

# FIXKOSTENDECKUNG ÜBER DEN STROMGROSSHANDELSMARKT UND WOHLFAHRTSÖKONOMISCH OPTIMALE PREISE

Franz Tyma<sup>1\*</sup>, Wilhelm Süßenbacher<sup>1\*</sup>, Udo Bachhiesl<sup>1</sup>, Heinz Stigler<sup>1</sup>

<sup>(1)</sup>Technische Universität Graz, Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation, Inffeldgasse 18, 8010 Graz, +43 316 873 7909, [franz.tyma@tugraz.at](mailto:franz.tyma@tugraz.at), [www.iee.tugraz.at](http://www.iee.tugraz.at);

(\* Jungautor)

**Schlüsselwörter:** Fixkostendeckung, Strombörse, Simulationsmodell, Spitzenlastbepreisung

## 1. Darstellung der Ausgangslage

Vor der Liberalisierung des Elektrizitätsmarktes war es den Energieversorgern möglich, mittels behördlich genehmigter Preise, die Eigenwirtschaftlichkeit ihres Unternehmens sicherzustellen. Dabei wurden auf der rechtlichen Grundlage des Preisgesetzes Tarife erlassen, welche den Unternehmen die entstehenden Kosten für die Energieerzeugung und Übertragung bzw. Verteilung ersetzen. In Rahmen der Liberalisierung des Marktes wurde der Erzeugungsbereich für den Wettbewerb geöffnet und der Bereich des Netzes blieb reguliert. Somit werden die Dienstleistungen der Netzbetreiber nach wie vor mit behördlich genehmigten Tarifen abgegolten, wohingegen sich der Preis für die Energieerzeugung durch den wettbewerblichen Handel ergibt. Die Strombörse stellt dabei den zentralen Großhandelsmarkt dar.

Geht man von einem kompetitiven Markt aus, so bieten die Erzeugungsunternehmen ihre Energie zu Grenzkosten an. Diese setzen sich aus den variablen Kosten der Erzeugung und den Opportunitätskosten zusammen. Die Fixkosten der Anlagen wie Abschreibungen, Fremdkapitalzinsen oder Personalkosten stellen „Sunk Costs“ dar und sind nicht angebotsrelevant. Der Markträumungspreis (Market Clearing Price, MCP) der Strombörse bildet sich im Schnittpunkt von Angebot und Nachfrage und entspricht den Grenzkosten der teuersten produzierten Einheit. Alle Angebote links dieses Schnittpunktes werden akzeptiert und erhalten den MCP.

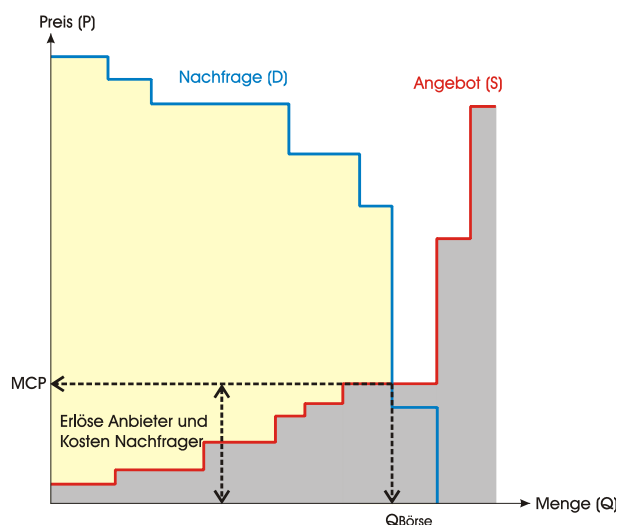


Abbildung 1: Schematische Darstellung der Preisbildung an der Strombörse

Die Differenz zwischen den Grenzkosten der Anlagen und dem MCP ermöglicht den Unternehmen die Erwirtschaftung „inframarginaler Renten“, welche zur Deckung der Fixkosten herangezogen werden können. (Ockenfels, Grimm, & Zoettl, 2008, S. 71-72)

Geht man von den oben genannten Annahmen aus, so ist die Erwirtschaftung der Fixkosten einer Erzeugungsanlage durch die Strombörse nicht im Vorhinein sichergestellt. Je nach Schnittpunkt von Angebot und Nachfrage bildet sich ein unterschiedlicher MCP und unterschiedliche „inframarginale Renten“. Dabei beeinflussen Faktoren wie die Erzeugungsstruktur des Marktes, Schwankungen vor allem in der dargebotsabhängigen Erzeugung<sup>1</sup> oder auch tageszeitliche und saisonale Änderung der Nachfrage die Preisbildung wesentlich.

In Europa findet derzeit ein forcierter Zubau von Gas- und Dampfkraftwerken statt und gleichzeitig gehen alte Kraftwerke mit schlechtem Wirkungsgrad außer Betrieb. Diese Entwicklung kann den Verlauf der Angebotsfunktion eines Marktes wesentlich beeinflussen. Im Rahmen der Arbeit wird untersucht welche Auswirkung ein forcierter Zubau von Gas- und Dampfkraftwerken auf den Großhandel und die Fixkostendeckung von Erzeugungsunternehmen haben kann. Hierfür wird ein Simulationsmodell herangezogen, welches in der Lage ist, die Entwicklung des Strompreises und die Auswirkung auf die im Wettbewerb zueinander stehenden Unternehmen zeitlich dynamisch darzustellen.

In einem zweiten Szenario wird untersucht, welche Auswirkungen ein rascher Kraftwerkszubau auf ein Erzeugungsunternehmen haben kann. In manchen Regionen Europas, wie z.B. dem osteuropäischen Markt, sind hohe Investitionserfordernisse notwendig<sup>2</sup>, um den überalterten Kraftwerkspark zu erneuern. Auch ein rascher Anstieg des Bedarfs, wie z.B. in Spanien, kann hohe Investitionen notwendig machen. Um die Wirkung kurzer Investitionszyklen auf ein Unternehmen aufzuzeigen, wird der Fall eines raschen Kraftwerkszubaues mit dem Fall eines moderaten Zubaues verglichen und analysiert.

Der dritte Teil der Arbeit untersucht die Ansätze der Spitzenlastbepreisung zur Handhabung der oben beschriebenen Fixkostenproblematik und deren Vorschläge zur Gestaltung wohlfahrtsökonomisch optimaler Strompreise.

## 2. Aufbau und Funktionsweise des Simulationsmodells

Das in den Untersuchungen verwendete Simulationsmodell bildet die Strombörse als Marktallokationsmechanismus und die in Wettbewerb zueinander stehenden Erzeugungsunternehmen ab. Um die Fixkostenabgeltung der Strombörse isoliert betrachten zu können, wird nur diese modelliert und das Endkundengeschäft nicht berücksichtigt. Es wird vereinfachend angenommen, dass die gesamte Energiemenge über die Börse gehandelt wird. Da sich der OTC-Handel auch in der Realität an den Preisen der Börse orientiert<sup>3</sup>, können die im Modell ermittelten Energiepreise für den gesamten Großhandel als repräsentativ betrachtet werden. Die hier lukrierten Erlöse müssen es den Erzeugungsunternehmen ermöglichen neben den variablen auch die Fixkosten abzudecken, um langfristig die Eigenwirtschaftlichkeit der Elektrizitätsunternehmen sicherzustellen.

---

<sup>1</sup> siehe Einfluss der Windkraftherzeugung auf den Börsenpreis der EEX

<sup>2</sup> siehe (PwC, 2004), (Gutschi, Huber, Süßenbacher, Jagl, Bachhiesl, & Stigler, 2009)

<sup>3</sup> siehe (Ockenfels, Grimm, & Zoettl, 2008, S. 4)

Die Angebotsfunktion des Marktes oder Merit Order, wird durch die aufsteigend sortierten Grenzkosten der Anlagen gebildet. Diese beinhalten neben den Brennstoffkosten auch die Hilfsstoffkosten der verschiedenen Erzeugungstechnologien. Der MCP des Marktes wird durch den Schnittpunkt der Merit Order mit dem Verbrauch bestimmt. Hierzu wird im Modell ein Wert für den Jahresenergieverbrauch vorgegeben und daraus, auf Basis der jährlichen Verbrauchscharakteristik, der monatliche Energiebedarf ermittelt. Auch die Erzeugungsschwankungen dargebotsabhängiger Energieformen werden im Modell berücksichtigt. Dies ist notwendig, da die Variation von Erzeugung und Verbrauch den MCP wesentlich beeinflussen. Durch die Ermittlung des MCP wird gleichzeitig auch der Kraftwerkseinsatz bestimmt. Daraus lassen sich in weiterer Folge die variablen Kosten der Erzeugung und die Erlöse der Strombörse jedes einzelnen Unternehmens berechnen.

