weiterhin leicht positiv. Angesichts der geringeren Streuung ist die Investition in das Gaskraftwerk vorteilhafter als in das Braunkohlekraftwerk. Das Steinkohlekraftwerk erweist sich nun mit einer Wahrscheinlichkeit von mehr als 75 % als unrentabel.

2025 werden auch CCS-Kraftwerke verfügbar sein. Obwohl es für jeden der betrachteten Typen Konstellationen gibt, die einen rentablen Betrieb erlauben würden, liegt bei allen fünf Kraftwerkstypen der erwartete Kapitalwert unterhalb der Null. Steinkohlekraftwerke wären sowohl mit als auch ohne CCS nur mit sehr geringer Wahrscheinlichkeit rentabel – das obere Quartil der Kapitalwertverteilung liegt noch deutlich unterhalb der Null.

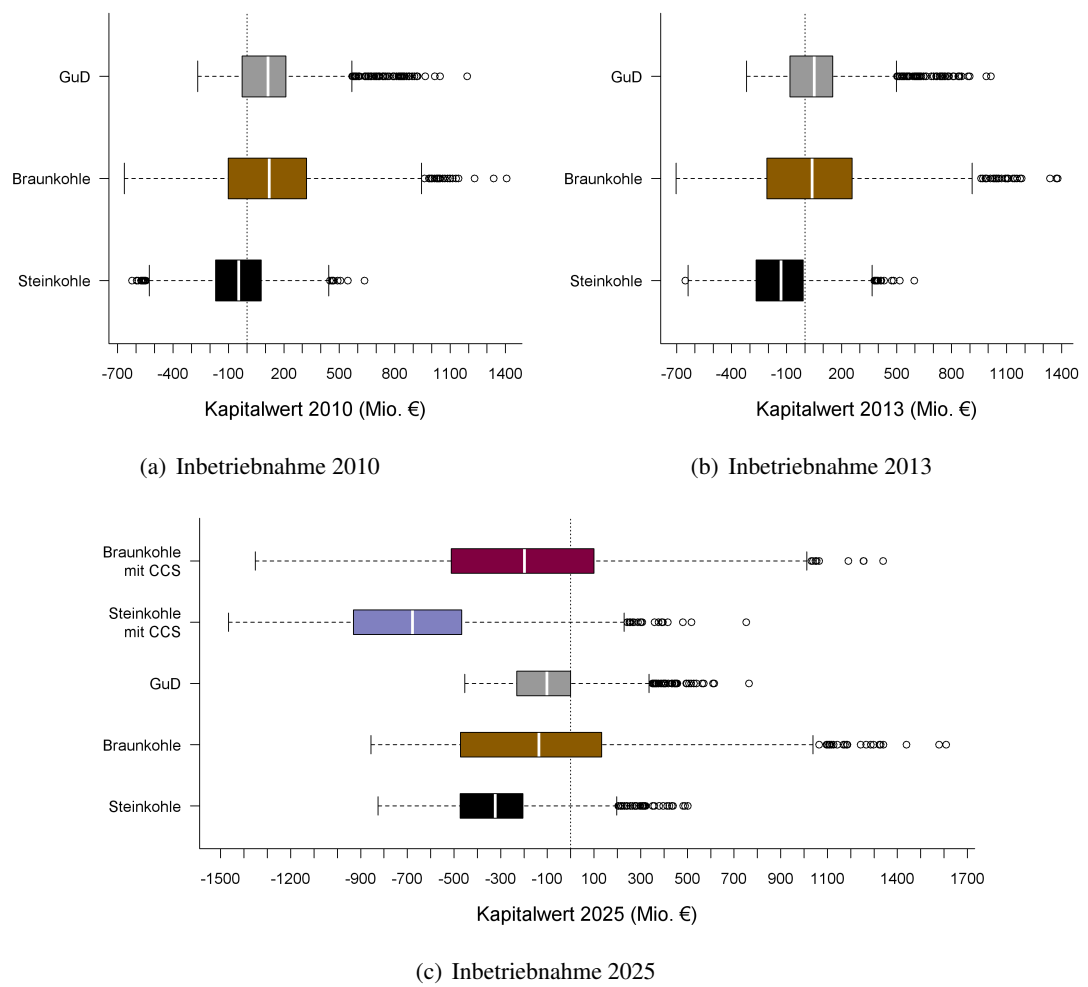


Abbildung 86: Kapitalwert von Kraftwerken mit Inbetriebnahme 2010, 2013 und 2025.

Beim Gaskraftwerk liegt der Erwartungswert und der von den Quartilen aufgespannte Kasten ebenfalls im unrentablen Bereich. Die Verteilung liegt aber deutlich näher am positiven Bereich als bei den Steinkohlekraftwerken. Das Gaskraftwerk schneidet im Erwartungswert leicht besser ab als die Braunkohlekraftwerke mit und ohne CCS. Diese weisen unter den fünf Varianten die größte Wertespanne auf und haben auch am meisten Wahrscheinlichkeitsmasse im rentablen Bereich. Der durch die Quartile bestimmte Kasten überdeckt die Null, die Braunkohlekraftwerke sind also zu mehr als 25 % rentabel. Sie rechnen sich deswegen mit einer größeren Wahrscheinlichkeit als Gaskraftwerke. Gilt der Erwartungswert als Entscheidungsgröße, sind sie dennoch unrentabler als das Gaskraftwerk.

Die dargestellten Verteilungen erlauben keine endgültige Entscheidung für konkrete Kraftwerkprojekte. Es handelt sich dabei um bedingte Wahrscheinlichkeiten, deren Annahmen teilweise sehr restriktiv sind. Inwieweit sich die daran gemachten Beobachtungen verallgemeinern lassen, muss durch Diskussion der nicht modellierten Effekte erschlossen werden. Die erzeugten Verteilungen dienen dabei als Referenzergebnisse. Der Einfluss der nicht modellierten Effekte und die Robustheit der bisherigen Ergebnisse soll abschließend diskutiert werden.

9.6 Nicht modellierte Effekte und Gesamtbetrachtung

Es wäre ein hoffnungsloses Unterfangen, sämtliche Effekte mit Einfluss auf die Rentabilität von Kraftwerkprojekten zu modellieren oder überhaupt nur aufzählen zu wollen. Unsicherheiten können in Risikoanalysen stets nur eingeschränkt berücksichtigt werden (S. 28). Einige der nicht berücksichtigten Effekte sollen aber im Folgenden diskutiert werden.

Die Probleme bei der Modellierung der Preisbildung an den Strom-, Brennstoff- und CO₂-Märkten wurden bereits ausführlicher diskutiert (vgl. S. 51ff). Unzulänglichkeiten der Strompreisbildung sind vor allem der *ungenügenden zeitlichen Auflösung* geschuldet und den dadurch nötigen Hilfsparametern. Eine sinnvolle Modellerweiterung wäre eine zeitliche Auflösung im Stundentakt. Eine Unsicherheitsanalyse über Hilfsparameter würde letztlich genau darauf hinauslaufen, nämlich Aussagen anhand zeitlich hoch aufgelöster Daten zu rechtfertigen. Auf eine Unsicherheitsanalyse mit Hilfe von Wahrscheinlichkeiten für Stützstellen und Interpolationspunkte aus Kapitel 7 wurde daher verzichtet. Selbst bei einer Auflösung im Stundentakt bliebe aber unberücksichtigt, inwieweit die Strompreisbildung wirklich dem *idealisierten Grenzkostenmodell* entspricht.

Das Strompreismodell berücksichtigt ferner nur Grenzkostenpreise. Zu Zeiten hoher Nachfrage würde die Verknappung des Stroms aber zu hohen *Knappheitspreisen* führen. Da am Strommarkt tatsächlich nur ein kleiner Teil der Nachfragenden aktiv auf Preise reagiert, können Knappheitspreise sehr hoch sein und entsprechende Mehreinnahmen erbringen. Groscurth und Bode (2009) argumentiert zu diesem Punkt: „Zwischen Januar 2004 und Juni 2008 ist an der EEX in Leipzig in rund 50 von insgesamt knapp 40.000 Stunden ein Preis jenseits von 300 €/MWh aufgetreten, der als Knappheitspreis und nicht als Grenzkosten eines Kraftwerks interpretiert werden kann.“ Die Einnahmen werden durch diese nicht modellierten Knappheitspreise also nur leicht unterschätzt. Zu den positiven Preisspitzen gibt es jedoch einen entgegengesetzten Effekt, nämlich das gehäufte Auftreten stark *negativer Strompreise* an der Strombörse durch vorübergehendes Stromüberangebot aus Windstrom (vgl. S. 117). Die daraus resultierenden Verluste dürften die Mehreinnahmen aus Knappheitspreisen wettmachen.

Auch durch den Verkauf von *Regel- und Ausgleichsenergie*, also der kurzfristigen Bereitstellung von Strom zum Ausgleich nicht vorhersehbarer Schwankungen, können Kraftwerkbetreiber zusätzliche Einnahmen erzielen. Zur Frequenzerhaltung innerhalb von Sekunden und Minuten (Primär- und Sekundärregelreserve) halten einige Kraftwerke Reserven vor und dürfen nicht im Volllastbetrieb gefahren werden. Ausgleichsenergie wird bei weiter anhaltender Abweichung zwischen Fahrplan und Kundenabnahme (Minuten- und Stundenreserve) abgerufen. Die Bereitstellung setzt die Fähigkeit zur flexiblen Fahrweise

voraus. Insgesamt ist die Nachfrage nach Regel- und Ausgleichsenergie überschaubar (einige GW), so dass nur wenige Kraftwerke in größerem Umfang an den Einnahmen partizipieren können. Für das Gros der Kraftwerke ist der Effekt deshalb nachrangig.

Da von einer konstanten jährlichen Stromproduktion ausgegangen wird, bleibt die *Entwicklung der Stromnachfrage* im Modell unberücksichtigt. Der deutsche Bruttostromverbrauch stieg von 540 TWh 1991 auf 621 TWh in 2005. Für 2008 wird er auf 638 TWh geschätzt (DeStatis). Der Trend war leicht steigend, zuletzt stagnierend. Die zukünftige Nachfrageentwicklung ist aber stark umstritten. Der vermehrte Einsatz elektrischer Geräte spricht für eine steigende Nachfrage, dem laufen jedoch Einsparmaßnahmen entgegen. Die Bundesregierung rechnet bei Fortschreibung der aktuell angelegten Politiken mit einem Rückgang des Stromverbrauchs um etwa 10 % pro Dekade, ihre Zielszenarien gehen langfristig noch von einem stärkeren Rückgang aus (EWI et al., 2010). In einer Synopse von neun Energieprognosen werden für den Bruttostromverbrauch Trends von -15 % bis + 6.9 % bis 2020 gegenüber 2005 berichtet, wobei die Annahme eines rückläufigen Verbrauchs überwiegt (Inagendo, 2008). Entsprechend würden sich die Absatzchancen von Kraftwerksprojekten verbessern oder verschlechtern.

Gegen erhöhte zukünftige Absatzchancen fossil erzeugten Stroms spricht allerdings der Ausbau der erneuerbaren Energien und der Kraft-Wärme-Kopplung. Seit Inkrafttreten des EEG im Jahr 2000 entsprach die Mehrproduktion der erneuerbaren Energien etwa dem Anstieg der Stromnachfrage. Hält die aktuelle Entwicklung aber weiter an, so wird das neue Strommehrangebot das Nachfragewachstum übersteigen. Zusätzlich übt auch der geförderte Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) eine Verdrängungswirkung auf konventionell erzeugten Strom aus. Nach Matthes und Ziesing (2008) wäre zum Erreichen der KWK-Ausbauziele der Bundesregierung ein Neubau von etwa 16 GW vonnöten, allerdings „rechnen einige Sachverständige damit, dass dieses Gesetz vermutlich nur zu einer Ausweitung der KWK-Kapazitäten um 7 GW führt. Zusammen mit den zusätzlichen Fördermaßnahmen von biomassegestützten KWK-Anlagen durch das EEG könnte sich aber doch eine Steigerung der KWK-Kapazität von insgesamt bis zu 10 GW (entsprechend etwa 7 GW gesicherte Leistung) ergeben“.

Auch im *internationalen Stromhandel* liegen nicht modellierte Absatzchancen und -risiken. Dies wird derzeit aber durch fehlende Übertragungskapazitäten stark eingeschränkt. Nach Konstantin (2009) betrug 2007 der deutsche Stromexport 63.3 TWh, der Import 44.3 TWh. Inwieweit sich dies ändert, hängt vom ungewissen Ausbau der europäischen Netze ab. Auf der Netzebene ergeben sich auch rein national *Restriktionen durch gegebene Übertragungskapazitäten*, die nicht abgebildet wurden.

Mengen-Preis-Effekte wurden im Modell nur am Strommarkt beachtet, bei Brennstoff- und CO₂-Preisen dagegen ignoriert. Beim CO₂-Preis dürfte die Nachfrage der deutschen Kraftwerke (jährliche Emissionen von derzeit etwa 300 Mt CO₂ bei einer Kappungsgrenze des EU-EHS von derzeit etwa 2000 Mt CO₂) eine messbare Preiswirkung ausüben. Bei Brennstoffen dürfte der Nachfrageeffekt dagegen volumenmäßig eher vernachlässigbar sein, da die Nachfragewirkung auf Weltmarktpreise durch Abnahmeschwankungen deutscher Kraftwerke relativ gering ist. Dies gilt auch bei einem vermehrten Bau von Gaskraftwerken, denn ein Großteil des deutschen Gasverbrauchs dient der Wärmeerzeugung und nicht der Stromerzeugung.

Insgesamt wurden *Abhängigkeiten zwischen Brennstoffpreisen und CO₂-Preisen* nur unzureichend erfasst. Bei niedrigen Primärenergiepreisen dürfte sich etwa die europäische Stromproduktion aus fossilen Kraftwerken erhöhen und dadurch die CO₂-Preise steigern. Beide Größen wurden aber als stochastisch unabhängig modelliert. Die Primärenergiepreise sind auch untereinander korreliert ("Prinzip der Anlegbarkeit", Konstantin, 2009). Dies wurde ansatzweise durch die Brennstoffpreisszenarien und die daraus gefolgerte Brennstoffpreisverteilung berücksichtigt. Diese Verteilung ist allerdings nicht dazu geeignet, sämtliche mögliche Preisentwicklungen wiedergeben zu können. Diese Einschränkung ist umso gravierender, da die sehr relevanten Preisdifferenzen zwischen den Brennstoffen sehr sensitiv gegenüber der Modellierung von Preisprozessen sind. Die Überlegungen aus Abschnitt 5.3 und die Literaturrecherche geben aber wenig Anlass zur Hoffnung, dass dieses Problem befriedigend gelöst werden kann.

Der Neubau von Kohlekraftwerken trotz der Klimawirkung schafft auch *Reputationsrisiken*, ebenso wie der Betrieb von Atomkraftwerken. Reputationsrisiken wirken aber subtil, der resultierende wirtschaftliche Schaden ist daher kaum zu quantifizieren. Die Schwierigkeit der mangelnden Vorhersehbarkeit gilt generell für *regulatorische Risiken*, welche in der Studie nur exemplarisch berücksichtigt werden konnten. Die renditeträchtige Gestaltung der Einnahmen durch politische Einflussnahme („rent seeking“) wurde deswegen nicht modelliert (vgl. Abb. 87). Wie Windfall-Profiten und Atomdebatte zeigen, ist diese Fähigkeit aber von zentraler Bedeutung.



Abbildung 87: Nicht modellierte, wichtige Einflussvariablen: EU-Kommissar für Energie Günther Oettinger, Bundeskanzlerin Angela Merkel, Bundesumweltminister Norbert Röttgen. Quellen: EU-Kommission, Armin Linnartz/Wikipedia, N24.

Probleme der Modellierung gelten noch viel deutlicher für „schwarze Schwäne“, d.h. unvorhersehbare Ereignisse mit möglicherweise großer Konsequenz (Taleb, 2007, Taleb bleibt freilich die genaue Definition eines schwarzen Schwans schuldig). In der Tat ist es höchst unwahrscheinlich, dass es in den nächsten 30–50 Jahren nicht zu Ereignissen von hoher Tragweite für die Stromversorger kommen wird, etwa ein Super-GAU, politische Großereignisse, Naturkatastrophen oder neue Finanz- und Wirtschaftskrisen.

Summa summarum Lässt man neue politische Eingriffe außen vor und unterstellt keine sonstigen einschneidenden Ereignisse, so dürften die Auswirkungen des Ausbaus der erneuerbaren Energien (Verdrängungswirkung und Merit Order-Effekt) der dominanteste nicht-modellierte Effekt sein. Dies wird die Rentabilität fossiler Kraftwerksinvestitionen stetig untergraben. Unter der (unwahrscheinlichen) Prämisse, dass in den nächsten Jahrzehnten liberalisierter Strommarkt und Emissionshandel in der jetzigen Form erhalten bleiben, scheint die Rentabilität insgesamt eher zu positiv als zu negativ beurteilt zu sein.

Dies ist auch empirisch stimmig. Inzwischen zeichnet sich ab, dass nur ein kleiner Teil der vor der Entscheidung zur Vollauktionierung von Emissionsberechtigungen geplanten Kraftwerksbauten in Deutschland tatsächlich verwirklicht werden wird. Dem BUND zufolge sind Bauprojekte über 6.600 MW bereits gescheitert und die Realisierung weiterer Projekte sei zweifelhaft (so stünden etwa Kraftwerkprojekte in Herne, Datteln und Mainz auf der Kippe) (BUND, 2009). Angesichts der laufenden Klageverfahren aus Umweltschutzgründen und dem drohenden Rückzug von Investoren vor dem Hintergrund der anhaltenden Finanzkrise scheint das Aus weiterer Vorhaben sehr wahrscheinlich. Ein Sprecher von RWE kommentierte die Stornierung von Kraftwerkprojekten auf Steinkohlebasis mit: „bei 4000 Megawatt wird mangelnde Wirtschaftlichkeit als Ursache genannt, bei rund 5000 Megawatt führten Widerstände auf örtlicher Ebene zu dem Aus“ (Welt Online, 2009). Der Vorstandsvorsitzende der Kraftwerkssparte von RWE („RWE Power“) kündigte im Januar 2009 an, dass RWE in Folge des Übergangs zur Vollauktionierung der Emissionsrechte vorerst keine neuen Kohlekraftwerke mehr bauen würde (Dow Jones, 2009). Im März 2009 bestätigte er den Investitionsstopp und führte dafür folgende Gründe an: gestiegene Baukosten, schwankende Strom- und Brennstoffpreise in liberalisierten Märkten und die Kosten der

Implementierung von CCS-Technologien (Industrial Info Resources, 2009). Dies bedeutet nicht zwingend den Stopp für bereits begonnene Bauprojekte (schließlich sind hierbei die Kosten zum Teil schon versenkt) und offenbar waren lediglich Steinkohlekraftwerke gemeint. Die Aussagen unterstützen jedoch die Ergebnisse dieser Studie.

