

# Portfolioauswahl in der Elektrizitätswirtschaft – Ein lineares Modell zur Auswahl effizienter Kraftwerksportfolios in Deutschland

Johann Gottschling

Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart, Heßbrühlstr. 49a, 70565 Stuttgart, +49(0)711 685 87833, johann.gottschling@ier.uni-stuttgart.de, www.ier.uni-stuttgart.de

**Kurzfassung:** Kraftwerksinvestitionen im Energieversorgungssystem sind kapitalintensiv, langfristig ausgerichtet und in der Regel irreversibel. Investitionsentscheidungen zugunsten eines Kraftwerks werden beeinflusst von Erwartungen der Entscheidungsträger hinsichtlich zukünftiger Preis-, Mengen und politischer Entwicklungen, die alle mit Risiken bzw. Ungewissheiten verbunden sind. Kraftwerksbetreiber sind dabei mit Preisrisiken (z.B. Energieträger- und CO<sub>2</sub>-Zertifikatepreise), Mengenrisiken (z.B. Einspeisung aus erneuerbaren Energien) und politischen Ungewissheiten konfrontiert, die ins Investitionskalkül einfließen sollten. Vor diesem Hintergrund bietet die Übertragung der Portfolioauswahl aus dem Bereich der Finanzwissenschaft auf die Elektrizitätswirtschaft die Möglichkeit, effiziente Kraftwerksportfolios zu ermitteln. Aus der Menge der möglichen Kraftwerksportfolios zeichnen sich effiziente dadurch aus, dass zu den erwarteten Kosten der Kraftwerksportfolios das zugehörige Risiko minimal ist.

Mit dem vorgestellten Optimierungsmodell können effiziente Kraftwerksportfolios aus gesamtwirtschaftlicher Sicht mit einem spezifischen Kosten-Risikoprofil für einen vorgegebenen Zeitraum ermittelt werden. Der Fokus liegt dabei auf der Erfassung von Preisrisiken. Entsprechend der Auslegung in diesem Beitrag tritt ein Risiko dann ein, wenn die Zielkosten verfehlt werden, also die szenarioabhängigen Kosten des Kraftwerksportfolios höher liegen als im Erwartungswert. Für die Quantifizierung dieses Risikos, von den angestrebten (erwarteten) Portfoliokosten abzuweichen, wird der Conditional Value at Risk ( $\alpha$ CVaR) des Portfolios in der Zielfunktion des Modells minimiert. Entscheidend für das Risiko höherer Kosten sind volatile Energieträger- und CO<sub>2</sub>-Zertifikatepreise. Für Preisprojektionen werden unterschiedliche ökonometrische Modelle und stochastische Prozesse erstellt, so dass die Auswirkungen auf die Portfoliostruktur analysiert werden können. Auf Basis dieser im Vorfeld ermittelten Preisprojektionen wird in einem fundamentalen Strommarktmodell durch wiederholte Läufe mit unterschiedlichen Kombinationen aus Energieträger- und CO<sub>2</sub>-Preisprojektionen eine Verteilung der Stromgestehungskosten für thermische Kraftwerke bestimmt. Diese Kostenverteilung geht anschließend ins Portfoliomodell ein. Hier werden in Abhängigkeit von der verwendeten Methode zur Beschreibung der zukünftigen Energieträger- und CO<sub>2</sub>-Zertifikatepreise effiziente Kraftwerksportfolios in mehreren Optimierungsschritten für jeweils unterschiedliche Kostenniveaus ermittelt. In jedem Optimierungsschritt findet das Modell ausgehend vom aktuellen Kraftwerkspark den effizienten Technologiemix für Zubaukraftwerke, der das gesetzte erwartete Kostenniveau des gesamten Kraftwerksparks nicht überschreitet und das daran angeschlossene Risiko in der Zielfunktion minimiert. Jeder Optimierungsschritt liefert einen Punkt auf der Effizienzlinie. Sie ist die Verbindungslinie aller

effizienten Kraftwerksportfolios und beschreibt unabhängig von einer individuellen Risikopräferenz der Entscheidungsträger das Kosten-Risikoprofil der effizienten Portfolios. Alle Kraftwerksportfolios oberhalb dieser Linie sind ineffizient, da niedrigere Kosten im Erwartungswert möglich wären, ohne dabei ein zusätzliches Risiko eingehen zu müssen.

Das Strommarktmodell und das Portfoliomodell werden für Deutschland im Zeitraum 2015-2030 angewendet. Als Zubaukraftwerke stehen jeweils moderne Braunkohle-, Steinkohle-, Gaskombi-, und Gasturbinenkraftwerke zur Verfügung. Für die Projektionen der Energieträgerpreise von Erdgas und Steinkohle wurde eine multivariate geometrische Brownsche Bewegung und ein Vektor-Autoregressives (VAR) Modell verwendet, das mit einem externen Trend des World Energy Outlook (WEO) kombiniert wurde. Die Projektionen für die CO<sub>2</sub>-Preise beruhen auf einem Mean Reversion Modell, das ebenfalls mit einem Trend aus der gleichen Szenariofamilie des WEO kombiniert wurde. Für Braunkohle wird die Annahme getroffen, dass kein Energieträgerpreisrisiko vorliegt. Der Anteil der erneuerbaren Energien an der Bruttostromnachfrage wird modellexogen entsprechend den Zielen der Bundesregierung vorgegeben.

