

ERTRAGSOPTIMIE- RUNG VON KRAFT- WERKEN DURCH EEG-REGELUNGEN

Kurzstudie im Auftrag von Greenpeace Energy eG

Erstellt von Dr. Johannes Henckel und Thorsten Lenck

Energy Brainpool GmbH & Co. KG

Inhalt

1.	GEGENSTAND UND AUFBAU DER STUDIE	1
2.	GRUNDLAGEN UND METHODIK	2
2.1.	Vermarktung von EEG-Strom und Einfluss auf Strompreise.....	2
2.2.	Vermarktung von Strom aus konventionellen Kraftwerken	3
2.3.	Ertragsoptimierung durch Handel auf Termin- und Spotmärkten.....	5
2.4.	Einfluss der Ertragsoptimierung auf die EEG-Umlage.....	8
3.	ERGEBNISSE	10
4.	ZUSAMMENFASSUNG UND FAZIT	13
5.	QUELLENVERZEICHNIS.....	14

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Merit-Order-Effekt der erneuerbaren Energien auf den Spotmärkten.....	3
Abbildung 2:	Optimierungspotential der Erträge von Kraftwerken bei Preisdifferenzen zwischen Termin- und Spotmärkten.....	5
Abbildung 3:	Terminpreise Base und Peak 2012 sowie angenommene Grenzkosten der Kraftwerke.....	6
Abbildung 4:	Abschaltkosten von Kraftwerken in Abhängigkeit der Stillstandsdauer (Ausschnitt der ersten 24 Stunden).....	7
Abbildung 5:	Schematische Darstellung der Ertragsoptimierungspotentiale durch EEG- Regelungen.....	9

1. Gegenstand und Aufbau der Studie

Der Großteil der erneuerbaren Elektrizitätserzeuger weist einerseits relativ hohe Investitionskosten für die Anschaffung auf, während die kurzfristigen Betriebskosten (kurzfristige Grenzkosten) andererseits häufig quasi nicht existent sind. Dies gilt beispielsweise für Wasserkraft-, Windkraft- oder Photovoltaikanlagen, die im Betrieb für die Stromerzeugung im Gegensatz zu konventionellen Kraftwerken keine Brennstoffe einkaufen müssen. Vielmehr erzeugen diese Anlagen Elektrizität anhand von (kosten)frei zugänglichen natürlichen Ressourcen (wie Wasser, Wind oder Sonne). Durch das sogenannte Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) wurde die Hürde der Investitionskosten dieser Anlagen allerdings gemindert, so dass der Anteil erneuerbarer Energien im Stromsektor in den letzten Jahren stark zugenommen hat. Heute liegt dieser Anteil bereits bei über 25 Prozent.

Dadurch, dass die kurzfristigen Grenzkosten von EEG-Anlagen im Vergleich zu denen von konventionellen Kraftwerken sehr niedrig sind, kann der Strom aus EEG-Anlagen zu günstigeren Konditionen angeboten werden als Strom aus konventionellen Kraftwerken. Dies führt dazu, dass die Handelspreise für Strom sinken und Elektrizität aus konventionellen Kraftwerken von in EEG-Anlagen erzeugter Elektrizität verdrängt wird. Dieses Phänomen wird in der Energiewirtschaft als Merit-Order-Effekt bezeichnet.

In den vergangenen Jahren ließ sich auf den Strommärkten dieser Merit-Order-Effekt beobachten: Strom aus EEG-Anlagen verdrängte den Strom aus konventionellen Kraftwerken. Daraufhin wurde die Vermutung geäußert, dass konventionelle Kraftwerke (wie beispielsweise Kohle- und Gaskraftwerke) aufgrund des EEG ihre Investitionskosten nicht mehr amortisieren können und dadurch in finanzielle Notlage geraten.

In der jüngeren Vergangenheit haben Kritiker allerdings die These geäußert, dass konventionelle Kraftwerke durch Preisdifferenzen zwischen den sogenannten Termin- und Spotmärkten unter bestimmten Umständen ihre Gewinne signifikant erhöhen können. Damit könnten konventionelle Kraftwerke letztlich indirekt von den Regelungen des EEG profitieren aufgrund der niedrigen Strompreise durch hohe Mengen erneuerbaren Stroms. Diese These soll in dieser vorliegenden Studie überprüft werden.

Um diese These zu untersuchen, werden im nachfolgenden Kapitel 2 zunächst theoretische Grundlagen erläutert, damit der Einstieg in das Thema erleichtert wird. Dafür wird in Abschnitt 2.1 zunächst die Vermarktung von erneuerbarem Strom aus EEG-Anlagen sowie deren Einfluss auf die Strompreise erörtert werden. In Abschnitt 2.2 wird dann die Vermarktung von konventionellen Kraftwerkskapazitäten vorgestellt. Schließlich wird in den Abschnitten 2.3 und 2.4 die Methodik präsentiert, die zur Analyse der These verwendet wurde. Die Ergebnisse der Untersuchungen werden in Kapitel 3 vorgestellt, bevor diese Studie letztlich in Kapitel 4 mit einer kurzen Zusammenfassung der Ergebnisse und einem Fazit abschließt.

2. Grundlagen und Methodik

Anhand dieses Kapitels soll einerseits der Einstieg in die Thematik erleichtert werden. Andererseits soll dieses Kapitel darüber hinaus die verwendete Methodik zur Überprüfung der These vorstellen. Zunächst wird hierfür die Vermarktung von EEG-Strom thematisiert, bevor die Vermarktung von konventionellen Kraftwerken diskutiert wird. Zuletzt werden in diesem Kapitel die Zusammenhänge zwischen der Vermarktung von EEG-Strom und konventionellem Strom sowie die Zusammenhänge zwischen Termin- und Spotmärkten erörtert.