Die Aussagen über Kraftwerksinvestitionen nach 2020 sind wegen weiteren erwartbaren und unvorhersehbaren Ereignissen nur ein Gedankenexperiment. Gemäß Abb. 86(c) zeichnen sich aber selbst ohne den weiter zunehmenden Einfluss der erneuerbaren Energien für alle fossilen Kraftwerke starke Rentabilitätsprobleme ab. Ob sich Investitionen zum Erhalt der derzeitigen Kraftwerkskapazitäten unter dem derzeitigen Marktdesign rechnen, ist damit fraglich. Damit ist aber ungeklärt, wie für die wenigen Stunden sehr hoher Stromnachfrage für ausreichende Kapazitäten gesorgt werden soll. Joskow (2008) weist aus Erfahrungen mit regionalen US-Strommärkten darauf hin, dass diese „relativ deutlich zeigen, dass 'nur-Energie'-Märkte keine adäquaten Einnahmen liefern, um Investitionen für Erzeugungskapazitäten zu gewährleisten, die konsistent mit den früheren und den neuerdings verpflichtenden Standards der Versorgungssicherheit seien“.

Über das EEG erfolgen zwar weiterhin massive Investitionen in erneuerbare Energien. Jedoch soll die Stromversorgung auch an windarmen Winterabenden gesichert sein. Weil auch unklar ist, wie sich Investitionen ohne EEG-ähnliche Fördermechanismen lohnen können, sind politische Eingriffe in den Strommarkt umso mehr wahrscheinlich. Joskow (2008); Groscurth und Bode (2009) schlagen mehrere Maßnahmen vor: Kapazitätsprämien bzw. -märkte, verpflichtende Forward-Verträge, flexiblere Steuerung der Nachfrage, Zubauverpflichtungen oder gar eine eng gefasste, EEG-ähnliche Einspeisevergütung für konventionelle Kraftwerke. Der Effekt würde sein, dass sich neue fossile Kraftwerksinvestitionen wieder lohnen. Ob sich Kraftwerksinvestitionen langfristig rentieren werden, wird demnach stark von der Politik bestimmt und nicht primär durch betriebswirtschaftliche Kennzahlen.

10 Zusammenfassung

10.1 Die wichtigsten Ergebnisse

Der Bayes'sche Wahrscheinlichkeitsbegriff erlaubt eine theoretisch fundierte und flexible Risikoquantifizierung Der Bayes'sche Wahrscheinlichkeitsbegriff versteht Wahrscheinlichkeit als persönliches Maß für Unsicherheit bedingt auf Wissen, Daten und Annahmen. Theoretisch fundiert und universell anwendbar eignet er sich gut für quantitative Risikoanalysen. Er entfaltet seine Stärke speziell in der Datenanalyse, wo die Bayes'sche Theorie schlüssig das Lernen anhand von Daten formuliert. Das Lernen anhand von Daten setzt allerdings Homogenitätskonzepte wie Austauschbarkeit voraus, welche die Daten zueinander in Beziehung setzen. Der Bayes'sche Formalismus regelt lediglich den Umgang mit Wahrscheinlichkeiten. Wahrscheinlichkeiten müssen anfänglich („a priori“) ohne Einsatz von Daten aus dem Verständnis des Problems entwickelt werden. Dazu existieren Methoden der Expertenbefragung.

Die Operationalisierung dieser Wahrscheinlichkeitsbestimmung ist jedoch mit Schwierigkeiten verbunden. Zum einen setzt die Theorie voraus, dass Menschen möglichen Alternativen exakte Wahrscheinlichkeiten zuweisen können. Hierzu sind Menschen häufig nicht bereit oder nur eingeschränkt in der Lage. Zudem können die erfragten Wahrscheinlichkeitsaussagen nicht nur vom Inhalt, sondern auch von der Form der Befragung abhängen. Da es keine objektive Wahrscheinlichkeit gibt, kann es auch keine richtige oder eindeutige Wahrscheinlichkeit geben. Entsprechend ist jede Wahrscheinlichkeit angreifbar. Die Kritik an der Subjektivität verkennt jedoch, dass sämtliche konkurrierenden Konzepte zur Wahrscheinlichkeitsbestimmung ebenfalls implizit auf subjektiven Annahmen aufbauen.

Der Bayes'sche Wahrscheinlichkeitsbegriff eignet sich auch für Risikoanalysen ohne formale Datenanalyse. Dazu werden die im Expertengespräch definierten Wahrscheinlichkeiten verwendet. Der Aktualisierungsschritt durch Anwendung des Satzes von Bayes entfällt jedoch.

Einflussdiagramme sind nützliche Werkzeuge zur Risikoanalyse Ein Risiko wird durch Wahrscheinlichkeiten für die relevanten möglichen Ereignisse und ihre Auswirkungen vollständig beschrieben. Das Konzept der subjektiven Wahrscheinlichkeit wird bei Risikoanalysen meist nicht explizit anerkannt, aber implizit angewendet. Modelle strukturieren Risiken, indem sie Ereignisse und Auswirkungen mit Einflussgrößen verknüpfen und die Zusammenhänge mathematisch formulieren. Ein vielseitiges Werkzeug hierfür sind Einflussdiagramme bzw. Bayes'sche Netzwerke. Das stochastische Konzept der bedingten Unabhängigkeit ermöglicht dabei die Zerlegung des Risikos.

Einflussdiagramme können die Transparenz von Risikoanalysen deutlich erhöhen und dadurch deren Fehleranfälligkeit verringern. Sie können aber keine zweifelsfreien Entscheidungen garantieren, denn ohne Unsicherheit gäbe es definitionsgemäß keine Wahrscheinlichkeit und damit kein Risiko. Wahrscheinlichkeiten sind immer auf Daten, Wissen und notwendige Annahmen bedingt. Daher liefern Risikoanalysen nur entsprechend eingeschränkt gültige Referenzaussagen.

Einflussdiagramme eignen sich zur Bewertung von Kraftwerksinvestitionen Der Klimaschutz erfordert einen fundamentalen Umbau der Stromwirtschaft weg von fossiler Stromerzeugung. Dennoch laufen zahlreiche Bauvorhaben für fossile Kraftwerke. Die Zusammensetzung des zukünftigen Strommix wurde durch die politische Entscheidung für ein Emissionshandelssystem bewusst offen gelassen. Kraftwerksinvestoren gehen entsprechend Risiken ein. Durch ein DCF-Modell wurden neue Kraftwerksinvestitionen und bestehende Kraftwerke bewertet. Es wurde mit der Software Analytica als Einflussdiagramm mit etwa 1200 Objekten umgesetzt. Die Zahlungsströme wurden gemäß der Logik eines liberalisierten Strommarkts ermittelt, wobei zentrale unsichere Einflussvariablen mit Wahrscheinlichkeitsverteilungen versehen wurden. Verteilungen wurden dabei für Brennstoff- und CO₂-Preise, verschiedene

Kraftwerksparameter, Strompreisaufschläge und einzelne Variablen zur Entwicklung des Kraftwerksparks und der Energiepolitik definiert. Durch die Wahrscheinlichkeiten konnten Unsicherheiten über Einflussvariablen und Zusammenhänge simultan erfasst und auf Zielgrößen (Kapitalwerte, Stromgestehungskosten, ...) übertragen werden. Bei der Modellierung wurde deutlich, dass nur ein Teil der gesamten relevanten Unsicherheiten durch Wahrscheinlichkeitsverteilungen erfasst werden kann. Dies liegt an der Komplexität des Gesamtsystems.

Die Einsatzreihenfolge der Kraftwerke bestimmt Auslastung, Emissionen und Strompreise Im liberalisierten Strommarkt produzieren Kraftwerke in der Reihenfolge ihrer kurzfristigen Grenzkosten, welche im Wesentlichen aus Brennstoff- und CO₂-Kosten bestehen. Diese Einsatzreihenfolge (engl. „Merit Order“) determiniert die erzielten Strompreise, die Auslastung der Kraftwerke sowie daraus abgeleitet die Emissionen. Die im Modell dafür verwendete Heuristik setzt auch Annahmen über die zukünftige Zusammensetzung des deutschen Kraftwerksparks voraus, wie die Zeitpunkte der Ersetzung. Das Modell berücksichtigt nur fossile Ersatzinvestitionen. Wegen der Vielzahl von Einflussfaktoren und der groben zeitlichen Auslösung bildet das Modell die Strompreise nur in ungefährender Näherung ab.

Für die Kraftwerksbetreiber bietet sich eine verzögerte Abschaltung bestimmter Kraftwerkstypen an. Das gilt besonders für Gaskraftwerke, denn das Ausscheiden der alten Gas- und Ölkraftwerke senkt die Strompreise und damit die Deckungsbeiträge erheblich. Eine verzögerte Abschaltung wäre auch für Atomkraftwerke besonders lukrativ, denn Atomkraftwerke erwirtschaften seit Einführung des Emissionshandels sehr hohe Deckungsbeiträge. Da die Kraftwerksbetreiber nicht selbst über die Abschaltung der Atomkraftwerke frei verfügen können, berücksichtigt das Modell nur eine verzögerte Abschaltung der alten Gas- und Ölkraftwerke.

Die langfristigen Klimaschutzziele lassen wenig Spielraum für neue Emissionen Der deutsche Kraftwerksbestand ist relativ alt. Die innerhalb der nächsten Jahre anstehenden Investitionsentscheidungen müssen in einer Zeit getroffen werden, in der die Politik Ziele für eine deutlich CO₂-ärmere Stromversorgung festgelegt hat. Unter der Annahme einer Reduzierung der Emissionen aus der Stromerzeugung in Deutschland bis 2050 um 60–80 % gegenüber 1990 würde allein der Ersatz von vier bis zehn der größten Kraftwerke durch moderne Kohlekraftwerke das hypothetische Emissionsbudget für 2050 ausschöpfen.

Die unterstellte Ersetzung auslaufender Kraftwerke zunächst durch GuD-Kraftwerke und später durch CCS-Kraftwerke erlaubt eine deutliche Reduktion der Emissionen. Die langfristigen Klimaschutzziele werden mit diesem allein auf emissionsarme fossile Kraftwerke setzenden Szenario aber nicht erreicht.

Die Vollauktionierung beendet die goldene Phase der fossilen Großkraftwerke Emissionsberechtigungen wurden bisher mehrheitlich kostenlos an die Kraftwerksbetreiber zugeteilt. Da die Zuteilung ohne Bedingung an ihre Verwendung erfolgt, sind die Gratiszertifikate nach der Logik einer Strombörse als Opportunitätskosten einzupreisen. Da die Kosten für Emissionsberechtigungen zu einem Großteil auf die Kunden überwältigt werden können, ergeben sich daraus hohe Extra-Gewinne der Kraftwerksbetreiber. Die Zuteilungsregeln für Kraftwerksneubauten bevorzugen Kohlekraftwerke besonders: Ein Anfang 2010 in Betrieb genommenes Kohlekraftwerk mit 500 MW erhält in der NAP 2-Periode bei 15 €/t CO₂ einen indirekten Zuschuss von ca. 100–110 Mio. €, ein Gaskraftwerk von ca. 50 Mio. €.

Ab 2013 müssen die Kraftwerke in Westeuropa ihre Emissionsberechtigungen vollständig ersteigern. Der Übergang zur Vollauktionierung wird keine Auswirkung auf die Strompreise haben, die Gewinne der Kraftwerksbetreiber aber beträchtlich schmälern. Da bisher auch neu errichtete Kraftwerke Gratiszertifikate nach einer brennstoffspezifischen Benchmark erhalten haben, sinkt der Anreiz für fossile Kraftwerksinvestitionen beträchtlich.

Der Emissionshandel war für die Kraftwerksbetreiber bislang ein lukratives Geschäft Kraftwerksbetreiber müssen für ihre CO₂-Emissionen seit 2005 Berechtigungen nachweisen. Für die fossilen Kraftwerke können die Kosten für die Emissionsberechtigungen nach den Modellrechnungen zu 90 % überwältigt werden. Den mit den verbleibenden 10 % verbundenen Einbußen stehen jedoch sehr viel höhere Windfall-Profiten aus der kostenlosen Zuteilung von Emissionsberechtigungen gegenüber. In der NAP 2-Periode erhalten die Kraftwerksbetreiber insgesamt Zertifikate im Volumen von ca. 10 Mrd. € geschenkt, welche ca. 60 % der Emissionen abdecken. Gleichzeitig sind auch die Profite der Atomkraftwerke stark gestiegen. Die Lenkungswirkung des Emissionshandels soll emissionsintensive Technologien grundsätzlich unrentabel machen. Durch die Effekte in der Einführungsphase profitieren die vier großen deutschen Stromversorger trotz ihrer kohlelastigen Kraftwerksportfolien insgesamt von der Einführung des Emissionshandels.

Über die Restlaufzeit der Bestandskraftwerke resultiert ab 2008 aus der Einführung des Emissionshandels ein erwarteter Kapitalwertzuwachs der Bestandsportfolien von insgesamt 8,6 Mrd. €. Lediglich Vattenfall erleidet dabei Verluste. Mit steigenden CO₂-Preisen steigen die Portfoliowerte tendenziell, allerdings wieder mit Ausnahme von Vattenfall. Die Einbeziehung der NAP 1-Periode würde die positive Wirkung des Emissionshandels auf die Unternehmensgewinne noch verstärken.

Zweistellige Milliarden Gewinne durch eine Laufzeitverlängerung der Atomkraftwerke Der Regierungswechsel Ende 2009 stellte den Kraftwerksbetreibern eine Laufzeitverlängerung für Atomkraftwerke in Aussicht. Die durch eine Wahrscheinlichkeitsverteilung erfasste Laufzeitverlängerung zwischen Null und 28 Jahren resultiert in zusätzlichen Einnahmen im zweistelligen Milliardenbereich (im Erwartungswert ca. 30 Mrd. €, abgezinst ca. 14 Mrd. €), die sich Staat und Kraftwerksbetreiber teilen würden. Durch die aufgeschobene Stilllegung der Atomkraftwerke entstünde den Betreibern ein zusätzlicher Barwertvorteil von etwa 5 Mrd. €.

Eine Barwertbetrachtung reduziert die Beträge der zusätzlichen Einnahmen. Bei einer achtjährigen Laufzeitverlängerung wächst der Kapitalwert der Bestandsportfolien je nach CO₂-Preisniveau dennoch um 8 bis 15 Mrd. €. Bei hoher Laufzeitverlängerung und hohen CO₂-Preisen würde sogar ein Kapitalwertzuwachs von mehr als 25 Mrd. € entstehen. Im über die unsichere Laufzeitverlängerung gebildeten Erwartungswert entsteht für die vier Betreiber ein Wertzuwachs von etwa 9 Mrd. €.

Investitionsprobleme im liberalisierten Strommarkt Für die Stromversorger besteht durch die unsichere Preisentwicklung der Emissionsberechtigungen das Risiko, auf unrentable Technologien zu setzen. Solange Investitionskosten rechtzeitig amortisiert werden können, spricht zwar betriebswirtschaftlich nichts gegen eine Investition in neue fossile Kraftwerke. Doch dies ist fraglich, da aufgrund des jetzigen Marktdesigns im Strommarkt strukturelle Rentabilitätsprobleme gegeben sind. Im Grenzkostenmodell eines liberalisierten Marktes können Investitions- und Fixkosten nicht in die individuellen Strompreisgebote eingepreist werden. Sie müssen über Deckungsbeiträge erwirtschaftet werden. Die unzureichende Speicherkapazität von Strom und die geringe Flexibilität bei der Nachfrage setzt für eine sichere Versorgung ein Mindestmaß an Kraftwerkskapazitäten voraus, ohne sämtlichen Kraftwerken eine Stromabnahme mit ausreichenden Einnahmen zu garantieren. Zusätzlich verschlechtert der Ausbau der erneuerbaren Energien die Marktbedingungen für fossile Kraftwerke. Ob daher ausreichend Investitionsanreize für eine nach bisherigen Maßstäben sichere Stromversorgung bestehen, ist fraglich.

Die Modellrechnungen ergeben, dass sich Investitionen in fossile Großkraftwerke unter vielen Konstellationen nicht rentieren. Dies gilt selbst ohne Berücksichtigung des Emissionshandels und speziell bei moderaten CO₂-Preisen. Besonders Steinkohlekraftwerke erweisen sich als unrentabel. Gaskraftwerke sind nur bei hohen CO₂-Preisen eine Alternative. Einzelne Braunkohlekraftwerke sind aus heutiger Sicht am ehesten rentabel, wobei ihre Rentabilität stärker von der Entwicklung der Primärenergiepreise

abhängt als von der Entwicklung der CO₂-Preise. Wegen der langfristigen Klimaschutzziele eignen sich Braunkohlekraftwerke jedoch allenfalls als Einzelinvestitionen, nicht jedoch als Rückgrat der zukünftigen Stromversorgung.

Ambitionierte Klimaschutzziele sorgen für ein günstigeres Investitionsklima Die Modellergebnisse zeigen, dass aufgrund der jetzigen Form des deutschen Strommarkts unter heutigen Bedingungen nur geringe Anreize bestehen, fossile Ersatzinvestitionen zu tätigen. Bei moderaten CO₂-Preisen zeigen sich die größten Rentabilitätsprobleme. Das Investitionsklima verbessert sich erst ab einer Preisschwelle von 30–50 €/t CO₂ hinweg wieder. Eine ambitionierte Klimaschutzpolitik mit steigenden CO₂-Preisen wäre für die Stromversorger insgesamt das wirtschaftlich beste Szenario. Neben erneuerbaren Energien stünden auch Gas- und CCS-Kraftwerke als rentable Alternativen zur Auswahl. Zusätzlich werden auch effizientere Kohlekraftwerke stärker belohnt. Unter diesem Szenario werden zwar Bestandskraftwerke früher stillgelegt werden müssen, der Wert der Kraftwerkportfolien ist den Berechnungen zufolge unter hohen CO₂-Zertifikatspreisen dennoch größer. Ein ambitioniertes Klimaschutzabkommen mit verbindlichen Zielsetzungen steht damit nicht in Widerspruch zu den Gewinninteressen der Stromversorger und Investoren.