Im Ergebnis ist das thermische Zubauportfolio mit den niedrigsten Stromgestehungskosten im Durchschnitt über den Betrachtungszeitraum unabhängig vom verwendeten Modell für Energieträgerpreisprojektionen braunkohledominant. Die durchschnittlichen erwarteten Stromgestehungskosten liegen bei ca. 40 €/MWh. Obwohl diese Technologie keinem Energieträgerpreisrisiko ausgesetzt ist, weisen Kraftwerksportfolios mit einem hohen Braunkohleanteil das höchste Risiko auf, von den erwarteten Stromgestehungskosten abzuweichen. Durch den im Vergleich hohen CO<sub>2</sub>-Faktor wirken sich hohe CO<sub>2</sub>-Preise einzelner Szenarien bei dieser Technologie besonders negativ auf den Kraftwerkseinsatz aus. Werden mit zunehmender Risikoscheu höhere Stromgestehungskosten im Erwartungswert toleriert, wird Braunkohle zunehmend durch die anderen Technologien substituiert. Im welchem Ausmaß dies erfolgt und welche Technologien dafür vorrangig eingesetzt werden hängt davon ab, welches Modell für die Energieträgerpreisprojektionen von Steinkohle und Erdgas eingesetzt werden. Weniger stark streuende Preise als Ergebnis einer Simulation mit dem VAR<sub>WEO</sub>-Modell führen dazu, dass Braunkohle- vorrangig durch Steinkohle- und in geringen Mengen durch Gaskombikraftwerke ersetzt werden. Werden dagegen stärker streuende Preise angenommen, kommen mit wachsender Risikoaversion zunächst Gaskombikraftwerke zum Einsatz. Diese sind einem CO<sub>2</sub>-Preisrisiko am wenigsten stark ausgesetzt. Erst im oberen Drittel der Effizienzlinie werden Steinkohlekraftwerke zunehmend stärker eingesetzt, wenn das Risikominderungspotenzial durch den Einsatz von Gaskombikraftwerken aufgrund hoher Erdgaspreise in einzelnen Szenarien erschöpft ist. Der Anteil von Gasturbinen in effizienten Portfolios ist sehr gering bis nicht vorhanden.

**Keywords:** Kraftwerksinvestitionen unter Unsicherheit, Übertragung der Portfolioauswahl auf die Elektrizitätswirtschaft, Modellierung von Preisrisiken, Optimierungsmodell zur Ermittlung gesamtwirtschaftlich effizienter Kraftwerksportfolios

## 1 Einleitung

Neben den Chancen, von denen Marktteilnehmer durch die Liberalisierung der Elektrizitätsmärkte in Europa profitieren können, stellt die wettbewerbliche Ausrichtung Entscheidungsträger in der Elektrizitätswirtschaft auch vor neue Herausforderungen. Neben dem Risiko durch fluktuierende Einspeisung dargebotsabhängiger Energien existieren Preisrisiken auf Seiten der Energieträger und CO<sub>2</sub>-Zertifikate. Wenngleich die Bedeutung thermischer Kraftwerke im zukünftigen gesamtwirtschaftlichen Kraftwerksportfolio unstrittig ist, kann gegenwärtig eine große Unsicherheit bei Investoren in der Elektrizitätswirtschaft beobachtet werden. Diese zeigt sich z.B. konkret darin, dass bei rund einem Drittel der genehmigten Kraftwerksprojekte in Deutschland der Zeitpunkt der Inbetriebnahme unklar ist und Kraftwerksplanungen rückläufig sind. Als ein wesentlicher Grund für diese abwartende Haltung seitens der Entscheidungsträger wird eine fehlende Wirtschaftlichkeit bei Erdgas- und Steinkohlekraftwerken genannt [1]. Vor dem Hintergrund der hohen Kapitalintensität, Langfristigkeit und Irreversibilität von Kraftwerksinvestitionen sollten daher Methoden zur Unterstützung von Investitionsentscheidungen angewendet werden, die den Faktor der Unsicherheit explizit berücksichtigen.

Die Anwendung der Theorie der Portfolioauswahl [2], die ursprünglich für finanzwissenschaftliche Zwecke entwickelt wurde, auf die Investitionsplanung in der Elektrizitätswirtschaft bietet die Möglichkeit effiziente Kraftwerksportfolios zu ermitteln. Diese zeichnen sich dadurch aus, dass die darin enthaltenen Kraftwerkstechnologien zu einer insgesamt minimalen risikogewichteten Kostenerwartung führen. Die theoretischen Grundlagen zur Portfolioauswahl werden in Kapitel 2 kurz erläutert. Der Fokus dieser Arbeit liegt auf der Erfassung von Risiken, die auf die unsichere zukünftige Entwicklung von Energieträger- und CO<sub>2</sub>-Preisen zurückgeführt werden können. Für Preisprojektionen werden unterschiedliche ökonomische Modelle und stochastische Prozesse angewendet, so dass die Auswirkungen auf die Portfoliostruktur analysiert werden können. Eine Beschreibung der für die Preisprojektionen verwendeten Modelle erfolgt in Kapitel 3. In Kapitel 4 wird ein Optimierungsmodell vorgestellt, mit dem die Zusammensetzung effizienter thermischer Kraftwerksportfolios aus gesamtwirtschaftlicher Sicht für einen vorgegebenen Zeitraum ermittelt werden kann. Das Strommarktmodell und das Portfoliomodell werden exemplarisch für Deutschland im Zeitraum 2015-2030 angewendet. Als Zubaukraftwerke stehen jeweils moderne Braunkohle-, Steinkohle-, Gaskombi-, und Gasturbinenkraftwerke zur Verfügung. Der Ausbau erneuerbarer Energien wird entsprechend den Zielen der Bundesregierung modellexogen vorgegeben, so dass deren Anteil an der Bruttostromnachfrage im Jahr 2030 ca. 50 % beträgt.

## 2 Grundlagen zur Portfolioauswahl und dem verwendeten Risikomaß

Die theoretischen Grundlagen zur Portfolioauswahl werden nachfolgend schematisch mithilfe von Abbildung 1 erläutert. Analog zu einer konventionellen Darstellung im Rendite-Risikoraum kann die Portfolioauswahl auch kostenbasiert erfolgen. Auf der Ordinate ist der

Erwartungswert der Kosten der Elektrizitätserzeugung abgetragen, die Abszisse stellt das Risiko, z.B. in Form deren Standardabweichung dar, vgl. [3][4].