2.1. Vermarktung von EEG-Strom und Einfluss auf Strompreise

Nach den Regelungen des derzeit gültigen Erneuerbaren-Energien-Gesetzes in der Fassung von 2012 bekommen EEG-Anlagenbetreiber für ihren eingespeisten Strom entweder die Einspeisevergütung (im sogenannten Wälzungsmechanismus) oder sie können den Strom direkt vermarkten. An dieser Stelle der Studie soll dabei insbesondere auf den Wälzungsmechanismus eingegangen werden.

Der Wälzungsmechanismus lässt sich dabei prinzipiell in fünf Stufen einteilen:

- Stufe 1
Der Netzbetreiber vor Ort ist dazu verpflichtet, den EEG-Strom vorrangig in sein Netz aufzunehmen und diesen mit den festen EEG-Einspeisetarifen zu vergüten.
- Stufe 2
Der EEG-Strom wird bilanziell an den zuständigen Übertragungsnetzbetreiber weitergeleitet, der den lokalen Netzbetreiber mit EEG-Einspeisetarifen abzüglich von vermiedenen Netznutzungsentgelten kompensiert.
- Stufe 3
Die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber teilen die Vermarktung des EEG-Stroms proportional zu den Stromverbräuchen in ihren Regelzonen untereinander auf. Diese Stufe wird auch als horizontaler Belastungsausgleich bezeichnet.
- Stufe 4
Die Übertragungsnetzbetreiber vermarkten die EEG-Strommengen auf den Spotmärkten. Die am Vortag prognostizierte EEG-Strommenge wird dabei am Day-Ahead-Markt veräußert. Untertägige Prognoseabweichungen werden über den Intraday-Markt ausgeglichen.
- Stufe 5
Schließlich werden von den EEG-Kosten der Übertragungsnetzbetreiber (ausgezahlte EEG-Vergütungen sowie übrige Kosten der Vermarktung) die Einnahmen aus der Vermarktung an den Spotmärkten subtrahiert. Die verbleibenden Kosten werden

dann auf den Letztverbrauch umgelegt, so dass diese durch eine jährlich prognostizierte Umlage pro Kilowattstunde von den EEG-umlagepflichtigen Endverbrauchern bezahlt werden. Gesetzlich privilegierte Endverbraucher zahlen eine reduzierte EEG-Umlage, eigenerzeugter Eigenverbrauch kann vollständig befreit sein.

Prinzipiell sollen die Strommengen von den Übertragungsnetzbetreibern an den Spotmärkten quasi unlimitiert (sprich bis zum technisch realisierbaren Mindestgebot von minus 3.000 EUR/MWh) angeboten werden. In Fällen starker negativer Preise wird jedoch üblicherweise eine zweite Auktionsrunde angeboten, bei der die Übertragungsnetzbetreiber ihre Gebote auf zwischen minus 350 und minus 150 EUR/MWh limitieren können.¹

Neben der Wälzung kann EEG-Strom auch direkt von den Anlagebetreibern vermarktet werden. Allerdings wird auch dabei der erneuerbare Strom fast ausschließlich über die Spotmärkte vertrieben.

Deshalb wird an dieser Stelle festgehalten, dass die Preise für Elektrizität an den Spotmärkten zu den Zeiten, in denen erneuerbarer Strom vorwiegend erzeugt wird, durch die Regelungen des EEG und dem damit verbundenen Merit-Order-Effekt stark abnehmen. Schematisch ist dies in Abbildung 1 dargestellt.