CCS: Unsichere Erfolgsaussichten Bei der CCS-Technologie wird das CO₂ bei der Stromerzeugung abgeschieden und unterirdisch deponiert (CCS: Carbon Capture and Sequestration). Das anfallende CO₂ wird dadurch nicht mehr klimawirksam. Die Technologie wird erst mittelfristig (2020 bis 2025) im großindustriellen Maßstab verfügbar sein. Die erwarteten Vermeidungskosten für CCS-Kraftwerke liegen gegenüber konventionellen Kohlekraftwerken bei 25 €/t CO₂ (Braunkohle) bzw. 38,5 €/t CO₂ (Steinkohle). Für den rentablen Betrieb sind jedoch noch höhere CO₂-Preise vonnöten. Nach den Modellrechnungen ist für die Rentabilität von CCS-Steinkohle-Kraftwerken ein hoher CO₂-Preis von etwa 77 €/t notwendig. Braunkohle-Kraftwerke mit CCS rentieren sich bereits bei deutlich niedrigeren CO₂-Preisen von etwa 50 €/t. Die Rentabilitätsschwelle kann sich abhängig von Annahmen über verschiedene Faktoren wie den Speicherkosten, den Brennstoffpreisen und Skaleneffekten verschieben. Es ist aber sehr unwahrscheinlich, dass sich CCS-Steinkohle-Kraftwerke ohne zusätzliche Förderung rentieren werden.

Die Planungsunsicherheit wird sich bis zur technischen Verfügbarkeit zwar beträchtlich verringern lassen. Die Stromversorger stehen aber bereits jetzt vor der Entscheidung, hohe Mittel in die Entwicklung von CCS zu stecken. Neben den technischen und wirtschaftlichen Problemen sind zusätzlich rechtliche Hürden zu überwinden, etwa bei der Deponierung des CO₂ und der Haftung. Das laufende Gesetzgebungsverfahren der Bundesregierung zielt zwar darauf ab, der CCS-Option regulatorisch freie Bahn zu geben. Es droht aber am Widerstand der Bundesländer mit den potenziellen Lagerstätten zu scheitern. Ob der politische Rahmen den wirtschaftlichen Betrieb von CCS ermöglicht, fördert oder verhindert, ist für die Stromversorger ein politisches Risiko, dass letztendlich stark von der Akzeptanz der Bevölkerung abhängt.

Nicht nur die Kraftwerksbetreiber stecken in einem Dilemma – auch die Politik muss sich positionieren. Sie ist bei der Beurteilung der Langzeitsicherheit allerdings auf (mehr oder weniger unabhängige) Experteneinschätzungen angewiesen. Die politischen Entscheider müssen gegebenenfalls den Stromkonzernen gegenüber vertreten können, dass die Technik nicht zum Einsatz kommen darf, obwohl diese bereits Milliardenbeträge in Forschungs- und Demonstrationsprojekte gesteckt haben.

Erneuerbare Energien: Rentable Investitionen und preissenkende Wirkung auf dem Strommarkt im Großhandel In Anbetracht der erheblichen Schwierigkeiten, die langfristige Entwicklung von Brennstoff- und CO₂-Preisen abzuschätzen, erscheinen erneuerbare Energien als Erfolg versprechende Option. Durch das EEG wurde ein Fördermechanismus geschaffen, der eine relativ sichere Rendite ermöglicht.

Mit einer Diversifizierung in verschiedene Techniken (Onshore und Offshore-Windkraft, Photovoltaik, Biomasse) lassen sich dabei technische Risiken verringern. Die besondere gesetzliche Förderung für erneuerbare Energien wird aus Kostengründen noch über längere Zeit nötig sein, um den Ausbau der erneuerbaren Energien voranzutreiben.

Gemäß den Ausbauzielen der Bundesregierung ist in den nächsten Jahren mit einem weiter wachsenden Anteil der erneuerbaren Energien am deutschen Strommix zu rechnen. Der Ausbau der erneuerbaren Energien verschlechtert das Investitionsklima für fossile Kraftwerke durch die Verdrängung konventioneller Stromerzeugung direkt, aber auch indirekt durch die Senkung des Strompreises im Großhandel: Da nach EEG den Erneuerbaren die Stromabnahme garantiert wird, folgt für die restlichen Kraftwerke eine nachrangige, verminderte Stromerzeugung. In der Einsatzreihenfolge der Kraftwerke wird dadurch ein günstigeres Kraftwerk zum Grenzkraftwerk, welches für alle Kraftwerke den Marktpreis setzt. Mit dem sinkenden Strompreis sinken dadurch die Deckungsbeiträge der Kraftwerke. Es ist deswegen angesichts der erneuerbaren Energien-Ausbauziele der EU und Deutschlands mit einer spürbaren Verschärfung der Finanzierungsprobleme für fossile Kraftwerke zu rechnen.

Modellierung unsicherer Preisentwicklungen mit besonderen Schwierigkeiten verbunden Die Erfahrungen mit der stochastischen Modellierung der unsicheren Preisentwicklung für Brennstoffe und Emissionsberechtigungen lassen zweifeln, ob Aussagen zu den Mechanismen der Preisbildung adäquat in Preisverteilungen umgesetzt werden können. Die Komplexität und Selbstreflexivität der Rohstoffmärkte bedingen eine schlechte Vorhersagequalität. Erschwerend wirkt sich aus, dass die Preisspannen zwischen den Brennstoffen relevanter für den rentablen Betrieb sind als die absoluten Werte. Diese sind aber noch sensitiver gegenüber einzelnen Annahmen als die einzelnen Brennstoffpreise an sich. Bei CO₂-Preisen kommt verschärfend hinzu, dass über 2020 hinaus keine bindenden Abmachungen über die Zahl der Emissionsberechtigungen und Teilnehmer des Emissionshandels existieren.

Angesichts der Kapriolen auf den Rohstoffmärkten und des hohen politischen Charakters des CO₂-Preises erweisen sich zentrale Einflussgrößen derzeit als kaum vorhersagbar. Dazu kommen lange Planungs- und Bauzeiten sowie ein hohes Risiko von Veränderungen der politischen Rahmenbedingungen. Daher erscheint es fraglich, ob die Stromwirtschaft die klimapolitisch gewollte Innovationsdynamik entfalten wird. Während durch die Mengeneinschränkung des EU-ETS zwar die Minderungsziele garantiert eingehalten werden, würden Preisexzesse zu Kollateralschäden in anderen Wirtschaftszweigen führen. Mit politischen Eingriffen wäre zu rechnen. Eine verpflichtende Nachrüstung von CCS-Einrichtungen würde ein neugebautes Kohlekraftwerk den Rentabilitätsbedingungen von CCS-Kraftwerken unterwerfen. Somit besteht speziell für emissionsintensive Technologien aus Investorensicht ein erhebliches regulatorisches Risiko. Die Probleme bei der Vorhersage von CO₂-Preisen lassen bezweifeln, dass der Preis tatsächlich ein so effizientes Mittel zur Lenkung von Investitionen ist, wie es Befürworter des Emissionshandels behaupten.

Erhebliche regulatorische Risiken – die mittel- bis langfristige Rentabilität spezifischer Stromerzeugungsformen wird von der Politik bestimmt. Ob der liberalisierte Strommarkt in seiner derzeitigen Ausgestaltung langfristig für genügend Investitionen sorgt, ist wegen der hohen Komplexität letztlich zum Teil eine Glaubensfrage. Das Anreizproblem ist derzeit noch nicht dringlich, da das EEG bereits Investitionsanreize für Stromerzeugung aus erneuerbare Energien bietet. Das Ausmaß und die Geschwindigkeit ihres Ausbaus ist wegen der Abhängigkeit von dauerhafter politischer Förderung schwer abzusehen. Die Integration des Stroms aus erneuerbaren Energien führt allerdings zunehmend zu Konflikten mit der fossilen und nuklearen Stromerzeugung, die politisch gelöst werden müssen.

Konventionelle Kraftwerke unterliegen diversen regulativen Risiken wie dem Kohlepfennig, den Umsiedlungen beim Tagebau, Stromsteuern oder dem Emissionshandel. Die Politik hat erwiesen, dass sie

in der Lösung solcher Probleme für so manche Überraschung gut ist. Die Zuteilungsregeln für Emissionsberechtigungen haben im Detail maßgeblichen Einfluss auf Unternehmensgewinne und Anreize für Neuinvestitionen gehabt. Auch die Einnahmen aus der Atomenergie hängen davon ab, dass die Politik bereit ist, die Betreiber in bestimmtem Umfang aus der Haftung zu entlassen. Bei CCS-Kraftwerken müssen ebenfalls Haftungsfragen und vermutlich Fördermaßnahmen zur Markteinführung ausgehandelt werden. Letztlich sind alle Stromerzeugungsformen über den Wettbewerb mit anderen Stromerzeugungsformen von regulativen Risiken betroffen. Die Beispiele der Zuteilungsregelungen im Emissionshandel, das Erneuerbare Energien-Gesetz und die Abschöpfung von Gewinnen aus der Laufzeitverlängerung der Atomkraftwerke machen hinreichend klar, wie stark die Gewinne der Stromerzeuger mit der Politik verhandelt werden. Die mittel- bis langfristige Rentabilität spezifischer Stromerzeugungsformen wird somit von der Politik bestimmt.

10.2 Forschungsfragen

Die Studie hat verschiedene Forschungsfragen aufgeworfen. Dazu gehören Fragen zur Risikotheorie sowie verschiedene Aspekte zur Analyse und Regulierung des Strommarkts. Die wesentlichen werden hier aufgegriffen.

Theoretische Fragestellungen zur Risikoanalyse Obwohl der Bayes'sche Wahrscheinlichkeitsbegriff sehr vielseitig ist, fokussiert die Denkschule vorwiegend auf die Datenanalyse. Wie im Theorieteil der Arbeit beschrieben, regelt der Bayes'sche Ansatz sehr klar, wie mit Wahrscheinlichkeiten umzugehen ist. Dafür setzt er jedoch Wahrscheinlichkeiten als gegeben voraus, diese sollten den Unsicherheitsangaben eines nutzenmaximierenden rationalen Akteurs (*homo oeconomicus*) entsprechen. Dieses Ideal stößt bei der Wahrscheinlichkeitsgewinnung in der Praxis an seine Grenzen. Unter welchen Umständen eine Expertenbefragung möglichst „gute“ Ergebnisse erbringt, wäre aber noch einiges an Forschungsarbeit wert. Dies zeigte sich insbesondere bei der Auswahl von stochastischen Prozessen zur Modellierung der Preiszeitreihen – von der Auswahl von Prozessklassen über die Interpretation ihrer Parameter bis hin zur Kalibrierung von Prozessen und Parameter auf Basis von Aussagen über beobachtbare Größen.

Der Bayes'sche Wahrscheinlichkeitsbegriff lässt sich auch auf Strukturen, Modelle oder Theorien anwenden und ist im Sinne von „mehr oder weniger gut geeignet“ auch intuitiv verwendbar. Die genaue Interpretation von Wahrscheinlichkeit wird bei diesen unbeobachtbaren Größen aber schwierig. Wenn bekanntlich „alle Modelle falsch sind“, was ist dann die Wahrscheinlichkeit für ein Modell?

Die Schwierigkeiten mit dem Wahrscheinlichkeitsbegriff übertragen sich auch auf die Risikotheorie. Die „Berechenbarkeit“ von Wahrscheinlichkeit mit Hilfe von Daten setzt subjektive Annahmen wie Homogenitätskonzepte, strukturelle Annahmen und Prior-Wahrscheinlichkeiten für Parameter voraus. Errechenbare Wahrscheinlichkeiten, wie sie Keynes (1937) zum Merkmal von Risiko machte, existieren damit nicht, zumindest sind sie nicht eindeutig. Diese Abgrenzung zwischen Unsicherheit und Risiko wird damit hinfällig. Ein Gleichsetzen von Risiko und Unsicherheit scheitert aber daran, dass die ein Risiko beschreibende Wahrscheinlichkeit einen klar definierten Ereignisraum benötigt. Dies setzt dies jedoch mehr voraus als eine „diffuse Unsicherheit“. Das Verhältnis der Begriffe Risiko, Unsicherheit und Wahrscheinlichkeit verdient weitere Forschungsarbeit.

Eine weitere Forschungsfrage ist die Auswahl von Diskontraten bei der probabilistischen Modellierung der Zahlungsströme in einem DCF-Modell. Höhere Risiken rechtfertigen typischerweise eine höhere Diskontrate. Wie aber ist die Diskontrate zu wählen, wenn das Risiko durch die Variabilität der Zahlungsströme ausgedrückt wird? Auf S. 24 wurde diese Frage kurz aufgeworfen. Sie scheint aus Bayes'scher Perspektive bisher nicht befriedigend beantwortet zu sein.

Fragestellungen zum Strommarkt Ein nahe liegendes Forschungsziel wäre eine detailgetreuere Modellierung. Auf S. 163ff wurden verschiedene Aspekte der Modellerweiterung bereits diskutiert. Die wichtigsten Verbesserungen wären eine höhere zeitliche (stundengenaue) Auflösung des Strommarkts und die Erfassung der erneuerbaren Energien und von Nachfrageschwankungen. Darüber hinaus werfen die Modellergebnisse einige Fragen auf, wie der Strommarkt in Zukunft zu organisieren wäre. Die starken Preisschwankungen und die unzulänglichen Techniken für CO₂-Preisprognosen stellen den Emissionshandel als bevorzugtes Mittel der Investitionslenkung in Frage. Aber auch der Strommarkt weist Unzulänglichkeiten auf. Selbst ohne die Verdrängungs- und Preiswirkung der erneuerbaren Energien erscheint fraglich, ob unter dem gegenwärtigen Marktdesign genügend Anreize bestehen, langfristig Investitionen für eine nach heutigen Maßstäben sichere Stromversorgung zu tätigen.

Die schon länger liberalisierten Strommärkte Großbritanniens und etlicher Staaten der USA zeichnen sich durch unzureichende Ersatzinvestitionen aus. Das Fehlen von Investitionsanreizen im liberalisierten Strommärkte ist inzwischen ein anerkanntes Problem (siehe z.B. Joskow, 2008; Stoff, 2002), dass mit verschiedenen Lösungsansätzen angegangen wird. Da sich Strommärkte regional unterscheiden, sind die Schlussfolgerungen aber nicht einfach auf deutsche Verhältnisse übertragbar. Die Debatte in Deutschland hat erst vor kurzem begonnen (siehe Erdmann, 2008; Groscurth und Bode, 2009; Büdenbender et al., 2009).

Das Anreizproblem wird sich durch den Ausbau der erneuerbaren Energien noch weiter verschärfen. Es würde noch akuter, wenn auch die erneuerbare Energien dem Kalkül liberalisierter Strommärkte unterworfen würden. Windkraft und Photovoltaik haben hohe Investitionskosten, aber Grenzkosten von Null. In Strommärkten mit wachsenden Anteilen dieser Technologien wird das Investitionsklima zusehends unterhöhlt, da häufig Strom zu Preisen von Null verkauft werden müsste. Dies wirft grundlegende Fragen über die zukünftige Organisation des Strommarkts auf.

Blumsack et al. (2006) zeigt anhand von Erfahrungen aus dem US-amerikanischen Markt, dass deregulierte Märkte eine ganze Reihe von Problemen mit sich bringen. Diese Probleme könnten zwar jeweils für sich gelöst werden, allerdings unter der Gefahr, die erhofften Vorteile der Deregulierung wieder zunichte zu machen. Der deutsche Strommarkt weist erkennbare Defizite auf, wie mangelnden Wettbewerb und unzureichende Übertragungskapazitäten zur Integration der erneuerbaren Energien. Entsprechend bietet die Organisation einer effizienten, sicheren und klimafreundlichen Stromversorgung eine Vielzahl spannender und praxisrelevanter Forschungsfragen.

Anhang

Wichtige Ereignisse der Klima- und Energiepolitik ab Ende 2009

Die im Modell unterstellten Rahmenbedingungen entsprechen dem Stand vom Spätherbst 2009. Hier erfolgt eine Übersicht über aktuellere Entwicklungen, die Einfluss auf die Ergebnisse hätten.

Klimagipfel in Kopenhagen und Cancun Der Kopenhagener Klimagipfel im Dezember 2009 war mit hohen Erwartungen verbunden. Viele Beobachter und Beteiligte hofften auf ein Folgeabkommen für das 2012 auslaufende Kyoto-Abkommen, bei dem sich möglichst viele Staaten auf verbindliche Reduktionsziele verpflichteten und die Weiterführung des weltweiten Emissionshandelssystems regelten. Daran gemessen war das Ergebnis des Gipfels enttäuschend. Die zur Rettung eines Minimalerfolgs eingebrachte, unverbindliche Kopenhagen-Erklärung wurde zunächst verwässert und vom Plenum lediglich „zur Kenntnis genommen“. Auch auf dem Klimagipfel 2010 in Cancun gab es keinen Durchbruch. In einer Erklärung wurde unverbindlich das weltweite Zwei-Grad-Ziel anerkannt. Der Klimagipfel 2011 in endete lediglich mit einem Zeitplan über weitere Verhandlungen. Ein wirksames globales Klimaschutzabkommen ist nicht in Sicht.

Atomausstieg 2.0 Überraschende Wendungen gab es in der Atompolitik. Die Bundesregierung setzte die im Koalitionsvertrag festgehaltenen Pläne zu einer Laufzeitverlängerung der deutschen Atomkraftwerke tatsächlich um. Die Einzelheiten wurden von den Kraftwerkbetreibern in Abstimmung mit der Bundesregierung festgelegt. Das zugehörige Gesetz wurde im November 2010 verabschiedet. Bis 1980 errichtete Kraftwerke durften um weitere acht Jahre betrieben werden, später errichtete Kraftwerke um 14 Jahre. Die Regellaufzeit wurde demnach um durchschnittlich 12 Jahre verlängert. Statt einer Abschöpfung der Gewinne aus der Laufzeitverlängerung kam es jedoch zur Einführung einer Brennelementesteuer, die von ursprünglich 220 € auf 145 € pro Gramm Kernbrennstoff und auf eine Befristung bis 2016 heruntergehandelt wurde. Die Einnahmen aus der Steuer fließen in einen „Energie- und Klimafonds“ zur Förderung von Energieeffizienzmaßnahmen und klimafreundlichen Technologien. Beide Regelungen wurden rechtlich angefochten: Die Laufzeitverlängerung vom Bundesrat, die Brennelementesteuer von den Energiekonzernen.