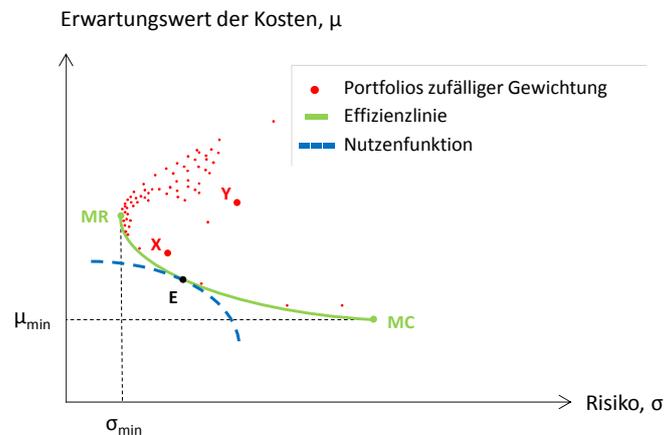


Abbildung 1: Effizienzlinie und Nutzenfunktion im Kosten-Risiko-Raum

Neben der Standardabweichung sind weitere, auch asymmetrische Risikomaße im Rahmen der Portfolioauswahl möglich. Wie am Beispiel der Portfolios mit zufälliger Gewichtung einzelner Technologien in Abbildung 1 zu erkennen ist, unterscheiden sich diese hinsichtlich des Erwartungswerts ihrer Kosten und dem Risiko in Form der Streuung der Kosten um den Erwartungswert. Aus der Gesamtmenge der möglichen Technologieportfolios sind die effizienten dadurch gekennzeichnet, dass zu einem vorgegebenen Erwartungswert der Kosten kein anderes Portfolio existiert, das ein geringeres Risiko aufweist, bzw. zu einem bestimmten Risiko keine niedrigeren Kosten möglich sind. Demnach wären die Technologieportfolios (X) und (Y) nicht effizient, da bei beiden niedrigere Kosten möglich sind, ohne ein zusätzliches Risiko eingehen zu müssen.

Die Effizienzlinie ist die Verbindungslinie der effizienten Portfolios und bildet die untere Beschränkung des Kosten-Risiko-Raums. Sie kann in einem Optimierungsprozess hergeleitet werden, ist unabhängig von den persönlichen Präferenzen bzw. der Risikoaversion des Entscheidungsträgers. Die individuelle Risikoneigung kann in einem nachgelagerten Schritt berücksichtigt werden. Dazu muss die Nutzenfunktion des Entscheidungsträgers bekannt sein. Je nach seiner Risikoneigung wird entweder ein weniger riskantes Portfolio gewählt, allerdings zu Ungunsten der erwarteten Kosten, oder ein kostengünstigeres Portfolio, für das im Gegenzug jedoch ein höheres Gesamtrisiko in Kauf genommen werden muss. Das individuell optimale Portfolio (E) ist der Tangentialpunkt der Effizienzlinie und der Nutzenfunktion des Entscheidungsträgers (blaue Kurve). Demnach würde ein sehr risikoaverser Entscheidungsträger das Minimum-Risk (MR)-Portfolio wählen. Die Kosten, die sein gewähltes Portfolio generieren würde, wären von untergeordnetem Interesse. Auf der Gegenseite sähe ein risikoneutraler Anleger in dem Minimum-Cost (MC)-Portfolio die für ihn optimale Investitionsentscheidung.

### 3 Projektionen für CO<sub>2</sub>- und Energieträgerpreise

Wie einleitend dargestellt können Risiken durch die unsichere Entwicklung von Energieträger- und CO<sub>2</sub>-Preisen erhebliche Auswirkungen auf die Gesamtkosten der Elektrizitätserzeugung haben. Nachfolgend werden finanzmathematische Prozesse und ökonometrische Zeitreihenmodelle untersucht, die für Preisprojektionen von CO<sub>2</sub>-Zertifikaten und der Energieträger Erdöl, Erdgas und Steinkohle in Frage kommen. Eine ausführliche Diskussion der untersuchten Preismodelle, sowie die Ergebnisse der Parameterschätzung und Simulation sind in [5] zu finden.

#### 3.1 Modellierung von CO<sub>2</sub>-Preisen

Abbildung 2 zeigt die historischen Spotpreise für Emissionsrechte (EUA) an der European Energy Exchange (EEX) in Leipzig vom 9. März 2005 bis zum 31. Mai 2012.

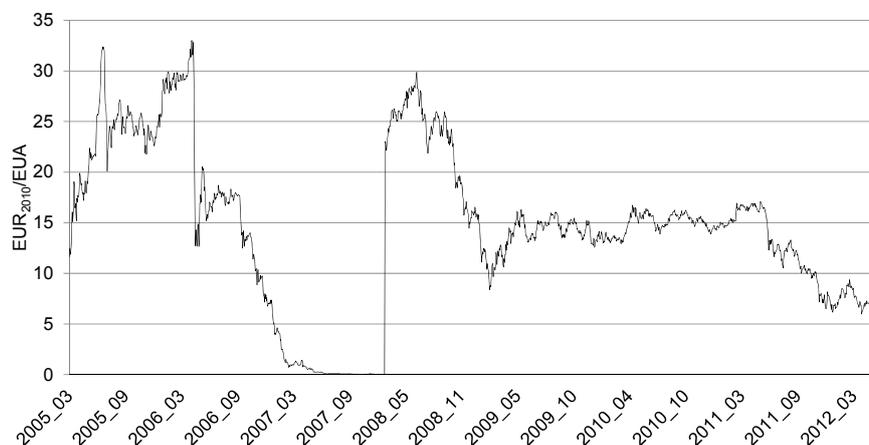


Abbildung 2: Handelstägliche Preise von Emissionsrechten (EUAs) an der EEX vom 09.03.2005 bis 31.05.2012

Der Abwärtstrend in der Preisentwicklung der zweiten Handelsperiode, der seit Mitte 2011 beobachtet werden kann, hat sich seither fortgesetzt. Die hohe Volatilität, die vor allem in der ersten Handelsperiode beobachtet werden kann, ist dabei im Wesentlichen einer deutlichen Überschätzung der erfassten Emissionsmengen geschuldet. Daneben existieren aber auch relativ stabile Phasen, insbesondere in der zweiten Handelsperiode, in der sich der Zertifikatepreis um ein Niveau von 15 €/t bewegt.