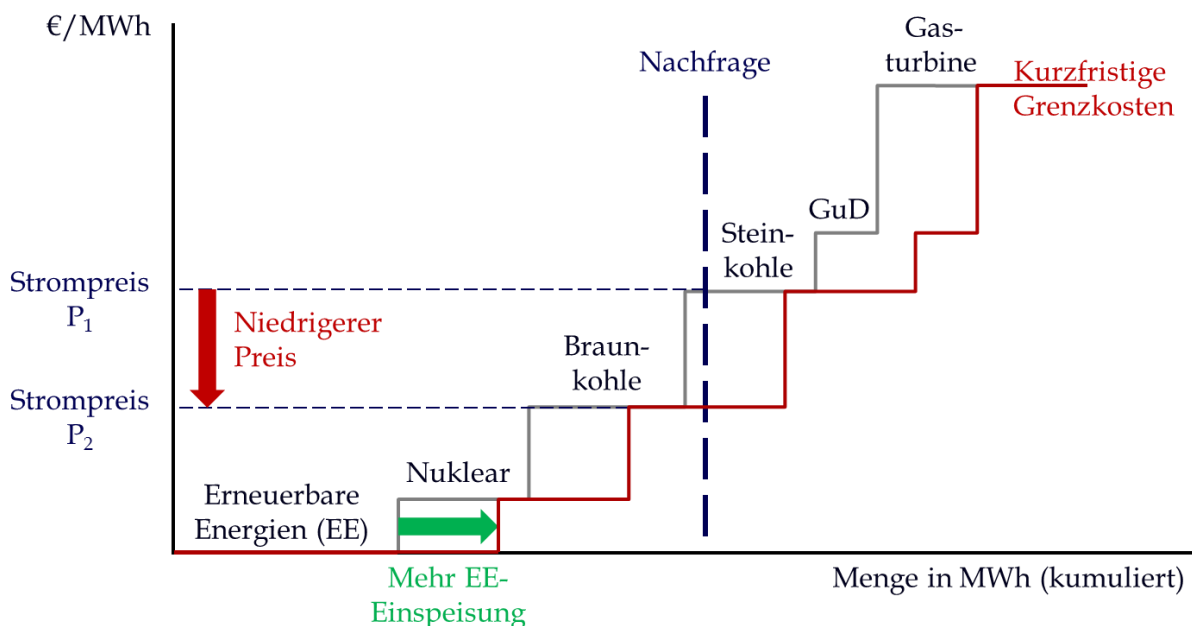


Abbildung 1: Merit-Order-Effekt der erneuerbaren Energien auf den Spotmärkten²

2.2. Vermarktung von Strom aus konventionellen Kraftwerken

Der Markt, an dem Elektrizität gehandelt wird und an dem Kraftwerksbetreiber somit ihre Erzeugungskapazitäten vermarkten können, lässt sich allgemein in langfristige Terminmärkte

¹ § 8 AusglMechAV

² Quelle: eigene Darstellung (Prinzipbild)

te und in kurzfristige Spotmärkte unterteilen. An den sogenannten Terminmärkten wird Elektrizität dabei für einen zum Handelszeitpunkt festgelegten Erfüllungszeitraum in der Zukunft, Handelsvolumen sowie Preis gehandelt. Der Erfüllungszeitraum liegt dabei üblicherweise bis hin zu mehreren Jahren in der Zukunft. Terminkontrakte werden dabei üblicherweise von Energieversorgungsunternehmen nachgefragt, um ihre (Preis- und Mengen-) Risiken in der Beschaffung zu verringern. Der Handel von Elektrizität, welche in naher Zukunft erzeugt und verbraucht werden soll (üblicherweise innerhalb der nächsten 36 Stunden), erfolgt an den sogenannten Spotmärkten. Meist werden die Spotmärkte dazu genutzt, um letzte Fehlmengen zu beschaffen und damit verbleibende offene Positionen zu schließen.

Ein wirtschaftlich rational handelnder Kraftwerksbetreiber wird den Strom nur dann erzeugen und vermarkten, wenn die Verkaufserlöse auf den jeweiligen Märkten die Kosten des Kraftwerkes übersteigen. Daher sind für Untersuchungen von Kraftwerksvermarktungen Kenntnisse über die Kosten von Kraftwerken notwendig. Die Kosten eines Kraftwerks lassen sich dabei in prinzipiell zwei Kostenarten unterscheiden:

- **Fixkosten**

Fixkosten fallen in der Höhe unabhängig von der produzierten Strommenge an. Zu dieser Kostenart gehören beim Kraftwerk hauptsächlich die Investitionskosten für den Neubau. Verteilt man diese Investitionskosten mit dem kalkulatorischen Zinssatz in gleichmäßigen jährlichen Beträgen auf die wirtschaftliche Nutzungsdauer, erhält man die sogenannten Kapitalkosten.

- **Variable Kosten**

Die Höhe der variablen Kosten ist abhängig von der produzierten Strommenge. Zu den variablen Kosten bei Kraftwerken zählen deshalb insbesondere die Kosten der Brennstoffe zur Stromerzeugung sowie die Kosten für Kohlendioxid-Emissionszertifikate.

Bei der Investitionsentscheidung bezüglich des Neubaus eines Kraftwerkes werden erwartete Erlöse den erwarteten Vollkosten aus allen Fix- und variablen Kosten mit Zuschlägen für Wagnisse und Gewinne gegenüber gestellt. Sollten die erwarteten Erlöse überwiegen, wird ein Investor sich für den Zubau von Kraftwerken positiv entscheiden.

Anders ist es jedoch mit den Entscheidungen bei der kurzfristigen Vermarktung von bereits im Betrieb befindlichen Kraftwerken. Die Kosten für den Bau des Kraftwerkes sind in diesem Fall bereits getätigt worden, so dass den kurzfristig zu erwartenden Erlösen hier nur die kurzfristigen variablen Kosten (in den Wirtschaftswissenschaften auch als kurzfristige Grenzkosten bezeichnet) gegenüber gestellt werden. Die Differenz zwischen erwarteten Erlösen und kurzfristigen Grenzkosten wird dabei als Deckungsbeitrag bezeichnet. Sobald der Deckungsbeitrag positiv ist, können damit die Investitionskosten amortisiert und möglicherweise Gewinne realisiert werden. In der kurzfristigen Betrachtung wird ein Kraftwerksbetreiber seinen Strom somit zu Grenzkosten anbieten, bevor die Möglichkeit, einen positiven Deckungsbeitrag zu erzielen, ungenutzt bleibt.

Sollte der erzielbare Verkaufspreis für den Strom allerdings unter die Grenzkosten der Erzeugung sinken, so wird sich der Kraftwerksbetreiber für das Abschalten des Kraftwerkes entscheiden. Allerdings fallen sowohl beim Abschalten und erneutem Anfahren eines thermischen Kraftwerkes aufgrund von technischen Gegebenheiten üblicherweise ebenfalls Kosten an. Diese zusätzlichen Kosten beeinflussen somit ebenfalls die Höhe der Grenzkosten und somit die Entscheidung, ob ein Kraftwerk abgeschaltet werden soll oder nicht.