Noch vor Abschluss der Gerichtsverfahren kam es im März 2011 in der japanischen Reaktoranlage Fukushima zu einem Super-Gau. Die Bundesregierung ließ zunächst die sieben ältesten Atomkraftwerke für drei Monate abschalten. Während des Moratoriums wurde mit Berufung auf eine „Sicherheitsüberprüfung“ die Laufzeitverlängerung komplett revidiert und ein kompletter Ausstieg bis Ende 2022 vereinbart. Die bereits im Frühjahr abgeschalteten Reaktoren und das Atomkraftwerk Krümmel wurden endgültig abgeschaltet. Für die anderen Kernkraftwerke wurden Abschaltfristen festgelegt. Bis zu ihrem Ablauf werden den Kraftwerkbetreibern Reststrommengen zugestanden, die sich wie beim früheren Atomausstiegsgesetz an 32 Jahren Betriebszeit ausrichten. Die Reststrommengen der acht abgeschalteten Atomwerke und des Atomkraftwerks Mülheim-Kärlich können auf die verbliebenen Reaktoren übertragen werden.

Parallel zum Ausstiegsgesetz wurden sieben weitere energiepolitische Gesetzesvorhaben durch Bundestag und Bundesrat gepeitscht. Dazu gehörte eine Novelle des EEG sowie eine Änderung zum „Energie- und Klimafonds“. Die Finanzierung des Fonds aus der Brennelementesteuer wurde durch eine Finanzierung aus der Versteigerung von Emissionszertifikaten ersetzt. Der Fonds übernahm neben der Finanzierung von Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz und der klimafreundlicheren Energieversorgung auch Strompreiskompensationen für die energieintensive Industrie.

Die von RWE, E.ON und EnBW vor Gericht angefochtene Brennelementesteuer wackelt derweil. Den Konzernen wurden wegen rechtlicher Bedenken gegen das Steuergesetz die seit Anfang 2011 gezahlten Beträge zurückerstattet. In der Begründung der Finanzgerichte wurden Zweifel an der Gesetzgebungskompetenz des Bundes für diese Steuer angeführt. Der Rechtsstreit ist allerdings noch nicht endgültig entschieden. Ob das Ausstiegsgesetz gegen die ebenfalls anhängigen Klagen Bestand haben wird, ist ebenfalls unsicher.

Durchhänger bei CCS Die schwarz-rote Bundesregierung hatte im Frühjahr 2010 einen Gesetzentwurf vorgelegt, der nach starker Kritik aber nicht mehr im Parlament verhandelt wurde. Im April 2011 versuchte die schwarz-gelbe Bundesregierung einen neuen Anlauf. Ihr CCS-Gesetzentwurf passierte den Bundestag im Juli 2011. In den Verhandlungen auf Ebene der Länder sicherten sich Niedersachsen und Schleswig-Holstein eine Vorbehaltsklausel gegen die Einrichtung von Lagerstätten, da auf ihrem Gebiet große potenzielle Lagerstätten liegen. Das Gesetz scheiterte jedoch schließlich im Bundesrat an der Ablehnung der rot-grün regierten Bundesländer Nordrhein-Westfalen und Rheinland-Pfalz sowie des grün-rot regierten Bundeslandes Baden-Württemberg, weil das CCS-Gesetz „unmittelbar eine großtechnische Umsetzung“ ermögliche, anstatt CCS „ergebnisoffen“ zu prüfen sowie von Brandenburg, das sich als Braunkohleland gegen die Länderklausel sträubte. Nach der Ablehnung des Bundesrats soll nun der Vermittlungsausschuss eine Einigung herbeiführen. Entsprechend der Vorgabe der EU-Richtlinie hätte das Gesetz eigentlich bis Juni 2011 umgesetzt werden müssen.

Auch die in der europäischen CCS-Richtlinie eröffnete Förderung „CCS-bereiter Kraftwerke mit hohem Wirkungsgrad“ wurde in Deutschland bisher nicht umgesetzt. Der Bundestag hat im Juni 2011 ein entsprechendes Kraftwerksförderprogramm mit Investitionszuschüssen von bis zu 15 Prozent der Baukosten aber im Grundsatz beschlossen. Dieses Programm soll nach Angaben der Bundesregierung ein Volumen von bis zu 5 % der Ausgaben des Energie- und Klimafonds haben und aus Wettbewerbsgründen auf Kraftwerksbetreiber mit einem Marktanteil von weniger als fünf Prozent beschränkt werden.

Vattenfall hat derweil die großtechnische Erprobung von CCS am Kraftwerk Jämschwalde abgesagt. RWE hatte zuvor bereits die Planungen für die CCS-Demonstrationsanlage in Hürth ausgesetzt.

Erneuerbare Energien Die Vergütungen für erneuerbare Energien nach EEG wurden seit Ende 2009 mehrfach angepasst. Nach einem weiteren Boom des Solarstrom-Ausbaus wurde im Sommer 2010 die Förderung für Photovoltaikanlagen abgesenkt. Bundestag und Bundesrat einigten sich auf eine Kürzung der Vergütungen für Photovoltaik-Anlagen auf Freiflächen, die in monatlichen Schritten ab 1. Juli 2010 bis zum 1. Oktober 2010 insgesamt 15 % betrug. Auf versiegelten Flächen oder Konversionsflächen betrug die Absenkung 11 %. Die Senkung erfolgte zusätzlich zur ohnehin im EEG vorgesehenen Degression von 9 %. Die zukünftige Degression der Vergütung wurde wesentlich stärker an der Höhe des Zubaus ausgerichtet. Im Februar 2011 wurden die Vergütungssätze für Solarstrom abermals abgesenkt.

Die EEG-Novelle vom Juni 2011 hat eine Vielzahl von Änderungen gebracht, auch bei Vergütungen und Boni für die verschiedenen Technologien. Die Vergütungssätze für Windkraft an Land blieben erhalten, ihre Degression wurde jedoch auf 1,5 % erhöht. Die Vergütungen für Offshore-Windkraft wurden erhöht, der Degressionsbeginn auf 2018 verschoben und der entsprechende Satz im Gegenzug erhöht. Das Vergütungssystem für Biomasseanlagen wurde vereinfacht und die Vergütungen ebenfalls angepasst. Die EEG-Novelle sieht ferner eine Marktprämie vor, welche die Anreize zur Direktvermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien erhöhen soll. Auch die Ausbauziele wurden aktualisiert: Der Anteil der erneuerbaren Energien am Stromverbrauch soll bis spätestens 2020 mindestens 35 % betragen. 2030 soll er bei 50 %, 2040 bei 65 % und 2050 bei 80 % liegen.

Wenig Fortschritte bei der Energieeffizienz Die Steigerung der Energieeffizienz gestaltet sich weiterhin zäh. So ist nicht sicher, ob die Bundesregierung ihr Ziel einer zehnpromzentigen Reduktion des Stromverbrauchs bis 2020 gegenüber 2008 erreichen wird. Der deutsche Bruttostromverbrauch ist nach einem durch die Wirtschaftskrise bedingten Rückgang um 36 TWh von 615 auf 579 TWh im Jahr 2009 im Folgejahr wieder auf 608 TWh gestiegen. Das Gesetz zur energetischen Gebäudesanierung wurde im Juni 2011 vom Bundesrat im Streit um die Kostenübernahme gestoppt. Energiekommissar Oettinger hat derweil einen Richtlinienentwurf zur Steigerung der Energieeffizienz in der EU um 20 Prozent bis 2020 gegenüber 2008 vorgelegt. Ohne die vorgeschlagenen Maßnahmen wäre nur die Hälfte dessen realistisch, so die Kommission.

Preisentwicklungen im EU-EHS Nach den Preiskapriolen während der Finanzkrise haben sich die Preise für Primärenergie wieder stärker stabilisiert. Sie sind nach einem abrupten Preisverfall im Herbst 2008 wieder etwas gestiegen. Der Preis für Steinkohle ist relativ zu Gas stärker gestiegen.

Die Preise für Emissionsberechtigungen (EUAs) haben das Niveau von etwa 15 € von Ende 2009 lange Zeit gehalten. Seit Mitte 2011 sind sie jedoch wieder deutlich gefallen und liegen inzwischen unter 10 €. Aufgrund der schlechten europäischen Wirtschaftslage und entsprechend schwacher Nachfrage nach Emissionsrechten sagen Analysten auch für die nächsten Jahre niedrige Preise voraus. Die Deutsche Bank sieht für Anfang 2012 einen Verfall des EUA-Preises auf 6 € kommen, die UBS auf 5 €. Mit dem Preisverfall intensiviert sich die Debatte über die Rolle des Emissionshandels in der Klimapolitik.

Quellen: Medienberichte, Energiechronik (www.udo-leuschner.de), BMU. Stand: Dezember 2011

Software und Daten

Das der Arbeit zugrunde liegende Einflussdiagramm wurde erstellt mit Analytica Educational Professional, Release 4.2.3.7 vom 2. Februar 2010. Die Ergebnisgrafiken wurden zum Teil ebenfalls mit Analytica erzeugt, zum Teil mit R, Version 2.7.2 vom 25. August 2008.

In die elektronische Version dieser Arbeit ist das Analytica-Modell eingebunden. Der gebundenen Version liegt die Analytica-Datei sowie der R-Programmcode mitsamt den zugehörigen Daten als CD-ROM bei.

Tabellen

Variable	Gewählte Verteilung	Seite
CO ₂ -Preis	Benutzerdefinierte Verteilung	69
Brennstoffpreise	Aus Brennstoffpreisszenarien abgeleitete Dreiecksverteilung	61
Kraftwerksparameter:		
Investitionskosten	Erweiterte Dreiecksverteilung zzgl. Zusatzkosten für CCS-Vorrichtungen (erw. Dreiecks-Vtlg.)	51, CCS: 75
Fixkosten	Erweiterte Dreiecksverteilung	51, CCS: 75
Sonstige variable Kosten	Erweiterte Dreiecksverteilung	51, CCS: 75
Stilllegungskosten (nur CCS)	Erweiterte Dreiecksverteilung	75
Wirkungsgrad (nur CCS)	Erweiterte Dreiecksverteilung	75
Abscheidungsgrad bei CCS	Erweiterte Dreiecksverteilung	75
Verfügbarkeit von CCS	Diskrete Verteilung	77
AKW-Laufzeitverlängerung	Diskrete Verteilung	81
Abschöpfung für Gewinne aus Laufzeitverlängerung	Dreiecksverteilung	81
Aufschlag auf markträumenden Strompreis	Diskrete Verteilung, je 1/3 auf die drei Varianten	99
Ersatzkraftwerke	Bedingte Übergangswahrscheinlichkeit	105; 111
Verlängerte Laufzeit von fossilen Bestandskraftwerken (nur für Sensitivitätsanalyse in Kap. 7)	Gleichverteilung zwischen Null und 25 Jahren	109
Verlängerte Gratiszuteilung	Diskrete Verteilung	152
Ersatzszenarien (nur für Streugrafiken)	Gleichverteilung	153
Verlängerte Laufzeit (nur für Streugrafiken der Neuinvestitionen)	Dreiecksverteilung	153

Tabelle 22: Überblick über die in der Studie verwendeten Wahrscheinlichkeitsverteilungen.

ID	Standort	Beteiligung	Typ	Bruttokapazität MW	Nettokapazität MW	Auslastung	Inbetriebnahme	Abschaltung	Stromproduktion TWh	Wirkungsgrad %	Emissionsrate g CO ₂ /kWh	Fixkosten Mio. €	variable Kosten €/MWh	Abschreibung Mio. €	Stilllegungskosten Mio. €
1	Altbach Deizisau	1,00	Kohle-Gas-Öl	1263	1200	0,65	1985	2029	6,8	42	524	63	1,6	23	63
6	Bexbach	0,50	SKW	773	714	0,49	1983	2027	3,5	39	872	35	2,3	16	39
46	Heilbronn	1,00	SKW	1074	1020	0,60	1980	2024	5,4	43	791	48	2,3	22	54
59	Karlsruhe	1,00	GuD	1326	1260	0,40	1990	2029	4,4	54	352	33	1,6	16	40
66	Lippendorf	0,25	BKW	1840	1748	0,90	2000	2029	13,8	43	941	129	2,5	77	92
69	Mannheim	0,32	SKW	1675	1520	0,60	2000	2044	8,0	43	791	67	2,3	48	84
70	Marbach II	1,00	Gas	137	130	0,25	1970	2009	0,3	40	475	3	1,6	1	4
71	Marbach III	1,00	GuD	279	265	0,45	1974	2013	1,0	50	380	7	1,6	3	8
74	Neckarwestheim I	1,00	AKW	840	785	0,90	1976	2009	6,2	100	0	63	4,0	31	1090
75	Neckarwestheim II	1,00	AKW	1400	1269	0,90	1989	2020	10,0	100	0	105	4,0	61	1820
80	Philippsburg I	1,00	AKW	926	890	0,90	1979	2012	7,0	100	0	70	4,0	37	1200
81	Philippsburg II	1,00	AKW	1458	1358	0,90	1984	2017	10,7	100	0	109	4,0	61	1900
102	Walheim	1,00	Kohle+Öl	108	103	0,10	1966	2010	0,1	35	629	5	1,6	1	5

Tabelle 23: Kraftwerksportfolio von EnBW.

ID	Standort	Beteiligung	Typ	Brutokapazität MW	Nettokapazität MW	Auslastung	Inbetriebnahme	Abschaltung	Stromproduktion TWh	Wirkungsgrad %	Emissionsrate g CO ₂ /kWh	Fixkosten Mio. €	variable Kosten €/MWh	Abschreibung Mio. €	Stilllegungskosten Mio. €
3	Audorf	1,00	Heizöl	92	87	0,10	1973	2013	0,1	28	679	2	1,7	1	3
6	Bexbach	0,08	SKW	773	714	0,49	1983	2027	3,5	39	872	35	2,3	16	39
10	Brockdorf	0,80	AKW	1484	1410	0,90	1986	2020	11,1	100	0	111	4,0	59	1930
11	Brunsbüttel	0,33	AKW	806	771	0,50	1977	2009	6,1	100	0	60	4,0	27	1050
13	Büter	1,00	SKW	74	70	0,55	1985	2035	0,3	40	1000	3	2,5	1	4
14	Burghausen	1,00	Gas	126	120	0,25	2001	2041	0,3	50	380	3	1,7	2	6
15	Buschhaus	1,00	BKW	352	352	0,75	1985	2035	2,3	35	1143	32	2,5	18	18
16	DatteIn 1	1,00	SKW	100	95	0,55	1964	2014	0,5	35	1143	5	2,5	1	5
17	DatteIn 2	1,00	SKW	100	95	0,55	1964	2014	0,5	35	1143	5	2,5	1	5
18	DatteIn 3	1,00	SKW	119	113	0,55	1969	2019	0,5	35	1143	6	2,5	1	6
20	Enden 4	1,00	Gas	456	433	0,25	1972	2012	0,9	35	543	11	1,7	5	23
21	Ensländ	0,12	AKW	1400	1329	0,90	1988	2021	10,5	100	0	105	4,0	47	1820
25	Farge	1,00	SKW	368	350	0,55	1969	2019	1,7	35	1143	18	2,5	4	18
27	Franken 11	1,00	Gas	403	383	0,25	1964	2012	0,8	35	543	10	1,7	3	20
28	Franken 12	1,00	Gas	463	440	0,25	1969	2009	1,0	35	543	12	1,7	5	23
30	Gendorf	0,50	Gas	42	40	0,25	1969	2009	0,1	35	543	1	1,7	1	2
32	GW Weser Veltheim 2	0,67	SKW	98	93	0,55	1965	2015	0,4	35	1143	5	2,5	1	5
33	GW Weser Veltheim 3	0,67	SKW	319	303	0,55	1970	2020	1,5	35	1143	16	2,5	4	16
34	GW Weser Veltheim 4GT	0,67	Gas	421	400	0,25	1965	2012	0,9	100	0	101	4,0	49	1740
36	Grafenheinfeld	1,00	AKW	1342	1275	0,90	1981	2015	10,1	100	0	101	4,0	54	1750
37	Grenzach-Wyhlen	0,70	Gas	42	40	0,25	1970	2010	0,1	35	543	1	1,7	1	2
38	Grohnde	0,83	AKW	1432	1360	0,90	1984	2019	10,7	100	0	107	4,0	57	1860
39	GT Ummeln	0,74	Gas	63	60	0,25	1987	2027	0,1	35	543	2	1,7	1	2
40	Gundremmingen B	0,25	AKW	1284	1284	0,90	1984	2016	10,1	100	0	101	4,0	54	1750
41	Gundremmingen C	0,25	AKW	1344	1288	0,90	1985	2017	10,2	100	0	101	4,0	54	1750
42	Hausham GT1	1,00	Heizöl	26	25	0,10	1982	2022	0,0	28	679	1	1,7	0	1
43	Hausham GT2	1,00	Heizöl	26	25	0,10	1982	2022	0,0	28	679	1	1,7	0	1
44	Hausham GT2 Hausham GT3	1,00	Heizöl	26	25	0,10	1982	2022	0,0	28	679	1	1,7	0	1
45	Hausham GT4	1,00	Heizöl	26	25	0,10	1982	2022	0,0	28	679	1	1,7	0	1
47	Heyden	1,00	SKW	921	875	0,55	1987	2022	4,2	40	1000	41	2,5	18	46
49	Huntorf	1,00	Gas	305	290	0,25	1970	2010	0,6	35	543	8	1,7	3	9
51	Ingolstadt 3	1,00	Heizöl	406	386	0,10	1973	2013	0,3	28	679	10	1,7	4	12
52	Ingolstadt 4	1,00	Heizöl	406	386	0,10	1974	2014	0,3	28	679	10	1,7	4	12
53	Irching 3	1,00	Gas	437	415	0,25	1971	2011	0,9	35	543	11	1,7	4	13
54	Isar 1	1,00	AKW	924	878	0,90	1977	2011	6,9	100	0	69	4,0	31	1200
55	Isar 2	0,75	AKW	1474	1400	0,90	1974	2021	11,0	100	0	111	4,0	49	1920
56	Izehoe	1,00	Heizöl	92	87	0,10	1972	2012	0,1	28	679	1	1,7	1	3
58	Jena-Stid	0,77	Gas	197	197	0,25	1979	2019	0,4	35	543	5	1,7	2	6
60	Kassel	0,50	BKW	35	33	0,75	1988	2038	0,2	35	1143	3	2,5	1	2
61	Kiel	0,50	SKW	340	323	0,55	1970	2020	1,6	35	1143	17	2,5	4	17
62	Kirchhagen	0,63	Gas	211	200	0,25	1994	2034	0,4	35	543	5	1,7	3	6
63	Kirchmöser	1,00	Gas	168	160	0,25	1968	2008	0,4	35	543	4	1,7	1	5
64	Knepper C	1,00	SKW	345	345	0,55	1971	2021	1,7	35	1143	18	2,5	4	18
65	Krümme	0,50	AKW	1417	1346	0,90	1983	2016	10,6	100	0	106	4,0	52	1840
68	Lippendorf S	0,50	BKW	920	891	0,75	2000	2050	5,9	43	941	64	2,5	38	46
72	Mehrtrun C	0,50	SKW	726	690	0,55	1979	2029	3,3	35	1143	36	2,5	13	36
79	Obernburg	0,50	Gas	105	100	0,25	1969	2009	0,2	35	543	3	1,7	1	3
82	Robert Frank 4	1,00	Gas	517	491	0,25	1970	2010	1,1	35	543	13	1,7	5	16
83	Rostock	0,50	SKW	553	508	0,55	1994	2038	2,7	43	791	39	2,2	14	28
84	Schkopau	0,56	BKW	947	900	0,75	1995	2045	5,9	40	1000	66	2,5	28	47
85	Scholven B	1,00	SKW	363	345	0,55	1968	2018	1,7	35	1143	18	2,2	4	18
86	Scholven C	1,00	SKW	363	345	0,55	1969	2019	1,7	35	1143	18	2,2	4	18
87	Scholven D	1,00	SKW	363	345	0,55	1970	2020	1,7	35	1143	18	2,2	4	18
88	Scholven E	1,00	SKW	363	345	0,55	1971	2021	1,7	35	1143	18	2,2	4	18
89	Scholven F	1,00	SKW	712	676	0,55	1979	2029	3,3	35	1143	36	2,2	13	36
91	Shamrock	1,00	SKW	139	132	0,55	1957	2012	0,6	30	1333	7	2,2	7	7
92	Sonstige	0,70	Gas	228	217	0,25	1987	2027	0,5	35	543	6	2,7	10	7
94	Staudinger 1	1,00	SKW	262	249	0,55	1965	2015	1,2	35	1143	13	2,2	3	13
95	Staudinger 3	1,00	SKW	308	293	0,55	1970	2020	1,4	35	1143	15	2,2	4	15
96	Staudinger 4	1,00	Gas	655	622	0,25	1971	2011	1,4	35	543	16	1,7	7	20
97	Staudinger 5	1,00	SKW	537	510	0,55	1992	2042	2,5	43	930	22	2,2	13	27
99	Unerwieser	1,00	AKW	1416	1345	0,90	1978	2012	10,6	100	0	106	4,0	47	1840
109	Wilhelmshaven	1,00	SKW	786	747	0,55	1976	2026	3,6	35	1143	39	2,2	14	39
110	Wilhelmshaven	1,00	Heizöl	59	56	0,10	1973	2013	0,0	28	679	1	1,7	1	2
111	Zolling	1,00	SKW	473	449	0,55	1986	2036	2,2	40	1000	21	2,2	12	24
112	Zolling GT1	1,00	Heizöl	26	25	0,10	1976	2016	0,0	28	679	0	1,7	0	1
113	Zolling GT2	1,00	Heizöl	26	25	0,10	1976	2016	0,0	28	679	1	1,7	0	1