Die Kraftwerke im Modell werden mit anlagentypischen technischen und wirtschaftlichen Kenngrößen modelliert. Hierzu zählen unter anderem die technische und wirtschaftliche Nutzungsdauer, Investitionskosten, variable und fixe Erzeugungskosten sowie der Wirkungsgrad.

Tabelle 1: Technische und wirtschaftliche Größen der Kraftwerksanlagen<sup>4</sup>

Investitionskosten		Personalkosten	
Kraftwerkstechnologie	Mio. € <sub>2010</sub> /MW	Kraftwerkstechnologie	€ <sub>2010</sub> /MW <sub>inst.</sub>
Steinkohle	1,2	Steinkohle	9.400
Braunkohle	1,2	Braunkohle	11.100
Öl	1,1	Öl	6.100
Erdgas GuD	0,6	Erdgas GuD	3.700
Gasturbine	0,4	Gasturbine	1.600
Kernkraft	1,9	Kernkraft	9.400
Laufwasser	2,2	Laufwasser	1.200

Brennstoffkosten		Hilfsstoffkosten	
Kraftwerkstechnologie	€ <sub>2010</sub> /MWh <sub>th</sub>	Kraftwerkstechnologie	€ <sub>2010</sub> /MWh <sub>el</sub>
Steinkohle	6,2	Steinkohle	1,8
Braunkohle	5,0	Braunkohle	1,8
Öl	24,3	Öl	3,4
Erdgas GuD	25,8	Erdgas GuD	1,6
Gasturbine	25,8	Gasturbine	2,7
Kernkraft	1,6	Kernkraft	0,4
Laufwasser	0,0	Laufwasser	2,7

<sup>4</sup> (Energy Information Administration, 2008)

Nutzungsdauer		
Kraftwerkstechnologie	wirtschaftlich	technisch
Steinkohle	40	45
Braunkohle	40	45
Öl	40	45
Erdgas GuD	25	30
Gasturbine	25	30
Kernkraft	40	50
Laufwasser	50	60

Kapitalfaktoren in % der Gesamtinvestitionssumme	
Versicherung	0,2%
Steuern	1%
Zinssatz	5%
Körperschaftssteuer (KöSt)	25%

Bezüglich der Investition in Neuanlagen wird angenommen, dass diese zu 30 % mit Eigenkapital und zu 70 % mit Fremdkapital finanziert werden.

Mit Hilfe der zeitlich dynamischen Berechnung im Modell, können die wirtschaftlichen Auswirkungen von Investitionsentscheidungen und Marktentwicklungen auf Elektrizitätsunternehmen untersucht werden. Dabei werden die Bilanzen und Gewinn- und Verlustrechnungen auf die in Abbildung 2 dargestellten wesentlichen Positionen reduziert.

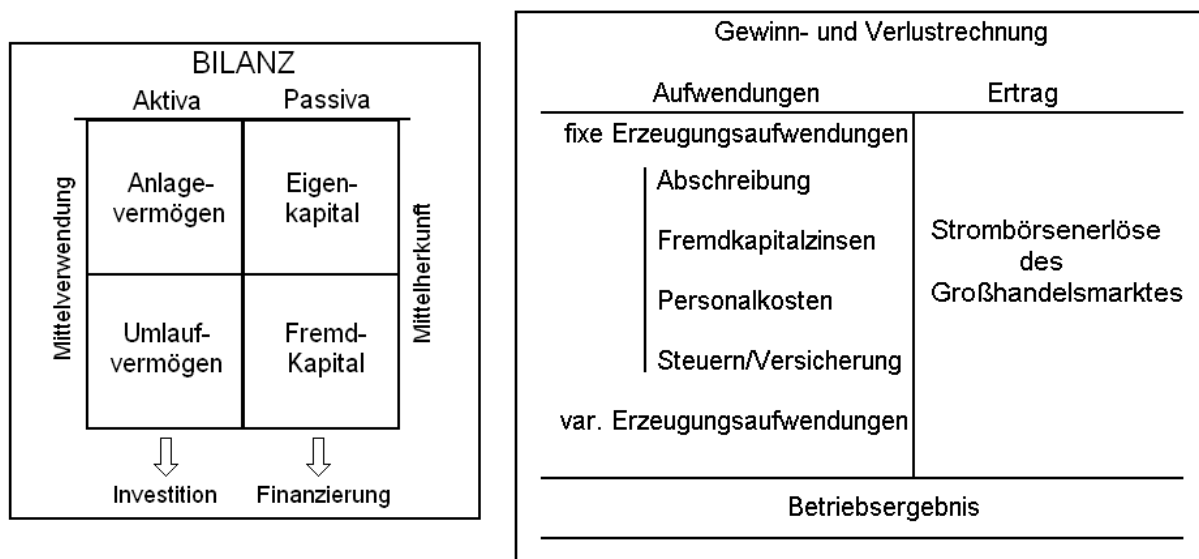


Abbildung 2: Wesentliche Positionen der Bilanz und Gewinn- und Verlustrechnung im Modell

Die Aktivseite wird durch das Anlagevermögen, welches den Kraftwerkspark eines Elektrizitätsunternehmens widerspiegelt, und das Umlaufvermögen, dazu zählen beispielsweise die Brennstofflager, gebildet. Analog dazu ist die Passivseite ebenfalls in die zwei Hauptbestandteile Eigen- und Fremdkapital aufgliedert.

Die Gewinn und Verlustrechnung erfasst alle Aufwendungen und Erlöse im betrachteten Zeitraum. Die Aufwendungen werden durch die variablen Erzeugungskosten und die fixen Erzeugungskosten (Abschreibungen, Fremdkapitalzinsen, Personalkosten, Steuern und Versicherungen) gebildet. Auf der Ertragsseite werden die Erlöse des Großhandelsmarktes berücksichtigt.

Neben den erwähnten betriebswirtschaftlichen Faktoren werden für die zeitlich dynamische Betrachtung auch volkswirtschaftliche Kenngrößen herangezogen. Hierzu zählen die Inflation und Preiskostenindizes für Personal, Baukosten sowie Brenn- und Hilfsstoffkosten.

### 3. Szenario 1: Forcierter Ausbau von Gas- und Dampfkraftwerken

#### 3.1. Szenariodefinition

Anhand eines Kraftwerksparks, mit der in Abbildung 3 dargestellten Zusammensetzung<sup>5</sup>, werden die Auswirkungen eines forcierten Zubaus von Gas- und Dampfkraftwerken, wie es derzeit in Europa der Fall ist<sup>6</sup>, auf die Erzeugungsunternehmen im Markt untersucht.

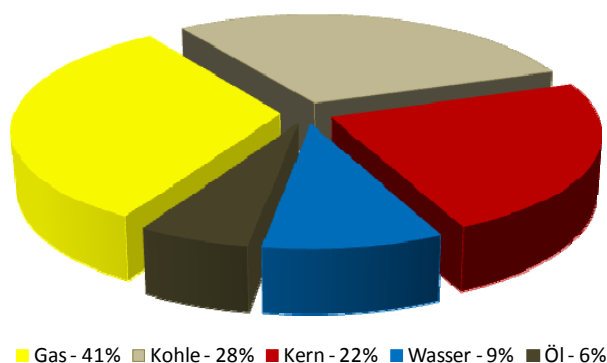


Abbildung 3: Kraftwerksstruktur des Marktes im Jahr 2010 in Prozent der installierten Leistung

Der Zubau erfolgt so, dass alle außer Betrieb gehenden Kraftwerke durch Gas- und Dampfkraftwerke ersetzt werden. Die einzige Ausnahme bilden Wasserkraftwerke, diese werden revitalisiert. Jene Anlagen, die aufgrund des steigenden Verbrauchs zusätzlich errichtet werden müssen, sind ebenfalls GuD-Kraftwerke. Der Jahresverbrauch wurde mit 20,7 TWh für das Jahr 2010 und einem jährlichen Anstieg von 2% angenommen. Mit Hilfe des Modells wird die Entwicklung des Marktes und der Unternehmen bis zum Jahr 2030 simuliert.

<sup>5</sup> für eine genaue Aufschlüsselung des Erzeugungsparks siehe Punkt 8 Szenariodaten

<sup>6</sup> in Spanien wurden beispielsweise zwischen den Jahren 2004 und 2008 GuD-Anlagen im Umfang von 13,5 GW errichtet. Der Anteil an der gesamt installierten Leistung hat sich in diesen vier Jahren verdoppelt und stieg von 11 % auf 24% (REE, 2008).

### 3.2. Analyse der Ergebnisse

Da die Merit Order durch die Erzeugungsstruktur wesentlich beeinflusst wird, hat ein forciertes Ausbauen von GuD-Anlagen erhebliche Auswirkungen auf den sich ergebenden Börsenpreis, auf den Kraftwerkseinsatz und folglich auch auf die Deckungsbeiträge der Elektrizitätsunternehmen. Dies verdeutlicht die Darstellung der Merit Order des Marktes für die Jahre 2010, 2020 und 2030 (jeweils für den Monat Jänner).