2.3. Ertragsoptimierung durch Handel auf Termin- und Spotmärkten

Kraftwerksbetreiber, die Strom bereits über die Terminmärkte im Voraus verkauft haben, haben sich bereits zum Verkaufszeitpunkt einen festen Deckungsbeitrag in der Zukunft gesichert. Darüber hinaus besteht für die Kraftwerksbetreiber zum Erfüllungszeitpunkt jedoch unter Umständen die Möglichkeit, ihre Deckungsbeiträge zu erhöhen. Anstatt den Strom selbst zu erzeugen, um diesen an die Käufer der Terminkontrakte zu liefern, können die vereinbarten Strommengen an den Spotmärkten von Dritten zugekauft werden, um schließlich diese an die Käufer der Terminkontrakte zu liefern. Die offene Terminposition wird damit geschlossen.

Diese Strategie ist allerdings nur dann vorteilhaft, wenn die Erträge dieser Strategie die Erträge der Terminvermarktung übersteigen. Die Differenz dieser beiden Erträge ergibt damit den optimierten zusätzlichen Ertrag. Dieser ist dann positiv, wenn die Grenzkosten der Stromerzeugung in dem Kraftwerk höher sind als die Summe des Rückkaufspreises auf dem Spotmarkt und den Kosten für die Kraftwerksabschaltung bzw. den Kosten eines Teillastbetriebs (z. B. durch Wirkungsgradverluste). Abbildung 2 stellt diesen Sachverhalt schematisch dar.

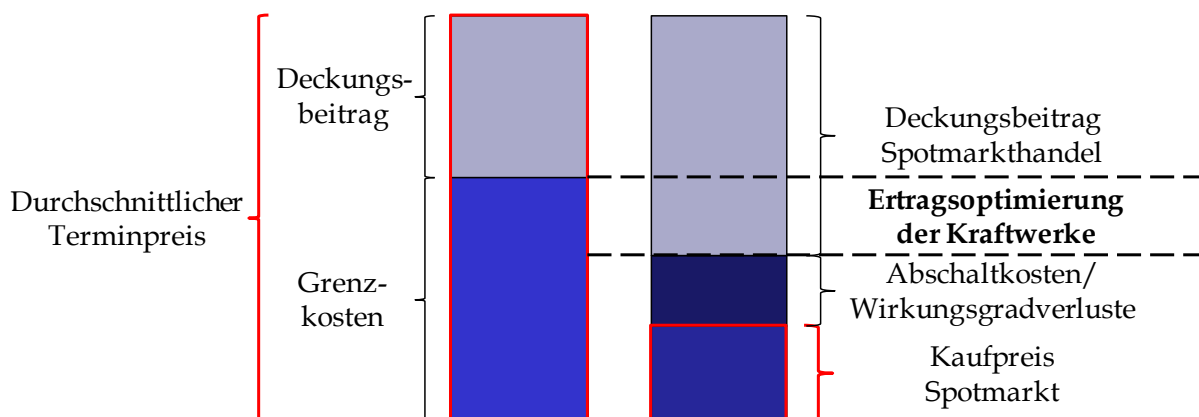


Abbildung 2: Optimierungspotential der Erträge von Kraftwerken bei Preisdifferenzen zwischen Termin- und Spotmärkten³

Die vorliegende Studie untersucht die Höhe der zusätzlichen Erträge durch diese Optimierungsstrategie anhand eines Optimierungsmodells und historischer Börsenpreisdaten für das Jahr 2012. Für insgesamt 8.784 Day-Ahead-Spotmarktpreise wird für jeden untersuchten

³ Quelle: eigene Darstellung

Kraftwerkstyp die jeweils ertragreichste der folgenden Optionen analysiert, um die Terminkontrakte zu erfüllen:

- **Stromerzeugung im eigenen Kraftwerk**

Deckungsbeitrag = Terminpreis - Grenzkosten

- **Abschalten des Kraftwerks und Schließen der gesamten offenen Position durch Kauf von Strom am Spotmarkt**

Deckungsbeitrag = Terminpreis - Spotpreis - Abschaltkosten

- **Betrieb des Kraftwerks in Teillast und Schließen der teilloffenen Positionen durch Kauf dieser Mengen am Spotmarkt**

Deckungsbeitrag = (Terminpreis - Spotpreis - Teillastkosten) x Mindestlast/Nennlast



Abbildung 3: Terminpreise Base und Peak 2012 sowie angenommene Grenzkosten der Kraftwerke⁴

Im Rahmen dieser Studie werden drei verschiedene Kraftwerkstypen näher betrachtet: Braunkohle-, Steinkohle- sowie Gas- und Dampf-Kombi-Kraftwerke (GuD). Hinsichtlich der Terminvermarktung wird die Annahme getroffen, dass die beiden Kohlekraftwerke den Strom als Base-Terminmarktprodukt (konstante Lieferung über das ganze Jahr) verkaufen. GuD-Kraftwerke haben höhere Grenzkosten als Kohlekraftwerke. Damit können sie üblicherweise wesentlich seltener als Kohlekraftwerke positive Deckungsbeiträge auf dem Base-

⁴ Quelle: eigene Darstellung

Terminmarkt erwirtschaften, weswegen diese ihre Kapazitäten im Regelfall auf dem Peak-Terminmarkt (konstant montags bis freitags von 8 bis 20 Uhr) vermarkten.

Für den kalkulatorischen Terminpreis wird ferner die Annahme getroffen, dass dieser dem durchschnittlichen Terminpreis über den Handelszeitraum entspricht. Diese Annahme deckt sich mit der von Käufern üblicherweise verwendeten risikominimierenden Beschaffungsstrategie, Elektrizität in Tranchen zu kaufen. Dadurch ergibt sich für die Stromlieferung im Jahr 2012 ein durchschnittlicher Base-Terminpreis von 58 EUR/MWh wie auch ein durchschnittlicher Peak-Terminpreis von 80 EUR/MWh.