Neben den in der Finanzmathematik weit verbreiteten stochastischen Prozessen, die gleichermaßen zur Modellierung der Preisentwicklung auf Energiemärkten verwendet werden können, wie die Geometrische Brownsche Bewegung (GBB) und das Ornstein-Uhlenbeck Mean Reversion Modell, wurden aufgrund der Dynamik und Heteroskedastizität der historischen handelstäglichen CO<sub>2</sub>-Renditen zusätzlich Regime-Switching (RS) [6][7], GARCH (Generalized Autoregressive Conditional Heteroscedasticity)- [14] und Jump-Diffusion (JD) [7][8] Prozesse untersucht. Bei letzterem wird der Prozess der GBB um eine Komponente für Preissprünge ergänzt. Alle Preismodelle wurden auf Basis realer historischer Spotpreise für Emissionsrechte (EUA) an der European Energy Exchange (EEX) vom 25.03.2008 bis 31.05.2012 geschätzt.

Die aufgrund sinkender Emissionsziele zu erwartenden Preissteigerungen bei den Emissionsrechten spiegeln sich nicht in den Simulationsergebnissen wider. Die Preisprojektionen mit dem GBB- und JD-Modell sind aufgrund der negativen Drift fallend. Bei der Simulation mit dem RS-Modell stagnieren die CO<sub>2</sub>-Preise in ihrem Erwartungswert auf dem Ausgangsniveau von ca. 6 €/t. Bei dem Mean Reversion Modell streben die Preise ihr langfristiges Mittel von ca. 7 €/t an. Bei dem GARCH-Modell steigen die CO<sub>2</sub>-Preise zwar in ihrem Erwartungswert deutlich auf ca. 60 €/t im Jahr 2030. Der Preisanstieg ist jedoch wenigen Szenarien mit extremen Preisverläufen geschuldet. In der Mehrheit der simulierten Szenarien tendieren die Preise analog zum GBB- und JD-Modell gegen null.

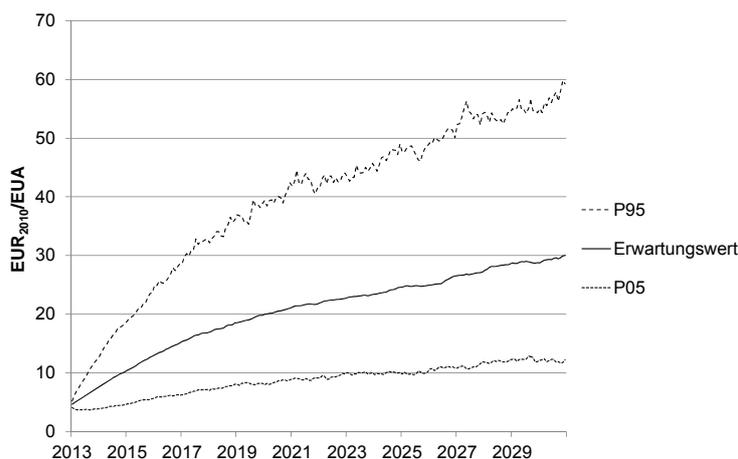


Abbildung 3: Simulierte Preisbänder für EUA in Monatsmitteln von 2013-2030

Für die vorliegende Arbeit wird daher das geschätzte Mean Reversion Modell mit einem externen Preistrend gekoppelt. Charakteristisch am Mean Reversion Modell ist, dass die zukünftigen Preisänderungen  $ds_t$  von CO<sub>2</sub>-Zertifikaten nur vom Preis der Vorperiode abhängig sind. Die Preise kehren dabei stets zu ihrem langfristigen Mittelwert  $\mu$  zurück, um den sie stochastisch in Abhängigkeit der Prozessvolatilität  $\sigma$  schwanken. Wie schnell diese Rückkehr erfolgt, wird durch die Mean Reversion Geschwindigkeit  $\alpha$  bestimmt [9].

$$ds_t = \alpha(\mu - s_t)dt + \sigma dW_t$$

Um zukünftige Preissteigerungen aufgrund sinkender Emissionsziele zu erfassen, wird als langfristiger Mittelwert, dem die Preise zustreben, in diesem Fall nicht der geschätzte (konstante) Wert eingesetzt, sondern der Preistrend aus dem World Energy Outlook WEO<sub>2012</sub> new policies Szenario [10]. In Abbildung 3 sind der Erwartungswert und die Perzentile der Ordnung P<sub>05</sub> und P<sub>95</sub> der CO<sub>2</sub>-Preisprojektionen mit diesem modifizierten Modell dargestellt. Der Preisverlauf des Erwartungswerts entspricht dabei dem Preistrend aus dem gewählten WEO-Szenario.

### 3.2 Modellierung von Energieträgerpreisen

Um ein geeignetes Modell zur Simulation der Energieträgerpreise zu finden, wurden die Preiszeitreihen der monatlichen inflationsbereinigten Einfuhrpreise von Erdöl, Erdgas und Steinkohlen von 1970 bis 2012 untersucht, vgl. Abbildung 4. Es fällt auf, dass die Preisentwicklung nicht unabhängig voneinander ist. Seit Beginn der 1980er Jahre scheinen

vor allem die Erdgaspreise den Erdölpreisen mit einer Verzögerung von bis zu einem halben Jahr zu folgen. Der simultane Verlauf bei den Erdöl- und Steinkohlepreisen kann dagegen vor allem in der Zeit vor 1987 und nach 2000 beobachtet werden.

Im Hinblick auf die Modellierung von Energieträgerpreisen finden sich in der Literatur unterschiedliche Ansätze. Fundamentalanalytische Modelle eignen sich nur bedingt für längerfristige Preisprognosen. Schwierigkeiten bereit dabei die Prognose der angebots- und nachfrageseitigen Einflussvariablen [11], z. B. die Entwicklung der Produktionskapazitäten oder das weitere Bevölkerungs- und Einkommenswachstum und damit verbunden die weitere Entwicklung der Energienachfrage. Daneben kann die Preisentwicklung über stochastische Prozesse und Zeitreihenmodelle beschrieben werden.

