

Auf dem deutschen Strommarkt wurden im Jahr 2012 gut 594 Terawattstunden (TWh) an Strom nachgefragt. Diese Nachfrage entstand, ohne Berücksichtigung des Eigenverbrauchs der Kraftwerke und der Netzverluste, knapp zur Hälfte durch die Industrie, zu einem Viertel von privaten Haushalten und zu einem weiteren Viertel durch Handel, Gewerbe, Dienstleistungen, Landwirtschaft und Verkehr. Zudem wurde im Saldo 23 TWh an Strom exportiert.¹ Zur Stromerzeugung werden in Deutschland Kraftwerke mit einer Vielzahl von unterschiedlichen Energieträgern eingesetzt. Die gesamte installierte Kraftwerksleistung betrug Ende 2012 gut 183 GW. Die Verteilung der Leistung auf die verschiedenen Energieträger ist in Abb. 2.1 dargestellt. Mit knapp 47 % hat die Gruppe der fossilen Energieträger den größten Anteil an der deutschen Kraftwerksleistung. EE machen mit 79 GW bereits 43 % der gesamten Kraftwerksleistung aus.

Der Anteil an der Kraftwerksleistung unterscheidet sich jedoch stark von dem Anteil an der tatsächlichen Stromerzeugung. Ursache dafür ist, dass je nach Energieträger die Kraftwerke unterschiedliche Mengen an Strom je installierter Kapazitätseinheit erzeugen. So kamen im Jahr 2012 allein Braunkohle- und Kernkraftwerke mit zusammen 20,5 % der Kraftwerkskapazitäten auf knapp 42 % der deutschen Stromerzeugungsmengen, alle EE zusammen mit 43 % der Kapazität nur auf knapp 22 % der Erzeugungsmengen (vgl. Abb. 2.1).

Der Überblick über den deutschen Strommarkt in diesem Unterkapitel beginnt mit einer Beschreibung der grundlegenden Marktinfrastruktur und die Grundzüge der Preisbildung. Anschließend wird in die wichtigsten Segmente des Großhandelsmarkts eingeführt.

¹ Vgl. für Verbrauchs- und Exportangaben AG Energiebilanzen 2012.

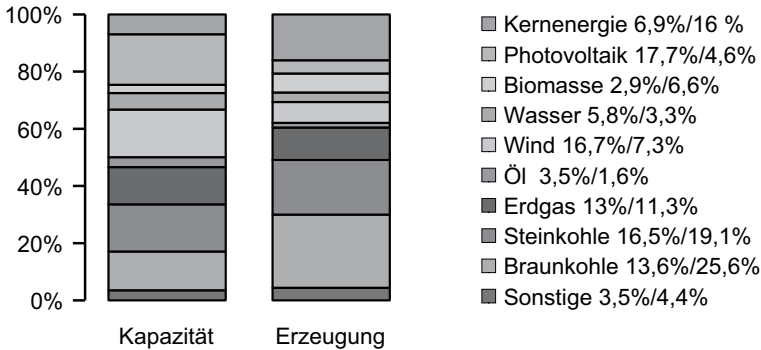


Abb. 2.1 Kraftwerkskapazitäten und Stromerzeugung nach Primärenergieträgern (eigene Darstellung; Alle Daten haben den Stand Ende 2012. Vgl. IWES 2013 für die Windkapazitäten und Bundesnetzagentur 2013 für die PV Kapazitäten. Für alle anderen Energieträger wurden die Kapazitäten auf Basis von Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie 2012 geschätzt. Vgl. zur Stromerzeugung AG Energiebilanzen 2012)

2.1 Grundlegende Elemente des Handels mit Strom

Der Strommarkt unterscheidet sich in einigen Punkten von anderen Warenmärkten. Ursache dafür sind die besonderen Eigenschaften des Gutes Strom wie z. B. die Immaterialität, Homogenität und Nichtlagerbarkeit.² Zudem erfolgt der Transport von Strom nur netzgebunden. Diese Bedingungen führen dazu, dass auf dem Strommarkt eine umfassende Marktinfrastruktur notwendig ist, um den Handel zu ermöglichen. Zuständig für die Bereitstellung der Marktinfrastruktur für die Marktteilnehmer sind die Stromnetzbetreiber. Diese verantworten neben Transport und Verteilung von Strom auch die Funktionsfähigkeit des gesamten Stromversorgungssystems. Als Aufsichtsbehörden überwachen die Bundesnetzagentur und die Netzagenturen der Bundesländer diese Aufgaben. Eine wichtige Rolle bei der Bereitstellung der Marktinfrastruktur spielen die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB). Diese sind zuständig für die Höchstspannungsnetze und verantworten jeweils für ihre Regelzone die zuverlässige Funktion des Stromnetzes. Die wichtigsten Aufgaben der ÜNB sind die Bilanzierung von Stromtransaktionen und die Erhaltung des Marktgleichgewichts mit Hilfe von Regellenergie.³ Eine Darstellung der vier deutschen Regelzonen mit dem jeweils zuständigen ÜNB findet sich in Abb. 2.2.