Tabelle 24: Kraftwerksportfolio von E.ON.

ID	Standort	Beteiligung	Typ	Bruttkapazität MW	Nettokapazität MW	Auslastung	Inbetriebnahme	Abschaltung	Stromproduktion TWh	Wirkungsgrad %	Emissionsrate g CO ₂ /kWh	Fixkosten Mio. €	variable Kosten €/MWh	Abschreibung Mio. €	Stilllegungskosten Mio. €
4	Bergkamen A	0,51	SKW	720	684	0,60	1981	2025	3,6	41	41	32	2,2	13	36
5	Berrenrath	1,00	BKW	55	52	0,50	1993	2042	0,2	30	1333	4	2,5	3	3
7	Biblis A	1,00	AKW	1255	1167	0,90	1975	2010	9,2	100	0	94	4,0	42	1630
8	Biblis B	1,00	AKW	1300	1240	0,90	1977	2011	9,8	100	0	98	4,0	43	1690
19	Dornagen GuD 1 2	1,00	GuD	636	604	0,50	1979	2018	2,6	100	380	16	1,7	10	19
21	Ennsland	0,88	AKW	1400	1329	0,90	1988	2021	10,5	100	0	105	4,0	47	1820
22	Ennsland B C	1,00	Gas	863	820	0,25	1974	2013	1,8	35	543	22	1,6	9	26
23	Ensdorf C	1,00	SKW	297	282	0,60	1971	2015	1,5	35	971	15	2,5	3	15
24	enviaM	1,00	GuD	219	208	0,50	1990	2029	0,9	50	380	5	1,5	3	7
26	Fortuna	1,00	BKW	57	54	0,75	1975	2024	0,4	30	1333	4	2,5	3	3
29	Frimmersdorf	1,00	BKW	2108	2003	0,90	1965	2014	15,8	32	1250	179	2,5	32	105
31	Gerstein F G H I	1,00	Gas	1353	1285	0,25	1973	2012	2,8	35	543	34	1,6	14	41
35	Goldenberg	1,00	BKW	159	151	0,90	1994	2043	1,2	30	1333	11	2,5	5	8
40	Gundremmingen B	0,75	AKW	1344	1284	0,90	1984	2016	10,1	100	0	101	4,0	54	1750
41	Gundremmingen C	0,75	AKW	1344	1288	0,90	1985	2017	10,2	100	0	101	4,0	54	1750
48	Hucklingen 1 2	1,00	Gas	611	580	0,35	1976	2015	1,8	35	543	15	1,7	6	18
50	Ibbenbüren	1,00	SKW	746	709	0,60	1985	2029	3,7	40	850	34	2,2	15	37
76	Neurath	1,00	BKW	2164	2056	0,90	1974	2023	16,2	35	1143	173	2,5	40	108
77	Niederaussem	1,00	BKW	2744	2607	0,90	1970	2019	20,6	35	1143	220	2,5	46	137
78	Niederaußem BoA1	1,00	BKW	968	920	0,92	2003	2052	7,4	43	930	63	2,2	36	48
83	Rostock	0,25	SKW	553	508	0,55	1994	2038	2,7	43	791	39	2,2	14	28
93	Sonstige	1,00	Gas	86	82	0,30	1980	2019	0,2	35	543	2	1,6	1	3
100	VSE 1	1,00	SKW	100	95	0,60	1994	2038	0,5	43	791	4	2,2	2	5
101	Wachberg	1,00	BKW	124	118	0,75	1987	2036	0,8	30	1333	9	2,5	6	8
104	Weißweiler	1,00	GuD	283	269	0,30	1994	2033	0,7	50	380	7	1,5	4	8
105	Weisweiler	1,00	BKW	2162	2054	0,90	1970	2019	16,2	34	1176	173	2,5	32	108
106	Werne 1	1,00	Gas	118	112	0,25	1984	2023	0,2	35	543	3	1,7	1	4
107	Werne 2	1,00	SKW	632	600	0,60	1984	2028	3,2	42	810	28	2,3	13	32
108	Westfalen A C	1,00	SKW	619	588	0,60	1966	2010	3,1	35	971	31	2,5	7	31

Tabelle 25: Kraftwerksportfolio von RWE.

ID	Standort	Beteiligung	Typ	Bruttkapazität MW	Nettokapazität MW	Auslastung	Inbetriebnahme	Abschaltung	Stromproduktion TWh	Wirkungsgrad %	Emissionsrate g CO ₂ /kWh	Fixkosten Mio. €	variable Kosten €/MWh	Abschreibung Mio. €	Stilllegungskosten Mio. €
2	Ahrenfelde	1,00	Gas	152	144	0,25	1990	2034	0,3	31	613	4	1,7	2	5
9	Boxberg	1,00	BKW	1900	1763	0,95	1986	2035	15,6	39	1030	143	2,5	44	95
10	Brokdorf	0,20	AKW	1484	1410	0,90	1986	2020	11,1	100	0	111	4,0	59	1930
11	Brunsbüttel	0,67	AKW	806	771	0,90	1977	2009	6,1	100	0	60	4,0	27	1050
12	Brunsbüttel	1,00	Heizöl	256	243	0,10	1973	2017	0,2	28	679	6	1,7	3	8
57	Jämschwalde	1,00	BKW	3000	2850	0,88	1982	2031	22,0	36	1127	225	2,5	48	150
65	Krömmel	0,50	AKW	1417	1346	0,90	1983	2016	10,6	100	0	106	4,0	52	1840
67	Lippendorf	1,00	BKW	920	874	0,90	2000	2049	6,9	43	941	60	2,5	38	46
73	Moorburg	1,00	Heizöl	156	148	0,10	1980	2024	0,1	29	655	4	1,7	2	5
83	Rostock	0,25	SKW	553	508	0,55	1994	2038	2,7	43	791	39	2,2	14	28
90	Schwarze Pumpe	1,00	BKW	1600	1520	0,90	1997	2046	12,0	40	1000	104	2,5	27	80
98	Thyrow	1,00	Gas	300	285	0,25	1988	2032	0,6	31	613	8	1,7	4	9
103	Wedel	1,00	Heizöl	102	97	0,10	1971	2015	0,1	28	679	3	1,7	1	3

Tabelle 26: Kraftwerksportfolio von Vattenfall.

Abbildungsverzeichnis

1	Bewertung von Kraftwerksinvestitionen.	5
2	Erweiterte Dreiecksverteilung angepasst an einen oberen, unteren und wahrscheinlichsten Wert. Quelle: Galway (2007).	14
3	Ablauf einer Expertenbefragung nach Garthwaite et al. (2005).	15
4	Bayes'sches Lernens. Quelle: O'Hagan und Forster (2004).	17
5	Aufbau einer Risikoanalyse. Quelle: Aven (2003).	26
6	Unsicherheiten übertragen sich auf eine Entscheidungsgröße.	27
7	Verhältnis von Unsicherheit und Risikoanalysen. Quelle: Aven (2008).	28
8	Schema zur Auswahl von Verteilungen. Quelle: Damodaran (2007).	30
9	Beispiel für ein Entscheidungs- (links) und ein Diagnoseproblem (rechts). Diagramme erstellt mit Analytica und Netica.	35
10	CO ₂ -Emissionen der deutschen Stromwirtschaft seit 1990. Daten: Machat und Werner (2007).	40
11	Kraftwerksemissionen und Klimaschutzziele: Hypothetische Klimaschutzziele: * bis 2020 -40 % Reduktion ggü. 1990, ** bis 2050 -80 % Reduktion ggü. 1990. Historische Emissionen der deutschen Kraftwerke nach Machat und Werner (2007).	40
12	Altersbedingtes Ausscheiden von Bestandskraftwerken sowie Emissionen aus den Restlaufzeiten der bestehenden Anlagen.	41
13	Reduktionspfad des europäischen Emissionshandelssystems. Quelle: Schafhausen (2009).	47
14	Kraftwerksportfolien der „großen Vier“ (nach Nettokapazität) differenziert nach Brennstofftypen. Daten: WestLB Research.	48
15	Europäischer Baukostenindex für Kraftwerke (EPCCI). Quelle: IHS Cambridge Energy Research Associates.	50
16	Preise für Primärenergieträger im Zeitraum 1970–2008. Importrohöl: Preis frei deutsche Grenze. Heizölpreis ab Raffinerie beim Einsatz in Stromerzeugungsanlagen inkl. Mineralölsteuer und Bevorratungsabgabe. Importsteinkohle: Preis frei deutsche Grenze, Kraftwerkskohle. Erdgas: Preise für Kraftwerke, Berechnungsgrundlage sind Durchschnittserlöse aus der Abgabe an Letztabnehmer einschl. Erdgassteuer (ab August 2006 steuerfrei), Wert für 2008 geschätzt. Daten: Statistik der Kohlenwirtschaft e.V.	59
17	Brennstoffpreise unter verschiedenen Preisszenarien (inklusive Transportkosten). Daten: WestLB Research.	60
18	Preisverteilungen für Brennstoffe (in €/MWh _{t,h}).	61
19	Der Kurs des Carbox (Carbon Index, Referenzpreis für EUAs an der EEX) in den Handelsperioden 2005–2007 und 2008–2012. Quelle: EEX, September 2009.	63

20	Abrechnungskurse für EEX-Future-Kontrakte für EUAs der zweiten Handelsperiode mit Lieferzeitpunkt Dezember 2012. Quelle: EEX, September 2009.	64
21	CO ₂ -Vermeidungskostenkurve im Jahr 2050 inklusive Unsicherheitsangabe. Quelle: IEA (2008b).	66
22	CO ₂ -Vermeidungskostenkurve des Elektrizitätssektors im Jahr 2050. Quelle: IEA (2008b)	67
23	Vermeidungskostenkurve für Treibhausgase des Energiesektors in Deutschland bis zum Jahr 2020. Quelle: McKinsey & Company (2007).	68
24	CO ₂ -Preisszenarien.	69
25	Bildung der CO ₂ -Preisverteilung. An verschiedenen Zeitpunkten werden Preisverteilungen festgelegt (Abb. 25(a)–25(d)). Die vier Verteilungen werden vollständig korreliert, die Preise für die Jahre dazwischen werden per Interpolation bestimmt. Abb. 25(e) zeigt Wahrscheinlichkeitsbänder (Quantile) des erzeugten Prozesses, wegen der Erzeugungswise sind dies zugleich Beispiele für einzelne Preispfade.	70
26	Schätzungen für CO ₂ -Speicherkapazitäten. Quelle: Sachverständigenrat für Umweltfragen (2009) nach MIT (2007).	73
27	Wahrscheinlichkeitsverteilung für die Laufzeitverlängerung der AKWs.	81
28	Schema für ein DCF-Modell eines Kraftwerks als Einflussdiagramm.	84
29	Stromgestehungskosten für ein 2010 in Betrieb genommenes Kraftwerk. Annahmen: Basis-BrennstoffszENARIO und 15 €/t CO ₂	90
30	Stromgestehungskosten für CCS-Kraftwerke im Vergleich mit Kraftwerken ohne CO ₂ -Abscheidung. Unterstellt sind Kraftwerke zum Zeitpunkt der kommerziellen Verfügbarkeit von CCS bei einer Auslastung von 85 % im Basis-BrennstoffszENARIO und bei 25 €/t CO ₂	91
31	Strompreise an der EEX in 2008 (EPEX Spot). Daten: EEX.	93
32	Strompreisbildung anhand der Merit Order. Quelle: Öko-Institut (2011).	94
33	Tageslastverläufe für Deutschland aus dem Jahr 2008 für den dritten Mittwoch und den dritten Sonntag (gestrichelt) des jeweiligen Monats. Daten: UCTE	95
34	Jahreslastdauerkurven für Deutschland für die Jahre 2006–2008. Daten: UCTE.	97
35	Die gepoolte Merit Order der fossilen und nuklearen Großkraftwerke von E.ON, EnBW, RWE und Vattenfall bei einem CO ₂ -Preis von 25 €/t. Die gepunkteten Linien markieren die Wahl der Grenzkraftwerke für die Strompreisbestimmung.	98
36	Auslastung der Kraftwerke der vier großen deutschen Stromversorger für das Jahr 2005 gereiht nach Merit Order. Quelle: Europäische Kommission (2007, S. 148, Abb. 49).	100
37	Heuristik zur Bestimmung der Auslastung.	101
38	Stromproduktion zugewiesen auf Lastbereiche.	102
39	Mittlerer jährlicher Strompreis in Abhängigkeit vom CO ₂ -Preis.	102
40	Die Merit Order 2008 unter verschiedenen CO ₂ -Preisen	103

41	Kapazitätsmix für die erste Generation der Ersatzkraftwerke unter verschiedenen fossilen Ersatzszenarien. Dargestellt sind Erwartungswerte.	106
42	Entwicklung von Merit Order und Strompreis im Basis-Brennstoffpreisszenario und mäßigem CO ₂ -Preisszenario unter verschiedenen Ersatzszenarien.	107
43	Gesamtemissionen der Kraftwerke unter verschiedenen Ersatzszenarien (Erwartungswert über CO ₂ - und Brennstoffpreise und zufällige Kraftwerksersetzungen).	108
44	Kapitalwert der Bestandsportfolien bei verzögerter Abschaltung verschiedener Kraftwerkstypen.	110
45	Strompreis je nach typischem Lastbereich. Annahmen: Basis-Brennstoffszenario, mäßiges CO ₂ -Preisszenario und Referenz-Ersatzszenario.	110
46	Zusammensetzung des Ersatzportfolios und Gesamtemissionen im Referenzszenario abhängig von verlängerten Laufzeiten für AKWs.	111
47	Entwicklung von Merit Order und Strompreis im Referenz-Ersatzszenario unter verschiedenen CO ₂ -Preisszenarien. Für die Brennstoffpreise gilt das Basisszenario.	112
48	Vergütung nach EEG 2009 im Vergleich mit Großhandelsstrompreisen unter Basisannahmen.	114
49	Tornadografiken für die Kapitalwerte der Bestandsportfolien.	120
50	Rangkorrelationen von verschiedenen Einflussgrößen mit Kapitalwerten der Bestandsportfolien.	121
51	Streugrafik für den Kapitalwert des Bestandsportfolios von RWE gegen verschiedene Einflussgrößen, 5000 Realisationen.	122
52	Streugrafik für den Kapitalwert des Bestandsportfolios von E.ON gegen verschiedene Einflussgrößen, 5000 Realisationen.	123
53	Streugrafik für den Kapitalwert des Bestandsportfolios von EnBW gegen verschiedene Einflussgrößen, 5000 Realisationen.	124
54	Streugrafik für den Kapitalwert des Bestandsportfolios von Vattenfall gegen verschiedene Einflussgrößen, 5000 Realisationen.	125
55	Kapitalwert der Bestandsportfolien.	126
56	Kapitalwert der Bestandskraftwerke differenziert nach Unternehmen und Kraftwerkstyp (AKW: Atomkraftwerk, BKW: Braunkohlekraftwerk, SKW: Steinkohlekraftwerk). . . .	127
57	Beiträge der Kraftwerkstypen zum Kapitalwert der Bestandsportfolien je nach CO ₂ -Preisszenario. Brennstoffpreise, AKW-Laufzeitverlängerung und andere Einflussgrößen stochastisch. Kapitalwerte sind Erwartungswerte.	129
58	In der NAP 2-Periode kostenlos an die vier Betreiber zugeteilte Emissionsberechtigungen.	130
59	Zusätzliche Cashflows der Kraftwerksportfolien in der NAP 2-Periode.	132
60	Kapitalwertzuwachs der Bestandsportfolien durch Einführung des Emissionshandels (ohne NAP 1-Periode).	132