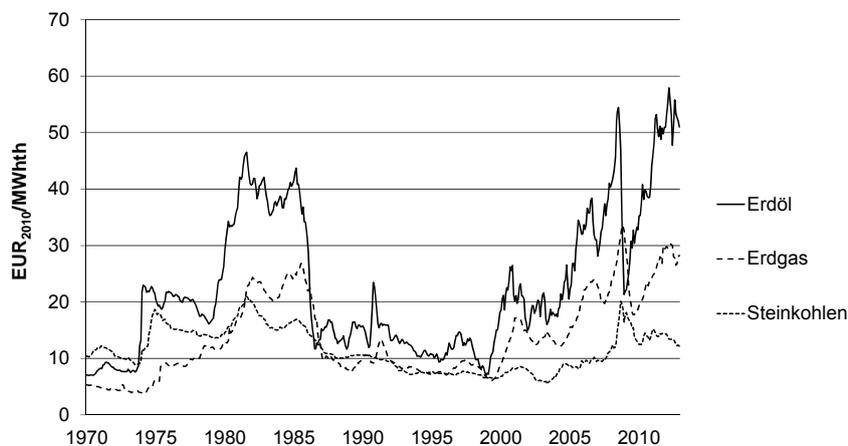


Abbildung 4: Reale Einfuhrpreise für Erdöl, Erdgas und Steinkohle von Jan. 1970 bis Dez. 2012

Um die Interdependenzen bei den Energieträgerpreisen aus der Vergangenheit zu berücksichtigen, werden hier multivariate Ansätze gewählt. Für Preisprojektionen werden zwei Modelle, eine multivariate GBB (MGBB) und ein Vektor-Autoregressives (VAR) Modell, geschätzt und Preispfade simuliert. Von der univariaten GBB unterscheidet sich die multivariate Version dadurch, dass korrelierte Zufallszahlen, die mithilfe der Cholesky-Faktorisierung erzeugt wurden, als Störterm ins Modell eingehen [9]. Charakteristisch am VAR-Modell ist, dass die Preisentwicklung eines Energieträgers nicht nur in Abhängigkeit der eigenen vergangenen Preise, sondern auch abhängig von der Entwicklung der mitbetrachteten Brennstoffpreise modelliert wird.

$$\begin{pmatrix} p_{oil} \\ p_{gas} \\ p_{coal} \end{pmatrix}_t = c + \sum_{i=1}^n A_i * \begin{pmatrix} p_{oil} \\ p_{gas} \\ p_{coal} \end{pmatrix}_{t-1} + \varepsilon_t; A_i = \begin{bmatrix} oil \rightarrow oil & gas \rightarrow oil & coal \rightarrow oil \\ oil \rightarrow gas & gas \rightarrow gas & coal \rightarrow gas \\ oil \rightarrow coal & gas \rightarrow coal & coal \rightarrow coal \end{bmatrix}$$

$c$  beschreibt einen Konstantenvektor. Die Parametermatrizen  $A_i$  erfassen die gegenseitigen Abhängigkeiten und werden aus Vergangenheitspreisen der einzelnen Energieträger geschätzt. Interdependenzen, wie sie auch bei der historischen Preisentwicklung zu beobachten sind, können auf diese Weise mit erfasst werden. Der Zufall im Modell geht über  $\varepsilon_t$  als multivariates weißes Rauschen ein. Die Parameterschätzung und Simulation des VAR-Modells erfolgt mit trendbereinigten (gefilterten) Preiszeitreihen. Diese werden durch Anwendung des Hodrick-Prescott (HP) Filters [12] erzeugt, der nicht-lineare Trends der Energieträgerpreise von der zyklischen Komponente (Konjunkturschwankungen) und

irregulären Schwankungen trennt. Um mit den CO<sub>2</sub>-Preisen konsistente Preisszenarien zu erhalten, wird nach der Simulation der trendbereinigten Preise jedoch nicht der historische Trend addiert, der zuvor durch die HP-Filterung beseitigt wurde, sondern der jeweilige Preistrend entsprechend dem WEO<sub>2012</sub> new policies Szenario [10]. Das MGBB-Modell wird nicht mit einem externen Trend verknüpft. Die Preisbänder und die Perzentile der Ordnung P<sub>05</sub> und P<sub>95</sub> der Projektionen mit dem VARWEO-Energieträgerpreismodell sind im linken Teil von Abbildung 5 dargestellt. Die mithilfe des rein aus Vergangenheitsdaten parametrisierten MGBB-Energieträgerpreismodells simulierten Preisbänder sind gegenübergestellt. Neben den absolut höheren Erwartungswerten der MGBB-Erdöl- und -Erdgaspreise steigt im Vergleich zu den VAR<sub>WEO</sub>-Preisen die Volatilität im Zeitverlauf.

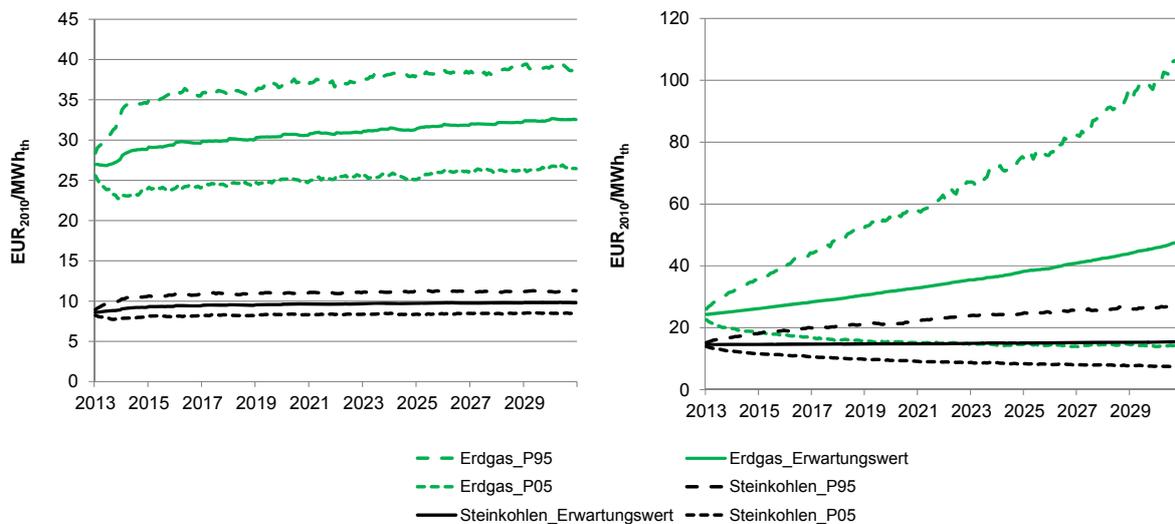


Abbildung 5: Preisprojektionen der Erdöl-, Erdgas- und Steinkohlepreise mit dem MGBB- und VARWEO-Modell (rechts)