Die für die Berechnungen angenommenen Grenzkosten der drei untersuchten Kraftwerkstypen sowie die historische Entwicklung der Base- und Peak-Terminmarktpreise für das Jahr 2012 sind in Abbildung 3 dargestellt.

Die Kosten für Abschaltungen bzw. Stillstände der Kraftwerke sind abhängig von der Dauer des Kraftwerksstillstandes. Die für die Untersuchungen verwendeten angenommenen Kosten für Kraftwerksstillstände sind in Abbildung 4 in Abhängigkeit des Stillstandes und des Kraftwerkstyps dargestellt.

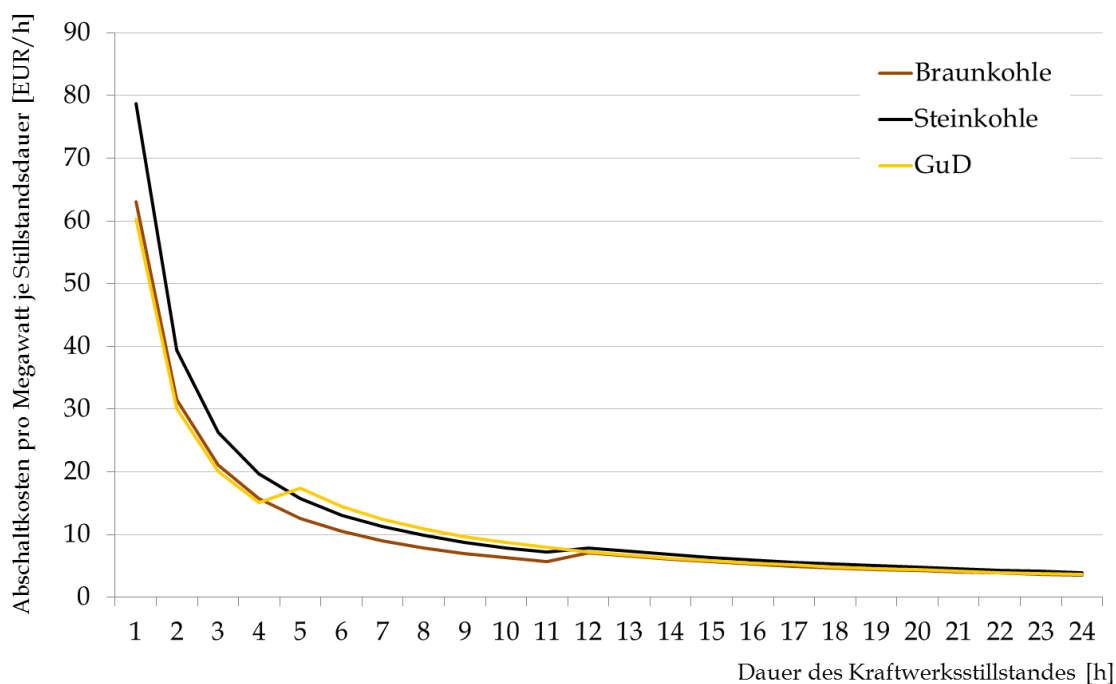


Abbildung 4: Abschaltkosten von Kraftwerken in Abhängigkeit der Stillstandsdauer (Ausschnitt der ersten 24 Stunden)⁵

Kraftwerke im Betrieb können aus thermodynamischen Gründen die Stromerzeugung nur auf ein bestimmtes Mindestmaß absenken. Die den Berechnungen zugrunde gelegten Annahmen hinsichtlich dieser Mindestmaße werden in folgender Tabelle gezeigt.

⁵ Quelle: eigene Darstellung

Tabelle: Mindestlast der Kraftwerke bezogen auf die Nennlast⁶

Kraftwerkstyp	Mindestlast
Braunkohlekraftwerk	50 %
Steinkohlekraftwerk	30 %
GuD-Kraftwerk	40 %

2.4. Einfluss der Ertragsoptimierung auf die EEG-Umlage

Der Finanzmarkttheorie zufolge spiegeln die Preise der Terminmärkte den von den Marktteilnehmern erwarteten Spotmarktpreis zum Erfüllungszeitpunkt wider. Bei der Elektrizitätswirtschaft gibt es die Besonderheit, dass die Base- und Peak-Terminprodukte – die Elektrizität – nicht zu einem Zeitpunkt, sondern über einen Zeitraum geliefert wird. Somit entspricht der Terminmarktpreis hier dem über den betrachteten Zeitraum erwarteten Durchschnittspreis auf dem Spotmarkt.

Wie bereits im Abschnitt 2.1 beschrieben, führt die Einspeisung erneuerbarer Energien in die Elektrizitätssysteme dazu, dass die Strompreise auf den Spotmärkten zu den jeweiligen Zeiten der Erzeugung sinken. Insgesamt können konventionelle Kraftwerksbetreiber somit prinzipiell aufgrund von zwei verschiedenen Effekten von EEG-Regelungen profitieren:

- **Unerwartet starker Zubau von EEG-Anlagen**

Für den Fall, dass EEG-Anlagen wesentlich stärker ausgebaut werden als von den Marktteilnehmern erwartet, wird der zusätzliche Merit-Order-Effekt bei der Preisfindung auf den Terminmärkten nicht eingepreist. Zum Erfüllungszeitraum haben die Spotmärkte aufgrund des zusätzlichen Merit-Order-Effekts schließlich einen Durchschnittspreis, der unter dem erwarteten Durchschnittspreis liegt. Diese Differenz erhöht das Ertragsoptimierungspotential der konventionellen Kraftwerke.