² Vgl. Zylka (2010, S. 38).

³ Vgl. Horstmann und Cieslarczyk (2006, S. 103 f.).

Abb. 2.2 Aufteilung des Deutschen Marktgebiets in Regelzonen. (Quelle: 50hertz u. a. 2013, S. 13)



2.1.1 Bilanzierung von Handelsgeschäften

Die Homogenität der Ware Strom im Netz führt dazu, dass der physikalische Fluss einer bestimmten eingespeisten Strommenge nicht ohne weiteres nachverfolgbar ist. Somit wird auch ein direkter bilateraler Verkaufsvorgang erschwert, da Warenlieferung bzw. Warenempfang nicht von den Handelspartnern kontrollierbar sind. Der gesamte Handel mit Strom wird deswegen über den ÜNB organisiert. Dieser führt dazu für alle Marktteilnehmer Bilanzkreise. Ein Bilanzkreis ist ein Instrument, um Ein- und Ausspeisungen von Strom sowie Handelsgeschäfte einem Marktteilnehmer zuzuordnen. Einspeisungen können Erzeugungen in der Regelzone oder Importe aus anderen Regelzonen sein, Ausspeisungen Verbrauch in der Regelzone oder Exporte. Sämtliche Ein- und Ausspeisungen in einer Regelzone werden über Stromzähler durch die ÜNB oder die örtlichen Verteilnetzbetreiber (VNB) gemessen. Die Messwerte aller größeren Messstellen umfassen dabei in der Regel die Summe der Ein- bzw. Ausspeisungen zumindest in viertelstündlicher

Abb. 2.3 Beispielhafte Bilanz eines Marktteilnehmers in einer Viertelstunde (eigene Darstellung)

Einspeisungen (MWh)		Ausspeisungen (MWh)	
Kraftwerk X	115,31	Verbrauch S	1,35
Kraftwerk Y	42,12	Verbrauch T	11,20
Kauf Z	10,00	Verkauf U	90,00
Ausgleichsenergie	5,12	Verkauf V	70,00
	<u>172,55</u>		<u>172,55</u>

Auflösung.⁴ Diese viertelstündliche Auflösung stellt die zeitliche Grundstruktur des gesamten Strommarktes dar.⁵ Wird nun eine bestimmte Menge an Strom von Marktteilnehmer A an Marktteilnehmer B verkauft, wird die entsprechende Menge auf dem Bilanzkreis von A wie eine Ausspeisung und auf dem Bilanzkreis von B wie eine Einspeisung berücksichtigt. Sowohl Marktteilnehmer A als auch Marktteilnehmer B müssen dazu das Handelsgeschäft dem ÜNB mitteilen. Nur wenn sich beide Mitteilungen entsprechen, kommt das Geschäft zustande. Bei Handelsgeschäften, die zwischen zwei unterschiedlichen Regelzonen durchgeführt werden, sind die ÜNB beider Regelzonen einbezogen. Abbildung 2.3 zeigt beispielhaft die Bilanz eines Bilanzkreises für eine Viertelstunde.

Auf jedem Bilanzkreis müssen sich Ein- und Ausspeisungen entsprechen.⁶ Allerdings ist die ausgeglichene Gestaltung eines Bilanzkreises für einen Marktteilnehmer nur schwer möglich, sofern er nicht ausschließlich Handelsgeschäfte betreibt. Wird beispielsweise die Erzeugung von Kraftwerken in einem Bilanzkreis bilanziert, kann es zu Abweichungen kommen, wenn das Kraftwerk unerwartet ausfällt. Dies gilt auch, falls beim Einsatz EE ein Prognosefehler auftritt. Werden Kunden beliefert, ist deren Verbrauch ebenso nicht vollständig vorhersagbar.⁷ Für die auftretenden Differenzen zwischen Ein- und Ausspeisungen muss vom Bilanzkreisverantwortlichen sogenannte Ausgleichsenergie in Anspruch genommen

⁴ Kleinere Ein- und Ausspeisestellen haben in der Regel jedoch nur einen Mengenzähler, der jährlich ausgelesen wird. Mit Hilfe von statistischen Verfahren kann jedoch der zeitliche Verlauf hochgerechnet werden.

⁵ Vgl. für eine Darstellung der Bilanzkreissystematik Horstmann und Cieslarczyk (2006, S. 104 ff.).

⁶ Vgl. Bundesnetzagentur (2011, S. 21).