## 4 Methodischer Ansatz und Modellergebnisse

Nachfolgend wird das lineare Optimierungsmodell vorgestellt, mit dem effiziente Kraftwerksportfolios mit dem zugehörigen Kosten-Risiko-Profil bestimmt werden können. Als lineares und uneingeschränkt kohärentes [14] Risikomaß wird der Conditional Value at Risk ( $\alpha$ CVaR) zu einem bestimmten Konfidenzniveau  $\alpha$  verwendet. Allgemein misst der  $\alpha$ CVaR ausgehend von einer Verteilung einer unsicheren Größe den Erwartungswert der Realisationen über den Value at Risk ( $\alpha$ VaR) hinaus. Der  $\alpha$ VaR ist dabei das  $\alpha$ -Quantil bzw. der Schwellenwert, für den gilt, dass mit einer Wahrscheinlichkeit von  $\alpha$  dieser Wert nicht überschritten wird. In der Regel wird ein Konfidenzniveau von 0,95 gewählt. Der  $_{0.95}$ CVaR liefert damit Informationen über das extreme Verteilungsende bzw. gibt den Erwartungswert der fünf Prozent der ungünstigsten Fälle wieder. In der Zielfunktion des Portfoliomodells wird der CVaR gemäß dem Ansatz aus [15] minimiert.

Entsprechend der Auslegung in diesem Beitrag tritt ein Risiko [ $Risiko_a(s1, s2)$ ] immer dann ein, wenn die Stromgestehungskosten des Kraftwerksportfolios höher liegen als im Erwartungswert. Der Value at Risk (VaR) und der Conditional Value at Risk (CVaR) werden aus der Verteilung der über die Betrachtungsjahre kumulierten Kostendifferenzen [ $Risiko_kum(s1, s2)$ ] berechnet. Die szenarioabhängigen Stromgestehungskosten einzelner

thermischer Kraftwerke  $i$  [*Stromgestehungskosten* ( $i, s1, s2, a$ )] werden für jedes Jahr  $a$  im Betrachtungszeitraum mithilfe der im Vorfeld ermittelten Preisprojektionen innerhalb eines fundamentalen Elektrizitätsmarktmodells [16] berechnet. Für jeden Lauf des Elektrizitätsmarktmodells werden dabei unterschiedliche Kombinationen aus Energieträger- ( $s1$ ) und CO<sub>2</sub>-Preisen ( $s2$ ) verwendet. Auf diese Weise wird ermittelt, welche Kraftwerke im Betrachtungszeitraum szenarioabhängig zugebaut und wie diese und bestehende *kostenminimal* eingesetzt werden.

Die Verteilung der Stromgestehungskosten der thermischen Kraftwerke wird anschließend im Portfoliomodell verwendet. Zu jeweils vorgegebenen durchschnittlichen erwarteten Stromgestehungskosten (*Zielkosten des Portfolios*), die das Kraftwerksportfolio im betrachteten Zeitraum nicht überschreiten darf, wird so ermittelt, welche der Bestandskraftwerke und Zubauoptionen dafür *risikominimal* eingesetzt werden müssen. Die vorgegebenen Zielkosten des Portfolios richten sich dabei nach den minimalen bis maximalen durchschnittlichen Stromgestehungskosten des Portfolios im Betrachtungszeitraum. Die Stromgestehungskosten des Kraftwerksportfolios werden aus der Summe der Stromgestehungskosten der im Portfolio enthaltenen Technologien berechnet, gewichtet mit ihrem Anteil an der Erzeugung [ $x(i,a)$ ], der als Variable modellendogen ermittelt wird. Die Zielfunktion und die wesentlichen Nebenbedingungen sind nachfolgend angegeben.

$$CVaR = VaR + \sum_{s1} \sum_{s2} scenprob1(s1) * scenprob2(s2) * Risiko\_kum_{>VaR}(s1, s2) / (1 - \alpha) \rightarrow Min!$$

u. d. N.

$$\sum_i \sum_a \text{Erwartete Stromgestehungskosten}(i, a) \leq \text{Zielkosten des Portfolios}$$

$$Risiko\_a(s1, s2, a) = \sum_i \text{Stromgestehungskosten}(i, s1, s2, a) * x(i, a) - \sum_i \text{Erwartete Stromgestehungskosten}(i, a) * x(i, a)$$

$$Risiko\_kum(s1, s2) = \sum_a Risiko\_a(s1, s2, a)$$

$$Risiko\_kum_{>VaR}(s1, s2) = Risiko\_kum(s1, s2) - VaR$$

$$\sum_i x(i, a) = \text{Stromnachfrage}(a)$$

Um die Effizienzlinie zu berechnen sind demnach mehrere Optimierungsschritte mit dem Portfoliomodell erforderlich. In jedem Optimierungsschritt findet das Modell ausgehend vom aktuellen Kraftwerkspark den effizienten Technologiemix für Zubaukraftwerke, der das gesetzte erwartete Kostenniveau des gesamten Kraftwerksparks nicht überschreitet und das daran angeschlossene Risiko in der Zielfunktion minimiert.