- **Höhere Volatilitäten auf dem Spotmarkt (Volatilitätseffekt)**

Der Großteil an EEG-Anlagen erzeugt Elektrizität dargebotsabhängig und somit fluktuierend, so dass der preissenkende Merit-Order-Effekt ebenfalls fluktuierend einsetzt. Somit führen die Regelungen des EEG zu insgesamt höheren Preisvolatilitäten auf den Spotmärkten. Dies wird zudem durch das unlimitierte Angebot des EEG-Stroms durch den Wälzungsmechanismus verstärkt. Selbst wenn der Terminpreis bzw. der erwartete Durchschnittspreis nun dem tatsächlichen durchschnittlichen Spotpreis entsprechen sollte, würde eine Steigerung der Spotmarktpreisvolatilität das Ertragsoptimierungspotential der konventionellen Kraftwerke verbessern. Der Grund hierfür ist, dass lediglich negative Preisausschläge für die Optimierungsstrategie re-

⁶ Quelle: [STECK2008]

levant sind und die Kraftwerke üblicherweise gegen positive Preisausschläge bereits abgesichert sind.

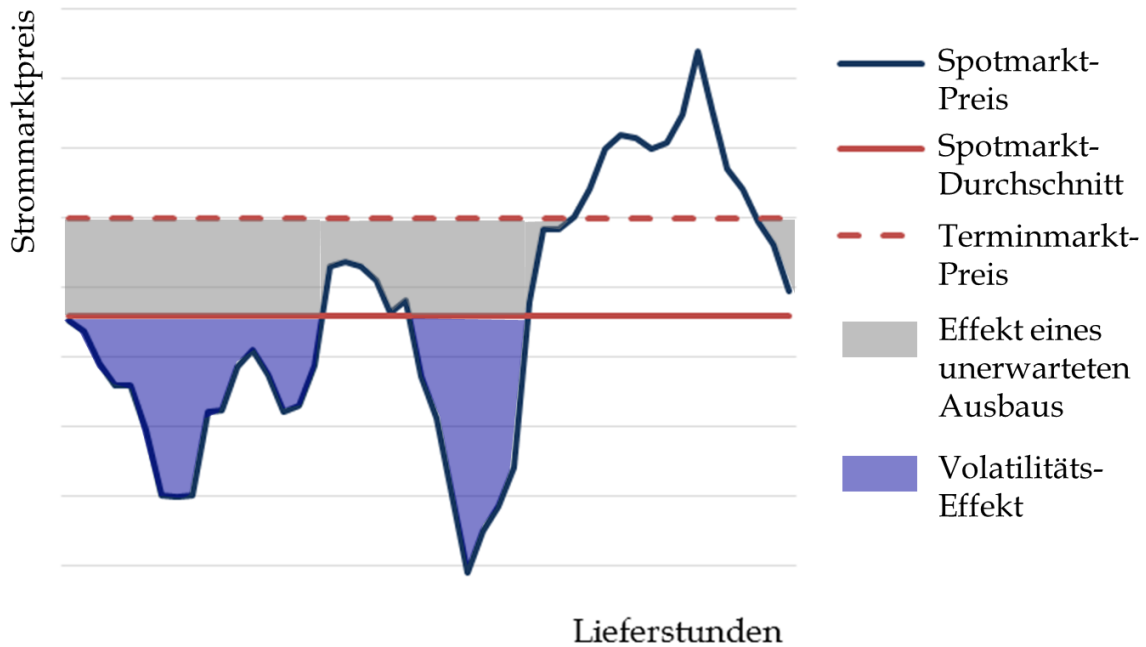


Abbildung 5: Schematische Darstellung der Ertragsoptimierungspotentiale durch EEG-Regelungen

3. Ergebnisse

Anhand der im vorherigen Abschnitt erläuterten Methode wurde der optimierte Ertrag von bereits auf den Terminmärkten verkauften Kraftwerkskapazitäten für das Jahr 2012 errechnet. Die nachfolgende Tabelle zeigt den durchschnittlichen Deckungsbeitrag durch einen Terminverkauf der Kraftwerke sowie die mögliche Optimierung der Erträge durch das Schließen der offenen Positionen über den Spotmarkt im Jahr 2012.

Tabelle: Ertragsoptimierung im Jahr 2012

Kraftwerkstyp	Terminvermarktungszeitraum	Deckungsbeitrag Terminmarkt	Absolute Ertragsoptimierung	Prozentuale Optimierung des Deckungsbeitrags
	Stunden	EUR/MWh	EUR/MWh	
Braunkohlekraftwerk	8.784	39,45	0,53	1,3 %
Steinkohlekraftwerk	8.784	22,67	1,57	6,9 %
GuD-Kraftwerk	4.392	27,64	5,19	18,8 %

Die Ergebnisse zeigen auf, dass vor allem GuD-Kraftwerke im Jahr 2012 ihre Deckungsbeiträge anhand dieser Strategie gegenüber der reinen Vermarktung auf den Terminmärkten signifikant verbessern konnten. Aber auch die Kohlekraftwerke konnten ihre Deckungsbeiträge um einen relevanten Anteil verbessern.

Großkraftwerke können aufgrund von systemstabilisierenden Sicherheitsbestimmungen nicht ihre gesamte Nennleistung über den Terminmarkt veräußern. Vielmehr muss für die Bereitstellung der sogenannten Regelleistung ein bestimmter Anteil zurückgehalten werden.