61	Kapitalwert der Bestandskraftwerke von RWE mit und ohne Windfall-Profiten aus der Gratiszuteilung von Emissionsberechtigungen in der NAP 2-Periode. CO ₂ -Preis in der NAP 2-Periode fixiert bei 17,9 €/t.	134
62	Zahlungsströme (vor Steuern) aus der Laufzeitverlängerung der Atomkraftwerke.	135
63	Verteilungsfunktion (kumulierte Wahrscheinlichkeit) für die Zahlungsströme aus der Laufzeitverlängerung der AKWs.	136
64	Kapitalwert der zusätzlich generierten Zahlungsströme aus der Laufzeitverlängerung der AKWs.	137
65	Alterungseffekt bei der Auslastung eines 2010 in Betrieb genommenen Kraftwerks unter verschiedenen CO ₂ -Preisszenarien. Unterstellt ist das Basis-BrennstoffszENARIO.	141
66	Stromgestehungskosten für 2010 in Betrieb gehende Kraftwerke je nach CO ₂ -Preis für die drei Brennstoffpreisszenarien (Niedrig, Basis, Hoch).	142
67	Stromgestehungskosten für 2020 in Betrieb genommene Kraftwerke je nach CO ₂ -Preis für die drei Brennstoffszenarios (Niedrig, Basis, Hoch). CCS ist per Annahme zu diesem Zeitpunkt kommerziell verfügbar.	142
68	Stromgestehungskosten für Kraftwerke mit Inbetriebnahme 2010 und 2025.	143
69	CO ₂ -Vermeidungskosten für CCS-Kraftwerke gegenüber Kraftwerken ohne CO ₂ -Abscheidung.	144
70	Tornadografiken für ein neues 500 MW-Braunkohle-Kraftwerk mit Inbetriebnahme im Jahr 2010.	145
71	Tornadografiken für ein neues 500 MW-Steinkohle-Kraftwerk mit Inbetriebnahme im Jahr 2010.	145
72	Tornadografiken für ein neues 500 MW-GuD-Kraftwerk mit Inbetriebnahme im Jahr 2010.	145
73	Tornadografiken für ein neues 500 MW-Braunkohle-CCS-Kraftwerk mit Inbetriebnahme im Jahr 2020.	145
74	Tornadografiken für ein neues 500 MW-Steinkohle-CCS-Kraftwerk mit Inbetriebnahme im Jahr 2020.	145
75	Rangkorrelation von Kapitalwert und verschiedenen Einflussgrößen für verschiedene Kraftwerkstypen.	148
76	Rentabilität von Einzelkraftwerken in Abhängigkeit vom CO ₂ -Preis, dem Zeitpunkt der Inbetriebnahme und den drei Brennstoffszenarios.	150
77	(De facto) Subventionen für ein 500 MW-Kraftwerk: Wert der Gratiszertifikate (Inbetriebnahme bis 2012) bzw. potenzieller Investitionszuschuss (Inbetriebnahme 2013–2016).	152
78	Unsicherheit über das Ende der Gratiszuteilung von Emissionsrechten (EUAs) und der daraus folgende Kapitalwert der Gratiszertifikate (bei Inbetriebnahme des Kraftwerks 2010).	152
79	Kapitalwert in Abhängigkeit vom (über die Laufzeit gemittelten) CO ₂ -Preis für 500 MW-Kraftwerke mit Inbetriebnahme 2010 und 2013. 2000 Realisationen.	153

80	Streugrafik für den Kapitalwert 2010 eines neuen Braunkohlekraftwerks mit 500 MW und Inbetriebnahme 2010 gegenüber verschiedenen unsicheren Einflussgrößen. 2000 Realisationen.	155
81	Streugrafik für den Kapitalwert 2010 eines neuen Steinkohlekraftwerks mit 500 MW und Inbetriebnahme 2010 gegenüber verschiedenen unsicheren Einflussgrößen. 2000 Realisationen.	156
82	Streugrafik für den Kapitalwert 2010 eines neuen GuD-Kraftwerks mit 500 MW und Inbetriebnahme 2010 gegenüber verschiedenen unsicheren Einflussgrößen. 2000 Realisationen.	157
83	Streugrafik für den Kapitalwert 2025 eines neuen CCS-Braunkohlekraftwerks mit 500 MW und Inbetriebnahme 2025 gegenüber verschiedenen unsicheren Einflussgrößen. 2000 Realisationen.	158
84	Streugrafik für den Kapitalwert 2025 eines neuen CCS-Steinkohlekraftwerks mit 500 MW und Inbetriebnahme 2025 gegenüber verschiedenen unsicheren Einflussgrößen. 2000 Realisationen.	159
85	Rentabilität eines Einzelkraftwerks in Abhängigkeit vom CO ₂ -Preis und dem Zeitpunkt der Inbetriebnahme unter Unsicherheit.	160
86	Kapitalwert von Kraftwerken mit Inbetriebnahme 2010, 2013 und 2025.	162
87	Nicht modellierte, wichtige Einflussvariablen: EU-Kommissar für Energie Günther Oettinger, Bundeskanzlerin Angela Merkel, Bundesumweltminister Norbert Röttgen. Quellen: EU-Kommission, Armin Linnartz/Wikipedia, N24.	165

Tabellenverzeichnis

1	Emissionen (in CO ₂ -Äquivalent) verschiedener Stromerzeugungsformen über den gesamten Lebenszyklus.	42
2	Verwendete Variablen des Kraftwerksdatensatzes (Bestandskraftwerke).	49
3	Variablen für neue Kraftwerke.	50
4	Annahmen für neu errichtete Kraftwerke (Stand 2008). Watt-Angaben bezogen auf die Netto-Kapazität. Variable Kosten enthalten weder Brennstoff- noch CO ₂ -Kosten. Quelle: WestLB Research.	52
5	Vermeidungskosten für verschiedene Vermeidungsoptionen in OECD-Staaten 2030. Quelle: Barker et al. (2007).	65
6	Annahmen für die vier CO ₂ -Preisszenarien (in €/t CO ₂).	69
7	Annahmen für CCS-Kohlekraftwerke (Rauchwäsche). *: zusätzlicher Lerneffekt mit Kostenreduktion um 20 % innerhalb von zehn Jahren nach Marktreife der Technik. Quelle: Eigene Annahmen basierend auf Garz et al. (2009) und IEA (2008a).	76
8	Abschaltung von Atomkraftwerken gemäß rot-grünem Atomausstiegsgesetz. Unterstellt sind Volllastbetrieb (~90 % Auslastung) bis zum Lebensende und keine Übertragung von Strommengen auf andere Reaktoren. Stand 2009.	79
9	Mehrkosten eines typischen Kraftwerks bei einem um 1 €/t CO ₂ gestiegenen Zertifikatspreis oder bei einem um 1 €/MWh gestiegenen Brennstoffpreis. Wirkungsgrade sind Durchschnittswerte des Kraftwerksparks.	92
10	Lastgradienten und regelbarer Leistungsbereich für verschiedene Kraftwerkstypen. P _{nenn} : Nennleistung. Quelle: Alt (2010).	96
11	Zuteilung der Stromproduktion auf verschiedene Preiskategorien.	102
12	Wahrscheinlichkeiten für den Typ des Ersatzkraftwerks je nach Ersatzszenario.	105
13	Wahrscheinlichkeiten für den Typ des Ersatzkraftwerks im Referenz-Ersatzszenario.	111
14	Vergütungen für Strom aus verschiedenen erneuerbaren Energien nach EEG 2009.	113
15	Wahl der Referenzannahmen und der unteren und oberen Grenzen der Tornadografiken für den Kapitalwert der Bestandsportfolien.	119
16	Kapitalwerte der Bestandsportfolien differenziert nach Kraftwerkstypen (Erwartungswerte in Mrd. €).	127
17	Kapitalwerte der Bestandsportfolien (Erwartungswerte in Mrd. €) bei einheitlichem CO ₂ -Preis von 17,9 €/t bis 2012.	134
18	Rückstellungen für Entsorgung im Kernenergiebereich der vier Stromkonzerne in Deutschland in Mrd. €, Stand 31.12.2009. Quelle: Geschäftsberichte.	137
19	Wertzuwachs der Bestandsportfolien in Mrd. € durch Laufzeitverlängerung für Atomkraftwerke.	140

20	Über die Lebensdauer gemittelte Auslastung bei einem 2025 in Betrieb genommenen Kraftwerk (Basis-BrennstoffszENARIO).	141
21	Wahl der Referenzannahmen und der unteren und oberen Grenzen zu den Tornadografiken für Neuinvestitionen.	146
22	Überblick über die in der Studie verwendeten Wahrscheinlichkeitsverteilungen.	177
23	Kraftwerksportfolio von EnBW.	178
24	Kraftwerksportfolio von E.ON.	179
25	Kraftwerksportfolio von RWE.	180
26	Kraftwerksportfolio von Vattenfall.	180

Literatur

- Abadie, Luis M. und Chamorro, José M.: European CO₂ prices and carbon capture investments. In: *Energy Economics*, Band 30(6):S. 2992 – 3015, 2008.
- Abadie, Luis M. und Chamorro, José M.: Monte Carlo valuation of natural gas investments. In: *Review of Financial Economics*, Band 18(1):S. 10 – 22, 2009.
- Alt, Helmut: Hilfsblatt 60: Zulässige Lastgradienten von Großkraftwerken. 2010. www.alt.fh-aachen.de, abgerufen am 25.9.2010.
- Aven, T.: *Risk analysis: assessing uncertainties beyond expected values and probabilities*. Wiley, Chichester, 2008.
- Aven, Terje: *Foundations of Risk Analysis*. Wiley, Chichester, 2003.
- Aven, Terje, Nilsen, Espen Fyhn und Nilsen, Thomas: Expressing Economic Risk - Review and Presentation of a Unifying Approach. In: *Risk Analysis*, Band 24(4):S. 989–1005, 2004.
- Aven, Terje und Renn, Ortwin: On risk defined as an event where the outcome is uncertain. In: *Journal of Risk Research*, Band 12(1):S. 1–11, 2009.
- Baker, Malcolm P., Mayfield, E.Scott und Parsons, John E.: Alternative Models of Uncertain Commodity Prices for Use with Modern Asset Pricing Methods. In: *The Energy Journal*, Band 19(1):S. 115–148, 1998.
- Bals, Christoph, Enting, Katrin, Eskelson, Daniela, Fucik, Markus, Gerber, Kristin, Haas, Armin, Jaeger, Carlo C., Kemfert, Claudia, Krause, Jette, Kremers, Johannes, Kristof, Kora, Milke, Klaus, Onischka, Mathias, Orbach, Thomas, Ötsch, Rainald und Schill, Wolf-Peter: *Klimaschutz und Anpassung an die Klimafolgen*, Institut der deutschen Wirtschaft, Köln, Kapitel „Mainstreaming von Klimarisiken und -chancen im Finanzsektor“, S. 271–278. 2009.
- Barker, T., Bashmakov, I., Alharthi, A., Amann, M., Cifuentes, L., Drexhage, J., Duan, M., Edenhofer, O., Flannery, B., Grubb, M., Hoogwijk, M., Ibitoye, F. I., Jepma, C. J., Pizer, W.A. und Yamaji, K.: *Contribution of Working Group III to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*, Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, Kapitel „Mitigation for a Cross-Sectoral Perspective“, S. 619–690. 2007.
- Bayes, Thomas: An Essay Towards Solving a Problem in the Doctrine of Chances. In: *Philosophical Transactions of the Royal Society*, Band 53:S. 370–418, 1763.
- Büdenbender, Martin, Janssen, Matthias und Wobben, Magnus: Versorgungssicherheit auf Elektrizitätsmärkten – Investitionsdilemma durch ineffizientes Marktdesign? In: *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, Band 33(1):S. 49–61, 2009.
- BDEW: Energie-Info. Investitionen der deutschen Stromversorger. Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., Berlin, 2008.
- Bedford, Tim und Cooke, Roger: *Probabilistic Risk Analysis - Foundations and Methods*. Cambridge University Press, Cambridge, 2001.
- Benjamin, Michael A., Rigby, Robert A. und Stasinopoulos, D. Mikis: Generalized Autoregressive Moving Average Models. In: *Journal of the American Statistical Association*, Band 98(461):S. 214–223, 2003.
- Berger, James: *Statistical Decision Theory and Bayesian Analysis*. Springer, New York, zweite Auflage, 1985.

- Berger, James O.: The Case for Objective Bayesian Analysis. In: *Bayesian Analysis*, Band 1(3):S. 385–402, 2006.
- Bernard, Jean-Thomas, Khalaf, Lynda und Kichian, Maral: Structural Change and Forecasting Long-Run Energy Prices. Bank of Canada, Working Paper 2004–5, 2004.
- Bernardo, José M.: The concept of exchangeability and its applications. In: *Far East Journal of Mathematical Sciences*, Band 11(4):S. 111–121, 1996.
- Bernardo, José M.: Bayesian statistics. In: Viertl, R. (Hg.) *Encyclopedia of Life Support Systems (EOLSS). Probability and Statistics*, UNESCO (www.eolss.net). 2003.
- Bernardo, José M. und Smith, Adrian F. M.: *Bayesian Theory*. Wiley, Chichester, 1994.
- Bernstein, Peter L.: *Against the gods: the remarkable story of risk*. Wiley, Chichester, 1998.
- Blumsack, Seth A., Apt, Jay und Lave, Lester B.: Lessons from the Failure of U.S. Electricity Restructuring. In: *The Electricity Journal*, Band 19(2):S. 15 – 32, 2006.
- Blyth, William, Yang, Ming und Bradley, Richard: *Climate policy uncertainty and investment risk*. International Energy Agency, OECD, Paris, 2007.
- BMU: Erneuerbare Energien in Zahlen – Nationale und internationale Entwicklung – Internet Update. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Berlin, 2010.
- BMU und Umweltbundesamt: Klimaschutz: Treibhausgasemissionen 2008 auf tiefstem Stand seit 1990. Gemeinsame Pressemitteilung des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit mit dem Umweltbundesamt vom 29.03.2009, 2009.
- Bradfield, Ron, Wright, George, Burt, George, Cairns, George und Heijden, Kees Van Der: The origins and evolution of scenario techniques in long range business planning. In: *Futures*, Band 37(8):S. 795 – 812, 2005.
- Brealey, Richard A., Myers, Stewart C. und Allen, Franklin: *Principles of Corporate Finance*. McGraw-Hill, New York, 9. Auflage, 2008.
- Börjeson, Lena, Höjer, Mattias, Dreborg, Karl-Henrik, Ekvall, Tomas und Finnveden, Göran: Scenario types and techniques: Towards a user's guide. In: *Futures*, Band 38(7):S. 723 – 739, 2006.
- Börner, Alexandra: Greenhouse Gas Burden Sharing within the European Union. An Evaluation of the Triptych Approach. In: Umweltbundesamt (Hg.) *Climate Change*. 2007, 16.
- BUND: Geplante und im Bau befindliche Kohlekraftwerke. BUND für Umwelt und Naturschutz Deutschland e.V., Berlin, 2009. Abgerufen am 15.10.2009.
- Bundeskartellamt: Sektoruntersuchung Stromerzeugung Stromgroßhandel. Bericht gemäß § 32e Abs. 3 GWB, Bundeskartellamt, Bonn, 2011.
- CDU, CSU und FDP: Wachstum. Bildung. Zusammenhalt. Der Koalitionsvertrag zwischen CDU/CSU und FDP. 2009.
- Charniak, Eugene: Bayesian Networks without Tears. In: *AI Magazine*, Band 12(4):S. 50–63, 1991.
- Clemen, Robert T., Fischer, Gregory W. und Winkler, Robert L.: Assessing dependence: Some experimental results. In: *Management Science*, Band 46(8):S. 1100–1115, 2000.
- Clemen, Robert T. und Reilly, Terence: Correlations and copulas for decision and risk analysis. In: *Management Science*, Band 45(2):S. 208–224, 1999.