Tabelle 1: Technische und ökonomische Rahmendaten der Investitionsoptionen

	Kapazität [MW]	Spezifische Investitionskosten [EUR/MW]	Fixe Betriebskosten [EUR/MW]	Variable Betriebskosten [EUR/MW]	Nutzungsdauer [a]	Jahr der Verfügbarkeit	Wirkungsgrad
COALST	800	1300	35	4	40	2015	0,46
LIGNST	1050	1500	39	4,4	40	2015	0,45
GASGT	150	355	12	2,08	30	2010	0,39
GASCC	800	700	19	2	30	2015	0,6

Basierend auf dem aktuellen thermischen Erzeugungsportfolio in Deutschland wurden das Elektrizitätsmarktmodell und das Portfoliomodell für den Zeitraum 2015-2030 angewendet. Als Investitionsoptionen stehen für den Betrachtungszeitraum folgende vier Kraftwerksklassen zur Verfügung: Braunkohlekraftwerke (LIGNST), Steinkohlkraftwerke (COALST), Gaskombikraftwerke (GASCC) und Gasturbinen (GASGT). Wesentliche technische und ökonomische Rahmendaten für diese Kraftwerksklassen sind in Tabelle 1 zusammengefasst. Die Modellanwendung erfolgt für zwei Szenarien mit je zwei Preisvarianten. In Variante A werden die Stromgestehungskosten auf Basis von Energieträgerpreisprojektionen aus dem VAR<sub>WEO</sub>-Modell bestimmt. In Variante B wird analog die zukünftige Preisentwicklung der Energieträger entsprechend den Projektionen aus dem MGBB-Modell angenommen. Für beide Varianten werden die CO<sub>2</sub>-Preisprojektionen entsprechend Abbildung 3 verwendet. Der Anteil erneuerbarer Energien an der Bruttostromnachfrage wird modellexogen entsprechend den Ausbauzielen der Bundesregierung vorgegeben, so dass ihr Anteil am Bruttostromverbrauch im Jahr 2030 50 % entspricht. Die Modellergebnisse sind für beide Preisvarianten in Abbildung 6 dargestellt.

In Abbildung 6 ist jeweils die Effizienzlinie für den gesamten thermischen Kraftwerkspark und die durchschnittliche Erzeugung der Zubauportfolios, die modellendogen ermittelt wurde, als Tortendiagramm dargestellt. Auf der Ordinate sind die durchschnittlichen erwarteten Stromgestehungskosten des gesamten thermischen Erzeugungsparks im modellierten Zeitraum abgetragen. Auf der Abszisse steht das Risiko als zusätzliche Kosten, mit denen in den unvorteilhaftesten fünf Prozent im Erwartungswert zu rechnen ist.

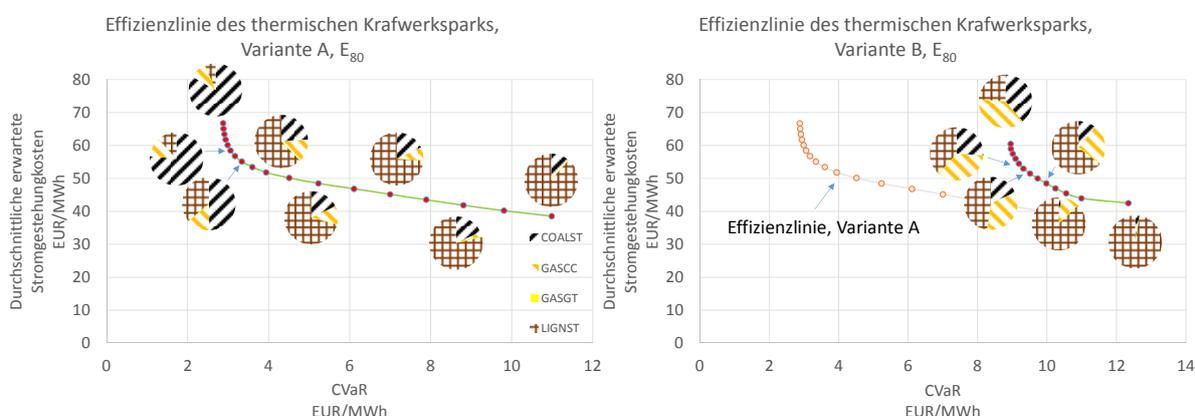


Abbildung 6: Effiziente Kraftwerksportfolios 2015-2030 Variante A und Variante B (rechts) im Szenario E<sub>80</sub>

Im Ergebnis ist das Zubauportfolio mit den niedrigsten Kosten unabhängig vom unterstellten Energieträgerpreismodell braunkohledominant. Dieses Portfolio hat zugleich aber auch das höchste Risiko aufgrund relativ stärker streuender CO<sub>2</sub>-Preise im Zeitverlauf, verbunden mit einem hohen CO<sub>2</sub>-Faktor der Braunkohlekraftwerke. Bei einem überwiegenden Zubau von Braunkohle liegen die durchschnittlichen erwarteten Stromgestehungskosten des gesamten Kraftwerksportfolios in Deutschland im Betrachtungszeitraum bei 39 €/MWh<sub>el</sub> (Variante A) bis 43 €/MWh<sub>el</sub> (Variante B). Hohe CO<sub>2</sub>-Preise können aber dazu führen, dass diese deutlich steigen, im Durchschnitt um 11 €/MWh<sub>el</sub> auf ca. 50 €/MWh<sub>el</sub> in Variante A bis 55 €/MWh<sub>el</sub> (43 €/MWh<sub>el</sub>+12 €/MWh<sub>el</sub>), wenn Energieträgerpreise aus dem MGBB-Modell zugrunde gelegt werden. Mit inkrementeller „Lockerung“ der Zielkosten, die das Kraftwerksportfolio im

Erwartungswert nicht überschreiten darf, werden in Variante A statt Braunkohle- eher Steinkohle- und in geringen Mengen Gaskraftwerke zugebaut. Dadurch steigen die erwarteten Stromgestehungskosten. Im Gegenzug sinkt aber das Risiko, diese zu verfehlen. Der Zuwachs von Steinkohle zeigt, dass das Energieträgerpreisrisiko, dem Steinkohlekraftwerke zusätzlich ausgesetzt ist, durch das im Vergleich zu Braunkohlekraftwerken niedrigere CO<sub>2</sub>-Preisrisiko kompensiert wird.

Dieser Effekt ist in Variante B weniger stark ausgeprägt, da die Steinkohlepreise hier höher liegen und relativ stärker streuen. Mit zunehmender Risikoscheu werden Braunkohlekraftwerke in Variante B im unteren Drittel der Effizienzlinie eher durch Gaskombikraftwerke ersetzt, die gemessen mit Steinkohle insgesamt einem niedrigeren Preisrisiko ausgesetzt sind. Die Erzeugung von Steinkohlekraftwerken steigt erst im oberen Drittel der Effizienzlinie deutlich, wenn das Risikominderungspotenzial durch den Einsatz von Gaskombikraftwerken erschöpft ist. Das Portfolio, das am robustesten gegen Preisrisiken ist, besteht in Variante A hauptsächlich aus Steinkohlekraftwerken.