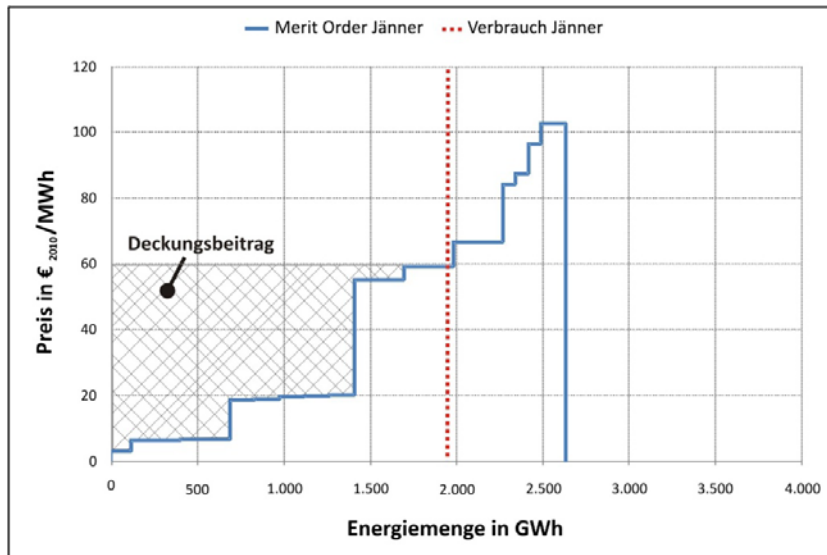


Abbildung 4: Großhandelsmarktergebnis Jänner 2010

Der in Abbildung 4 dargestellte Verlauf stellt die Angebotskurve des Marktes im Jänner 2010 dar. Zu Beginn sind die günstigsten Erzeugungsanlagen mit Laufwasserkraft und Kernenergie gereiht. Danach folgen Kohlekraftwerke mit variablen Erzeugungskosten von 20 €/MWh und GuD-Anlagen mit ca. 40 €/MWh. Die teuersten Erzeugungseinheiten stellen Öl- und Gasturbinenkraftwerke dar.

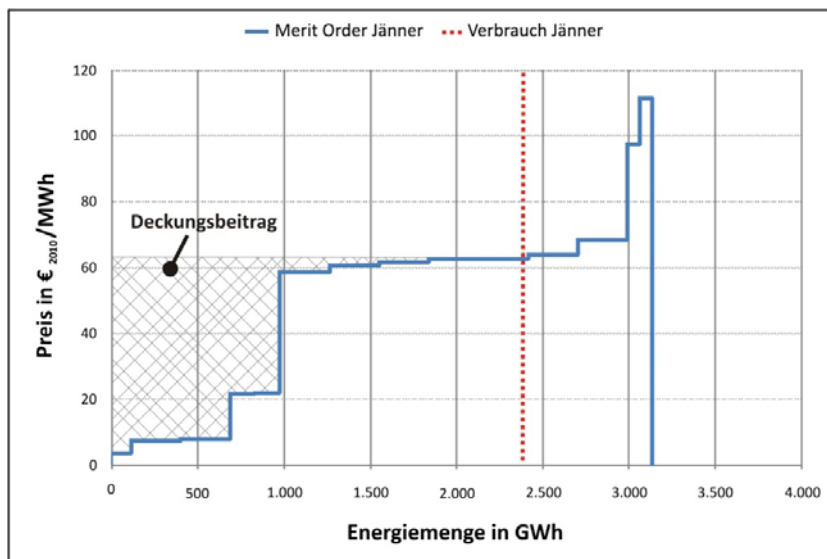


Abbildung 5: Großhandelsmarktergebnis Jänner 2020

Vergleicht man Abbildung 4 mit Abbildung 5, so kann man erkennen, dass sich durch den Ausbau der GuD-Anlagen der Verlauf der Merit Order im mittleren Erzeugungsbereich deutlich verflacht hat. Der Preissprung von den Kohle- zu den GuD-Kraftwerken hat sich, aufgrund der Außerbetriebnahme einiger alter Kohlekraftwerke, deutlich nach links verschoben. Weiters wurde ein Teil der alten im Markt befindlichen Ölkraftwerke, welche einen schlechten Wirkungsgrad aufweisen, ersetzt. Durch den Anstieg des Verbrauchs, sowie durch eine reale Teuerung der Primärenergieträger<sup>7</sup> bildet sich der Schnittpunkt von Angebot und Nachfrage bei einem höheren Preisniveau. Trotzdem ist eine deutliche Verringerung des Deckungsbeitrages gegenüber dem Jahr 2010 zu erkennen.

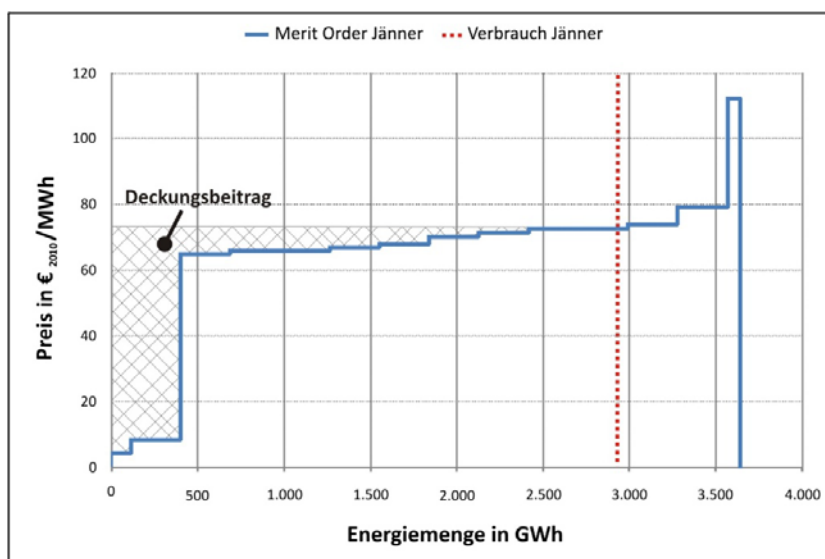


Abbildung 6: Großhandelsmarktergebnis Jänner 2030

Führt man dieses Szenario bis zum Jahr 2030 fort, so wird ersichtlich dass, die Deckungsbeiträge im Markt durch den Wegfall günstigerer Erzeugungstechnologien noch weiter sinken (siehe Abbildung 6). Alleine die im Markt vorhandenen Wasserkraftwerke und Kernkraftwerke erwirtschaften weiterhin Deckungsbeiträge, welche eine Fixkostendeckung gewährleisten können. Die Deckungsbeiträge der GuD-Kraftwerke ergeben sich, bei unterstelltem gleichem Gaspreis für alle Erzeuger, nur mehr auf Grund der unterschiedlichen Wirkungsgrade der Anlagen.

Untersucht man die Fixkosten und Deckungsbeiträge eines einzelnen GuD-Kraftwerks, so werden die Auswirkungen eines forcierten Ausbaus von gasbefeuerten Anlagen noch offensichtlicher. Im Jahr 2023 geht beispielsweise ein Kraftwerk mit einem Wirkungsgrad von 62 % in Betrieb. Dieses ist im betrachteten Zeitpunkt die effizienteste GuD-Anlage im Markt. Obwohl sie den höchsten Deckungsbeitrag aller GuD-Kraftwerke aufweist, ist die Anlage nicht in der Lage ihre Fixkosten zu decken, sondern erwirtschaftet Verluste (siehe Abbildung 7 und Abbildung 8).

<sup>7</sup> Teuerung Primärenergieträger 3,5 % p.a.; Inflation 2 % p.a.; reale Teuerung 1,5 % p.a.