Unter der Annahme, dass diese Kraftwerke lediglich 90 Prozent ihrer installierten Nennleistung über den Terminmarkt veräußern, kann ein Gesamtbetrag der Ertragsoptimierung errechnet werden. Für die sich im Jahr 2012 in Betrieb befindenden Kraftwerkskapazitäten wurden für diese Studie die Daten von der Bundesnetzagentur verwendet. Somit ergeben sich für die drei Kraftwerkstypen folgende Gesamtsummen für eine Ertragsoptimierung im Jahr 2012:

- **Braunkohlekraftwerke**

$$0,9 \times 18,0 \text{ GW} \times 0,53 \text{ EUR/MWh} \times 8784 \text{ h/Jahr (base)} = \mathbf{75,6 \text{ Mio. EUR}}$$

- **Steinkohlekraftwerke**

$$0,9 \times 20,2 \text{ GW} \times 1,57 \text{ EUR/MWh} \times 8784 \text{ h/Jahr (base)} = \mathbf{250,7 \text{ Mio. EUR}}$$

- **Gaskraftwerke**

$$0,9 \times 19,3 \text{ GW} \times 5,19 \text{ EUR/MWh} \times 4392 \text{ h/Jahr (peak)} = \mathbf{395,9 \text{ Mio. EUR}}$$

Bei diesem Wert ist jedoch zu berücksichtigen, dass der dargestellte Effekt für Gaskraftwerke insbesondere auf die Möglichkeit der hohen Preisabsicherung im Jahr 2008 zurückzuführen ist. Dieser Effekt wird, sollten die Börsenterminpreise weiterhin auf dem niedrigen Preisniveau notieren, in Zukunft geringer ausfallen, da Gaskraftwerke sich nicht mehr in dieser Höhe für 2014 und die Folgejahre absichern können.

In der Summe konnten diese fossilen Kraftwerke anhand dieser Strategie somit ihre Deckungsbeiträge um **722,2 Mio. EUR** erhöhen.

Zum Zeitpunkt der Untersuchung liegen keine Daten zu Abschaltkosten von Kernkraftwerken vor. Eine Analyse der Ertragsoptimierung bei Kernkraftwerken bleibt aufgrund der fehlenden Daten ungenau. Im Folgenden erfolgt, trotz der daraus entstehenden Unsicherheiten, eine Abschätzung auf Basis der Abschaltkosten von Braunkohlekraftwerken:

- **Kernkraftwerke**

$$0,9 \times 12,7 \text{ GW} \times 0,53 \text{ EUR/MWh} \times 8784 \text{ h/Jahr (base)} = \mathbf{53,2 \text{ Mio. EUR}}$$

Die Gesamtsumme der von konventionellen Kraftwerken erzielten Deckungsbeiträge erhöht sich im Rahmen dieser Abschätzung dann um weitere 7% auf 775,4 Mio. EUR.

Die Differenz zwischen durchschnittlichem Terminpreis (58,00 EUR/MWh) und Spotmarktpreis (42,60 EUR/MWh) betrug relativ hohe 15,40 EUR/MWh. Wird zudem der unerwartete Beschluss des Kernenergieausstiegs in die Überlegungen miteinbezogen, kann die Schlussfolgerung getroffen werden, dass der Effekt eines unerwarteten starken Ausbaus erneuerbarer Energien auf die Ertragsoptimierung der Kraftwerke besonders hoch ausgefallen ist. Somit profitieren fossile Kraftwerke sogar indirekt von den Regelungen zum EEG-Wälzungsmechanismus.

Die im Rahmen des EEG-Wälzungsmechanismus zu vermarktenden Mengen werden von den Übertragungsnetzbetreibern aufgrund gesetzlicher Vorgaben schlechtesten Falls bei Preisen zwischen de facto minus 350 und minus 150 EUR/MWh vermarktet.⁷ Dadurch wird die Wahrscheinlichkeit von negativen Preisen bei ausreichender Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien deutlich erhöht. Dies wiederum bietet den Betreibern konventioneller Kraftwerke ein weiteres Optimierungspotential. Sie können die Strommengen langfristig per Termin vermarkten, ihr Kraftwerk herunterfahren und die physische Stromlieferung mit Strom zu sehr niedrigen oder möglichst negativen Preisen erfüllen. Sie erzielen also zusätzliche Erlöse dadurch, dass sie Strom zu möglichst niedrigen Preisen abnehmen.

⁷ § 8 AusglMechAV

Auf der Seite der Übertragungsnetzbetreiber bedeuten dagegen sehr niedrige Preise sehr geringe Erlöse und negative Preise sogar Kosten durch den Verkauf des festvergüteten EEG-Stroms. Die geringeren Erlöse bzw. die Kosten müssen durch eine entsprechend höhere EEG-Umlage kompensiert werden, um das EEG-Konto wieder auszugleichen. Somit steigen die Kosten für die EEG-umlagepflichtigen Verbraucher weiter an. Gleichzeitig entstehen für die sich optimierenden konventionellen Kraftwerke zusätzliche Gewinne.