- Clyde, Merlise und George, Edward I.: Model Uncertainty. In: *Statistical Science*, Band 19(1):S. 81–94, 2004.
- Congdon, Peter: *Applied Bayesian Modelling (Wiley Series in Probability and Statistics)*. Wiley, Chichester, 2003.
- Congdon, Peter: *Bayesian Statistical Modelling (Wiley Series in Probability and Statistics)*. Wiley, Chichester, 2007.
- Convery, Frank J.: Reflections – The Emerging Literature on Emissions Trading in Europe. In: *Review of Environmental Economics and Policy*, Band 3(1):S. 121–137, 2009.
- Convery, Frank J. und Redmond, Luke: Market and Price Developments in the European Union Emissions Trading Scheme. In: *Review of Environmental Economics and Policy*, Band 1(1):S. 88–111, 2007.
- Cooke, Roger M.: *Experts in Uncertainty - Opinion and Subjective Probability in Science*. Oxford University Press, New York, 1991.
- Corbach, Matthias: *Die deutsche Stromwirtschaft und der Emissionshandel*. Ibidem, Stuttgart, 2007.
- Cowell, Robert G., Dawid, Philip, Lauritzen, Steffen L. und Spiegelhalter, David J: *Probabilistic networks and expert systems*. Springer, New York, 1999.
- Damodaran, Aswath: *Strategic risk taking: a framework for risk management*. Wharton School Publishing, erste Auflage, 2007.
- Darwiche, Adnan: *Modeling and reasoning with Bayesian networks*. Cambridge University Press, 2009.
- de Finetti, Bruno: La prévision: ses lois logiques, ses sources subjectives. In: *Ann. Inst. H. Poincaré*, Band 7:S. 1–68, 1937.
- de Finetti, Bruno, Machi, A. und Smith, Adrian F.: *Theory of Probability*. John Wiley and Sons Ltd, New York, 1974.
- DEHSt: Emissionshandel: Die Zuteilung von Emissionsberechtigungen in der Handelsperiode 2008–2012. Umweltbundesamt & Deutsche Emissionshandelsstelle, Berlin, 2008.
- Dessai, Suraje und Hulme, Mike: Does climate adaptation policy need probabilities. In: *Climate Policy*, Band 4(2):S. 107–128, 2004.
- Deutscher Bundestag: Antwort der Bundesregierung auf die Kleine Anfrage der Abgeordneten Dr. Reinhard Loske, Hans-Josef Fell, Sylvia Kotting-Uhl, weiterer Abgeordneter und der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN – CO₂-Abscheidung und -Lagerung. Drucksache 16/5059, 2007.
- Deutscher Bundestag: Antwort der Bundesregierung auf die Kleine Anfrage der Abgeordneten Eva Bulling-Schröter, Lutz Heilmann, Hans-Kurt Hill, Dr. Gregor Gysi, Oskar Lafontaine und der Fraktion DIE LINKE. – Windfall profits im Emissionshandel und Strompreise. Drucksache 16/10549, 2008a.
- Deutscher Bundestag: Siebzehntes Hauptgutachten der Monopolkommission 2006/2007. In: *Drucksache 16/10140*, 2008b.
- Deutscher Bundestag: Antwort der Bundesregierung auf die Kleine Anfrage der Abgeordneten Bärbel Höhn, Hans-Josef Fell, Sylvia Kotting-Uhl, weiterer Abgeordneter und der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN – CO₂-Abscheidung und -Lagerung. Drucksache 16/12672, 2009a.

- Deutscher Bundestag: Antwort der Bundesregierung auf die Kleine Anfrage der Abgeordneten Hans-Josef Fell, Bärbel Höhn, Sylvia Kottling-Uhl, weiterer Abgeordneter und der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN – Offene Fragen zur CO₂-Abspaltung und Endlagerung (CCS). Drucksache 16/13333, 2009b.
- Diaconis, Persi, Holmes, Susan und Montgomery, Richard: Dynamical Bias in the Coin Toss. In: *SIAM review*, Band 49(2):S. 211–235, 2007.
- Diekmann, Jochen und Horn, Manfred: *Analyse und Bewertung der Wirkungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) aus gesamtwirtschaftlicher Sicht*, Kapitel „Analyse und Bewertung des EEG im Zusammenhang mit anderen Instrumenten des Klima-, Umwelt- und Ressourcenschutzes“. Forschungsvorhaben des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Berlin. 2008.
- Dixit, Avinash K. und Pindyck, Robert S.: *Investment under uncertainty*, Band 15. Princeton University Press Princeton, New Jersey, 1994.
- DLR, IWES und IFNE: Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global – „Leitstudie 2010“. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Stuttgart; Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Kassel; Ingenieurbüro für neue Energien (IFNE), Teltow, 2010.
- Dow Jones: Die RWE AG will wegen der Kosten für den CO₂-Handel keine großen neuen Kohlekraftwerke in Westeuropa bauen. Dow Jones Deutschland vom 21.1.2009, 2009.
- Draper, David: Assessment and Propagation of Model Uncertainty. In: *Journal of the Royal Statistical Society B*, Band 57(1):S. 45–97, 1995.
- Draper, David und Krnjajic, Milovan: Bayesian Model Specification. In: www.ams.ucsc.edu/~draper/, 2009. Abgerufen am 10.3.2009.
- Dürr, Dietmar: Carbon Capture and Storage (CCS) – Chancen und Risiken der Kohlendioxidabscheidung und -speicherung. Inagendo energy policy consulting, 2009.
- Earman, John: *Bayes or Bust? A Critical Examination of Bayesian Confirmation Theory*. MIT Press, Cambridge, 1992.
- Energie & Management: Neubaubarometer steht auf „hold“. In: *Energie & Management vom 1.9.2009*, 2009. 1.9.2009.
- Erdmann, Georg: War die Strommarkt-Liberalisierung bisher ein Flop? In: *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, (03):S. 197–202, 2008.
- Erdmann, Georg: Wettbewerb in der Energiewirtschaft: Status quo und institutionelle sowie technische Grenzen. In: Oberender, Peter (Hg.) *Wettbewerb in der Energiewirtschaft*. Duncker & Humblot, Berlin, 2009, Band 322 von *Schriften des Vereins für Socialpolitik*.
- Europäische Kommission: Climate Change - Towards an EU Post-Kyoto Strategy. Europäische Kommission, 1998. COM (98) 353 final.
- Europäische Kommission: DG Competition Report on Energy Sector Inquiry. Europäische Kommission, Generaldirektion Wettbewerb, 2007. SEC (2006) 1724.
- Europäische Kommission: Energy Sources, Production Costs and Performance of Technologies for Power Generation, Heating and Transport. Europäische Kommission, 2008. COM (2008) 744.

- EWI, GWS und Prognos: Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung. EWI, GWS und Prognos für das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, 2010. Projekt Nr. 12/10.
- Eydeland, Alexander und Wolyniec, Krzysztof: *Energy and power risk management*. Wiley Hoboken, NJ, 2003.
- Feretic, Danilo und Tomsic, Zeljko: Probabilistic analysis of electrical energy costs comparing: production costs for gas, coal and nuclear power plants. In: *Energy Policy*, Band 33(1):S. 5 – 13, 2005.
- Fienberg, Stephen E.: When did Bayesian Inference become „Bayesian“? In: *Bayesian Analysis*, Band 1(1):S. 1–40, 2006.
- Fischedick, Manfred, Cremer, Clemens, Gruber, Edelgard, Idrissova, Farikha, Radgen, Peter, Roser, Annette Roser, Schnepf, Nathalie, Schumann, Diana, Supersberger, Nikolaus und Zapp, Petra: Sozio-ökonomische Begleitforschung zur gesellschaftlichen Akzeptanz von Carbon Capture and Storage (CCS) auf nationaler und internationaler Ebene. Gemeinschaftsprojekt des Wuppertal Instituts, des Forschungszentrum Jülich (STE), dem Fraunhofer Institut (ISI) und der BSR Sustainability GmbH, 2008.
- Frondel, Manuel und Schmidt, Christoph M.: CO₂-Emissionshandel: Auswirkungen auf Strompreise und energieintensive Industrie. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, Band 58(11):S. 53–57, 2008.
- FTD: Das schmierige Öl-Geschäft. In: *Financial Times Deutschland vom 15.10.2009*, 2009a.
- FTD: US-Aufsicht attackiert Energiespekulanten. In: *Financial Times Deutschland vom 7.7.2009*, 2009b.
- Fucik, Markus: *Bayesian Risk Management or 'Frequency does not make you smarter'*. Dissertation, Universität Potsdam, 2011.
- Fuss, Sabine, Johansson, Daniel J. A., Szolgayova, Jana und Obersteiner, Michael: Impact of climate policy uncertainty on the adoption of electricity generating technologies. In: *Energy Policy*, Band 37(2):S. 733 – 743, 2009.
- Galway, Lionel A.: Subjective Probability Distribution Elicitation in Cost Risk Analysis: A Review. RAND, Santa Monica, 2007.
- Gamerman, Dani: *Markov Chain Monte Carlo: Stochastic Simulation for Bayesian Inference*. Chapman & Hall, 1997.
- Garthwaite, Paul H., Kadane, Joseph B. und O'Hagan, Anthony: Statistical Methods for Eliciting Probability Distributions. In: *Journal of the American Statistical Association*, Band 100(470):S. 680–700, 2005.
- Garvey, Paul R.: *Probability methods for cost uncertainty analysis: A systems engineering perspective*. CRC Press, 1999.
- Garz, Hendrik, Ötsch, Rainald, Haas, Armin, Wirtz, Peter und Zank, Sebastian: *Deutsche Stromversorger — In der CO₂-Falle? Ein neues Spiel hat begonnen*. WestLB/PIK/Germanwatch, Düsseldorf, 2009.
- Gelman, Andrew, Carlin, John B., Stern, Hal S. und Rubin, Donald B.: *Bayesian Data Analysis*. Chapman & Hall/CRC, zweite Auflage, 2003.
- Ghosh, Jayanta und Ramamoorthi, R. V.: *Bayesian nonparametrics*. Springer Verlag, 2003.
- Goldstein, Michael: Subjective Bayesian Analysis: Principles and Practice. In: *Bayesian Analysis*, Band 1(3):S. 403–420, 2006.

- Greenpeace: Greenpeace-Konzept zur Einführung einer Atomsteuer. Pressemitteilung von Greenpeace e.V. vom 13.10.2009, 2009a.
- Greenpeace: Tabelle zum Inventar Asse II. Greenpeace e.V., 2009b.
- Grünwald, Reinhard: *Treibhausgas ab in die Versenkung? Möglichkeiten und Risiken der Abscheidung und Lagerung von CO₂*. Edition Sigma, 2008.
- Groscurth, Helmuth-M. und Bode, Sven: Anreize für Investitionen in konventionelle Kraftwerke – Reformbedarf im liberalisierten Strommarkt. arrhenius Institut für Energie- und Klimapolitik, 2009.
- Gutierrez-Pena, Eduardo und Walker, Stephen G.: Statistical Decision Problems and Bayesian Nonparametric Methods. In: *International Statistical Review*, Band 73(3):S. 309–330, 2005.
- Hajek, Alan: Interpretations of Probability. In: Zalta, Edward N. (Hg.) *The Stanford Encyclopedia of Philosophy*, Stanford University. Winter 2009 Auflage, 2009.
- Hall, Jim, Twyman, Craig und Kay, Alison: Influence Diagrams for Representing Uncertainty in Climate-Related Propositions. In: *Climatic Change*, Band 69(2-3):S. 343–365, 2005.
- Handelsblatt: Kartellwächter gegen längere AKW-Laufzeiten. In: *Handelsblatt vom 11.10.2009*, 2009.
- Hassett, Kevin A. und Metcalf, Gilbert E.: Investment with uncertain tax policy: does random tax policy discourage investment? In: *The Economic Journal*, Band 109(457):S. 372–393, 1999.
- Hennicke, Peter, Samadi, Sascha und Schleicher, Tobias: Ambitionierte Ziele – untaugliche Mittel: Deutsche Energiepolitik am Scheideweg. Vereinigung Deutscher Wissenschaftler e.V. (VDW), 2011.
- Hennicke, Peter und Seifried, Dieter: *Das Einsparkraftwerk – eingesparte Energie neu nutzen*. Birkhäuser Verlag, 1996.
- Heuck, Klaus, Dettmann, Klaus-Dieter und Schulz, Detlef: *Elektrische Energieversorgung: Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie für Studium und Praxis*. Vieweg Verlag, 7. Auflage, 2007.
- Holton, Glyn A.: Defining Risk. In: *Financial Analysis Journal*, Band 60(6):S. 19–25, 2004.
- Hotelling, Harold: The Economics of Exhaustible Resources. In: *Journal of Political Economy*, Band 39(2):S. 137–175, 1931.
- Howard, Ronald A. und Matheson, James E.: Influence diagram retrospective. In: *Decision Analysis*, Band 2(3):S. 144–147, 2005a.
- Howard, Ronald A. und Matheson, James E.: Influence diagrams. In: *Decision Analysis*, Band 2:S. 127–143, 2005b.
- Hundt, Matthias, Barth, Rüdiger, Sun, Ninghong und Voß, Alfred: Kernkraftwerke und erneuerbare Energien – die Mär vom „Systemkonflikt“. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, (10), 2011.
- IEA: *Energy Policies of IEA Countries – Germany – 2007 Review*. International Energy Agency, Paris, 2007a.
- IEA: *Tackling investment challenges in power generation: in IEA countries*. International Energy Agency, Paris, 2007b.
- IEA: *CO₂ Capture and Storage – a key carbon abatement option*. International Energy Agency, Paris, 2008a.

- IEA: *Energy Technology Perspectives – Scenarios & Strategies to 2050*. International Energy Agency, Paris, 2008b.
- IEA: *World Energy Outlook 2008*. International Energy Agency, Paris, 2008c.
- IEA: *World Energy Outlook 2009*. International Energy Agency, Paris, 2009.
- IEA: *Harnessing Variable Renewables – A Guide to the Balancing Challenge*. International Energy Agency, Paris, 2011.
- Inagendo: Synopse der Energieprognosen. Inagendo Energy Policy Consulting, <http://www.inagendo.de/stromluecke.htm>, 2008. Abgerufen am 23.7.2009.
- Industrial Info Resources: RWE CEO Says New Coal-Fired Projects „On Hold“. Industrial Info Resources, 2009. 27.5.2009.
- Insley, Margaret C.: On the Option to Invest in Pollution Control under a Regime of Tradable Emissions Allowances. In: *The Canadian Journal of Economics / Revue canadienne d'Economie*, Band 36(4):S. 860–883, 2003.
- IPCC: *Climate Change 2007: Mitigation. Contribution of Working Group III to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, 2007a.
- IPCC: *Climate Change 2007: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. IPCC, Genf, 2007b.
- Irony, Telba Z. und Singpurwalla, Nozer D.: Non-informative priors do not exist – A dialogue with José M. Bernardo. In: *Journal of Statistical Planning and Inference*, Band 65(1):S. 159–177, 1997.
- ISO: *Risk management – Vocabulary – Guidelines for use in standards*. ISO/IEC Guide 73:2002, 2002. Definition 3.1.1.
- Jarass, Lorenz: Neuer EEG-Ausgleichsmechanismus kann den Ausbau der erneuerbaren Energien gefährden! In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, Band 59(10):S. 26–29, 2009.
- Jaynes, Edwin: *Probability Theory: The Logic of Science*. Cambridge University Press, 2003.
- Jensen, Finn V. und Nielsen, Thomas Dyhre: *Bayesian Networks and Decision Graphs*. Springer, New York, 2007.
- Jochem, E., Jaeger, Carlo C. et al.: *Investitionen für ein klimafreundliches Deutschland – Endbericht*. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Potsdam, 2008.
- Jones, Peter: Saving the planet or selling off the atmosphere? Emissions trading, capital accumulation and the carbon rent. In: *Marxist Interventions*, Band 1:S. 9–22, 2009.
- Joskow, Paul L.: Lessons learned from electricity market liberalization. In: *The Energy Journal*, Band 29(2):S. 9–42, 2008.
- Kadane, Joseph B. und Wolfson, Lara J.: Experiences in elicitation. In: *Journal of the Royal Statistical Society D (The Statistician)*, Band 47(1):S. 3–19, 1998.
- Kahneman, Daniel, Slovic, Paul und Tversky, Amos: *Judgment Under Uncertainty: Heuristics and Biases*. Cambridge University Press, New York, 1982.

- Kesicki, Fabian: Beeinflussen Spekulanten den Ölpreis? In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, Band 59(8):S. 18–22, 2009.
- Keynes, John M.: The General Theory of Employment. In: *The Quarterly Journal of Economics*, Band 51(2):S. 209–223, 1937.
- Kjærulff, U.B. und Madsen, A.L.: *Bayesian networks and influence diagrams: a guide to construction and analysis*. Springer Verlag, 2007.
- Klaus, Thomas, Loreck, Charlotte und Müschen, Klaus: Klimaschutz und Versorgungssicherheit – Entwicklung einer nachhaltigen Stromversorgung. In: *Climate Change*. Umweltbundesamt, Dessau, 2009, 13.
- klimAktiv: CO₂-Verfahren: RWE erzielt Einigung mit Bundeskartellamt. klimAktiv.de, 2007. 27.9.2007.
- Knight, Frank H.: *Risk, Uncertainty and Profit*. Beard Books, Washington, nachgedruckte Auflage, 2002.
- Öko-Institut: Streitpunkt Kernenergie. Eine neue Debatte über alte Probleme. Öko-Institut, Freiburg, 2011. 2. Auflage.
- Konstantin, Panos: *Praxisbuch Energiewirtschaft*. Springer, Berlin, 2009.
- Koop, Gary: *Bayesian Econometrics*. Wiley, Chichester, 2003.
- Krukanont, Pongsak und Tezuka, Tetsuo: Implications of capacity expansion under uncertainty and value of information: The near-term energy planning of Japan. In: *Energy-the International Journal*, Band 32(10):S. 1809–1824, 2007.
- Kynn, Mary: The „heuristics and biases“ bias in expert elicitation. In: *Journal of the Royal Statistical Society: Series A (Statistics in Society)*, Band 171(1):S. 239–264, 2008.
- Lauritzen, Steffen L. und Spiegelhalter, David J.: Local Computations with Probabilities on Graphical Structures and Their Application to Expert Systems. In: *Journal of the Royal Statistical Society. Series B (Methodological)*, Band 50(2):S. 157–224, 1988.
- Leuschner, Udo: Lebhafter Handel mit Emissionszertifikaten diente größtenteils betrügerischen Zwecken. Energie-Chronik, www.udo-leuschner.de, 2009a. Abgerufen am 14.1.2011.
- Leuschner, Udo: Stromknappheit in Frankreich ließ Börsenpreis explodieren. Energie-Chronik, www.udo-leuschner.de, 2009b. Abgerufen am 22.7.2011.
- Leuschner, Udo: Kartellamt kann Konzernen keine Strompreismanipulation nachweisen. Energie-Chronik, www.udo-leuschner.de, 2011. Abgerufen am 22.7.2011.
- Lewis, Mark C. und Curien, Isabelle: *Carbon Emissions, The ETS Review: Unfinished Business*. Deutsche Bank, London, 2009.
- Lindley, Dennis V.: The Bayesian Approach. In: *Scandinavian Journal of Statistics*, Band 5:S. 1–26, 1978.
- Lindley, Dennis V.: *Making Decisions*. Wiley, Chichester, zweite Auflage, 1994.
- Lindley, Dennis V.: The Philosophy of Statistics. In: *Journal of the Royal Statistical Society D (The Statistician)*, Band 49(3):S. 293–337, 2000.
- Lindley, Dennis V. und Phillips, L. D.: Inference for a Bernoulli Process (A Bayesian View). In: *The American Statistician*, Band 30(3):S. 112–119, 1976.