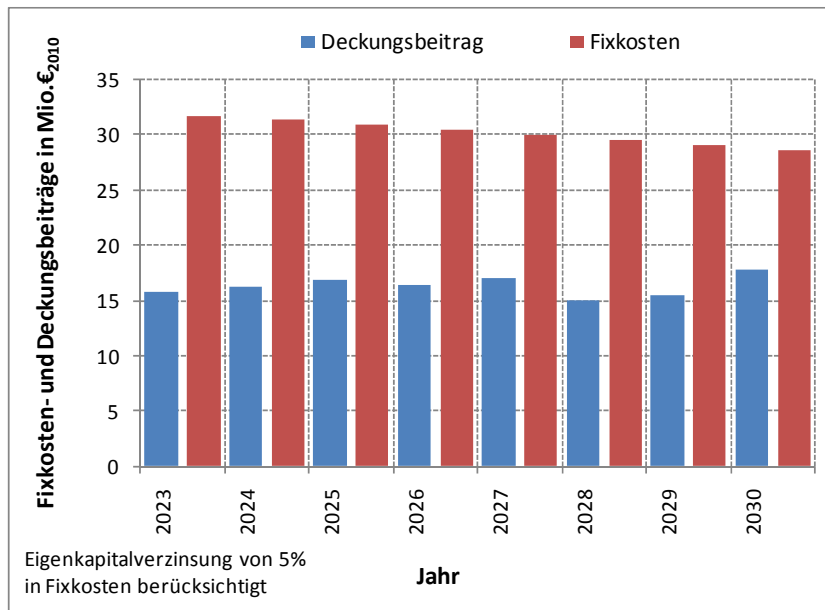


Abbildung 7: Fixkosten und Deckungsbeiträge eines GuD-Kraftwerkes

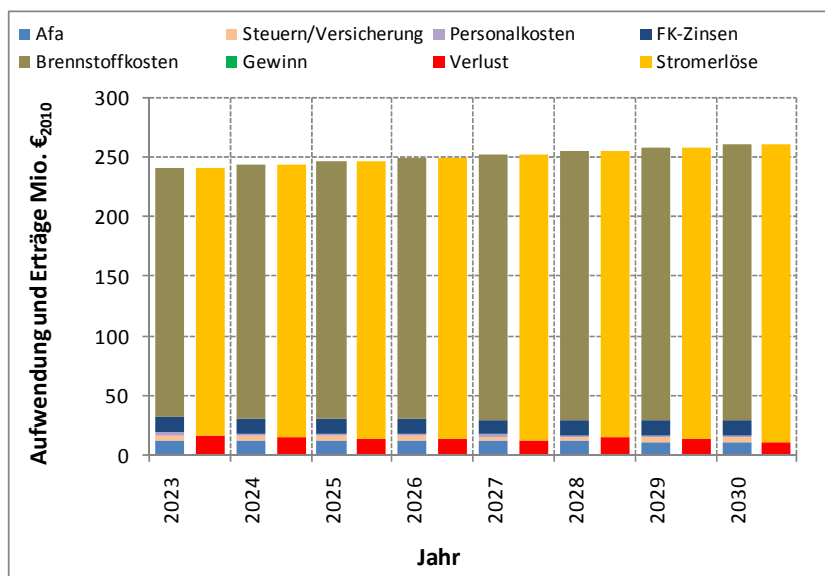


Abbildung 8: Gewinn- und Verlustrechnung für ein GuD-Kraftwerk

Berücksichtigt man in der Angebotslegung auch die CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise<sup>8</sup>, so erhöhen sich die Deckungsbeiträge der CO<sub>2</sub>-freien Technologien. Für gas-, kohle- oder ölbefeuerte Anlagen gilt dies jedoch nur beschränkt. Somit bleibt der Effekt abnehmender Deckungsbeiträge auch unter der Berücksichtigung des CO<sub>2</sub>-Handels bestehen und die betrachtete GuD-Anlage ist nicht im Stande ihre Fixkosten zu decken (siehe Abbildung 9 und Abbildung 10).

<sup>8</sup> Der Zertifikatspreis wurde mit 13,14 €/t CO<sub>2</sub> angenommen.



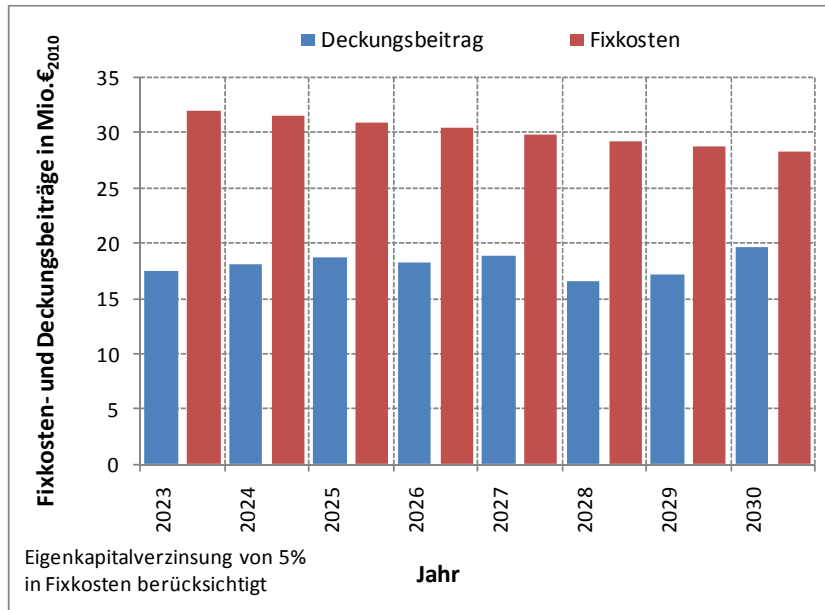


Abbildung 9: Fixkosten und Deckungsbeiträge eines GuD-Kraftwerkes mit Berücksichtigung von CO<sub>2</sub> Kosten

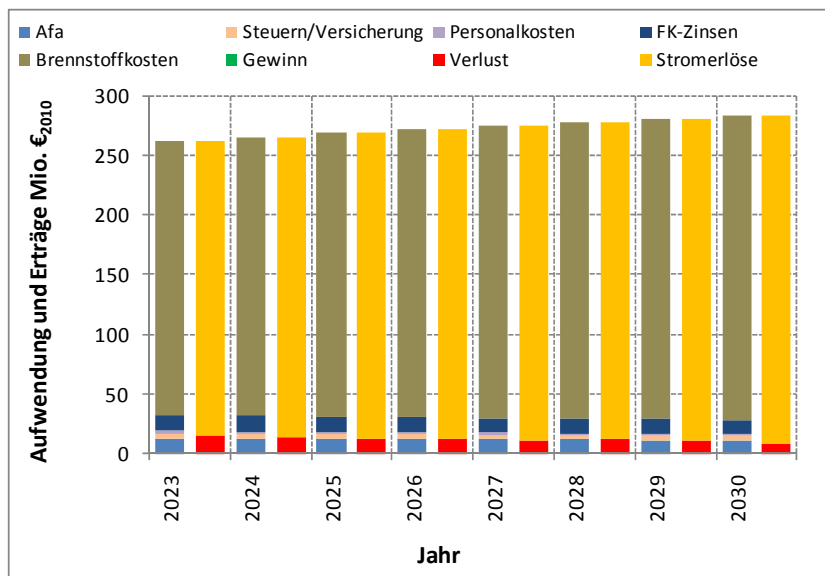


Abbildung 10: Gewinn- und Verlustrechnung für ein GuD-Kraftwerk mit Berücksichtigung von CO<sub>2</sub> Kosten

### 3.3. Schlussfolgerung

Schlussfolgernd aus diesem Szenario kann gesagt werden, dass bei einem forcierten Ausbau von Gas- und Dampfkraftwerken die Deckungsbeiträge der Unternehmen sinken und der Großhandelsmarkt nicht mehr in der Lage ist allen Erzeugungsanlagen die Erwirtschaftung ihrer Fixkosten sicherzustellen. Es ist möglich, dass selbst hocheffiziente Kraftwerke nicht mehr wirtschaftlich produzieren können.

Diese Erkenntnisse werden durch die Tatsache gestützt, dass die Grenzkosten der letzten produzierten Einheit stets unter den Durchschnittskosten liegen (Ockenfels, Grimm, & Zoettl,

2008, S. 72). Durch den verstärkten Ausbau von GuD-Kraftwerken im Szenario tritt der Fall ein, dass sich alle Anlagen dieses Typs auf dem Preisniveau der preissetzenden letzten Einheit befinden und nur geringe Deckungsbeiträge erwirtschaften können. Diese reichen nicht aus um die Fixkosten zu decken.

In einem solchen Fall muss durch geeignete Marktsteuerungsmechanismen (z.B.: Kapazitätsbörse, Leistungspreise,...) den Erzeugungsunternehmen die Fixkostenabdeckung gewährleistet werden um ein Versagen des Marktes zu verhindern.

## 4. Szenario 2: Auswirkung eines schnellen Kraftwerkszubaues

### 4.1. Szenariodefinition

In Szenario 2 wird untersucht, welche Auswirkung ein rascher Kraftwerkszubau innerhalb kurzer Zeit auf ein Erzeugungsunternehmen haben kann. Hierfür wird die wirtschaftliche Entwicklung eines Unternehmens bei moderaten Zubau (Szenario 2A) und bei raschem Zubau (Szenario 2B) gegenübergestellt.