## 5 Fazit

In diesem Beitrag wurde ein lineares Optimierungsmodell vorgestellt, mit dem effiziente Kraftwerksportfolios ermittelt werden können. Als Risikomaß im Portfoliomodell wurde der Conditional Value at Risk (CVaR) verwendet. Das Modell wurde exemplarisch für Deutschland im Zeitraum 2015-2030 angewendet. Zur Bestimmung des Risikos durch volatile CO<sub>2</sub>-Zertifikatepreise wurden unterschiedliche stochastische Modelle zur direkten Modellierung der CO<sub>2</sub>-Zertifikatepreise auf Basis von Daten aus der zweiten Handelsperiode geschätzt und Preisprojektionen bis 2030 erstellt. Die aufgrund sinkender Emissionsziele zukünftig zu erwartenden Preissteigerungen bei den Emissionsrechten spiegeln sich nicht in den Preisprojektionen wider. Daher wurde das aus Vergangenheitsdaten geschätzte Mean-Reversion Modell mit einem externen Trend kombiniert. Für die Projektionen der Energieträgerpreise von Erdgas und Steinkohle wurde ein Modell der multivariaten geometrischen Brown'schen Bewegung und ein Vektor-Autoregressives Modell geschätzt und Preispfade simuliert. Für Preisprojektionen bis 2030 wurde das VAR-Modell mit einem externen Trend kombiniert. Mit den auf Basis dieser Projektionen innerhalb eines Elektrizitätsmarktmodells ermittelten Stromgestehungskosten wurden gesamtwirtschaftlich effiziente thermische Kraftwerksportfolios ermittelt, die zu einem gesetzten Kostenniveau das Risiko höherer Kosten minimieren. Ausgehend von einem braunkohledominanten Portfolio im risikoneutralen Bereich der Effizienzlinie werden mit zunehmender Risikoscheu andere Technologien eingesetzt. Die Zusammensetzung effizienter Portfolios und die Lage der Effizienzlinie im Kosten-Risiko-Raum sind allerdings stark von den Annahmen über die zukünftige Preisentwicklung der Energieträger und der CO<sub>2</sub>-Zertifikate abhängig.

## Danksagung

Diese Arbeit entstand im Rahmen der KW21 -Projekte BWL 21E „Modell zur Portfolioauswahl in der Elektrizitätswirtschaft“ und BWW 21E „Investitionsentscheidungen zur optimalen Risikodiversifikation von Kraftwerksbetreibern“, gefördert durch das Ministerium für Wissenschaft, Forschung und Kunst in Baden-Württemberg sowie durch die Unternehmen EnBW und EON.

## 6 Literatur

- [1] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW): Pressebericht des BDEW vom 08.04.2013, <http://www.bdew.de/internet.nsf/id/20130408-pi-mueller-beimkraftwerksbau-droht-eine-neue-eiszeit-de>, abgerufen am 12.01.2014.
- [2] Markowitz, H. M.: Portfolio Selection, *Journal of Finance* (1952), 7 (1), S. 77-91.
- [3] Doherty, R., Outhred, H., O'Malley, M.: Generation Portfolio Analysis for a Carbon Constrained and Uncertain Future. In: Bazilian, M., Roques, F. (Eds.), *Analytical Methods for Energy Diversity and Security*, 2008, Elsevier, Amsterdam, S. 151.
- [4] Jansen, J.C., Beurskens, L.: Portfolio Analysis of the future Dutch Generating Mix. In: Bazilian, M., Roques, F. (Eds.), *Analytical Methods for Energy Diversity and Security*, 2008, Elsevier, Amsterdam, S. 117.
- [5] Gottschling, J.: Modell zur Portfolioauswahl in der Elektrizitätswirtschaft – Ein lineares Modell zur Auswahl effizienter Kraftwerksportfolios, 10. Fachtagung Optimierung in der Energiewirtschaft, 13.-14. November 2013.
- [6] Benz, E.; Trück, S.: CO<sub>2</sub> Emission Allowances Trading in Europe - Specifying a New Class of Assets, *Problems and Perspectives in Management* (2006), 4 (3), S. 30-40.
- [7] Triskatis (eh. Wagner), M.: CO<sub>2</sub>-Emissionszertifikate-Preismodellierung und Derivatebewertung, Universität Karlsruhe Dissertation 2007.
- [8] Daskalakis, G.; Psychoyios, D.; Markellos, R.: Modeling CO<sub>2</sub> emission allowance prices and derivatives: Evidence from the EEX, Athens, 2006, Herunterladbar:<http://wcms.uzi.uni-halle.de/download.php?down=1477&elem=1040342>
- [9] Clewlow, L., Strickland, C.: *Energy Derivatives: Pricing and Risk Management*. London: Lacima Publications, 2000
- [10] International Energy Agency (IEA): *World Energy Outlook 2012*, OECD Publishing, 2012.
- [11] Pindyck, R.: The Log-Run Evolution of Energy Prices. *The Energy Journal* (1999), 20 (2), S. 1-27.
- [12] Hodrick, R.; Prescott, E.: Post-war U.S. business cycles: An empirical investigation, Discussion Paper No. 451, Department of Economics, Carnegie-Mellon University, Pittsburgh, PA, 1980.
- [13] Wissel, S.; Fahl, U.; Blesl, M.; Voß, A.: Erzeugungskosten zur Bereitstellung elektrischer Energie von Kraftwerksoptionen in 2015. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart; IER Working Paper No. 7, Stuttgart, 2010.
- [14] Artzner, P.; Delbaen, F.; Eber, J.-M. and Heath, D.: Coherent Measures of Risk. *Mathematical Finance* (1999), 9 (3), S. 203–228.
- [15] Rockafellar, R.T., Uryasev, S.: Optimization of Conditional Value-at-Risk. *The Journal of Risk* (2000), 2 (3), S. 21-41.
- [16] Sun, N., Ellersdorfer, I., Swider, D.J.: Model-based long-term electricity generation system planning under uncertainty. Proceedings of the 3rd IEEE International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies. Nanjing, China, April 2008