- Linßen, Jochen, Markewitz, Peter, Martinsen, D. und Walbeck, M.: Zukünftige Energieversorgung unter den Rahmenbedingungen einer großtechnischen CO₂-Abscheidung und Speicherung. Abschlussbericht des Forschungsvorhabens FKZ 0326889, Forschungszentrum Jülich, 2006.
- Luhmann, Niklas: Die Moral des Risikos und das Risiko der Moral. In: Bechmann, G. (Hg.) *Risiko und Gesellschaft*. 1990.
- Lumina Decision Systems: Analytica User guide 4.2. Lumina Decision Systems, Los Gatos, 2009.
- Machat, Marcus und Werner, Kathrin: Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix. In: *Climate Change*, Band 07(01):S. 1–15, 2007.
- Maher, Patrick: *Betting on theories*. Cambridge University Press, 1993.
- Matthes, Felix und Hermann, Hauke: Laufzeitverlängerungen für die deutschen Kernkraftwerke? Kurzanalyse zu den potenziellen Strompreiseffekten. Öko-Institut, Berlin, 2009.
- Matthes, Felix und Ziesing, Hans-Joachim: Entwicklung des deutschen Kraftwerksparks und die Deckung des Strombedarfs. Kurzexpertise für den Rat für nachhaltige Entwicklung. Rat für nachhaltige Entwicklung, 2008.
- Matthes, Felix C.: Die Gewinnmitnahmen deutscher Stromerzeuger in der zweiten Phase des Emissionshandelssystems (2008–2012). Eine Kurzanalyse für die Umweltstiftung WWF Deutschland, Öko-Institut, Berlin, 2008.
- Matthes, Felix C.: Laufzeitverlängerungen für die deutschen Kernkraftwerke? Kurzanalyse zu den Gewinnmitnahmen der KKW-Betreiber. Bericht für Greenpeace Deutschland, Öko-Institut, Berlin, 2009.
- Matthews, Robert A. J.: Tumbling toast, Murphy's Law and the fundamental constants. In: *European Journal of Physics*, Band 16(4):S. 172, 1995.
- McCullagh, Peter: What is a Statistical Model? In: *The Annals of Statistics*, Band 30(5):S. 1225–1310, 2002.
- McKay, Michael D., Beckman, Richard J. und Conover, W. J.: A Comparison of Three Methods for Selecting Values of Input Variables in the Analysis of Output from a Computer Code. In: *Technometrics*, Band 21(2):S. 239–245, 1979.
- McKinsey & Company: Kosten und Potenziale der Vermeidung von Treibhausgasemissionen in Deutschland. In: *Studie im Auftrag von „BDI initiativ – Wirtschaft für Klimaschutz“*, McKinsey & Company, 2007.
- Mietzner, Dana und Reger, Guido: Advantages and disadvantages of scenario approaches for strategic foresight. In: *International Journal of Technology Intelligence and Planning*, Band 1(2):S. 220–239, 2005.
- MIT: The Future of Coal – Options for a Carbon-Constrained World. An Interdisciplinary MIT Study, Massachusetts Institute of Technology, Cambridge, 2007.
- Monopolkommission: Strom und Gas 2009 – Energiemärkte im Spannungsfeld von Politik und Wettbewerb. Sondergutachten gemäß § 62 Abs. 1 EnWG, Monopolkommission, Bonn, 2009.
- Morgan, Millet Granger und Keith, David W.: Improving the way we think about projecting future energy use and emissions of carbon dioxide. In: *Climatic Change*, Band 90(3):S. 189–215, 2008.
- Morgan, Millett Granger und Henrion, Max: *Uncertainty: A Guide to Dealing with Uncertainty in Quantitative Risk and Policy Analysis*. Cambridge University Press, 1992.

- OECD: Purchasing power parities. <http://www.oecd.org/std/ppp>, 2009. Abgerufen am 27.8.2009.
- O'Hagan, Anthony: Eliciting expert beliefs in substantial practical applications. In: *Journal of the Royal Statistical Society D (The Statistician)*, Band 47(1):S. 21–35, 1998.
- O'Hagan, Anthony: Elicitation. In: *Significance*, Band 2(2):S. 84–86, 2005.
- O'Hagan, Anthony, Buck, Caitlin E., Daneshkhah, Alireza, Eiser, Richard und Garthwaite, Paul H.: *Uncertain Judgements: Eliciting Expert Probabilities*. John Wiley & Sons Inc, 2006.
- O'Hagan, Anthony und Forster, Jonathan: *Kendall's Advanced Theory of Statistics: Volume 2B: Bayesian Inference (Arnold Publication)*. A Hodder Arnold Publication, 2004.
- Paté-Cornell, M. Elizabeth: Uncertainties in risk analysis: Six levels of treatment. In: *Reliability Engineering and System Safety*, Band 54:S. 95–111, 1996.
- Patiño-Echeverri, Dalia, Fischbeck, Paul und Kriegler, Elmar: Economic and environmental costs of regulatory uncertainty for coal-fired power plants. In: *Environmental science & technology*, Band 43(3):S. 578–584, 2009.
- Patiño-Echeverri, Dalia, Morel, Benoit, Apt, Jay und Chen, Chao: Should a Coal-Fired Power Plant be Replaced or Retrofitted? In: *Environmental Science & Technology*, Band 41:S. 7980–7986, 2007.
- Pearl, Judea: Bayesian Networks: a Model of Self-Activated Memory for Evidential Reasoning. Proceedings, Cognitive Science Society, UCLA Computer Science Department Technical Report, 1985.
- Pearl, Judea: *Probabilistic Reasoning in Intelligent Systems*. Morgan Kaufmann, San Francisco, 1988.
- Pearl, Judea: Influence Diagrams – Historical and Personal Perspectives. In: *Decision Analysis*, Band 2(4):S. 232–234, 2005.
- Philibert, Cédric: Price Caps and Price Floors in Climate Policy: A Quantitative Assessment. In: *International Energy Agency, Paris*, 2008.
- Pilipovic, Dragana: *Energy risk: Valuing and managing energy derivatives*. McGraw-Hill, New York, 2007.
- Pindyck, Robert S.: The long-run Evolution of Energy Prices. In: *Energy Journal*, Band 20(2):S. 1–27, 1999.
- Point Carbon: EU ETS Phase II – The potential and scale of windfall profits in the power sector. A report for WWF, Point Carbon Advisory Services, 2008.
- Press, S. James: *Subjective and Objective Bayesian Statistics: Principles, Models, and Applications (Wiley Series in Probability and Statistics)*. Wiley-Interscience, 2002.
- RiskNet: www.risknet.de. 2008. Abgerufen am 16.7.2008.
- Rode, David C., Fischbeck, Paul S. und Dean, Steve R.: Monte Carlo Methods for Appraisal and Valuation: A Case Study of a Nuclear Power Plant. In: *Journal of Structured & Project Finance*, Band 7(3):S. 38–48, 2001.
- Rogner, H.-Holger, Zhou, Dadi, Bradley, Rick, Crabbé, Philippe, Edenhofer, Ottmar, Hare, Bill, Kuijpers, Lambert und Yamaguchi, Mitsutsune: *Climate Change 2007: Mitigation. Contribution of Working Group III to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*, Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA., Kapitel „Introduction“, S. 96–116. 2007.

- Roques, Fabien A.: Technology choices for new entrants in liberalized markets: The value of operating flexibility and contractual arrangements. In: *Utilities Policy*, Band 16(4):S. 245–253, 2008.
- Roques, Fabien A., Nuttall, William J. und Newbery, David M.: Using probabilistic analysis to value power generation investments under uncertainty. Cambridge Working Papers in Economics, University of Cambridge, Faculty of Economics, 2006.
- Rubin, Edward S., Yeh, Sonia, Antes, Matt, Berkenpas, Michael und Davison, John: Use of experience curves to estimate the future cost of power plants with CO₂ capture. In: *International journal of greenhouse gas control*, Band 1(2):S. 188–197, 2007.
- RWE: RWE's portfolio management: being prepared for volatile markets. Unternehmenspräsentation: "Citigroup Reverse Roadshow", RWE AG, 2009a.
- RWE: Zur Notwendigkeit von CO₂-Abscheidung und Speicherung für den Klimaschutz. Unternehmenspräsentation: „Vortrag im Rahmen der Informationsveranstaltung in Tönning am 8. September 2009", RWE AG', 2009b.
- Sachverständigenrat für Umweltfragen: Abscheidung, Transport und Speicherung von Kohlendioxid – Der Gesetzentwurf der Bundesregierung im Kontext der Energiedebatte. Deutscher Bundestag, Ausschussdrucksache 16(16)632(G), Stellungnahme des Sachverständigenrats für Umweltfragen, 2009.
- Savage, Leonard J.: *Foundations of Statistics*. John Wiley & Sons, New York, 1954.
- Schafhausen, Franzjosef: Das Brüsseler Klimapaket – wichtige Wegmarke für die internationalen Verhandlungen. In: *Energiwirtschaftliche Tagesfragen*, Band 3, 2009.
- Schneider, Stephen H.: Can we Estimate the Likelihood of Climatic Changes at 2100? In: *Climatic Change*, Band 52(4):S. 441–451, 2002.
- Schwartz, Peter: *The art of the long view: planning for the future in an uncertain world*. Currency Doubleday, New York, 1991.
- Sensfuß, Frank und Ragwitz, Mario: Analyse der Auswirkungen der EEG Stromerzeugung in Deutschland auf den CO₂-Markt. In: *unveröffentlicht*, 2007a. Zitiert aus Diekmann und Horn (2008).
- Sensfuß, Frank und Ragwitz, Mario: Analyse des Preiseffektes der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auf die Börsenpreise im deutschen Stromhandel – Analyse für das Jahr 2006. 2007b.
- Sensfuß, Frank, Ragwitz, Mario und Genoese, Massimo: The Merit-order effect: A detailed analysis of the price effect of renewable electricity generation on spot market prices in Germany. In: Systems, Fraunhofer ISI Institute und Research, Innovation (Hg.) *Working Paper Sustainability and Innovation*. 2007, 7.
- Sims, Ralph E.H., Schock, Robert N., Adegbululgbé, Anthony, Fenhann, Jorgen, Konstantinaviciute, Inga, Moomaw, William, Nimir, Hassan B., Schlamadinger, Bernhard, Torres-Martínez, Julio, Turner, Clive, Uchiyama, Yohji, Vuori, Seppo J.V., Wamukonya, Njeri und Zhang, Xiliang: *Climate Change 2007: Mitigation. Contribution of Working Group III to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*, Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, Kapitel „Energy Supply“, S. 251–322. 2007.
- Smith, Jim Q.: Influence diagrams for Bayesian decision analysis. In: *European Journal of Operational Research*, Band 40(3):S. 363–376, 1989.
- Solow, Robert M.: The Economics of Resources or the Resources of Economics. In: *The American Economic Review*, Band 64(2):S. 1–14, 1974.

- Sovacool, Benjamin K.: Valuing the greenhouse gas emissions from nuclear power: A critical survey. In: *Energy Policy*, Band 36(8):S. 2950–2963, 2008.
- Spiegel: Das Krümmel-Monster. In: *Der Spiegel*, Nr. 29, S. 20–23, 2009.
- Spiegel Online: Konzern wollte Laufzeit von Alt-Reaktor künstlich verlängern. In: *Spiegel Online vom 13.10.2009*, 2009.
- Spinney, Peter J. und Watkins, G. Campbell: Monte Carlo simulation techniques and electric utility resource decisions. In: *Energy Policy*, Band 24(2):S. 155–163, 1996.
- Staatengemeinschaft der Klimarahmenkonvention: Das Protokoll von Kyoto zum Rahmenübereinkommender Vereinten Nationen über Klimaänderungen. In: *Sekretariat der Klimarahmenkonvention, Deutscher Wortlaut, Bonn*, 1997.
- Statista: Online-Lexikon. <http://de.statista.com/statistik/lexikon/definition/42/daten/>, abgerufen am 18.12.2009, 2009.
- Stern, Hal S. und Sinharay, Sandip: *Handbook of Statistics: Bayesian Thinking: Modeling and Computation*, Elsevier, Band 25, Kapitel Bayesian Model Checking and Model Diagnostics, S. 171–192, 2005.
- Stoft, Steven: *Power system economics: designing markets for electricity*. Wiley-IEEE Press, 2002.
- Taleb, Nassim N.: *The Black Swan. The Impact of the Highly Improbable*. Random House, New York, 2007.
- Torres-Toledano, José G. und Sucar, Luis E.: Bayesian networks for reliability analysis of complex systems. In: *Lecture Notes in Computer Science*, S. 195–206, 1998.
- Tuthill, Lindsay: Investment in Electricity Generation under Emission Price Uncertainty: the Plant-Type Decision. In: *Oxford Institute for Energy Studies*, 2008.
- Tversky, Amos und Kahneman, Daniel: Judgment under Uncertainty: Heuristics and Biases. In: *Science*, Band 185(4157):S. 1124–1131, 1974.
- UNCTAD: *Price Formation in Financialized Commodity Markets – The Role of Information*. UNCTAD, Arbeiterkammer Wien, United Nations, New York und Genf, 2011.
- Urdal, Björn Tore, Kopp, Matthias und Völker, Theresa: *Carbonizing Valuation - Assessing Corporate Value at Risk from Carbon*. SAM/WWF, 2006.
- Uusitalo, Laura: Advantages and challenges of Bayesian networks in environmental modelling. In: *Ecological Modelling*, Band 203(3-4):S. 312–318, 2007.
- van der Gaag, Linda C.: Bayesian Belief Networks: Odds and Ends. In: *The Computer Journal*, Band 39(2):S. 97–113, 1996.
- Varis, Olli: Bayesian decision analysis for environmental and resource management. In: *Environmental Modeling & Software*, Band 2-3:S. 177–185, 1997.
- Viebahn, Peter, Esken, Andrea und Fishedick, Manfred: Energiewirtschaftliche, strukturelle und industriepolitische Analyse der Nachrüstung von Kohlekraftwerken mit einer CO₂-Rückhaltung. Abschlussbericht 132/41808012 an das Forschungszentrum Jülich, Wuppertal Institut für Umwelt, Klima und Energie, 2009.
- Viebahn, Peter und Luhmann, Hans-Jochen: Der europäische Rechtsrahmen für CCS: Was ist entschieden, was bleibt zu tun? In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, Band 59(1/2):S. 40–43, 2009.

- Viehmann, Johannes und Sämisch, Hendrik: Windenergieintegration bei negativen Strompreisen. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, Band 59(11):S. 49–51, 2009.
- Vithayasrichareon, Peerapat, MacGill, Iain und Wen, Fushuan: Monte-Carlo Optimization Framework for Assessing Electricity Generation Portfolios. In: *AUPEC 2009 conference*. Adelaide, 2009. 27-30th September 2009.
- von Goerne, Gabriela: CO₂-Abscheidung und -Lagerung (CCS) in Deutschland. Hintergrundpapier, Germanwatch, Bonn und Berlin, 2009.
- von Hirschhausen, Christian: Competition in the German Electricity and Natural Gas Markets – Survey and Some Empirical Evidence. In: Oberender, Peter (Hg.) *Wettbewerb in der Energiewirtschaft*. Duncker & Humblot, Berlin, 2009, Band 322 von *Schriften des Vereins für Socialpolitik*.
- Vose, David: *Risk analysis: a quantitative guide*. Wiley, Chichester, 2008.
- Weber, Christoph: Kraftwerksinvestitionen bei Brennstoff- und CO₂-Preisunsicherheit. In: *VDI-Berichte*, (1908):S. 83–102, 2005a.
- Weber, Christoph: *Uncertainty in the electric power industry : methods and models for decision support*. Springer, 2005b.
- Weber, Christoph und Swider, Derk: Power plant investments under fuel and carbon price uncertainty. In: *Presentation at the 6th IAEE European Conference*. 2004.
- Welt Online: Bau von neun Kohlekraftwerken gescheitert. In: *Welt Online vom 10.10.2009*, 2009.
- Wey, Christian: Sicherheit der Kernenergie: entweder „Ja“ oder „Nein“. In: *DIW Wochenbericht*, Band 76(30):S. 488, 2009.
- Wilson, Elizabeth J., Morgan, Millet G., Apt, Jay, Bonner, Mark, Bunting, Christopher, Gode, Jenny, Haszeldine, R. Stuart, Jaeger, Carlo C., Keith, David W., McCoy, Sean T., Pollak, Melisa F., Reiner, David M., Rubin, Edward S., Torvanger, Asbjorn, Ulardic, Christina, Vajjhala, Shalini P., Victor, David G. und Wright, Iain W.: Regulating the Geological Sequestration of Carbon Dioxide. In: *Environmental Science & Technology*, Band 42(8):S. 2718–2722, 2008.
- Wissen, Ralf und Nicolosi, Marco: Ist der Merit-Order-Effekt der erneuerbaren Energien richtig bewertet? In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, Band 58(1-2):S. 110–115, 2008.
- Wolfers, Justin und Zitzewitz, Eric: Prediction Markets. In: *The Journal of Economic Perspectives*, Band 18(2):S. 107–126, 2004.
- Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change: *IPCC special report on carbon dioxide capture and storage*. Cambridge University Press, 2005.
- Zeit: Fällt ein Butterbrot immer auf die Butterseite? In: *DIE ZEIT vom 31.3.2011*, 2011.
- Zeit Online: E.on soll Strombörse manipuliert haben. In: *ZEIT Online vom 6.3.2009*, 2009a.
- Zeit Online: Merkel verzögert Entscheidung über Atomausstieg. In: *ZEIT Online vom 9.10.2009*, 2009b.
- Zeit Online: Schwarz-Gelb lässt AKWs länger laufen und einigt sich bei Online-Sicherheit. In: *ZEIT Online vom 15.10.2009*, 2009c.