Die Erzeugungsstruktur des Marktes<sup>9</sup> setzt sich, wie in Abbildung 11 dargestellt, zusammen. Der Ausbau des Kraftwerksparks wird so angenommen, dass alle vorhandenen Anlagen die außer Betrieb gehen, durch dieselbe Technologie mit höherem Wirkungsgrad ersetzt werden. Die Ausnahme hierbei bilden Ölkraftwerke. Diese werden durch GuD-Anlagen ersetzt. Auch die Verbrauchssteigerung wird mittels GuD-Kraftwerken gedeckt.

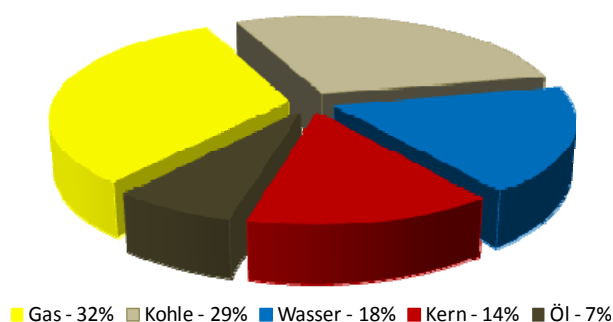


Abbildung 11: Kraftwerksstruktur des Marktes im Jahr 2010 in Marktanteilen der installierten Leistung

Im Szenario mit raschem Zubau wird unterstellt, dass dieser auf Grund eines starken Verbrauchsanstiegs von 4 % p.a. zwischen den Jahren 2015 und 2025 notwendig wird. Zur Abdeckung des zusätzlichen Bedarfs werden vom betrachteten Erzeugungsunternehmen zwei GuD-Kraftwerke zugebaut. Im Szenario mit moderatem Zubau steigt die Nachfrage über den gesamten Betrachtungszeitraum konstant mit 2 % p.a. Hier werden diese zwei Anlagen nicht errichtet. Als Jahresverbrauch im Jahr 2010 wurden 12,8 TWh angenommen.

---

<sup>9</sup> für eine genaue Aufschlüsselung des Erzeugungsparks siehe Punkt 8 Szenariodaten

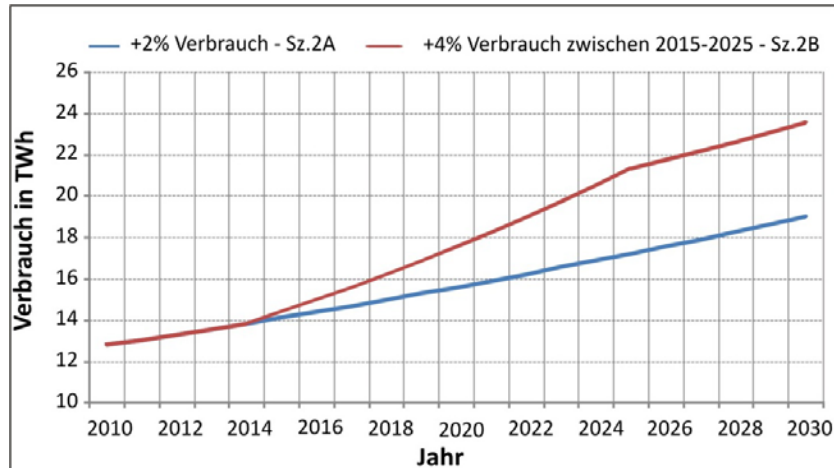


Abbildung 12: Unterschiedliche Verbrauchsentwicklungen

### 4.2. Analyse der Ergebnisse

In Abbildung 13 und Abbildung 15 sind die Zeitpunkte der Investitionen durch die Sprünge der Fixkosten deutlich zu erkennen. Bei moderatem Zubau erfolgen Investitionen in einem zeitlichen Abstand von sechs Jahren (2013, 2019, 2025). Im Fall des raschen Zubaus wird alle drei Jahre ein Kraftwerk errichtet (2013, 2016, 2019, 2022, 2025).

Wie die Ergebnisse verdeutlichen, ist das Unternehmen in Szenario 2A in der Lage seine Fixkosten zu decken und kann zusätzlich einen Gewinn lukrieren. Die Deckungsbeiträge liegen stets über den Fixkosten, wodurch die Eigenwirtschaftlichkeit der Unternehmen gewährleistet ist.

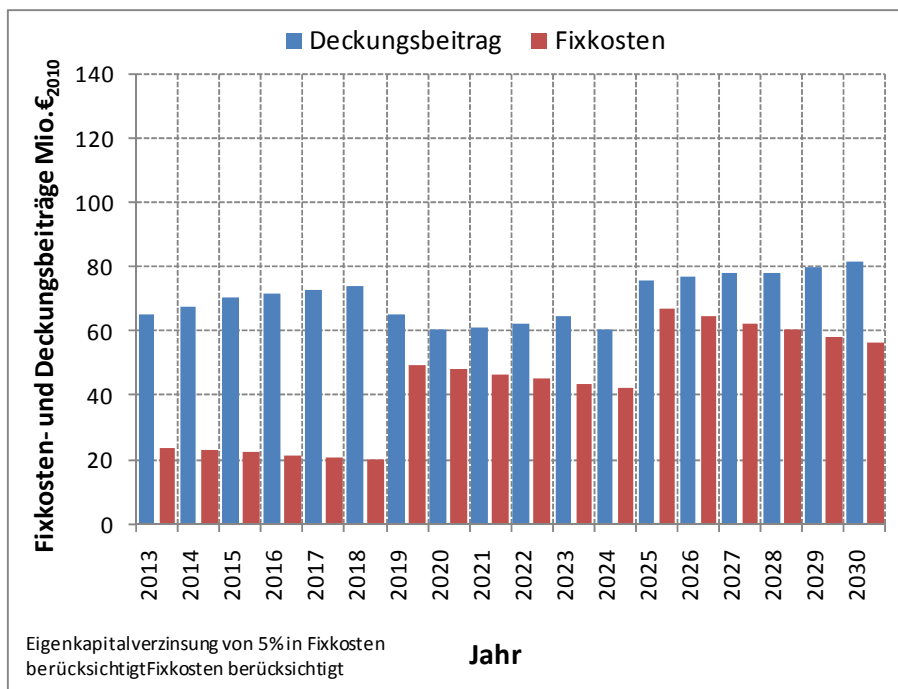


Abbildung 13: Fixkosten und Deckungsbeiträge des Unternehmens in Szenario 2A (moderater Zubau)

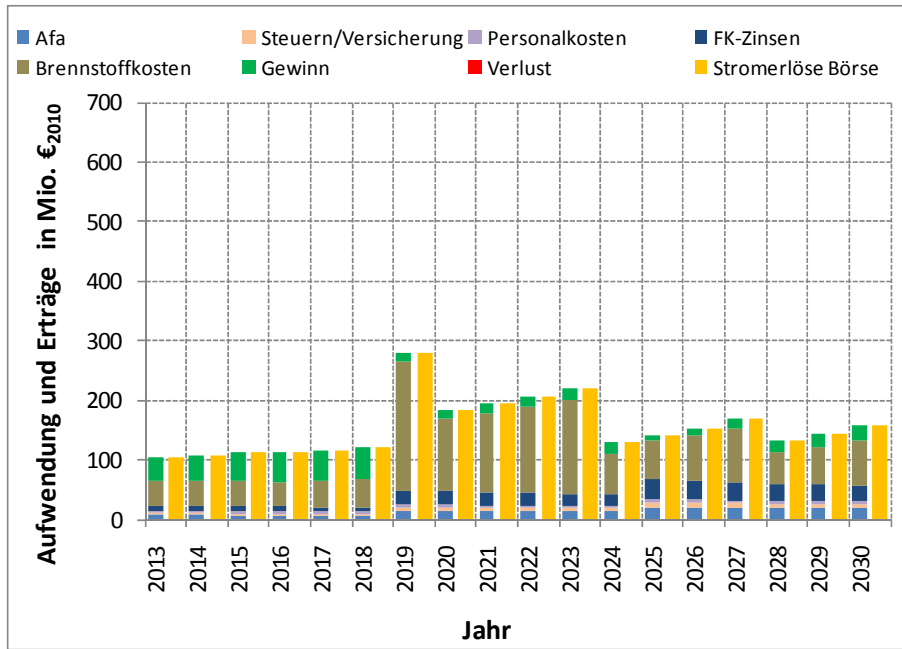


Abbildung 14: Entwicklung der GuV des Unternehmens in Szenario 2A (moderater Zubau)

In Szenario 2B steigen die Erlöse nicht in gleichem Masse wie die entstehenden Fixkosten. Die entstehenden Verluste werden in diesem Fall aus dem Eigenkapital gedeckt. Im Modell führt dies nach wenigen Jahren zur Zahlungsunfähigkeit des betrachteten Unternehmens.

