



# 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

## 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 CO<sub>2</sub>-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 CO<sub>2</sub>-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 zugeteilten 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 CO<sub>2</sub>-Preisniveau Barwertvorteile von 8 bis 15 Mrd. €. Mit höheren CO<sub>2</sub>-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 unrentabler. 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 CO<sub>2</sub>-Preisen am größten. Es gilt auch für Kraftwerke mit CO<sub>2</sub>-Abscheidung: Obwohl die erwarteten Vermeidungskosten für CCS-Kraftwerke gegenüber konventionellen Kohlekraftwerken im Jahr 2025 auf 25 €/t CO<sub>2</sub> (Braunkohle) bzw. 38,5 €/t CO<sub>2</sub> (Steinkohle) geschätzt werden, wird ihr Bau erst ab CO<sub>2</sub>-Preisen von 50 bzw. 77 €/t CO<sub>2</sub> rentabel.

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

# 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 CO<sub>2</sub>), 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 CO<sub>2</sub>-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 einer 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 Kraftwerksparks 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 CO<sub>2</sub>-Preisen abhängen. Dies setzt einen Mechanismus zur Strompreisbestimmung voraus und erschwert die Bewertung, da eine isolierte Betrachtung von einzelnen Kraftwerken nicht ausreicht.

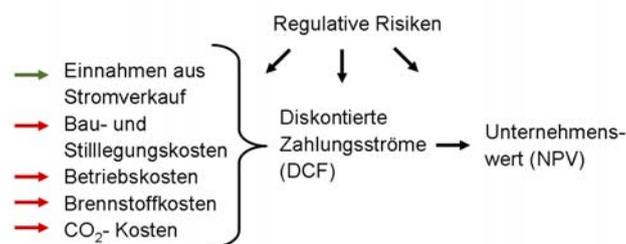


Abbildung 1: Bewertung von Kraftwerksinvestitionen.

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.

## 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 CO<sub>2</sub>-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 CO<sub>2</sub>-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 CO<sub>2</sub>-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 CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub>-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-Profite 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 CO<sub>2</sub>-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 CO<sub>2</sub>-Preisniveau dennoch um 8 bis 15 Mrd. €. Bei hoher Laufzeitverlängerung und hohen CO<sub>2</sub>-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 Speicherfähigkeit 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 CO<sub>2</sub>-Preisen. Besonders Steinkohlekraftwerke erweisen sich als unrentabel. Gaskraftwerke sind nur bei hohen CO<sub>2</sub>-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 CO<sub>2</sub>-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 CO<sub>2</sub>-Preisen zeigen sich die größten Rentabilitätsprobleme. Das Investitionsklima verbessert sich erst ab einer Preisschwelle von 30–50 €/t CO<sub>2</sub> hinweg wieder. Eine ambitionierte Klimaschutzpolitik mit steigenden CO<sub>2</sub>-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 CO<sub>2</sub>-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 CO<sub>2</sub> bei der Stromerzeugung abgeschieden und unterirdisch deponiert (CCS: Carbon Capture and Sequestration). Das anfallende CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> (Braunkohle) bzw. 38,5 €/t CO<sub>2</sub> (Steinkohle). Für den rentablen Betrieb sind jedoch noch höhere CO<sub>2</sub>-Preise vonnöten. Nach den Modellrechnungen ist für die Rentabilität von CCS-Steinkohle-Kraftwerken ein hoher CO<sub>2</sub>-Preis von etwa 77 €/t notwendig. Braunkohle-Kraftwerke mit CCS rentieren sich bereits bei deutlich niedrigeren CO<sub>2</sub>-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 CO<sub>2</sub> 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 Kraftwerkbetreiber 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 CO<sub>2</sub>-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 CO<sub>2</sub>-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 CO<sub>2</sub>-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 CO<sub>2</sub>-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 CO<sub>2</sub>-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; Stoft, 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.