⁷ Vgl. z. B. Swider (2006, S. 7).

werden. Diese wird vom ÜNB mit dem Ausgleichsenergiepreis abgerechnet, dessen Höhe sich nach den Kosten der Erbringung der Regelennergie richtet.⁸

2.1.2 Ausgleich von Marktungleichgewichten mit Regelennergie

Aufgrund der Vielzahl an Bilanzkreisen, die in einer Regelzone bewirtschaftet werden, gleichen sich die Abweichungen der verschiedenen Bilanzkreise teilweise aus. Dennoch ist der Saldo aller Bilanzkreise nie exakt null und somit Angebot und Nachfrage zunächst nicht im Gleichgewicht. Die Nichtlagerbarkeit von Strom führt jedoch dazu, dass sich Angebot und Nachfrage stets entsprechen müssen. Für den Ausgleich von Differenzen zwischen Angebot und Nachfrage setzt ein ÜNB deswegen Regelennergie ein. Die benötigte Menge an Regelennergie in einer Viertelstunde entspricht exakt dem Saldo der Ausgleichsenergie aller Bilanzkreise. Ist die Summe der Erzeugung kleiner als der Verbrauch, wird positive Regelennergie eingesetzt. Im umgekehrten Fall, wenn die Erzeugung größer ist als der Verbrauch, wird negative Regelennergie eingesetzt.⁹ Positive Regelennergie wird dabei meist durch eine Erhöhung der Erzeugung eines Kraftwerks erbracht, negative Regelennergie durch eine Verringerung der Erzeugung. Damit jederzeit ausreichend positive oder negative Regelennergie zur Verfügung steht, müssen stets Kraftwerke einsatzbereit sein, welche die für die Bereitstellung von Regelennergie notwendige Flexibilität zur Verringerung oder Erhöhung der Erzeugung besitzen. Diese Kraftwerke werden als Regelennergiekraftwerke bezeichnet, die von ihnen vorgehaltene flexible Leistung als Regelleistung. Die Höhe der vorzuhaltenden Regelleistung in einer Regelzone ist so dimensioniert, dass ein Marktgleichgewicht für mindestens 99,975 % aller Viertelstunden gewährleistet ist.

Technisch gesehen hängt das Marktgleichgewicht mit der Frequenz im Stromnetz zusammen. Ein Ungleichgewicht am Markt lässt sich daher an einer Abweichung der Frequenz gegenüber der Zielgröße von 50 Hz erkennen.¹⁰ Dabei steigt die Frequenz bei einem Überangebot über 50 Hz und sinkt bei einem Unterangebot unter 50 Hz. Bei einer Abweichung der Frequenz erfolgt in der Regel unverzüglich ein Abruf von Regelleistung. Dazu muss zumindest ein Teil der Regelleistung entsprechend schnell abrufbar sein. Wie in Abb. 2.4 dargestellt, wird dies durch die Primärregelleistung gewährleistet. Diese wird in großen thermischen Kraftwerken

⁸ Vgl. Horstmann und Cieslarczyk (2006, S. 111).

⁹ Vgl. Genoese (2010, S. 33 f.).

¹⁰ Vgl. (auch im Folgenden) Swider (2006, S. 7 ff.).

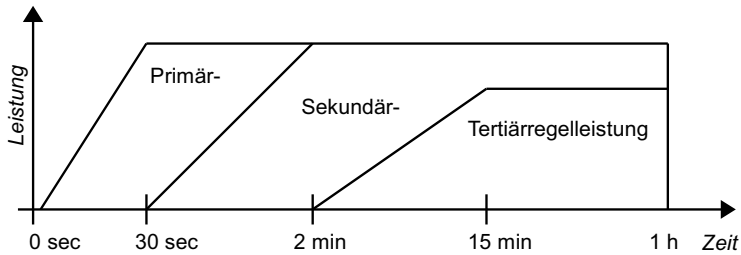


Abb. 2.4 Zeitlicher Ablauf des Regelleistungsabruf (eigene Darstellung nach Swider 2006, S. 10)

über das gesamte europäische Verbundnetz verteilt vorgehalten und in Abhängigkeit der Netzfrequenz dezentral und vollautomatisch eingesetzt. Die Primärregelleistung ist mit einem Umfang von drei GW so dimensioniert, dass sie jederzeit den Ausfall von zwei bis drei großen Kraftwerksblöcken gleichzeitig ersetzen kann. Innerhalb von zwei Minuten wird die Primärregelleistung durch die Sekundärregelleistung ersetzt. Der Einsatz erfolgt im Gegensatz zur Primärregelleistung zentral durch den ÜNB, in dessen Regelzone das Ungleichgewicht besteht.¹¹ Hierzu verwendet der ÜNB ebenfalls automatisierte Systeme. Die Tertiärregelleistung wird wie die Sekundärregelleistung durch den von einem Ungleichgewicht betroffenen ÜNB eingesetzt. Allerdings erfolgt der Einsatz manuell und nur wenn eine Störung längere Zeit besteht. In Deutschland setzen die vier ÜNB die Sekundärregelleistung und Tertiärregelleistung koordiniert ein. Dies bedeutet, dass die Abweichungen der vier Regelzonen zunächst saldiert werden und nur der Saldo ausgeglichen wird.¹²