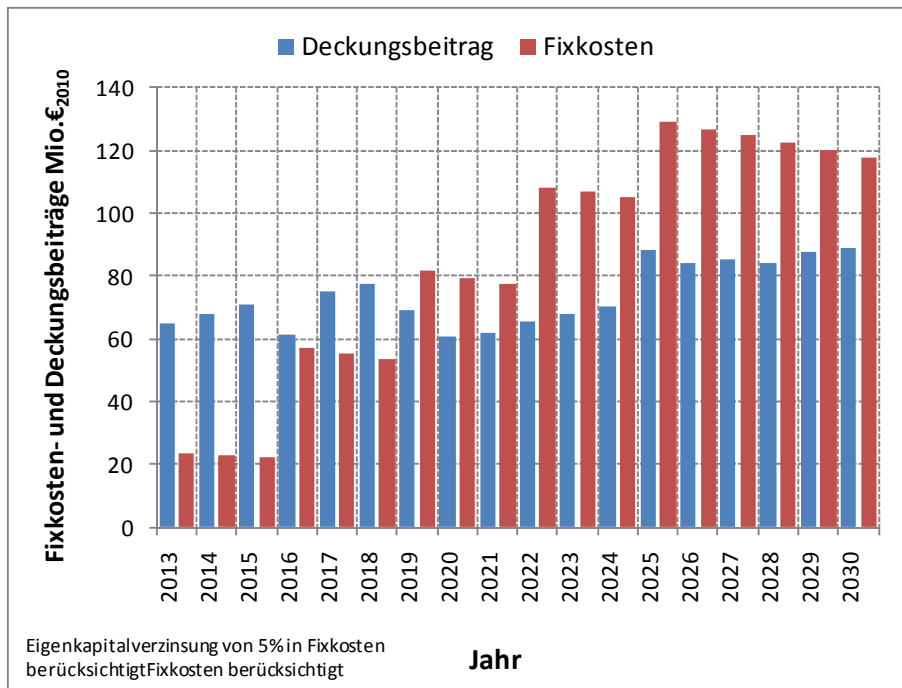


Abbildung 15: Fixkosten und Deckungsbeiträge Szenario 2B (rascher Zubau)

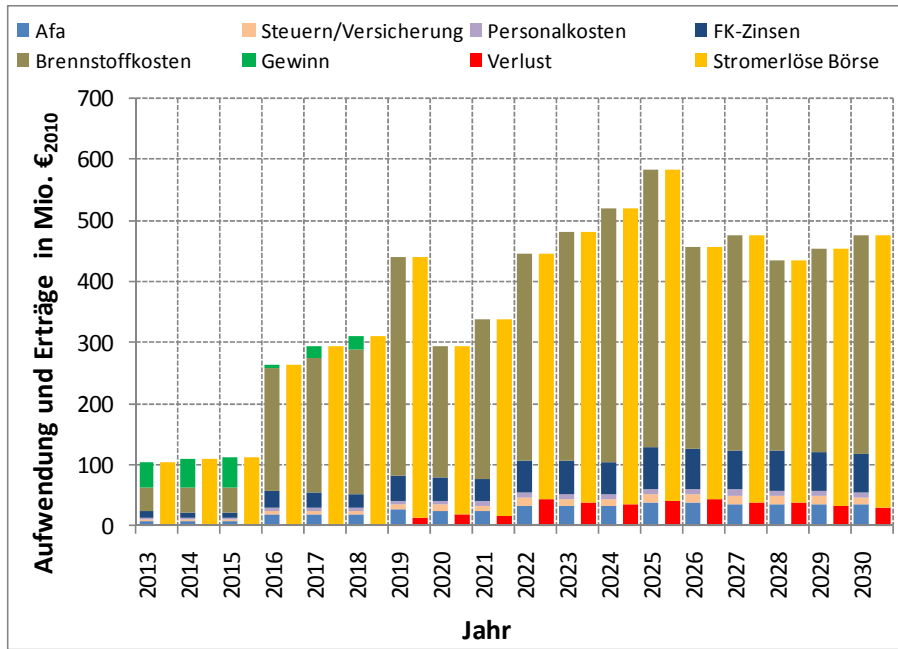


Abbildung 16: Entwicklung der GuV des Unternehmens in Szenario 2B (rascher Zubau)

Auch unter Berücksichtigung des CO<sub>2</sub>-Zertifikatshandels ist das Unternehmen nicht in der Lage seine Fixkosten zu decken. Es kommt im hier betrachteten Fall sogar zu einem Rückgang der Deckungsbeiträge, da die variablen Erzeugungskosten des profitablen Steinkohlekraftwerkes mit den zusätzlichen Zertifikatskosten beaufschlagt werden (siehe Abbildung 17).

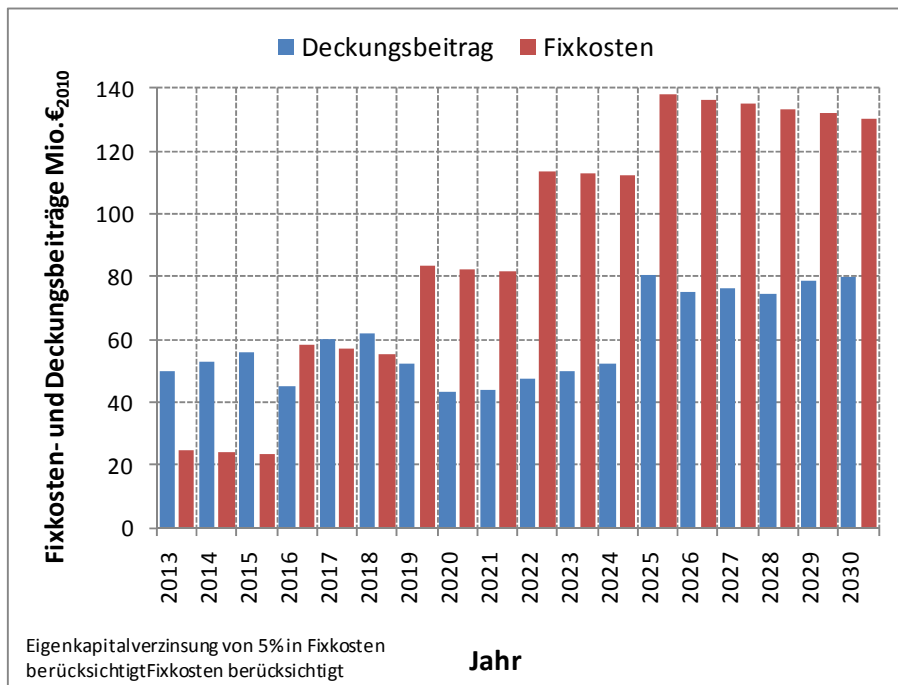


Abbildung 17: Fixkosten und Deckungsbeiträge Szenario 2B (rascher Zubau) mit Berücksichtigung von CO<sub>2</sub> Kosten

### 4.3. Schlussfolgerung

Wie die Ergebnisse des Modells zeigen, ist die Strombörse im Falle einer raschen Systemerweiterung nicht in der Lage zu gewährleisten, dass alle Erzeugungsunternehmen ihre Vollkosten decken können. Durch die kurzen Investitionszyklen steigen die Fixkosten über die Deckungsbeiträge an.

Szenario 2 unterstreicht damit die in Szenario 1 gewonnene Erkenntnis, dass die Strombörse alleine kein adäquates Mittel darstellt, um die Wirtschaftlichkeit von Erzeugungsunternehmen zu sichern.

Wenn dem so ist, muss zwangsläufig ein zusätzlicher Mechanismus installiert werden, um die Fixkosten sicher abzugelten und damit Investitionen in ausreichendem Maße sicherzustellen. Der Energiepreis der Strombörse alleine ist dazu nicht in der Lage.

## 5. Ansätze der Spitzenlastbepreisung

Im Folgenden wird untersucht, welche Ansätze die Spitzenlastbepreisung zur Abgeltung der Fixkosten und zur Gestaltung wohlfahrtsökonomisch optimaler Preise, vorsieht. Die Theorie der Spitzenlastbepreisung wird überall dort angewendet, wo eine zeitlich sich ändernde Nachfrage mit der Nichtspeicherbarkeit eines Gutes zusammenfällt. Dies ist im Bereich Elektrizitätswirtschaft der Fall, aber auch in den Bereichen des Schienenverkehrs, der Post oder der Telekommunikation um einige zu nennen.