Betrachtet man die Gesamtsumme der von den konventionellen Kraftwerken zusätzlich erzielten Deckungsbeiträge von 775,4 Mio. EUR im Verhältnis zur absoluten EEG-Wälzungssumme von 13 Mrd. EUR im Jahre 2012, so beträgt der Anteil an den Gesamtkosten der Wälzung ca. 6%. Zum Vergleich: Die 775,4 Mio. EUR entsprechen in etwa dem Kostenanteil der EEG-Umlage 2014, der für im Jahr 2014 neu in Betrieb genommene EEG-Anlagen anfällt (EEG-Einspeisevergütungen abzüglich Vermarktungserlösen).⁸

Um dem beschriebenen Effekt der indirekten Erhöhung der EEG-Umlage durch die Ertragsoptimierung von konventionellen Kraftwerken entgegenzuwirken, seien an dieser Stelle folgende Lösungsansätze genannt:

- Eine Preiserhöhung für Strom aus konventionellen Kraftwerken am Großhandelsmarkt, z. B. durch eine Erhöhung des CO₂-Zertifikatspreises oder die Einführung einer CO₂-Emissionssteuer.
- Ein schnellerer Abbau von konventionellen Überkapazitäten unter Berücksichtigung der Versorgungssicherheit, der Netzstabilität und notwendiger Systemdienstleistungen.
- Maßnahmen zur Kompensierung des Merit-Order-Effektes und Entlastung der EEG-Umlage.

Die sachgerechte Diskussion der einzelnen Lösungsansätze würde den gegebenen Rahmen dieser Studie sprengen. Die Vorschläge sollen daher hier als Anregung genannt und nicht weiter erörtert oder bewertet werden.

⁸ Quelle: Eigenes EEG-Umlagemodell.

4. Zusammenfassung und Fazit

Die vorliegende Studie sollte einerseits die These überprüfen, ob und inwiefern konventionelle Kraftwerke durch Preisdifferenzen zwischen den Termin- und Spotmärkten ihre Gewinne signifikant erhöhen können. Andererseits sollte die These untersucht werden, ob und wie konventionelle Kraftwerke letztlich indirekt vom EEG profitieren.

Hierfür wurde ein Ertragsoptimierungsmodell jeweils für Braunkohle-, Steinkohle- und GuD-Kraftwerke entwickelt, die ihre Kraftwerkskapazitäten in kontinuierlichen Tranchen über einen langen Zeitraum verkaufen. Dabei werden die möglichen Deckungsbeiträge für drei verschiedene Handlungsweisen errechnet und anschließend die ertragreichste Strategie gewählt. Bei den Strategien handelt es sich erstens um die Terminkontrakterfüllung durch die Stromerzeugung im eigenen Kraftwerk und Lieferung des vorverkauften Stroms. Zweitens besteht die Möglichkeit, den Terminkontrakt zu erfüllen, indem der zu liefernde Strom über die Spotmärkte fremdbeschafft und das Kraftwerk abgeschaltet wird. Die dritte Strategie besteht aus einem Mix der beiden vorherigen Strategien, indem die zu liefernde Strommenge zum Teil im eigenen Kraftwerk erzeugt wird und zum Teil über die Spotmärkte fremdbeschafft wird. Die Ertragsoptimierung dieser Kraftwerke wurde schließlich für das Jahr 2012 anhand des entwickelten Modells sowie der Termin- und Day-Ahead-Spotmarktpreise simuliert und errechnet.

Die Simulationsergebnisse dieser Studie stützen beide Thesen stark. Demnach konnten konventionelle Kraftwerke für das Jahr 2012 ihre Erträge durch diese Strategie insgesamt um einen Betrag in Höhe von 722,2 Mio. EUR (schätzungsweise sogar von 775,4 Mio. EUR) verbessern.

Betrachtet man die Gesamtsumme der von den konventionellen Kraftwerken zusätzlich erzielten Erträge von 775,4 Mio. EUR im Verhältnis zur absoluten EEG-Wälzungssumme von 13 Mrd. EUR im Jahre 2012, so beträgt der Anteil an den Gesamtkosten der Wälzung ca. 6%.

Prinzipiell lässt sich dieser Sachverhalt auf zwei Effekte zurückführen: erstens auf einen unerwartet starken Ausbau von EEG-Anlagen und zweitens auf die - nicht zuletzt durch die EEG-Stromerzeugung - gesteigerten Preisvolatilitäten auf den Spotmärkten.

Es ist zu erwarten, dass vor allem der zweite Effekt mit steigendem Anteil von fluktuierendem EEG-Strom stark zunehmen wird. Dadurch ist zu erwarten, dass konventionelle Kraftwerksbetreiber auch in Zukunft von erneuerbarem Strom auf den Elektrizitätsmärkten in einem zunehmend größeren Umfang profitieren werden.

5. Quellenverzeichnis

[Aptech2012]

„Power Plant Cycling Costs“, April 2012.

[BDEW2012]

„Wie funktioniert der Wälzungsmechanismus?“, Oktober 2012

[BNETZA2012]

Bundesnetzagentur: Liste der Bundesnetzagentur von den Kraftwerken mit einer elektrischen Nennleistung von mindestens 10 MW, Dezember 2012.

[EEX2013]

European Energy Exchange: Marktdaten zum Stromspotmarkt und zum Stromterminmarkt.

[STECK2008]

„Technische Anforderungen an neue Kraftwerke im Umfeld dezentraler Stromerzeugung“. 10. Symposium Energieinnovation, Februar 2008.



www.energybrainpool.com

Dr. Johannes Henkel, Thorsten Lenck

Energy Brainpool GmbH & Co. KG
Heylstraße 33, 10825 Berlin, Germany

Telefon +49 (0)30 76 76 54 - 10

Fax +49 (0)30 76 76 54 - 20

kontakt@energybrainpool.com

Impressum

Herausgeber:

Greenpeace Energy eG
Hongkongstraße 10
20457 Hamburg

Tel. 040 / 808 110-300
Fax 040 / 808 110-333
E-Mail: info@greenpeace-energy.de
Internet: www.greenpeace-energy.de

V.i.S.d.P. Marcel Keiffenheim

Stand: Oktober 2012