Das Ziel ist es die Konsumenten eines Gutes durch eine sinnvolle Preisgestaltung zu einem wohlfahrtsökonomisch optimalen Verhalten zu bewegen und die Kosten für die Bereitstellung des Gutes verursachungsgerecht zuzuweisen. Um dies zu gewährleisten werden die Kosten für die Bereitstellung des Gutes in die variablen Erzeugungskosten ( $b$ ) und die Fixkosten des Bestandes und der Kapazitätserweiterung ( $\beta$ ) aufgeteilt<sup>10</sup>. Nach dem klassischen Zweiperiodenmodell der Spitzenlastbepreisung wird ein wohlfahrtökonomisch optimales Verhalten der Nachfrager dann erreicht, wenn die Kunden der Niedriglastperiode die variablen Kosten der Erzeugung ( $b$ ) tragen und die Kunden der Spitzenlastperiode zusätzlich auch noch die Fixkosten des Bestandes und der Kapazitätserweiterung ( $\beta$ ) (Steiner, 1957, S. 589).

$$W = \int_0^{m_1} [p_1(m) * dm] - b * m_1 + \int_0^{m_2} [p_2(m) * dm] - b * m_2 - \beta * Q \rightarrow \max \quad (1)$$

wobei gilt:  $Q = m_2 > m_1$

$$\frac{\partial W}{\partial m_1} = p_1 - b = 0 \quad (2) \quad \xrightarrow{\text{daraus folgt}} \quad \boxed{p_1 = b} \quad (3)$$

$$\frac{\partial W}{\partial m_2} = p_2 - (b + \beta) = 0 \quad (4) \quad \xrightarrow{\text{daraus folgt}} \quad \boxed{p_2 = b + \beta} \quad (5)$$

<sup>10</sup> siehe (Steiner, 1957), (Williamson, 1956), (Boiteux, 1964), (Borrmann & Finsinger, 1999) et al

mit:

$W$ ..... gesamtwirtschaftliche Wohlfahrt

$b$ ..... kurzfristige Grenzkosten (var. Kosten und Opportunitätskosten)

$\beta$ ..... langfristige Grenzkosten (Fixkosten der Kapazitätserweiterung)

$Q$ ..... maximale Erzeugungskapazität im System

$p_1, p_2$ ..... wohlfahrtsökonomisch optimaler Preis der Schwachlastperiode ( $p_1$ ) und der Starklastperiode ( $p_2$ )

$m_1, m_2$ ..... Markträumungsmenge der Schwachlastperiode ( $m_1$ ) bzw. der Starklastperiode ( $m_2$ )

$p_1(m), p_2(m)$ ..... inverse Nachfragefunktion des Marktes in der Schwachlastperiode ( $p_1(m)$ ) und in der Starklastperiode ( $p_2(m)$ )

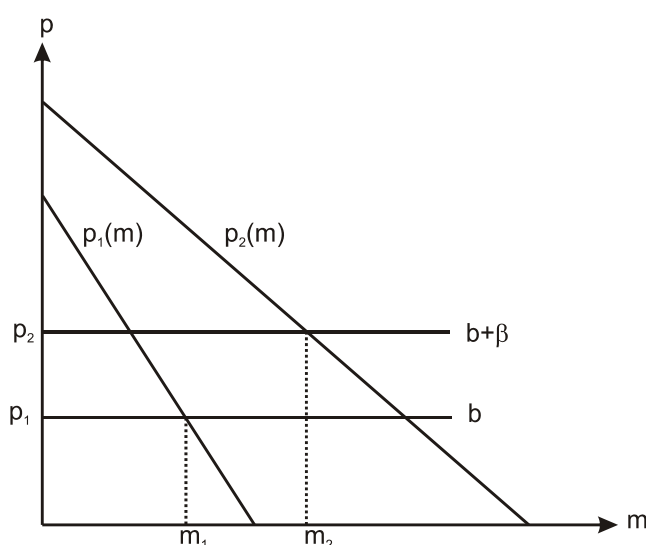


Abbildung 18: Preisbildungsregel nach Steiner, Quelle (Meier, 1983, S. 31)

Wie aus den Formeln (3) und (5) ersichtlich, sollen wohlfahrtsökonomisch optimale Preise Kunden den Anreiz geben, einen Teil ihres Verbrauchs von der Starklast- in die Schwachlastperiode zu verlegen. Dadurch kommt es einerseits zu einer Senkung der maximalen Bedarfsspitze im System und andererseits zu einer besseren Ausnutzung der bestehenden Kapazitäten. Durch die Zurechnung der Kapazitätskosten ( $\beta$ ) in die Periode der Spitzenlast tragen außerdem auch die Verursacher der Kapazitätserweiterung die dadurch auftretenden Kosten.

Im Bereich des Netzes wird sinnvollerweise ein Modell der Spitzenlastbepreisung angewendet. Die in den Systemnutzungstarifen<sup>11</sup> definierten Entgelte unterscheiden zwischen den auftretenden variablen Kosten<sup>12</sup> ( $b$ ) für den Netzbetreiber und den Fixkosten des Bestandes und der Kapazitätserweiterung<sup>13</sup> ( $\beta$ ). Somit ist einerseits eine verursachungs-

<sup>11</sup> (SNT-VO 2010)

<sup>12</sup>Energiepreis in den Netznutzungsentgelten, Netzverlustentgelte und Systemdienstleistungsentgelte

<sup>13</sup>Netzzutrittsentgelt, Netzbereitstellungsentgelt, Leistungspreis des Netznutzungsentgeltes, Entgelt für Messleistungen

gerechte Zuweisung der fixen Kosten an die Verursacher möglich und andererseits ist gewährleistet, dass die Netzbetreiber in der Lage sind, ihre Vollkosten zu erwirtschaften.

Im Bereich der Erzeugung soll derzeit der Energiepreis alleine dafür sorgen, dass sowohl die variablen, als auch die fixen Kosten gedeckt werden können. Wie die Ergebnisse des Simulationsmodells zeigen, kann dies jedoch nicht in jedem Fall gewährleistet werden. Daher ist die Einführung eines Leistungspreises sowohl aus betriebswirtschaftlicher als auch aus volkswirtschaftlicher Sicht sinnvoll. Dieser könnte einerseits die Erwirtschaftung der Vollkosten sicherstellen und andererseits die verursachungsgerechte Verrechnung der Kapazitätskosten ermöglichen.

Die Theorie der Spitzenlastbepreisung diene für die meisten bestehenden Kapazitätsmärkte als theoretische Referenz (Roques, 2007, S. 4-5). Sie stehen daher, bei richtiger Ausgestaltung, in Einklang mit der Wohlfahrtsökonomie und können dazu beitragen volkswirtschaftlich optimale Preise zu bilden.

## **6. Zusammenfassung der Ergebnisse um Ausblick**

Wie die Ergebnisse des Simulationsmodells zeigen, führt ein forcierter Zubau von Gas- und Dampfkraftwerken zu einem Rückgang der Deckungsbeiträge am Großhandelsmarkt. Geht man von einem wettbewerblichen Markt aus, an dem die Erzeuger ihre Energie zu Grenzkosten anbieten, so kann dies für Unternehmen mit einem großen Anteil an GuD-Erzeugung bedeuten, dass sie ihre Vollkosten nicht mehr über die Börse decken können.

Das gleiche Bild zeigt sich im Falle einer raschen Erweiterung des Kraftwerksparks. Auch in diesem Szenario kann die Erwirtschaftung der Fixkosten durch die Börse nicht sichergestellt werden.

In einem realen Markt würde dies bedeuten, dass die Preise der Strombörse nicht in der Lage sind für ausreichende Investitionsanreize zu sorgen, da kein Unternehmen ein Kraftwerk errichten würde, wenn die Deckung der Kosten nicht gewährleistet werden kann.

Auch für das Ziel eines gemeinsamen europäischen Binnenmarktes im Elektrizitätssektor ist die in den Szenarien gewonnene Erkenntnis von Relevanz. Auf Grund des überalterten Kraftwerksparks besteht vor allem in Osteuropa ein erhöhter Investitionsbedarf. Die Elektrizitätswirtschaft in Westeuropa weist im Vergleich einen wesentlich ausgeglicheneren Altersstruktur mit alten und neuen Anlagen auf. Um in einem gemeinsamen Markt konkurrenzfähig zu sein, müssten osteuropäische Erzeuger hohe Investitionen in Kauf nehmen, die wie das Szenario 2 zeigt die Eigenwirtschaftlichkeit gefährden können. Um Chancengleichheit in einem konsolidierten Markt zu garantieren, müsste auch für diese Unternehmen die Erwirtschaftung der Fixkosten sichergestellt werden.

Die Theorie der Spitzenlastbepreisung löst die Fixkostenproblematik durch eine Aufteilung der Vollkosten in fixe und variable Bestandteile und eine separate Abgeltung dieser. Damit kann sowohl eine verursachungsgerechte Verrechnung, als auch eine sichere Erwirtschaftung der Kosten gewährleistet werden.

Diese theoretischen Ansätze werden heute in den Systemnutzungstarifen des Netzes angewendet und dienen vielen der bereits eingerichteten Kapazitätsbörsen weltweit als Grundlage. Eine Kapazitätsbörse bietet den Erzeugungsunternehmen die Möglichkeit die Leistung ihrer Kraftwerke an einem Markt anzubieten. Die Kunden müssen sich dabei im



Umfang entsprechend ihres Beitrags zur Lastspitze mit Kraftwerkskapazitäten eindecken. So soll den Unternehmen neben dem Energiemarkt, zur Abdeckung der variablen Kosten, auch die Abgeltung der fixen Kosten garantiert werden.

Im Rahmen der weiteren Untersuchungen werden bestehende Kapazitätsmärkte analysiert und die gewonnenen Erkenntnisse in die Gestaltung einer sinnvollen europäischen Kapazitätsbörse mit einbezogen.

## 7. Literatur

Boiteux, M. (1964). Peak-Load Pricing. In J. R. Nelson, *Marginal Cost Pricing in Practice* (S. 59-90). Englewood, N. J.: Prentice-Hall International Series in Management.

Borrmann, J., & Finsinger, J. (1999). *Markt und Regulierung*. München: Verlag Franz Vahlen GmbH.

Energy Information Administration. (2008). *Assumption to the Annual Energy Outlook 2008 - Electricity Market Module, Report#:DOE/EIA-0554*. DOE/EIA.

Gutschi, C., Huber, C., Süßenbacher, W., Jagl, A., Bachhiesl, U., & Stigler, H. (Februar 2009). ATLANTIS - Szenariomodell für die Entwicklung der europäischen Elektrizitätswirtschaft bis 2030. IEWT 2009, Wien.

Meier, K. (1983). *Spitzenlasttarifierung, Oekonomische Effizienz und Erhaltung der Eigenwirtschaftlichkeit*. Bern und Stuttgart: Verlag Paul Haupt.

Ockenfels, A., Grimm, V., & Zoettl, G. (11. März 2008). Strommarktdesign - Preisbildungsmechanismus im Auktionsverfahren für Stromstundenkontrakte an der EEX.

PwC. (Dezember. 31 2004). *REBIS: GIS, Volume 1, Executive Summary, Final Report*. Abgerufen am 30. Januar 2010 von Weltbank Homepage: [http://siteresources.worldbank.org/INTECAREGTOPPOWER/Home/20551044/Volume%201%20-%20Exec%20sum\\_final.pdf](http://siteresources.worldbank.org/INTECAREGTOPPOWER/Home/20551044/Volume%201%20-%20Exec%20sum_final.pdf)

REE. (2008). *El sistema eléctrico español*. Abgerufen am 30. Januar 2010 von REE Homepage: [http://www.ree.es/sistema\\_electrico/pdf/infosis/Inf\\_Sis\\_Elec\\_REE\\_2008\\_v3.pdf](http://www.ree.es/sistema_electrico/pdf/infosis/Inf_Sis_Elec_REE_2008_v3.pdf)

Roques, F. A. (December 2007). Market Design for Generation Adequacy: Healing Causes rather than Symptoms. University of Cambridge, Electricity Policy Research Group.

SNT-VO 2010. (kein Datum). Abgerufen am 21. Januar 2010 von E-Control Homepage: [http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/strom/dokumente/pdfs/SNT-VO-2010\\_beschlossen-22\\_12\\_2009\\_0.pdf](http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/strom/dokumente/pdfs/SNT-VO-2010_beschlossen-22_12_2009_0.pdf)

Steiner, P. O. (1957). Peak Loads and Efficient Pricing. *Quarterly Journal of Economics, Band 71*, S. 585-610.

Tyma, F. (2009). *Mikroökonomisches und Makroökonomisches Modell der Elektrizitätswirtschaft*. Graz, Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation.

Williamson, O. E. (September 1956). Peak-Load Pricing and Optimal Capacity Under Indivisibility Constraints. *American Economic Review*, Band 56, S. 810-827.

## 8. Szenariodaten

### 8.1. Szenario 1: Forcierter Gas- und Dampfkraftwerkszubau

Tabelle 2: Kraftwerksstruktur

Name	Inbetriebnahmejahr	Leistung [MW]	Wirkungsgrad	Kraftwerkstyp
GasKW1_U1	1982	100	30%	Gasturbine
GasKW2_U1	1989	400	46%	Erdgas GuD
GasKW3_U1	2013	400	57%	Erdgas GuD
GasKW4_U1	2020	400	61%	Erdgas GuD
GasKW1_U2	1984	100	30%	Gasturbine
GasKW2_U2	2009	400	56%	Erdgas GuD
GasKW3_U2	2016	400	59%	Erdgas GuD
GasKW1_U3	1995	100	32%	Gasturbine
GasKW2_U3	2000	400	52%	Erdgas GuD
GasKW3_U3	2012	400	57%	Erdgas GuD
GasKW4_U3	2014	400	58%	Erdgas GuD
GasKW5_U3	2026	100	37%	Gasturbine
GasKW6_U3	2026	800	63%	Erdgas GuD
GasKW7_U3	2028	400	64%	Erdgas GuD
GasKW8_U3	2031	400	66%	Erdgas GuD
GasKW9_U3	2033	400	67%	Erdgas GuD
GasKW1_U4	2023	400	62%	Erdgas GuD
KernKW1_U3	1975	400	29%	Kernkraft
KernKW2_U3	1985	400	31%	Kernkraft
StKW1_U2	1963	200	32%	Steinkohle
StKW2_U2	1970	200	34%	Steinkohle
StKW1_U3	1968	200	34%	Steinkohle
StKW2_U3	1966	200	34%	Steinkohle
StKW3_U3	1980	200	36%	Steinkohle
StKW4_U3	1984	200	37%	Steinkohle
WasserKW1_U1	1975	80	100%	Laufwasser
WasserKW2_U1	1978	80	100%	Laufwasser
WasserKW1_U3	1990	80	100%	Laufwasser
WasserKW2_U3	1991	80	100%	Laufwasser
ÖlKW1_U3	1967	100	34%	Ölkraftwerk
ÖlKW2_U3	1975	100	35%	Ölkraftwerk

Tabelle 3: Betriebswirtschaftliche und volkswirtschaftliche Größen

Index	p.a.	Eigenkapital	Mio. € <sub>2010</sub>
Inflation	2%	Unternehmen 1	85
Personalkostenindex	3%	Unternehmen 2	125
Baukostenindex	2%	Unternehmen 3	425
Brennstoff- und Hilfsstoffkostenindex	3,5%	Unternehmen 4	144

## 8.2. Szenario 2: Auswirkung eines schnellen Kraftwerkszubaues

Tabelle 4: Kraftwerksstruktur 2a und 2b

Name	Inbetriebnahmejahr	Leistung [MW]	Wirkungsgrad	Kraftwerkstyp
GasKW1_U1	1982	100	30%	Gasturbine
GasKW2_U1	1989	300	46%	Erdgas GuD
GasKW3_U1	2013	400	57%	Erdgas GuD
GasKW1_U2	1982	100	30%	Gasturbine
GasKW2_U2	1988	300	46%	Erdgas GuD
GasKW3_U2	2013	150	35%	Gasturbine
GasKW4_U2*	2016	400	59%	Erdgas GuD
GasKW5_U2	2019	400	60%	Erdgas GuD
GasKW6_U2*	2022	400	62%	Erdgas GuD
GasKW1_U3	1995	100	32%	Gasturbine
GasKW2_U3	2020	400	61%	Erdgas GuD
GasKW3_U3	2026	400	63%	Erdgas GuD
KernKW1_U3	1985	400	31%	Kernkraft
StKW1_U1	1960	200	29%	Steinkohle
StKW2_U1	2006	200	45%	Steinkohle
StKW1_U2	1979	200	36%	Steinkohle
StKW2_U2	2025	200	53%	Steinkohle
StKW1_U3	1980	200	36%	Steinkohle
StKW2_U3	2026	200	53%	Steinkohle
StKW3_U3	2028	200	54%	Steinkohle
WasserKW1_U1	1975	150	100%	Laufwasser
WasserKW1_U3	1990	200	100%	Laufwasser
WasserKW1_U3	2005	150	100%	Laufwasser
ÖIKW1_U3	1967	100	34%	Ölkraftwerk
ÖIKW2_U3	1975	100	35%	Ölkraftwerk

\* Diese Kraftwerke werden im Szenario 2B – starker Verbrauchszuwachs zusätzlich errichtet.

Tabelle 5: Betriebswirtschaftliche und volkswirtschaftliche Größen

Index	p.a.
Inflation	2%
Personalkostenindex	3%
Baukostenindex	2%
Brennstoff- und Hilfsstoffkostenindex	3,5%

Eigenkapital	Mio. € <sub>2010</sub>
Unternehmen 1	70
Unternehmen 2	50
Unternehmen 3	250