Die Vorhaltung von Regelleistung schränkt Kraftwerksbetreiber bei der Kraftwerkseinsatzplanung ein. Daher erhalten diese hierfür eine Vergütung. Die auch als Leistungspreis bezeichnete Vergütung wird über einen Marktmechanismus ermittelt. Hierzu führen die deutschen ÜNB regelmäßig gemeinsame Ausschreibungen durch, bei denen die Anbieter mit dem günstigsten Leistungspreis den Zuschlag erhalten. Die von einem Regelennergiekraftwerk erbrachte Regelennergie wird über den sogenannten Arbeitspreis abgerechnet. Der Arbeitspreis kann vom Anbieter vor der Ausschreibung beliebig festgelegt werden. Der Einsatz der Regelennergiekraftwerke erfolgt beim ÜNB nach der Reihenfolge dieser Arbeitspreise.¹³ Bei positiver Regelennergie werden die Kraftwerke mit dem niedrigsten Arbeitspreis zuerst eingesetzt. Je größer die auszugleichende Abweichung ist, desto höher ist folglich

¹¹ Vgl. Horstmann und Cieslarczyk (2006, S. 528).

¹² Vgl. Flinkerbusch (2011, S. 173 f.).

¹³ Vgl. Swider (2006, S. 25 ff.).

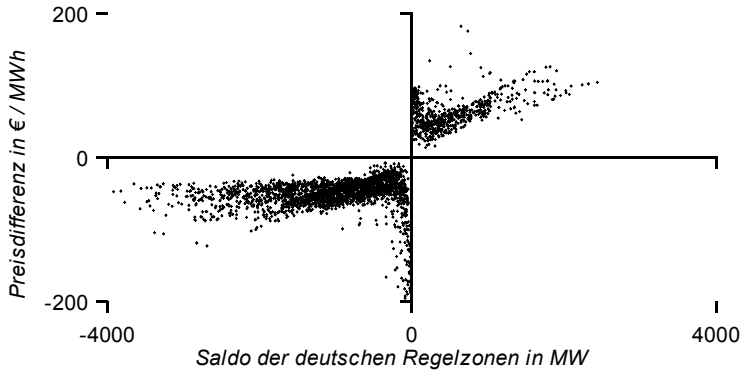


Abb. 2.5 Preis für Regelenergie und Regelzonensaldo für alle Viertelstunden des Monats März 2011 im Vergleich (eigene Darstellung mit Daten von TransnetBW 2013)

der vom ÜNB zu zahlende durchschnittliche Arbeitspreis. Umgekehrt sinkt der durchschnittliche Arbeitspreis mit zunehmender Abweichung bei negativer Regelleistung. Da der Ausgleichsenergiepreis, der für die Abrechnung von Bilanzkreisabweichungen verwendet wird, stark von den durchschnittlichen Arbeitspreisen abhängt, gibt es auch einen Zusammenhang zwischen Ausgleichsenergiepreis und Höhe der Abweichung. In Abb. 2.5 ist dieser Zusammenhang deutlich erkennbar.

Für einen Marktteilnehmer hat der Ausgleichsenergiepreis folgende finanzielle Bedeutung: Weist sein Bilanzkreis eine Abweichung auf, die der Richtung der Abweichung des Saldos der Regelzone entspricht, entstehen gegenüber einer Transaktion auf dem Großhandelsmarkt in der Regel höhere, im umgekehrten Fall niedrigere Kosten. Höhere Kosten gegenüber Markttransaktionen entstehen durch Ausgleichsenergie folglich dann, wenn die Abweichung eines Bilanzkreises positiv mit der Abweichung des Saldos der Regelzone korreliert ist. Häufig ist dies bei großen individuellen Abweichungen eines Bilanzkreises der Fall, da durch eine große Abweichung auch der Saldo der Regelzone beeinflusst wird.

2.2 Grundsätze der Preisbildungsmechanismen

In der Literatur wird die kurzfristige Preisbildung auf dem Großhandelsmarkt für Strom häufig mit dem Merit-Order-Modell beschrieben.¹⁴ In Anlehnung an die auf den Endkundenmärkten vorherrschenden Festpreistarife ist die Annahme dabei

¹⁴ Vgl. Andor u. a. (2010, S. 92).

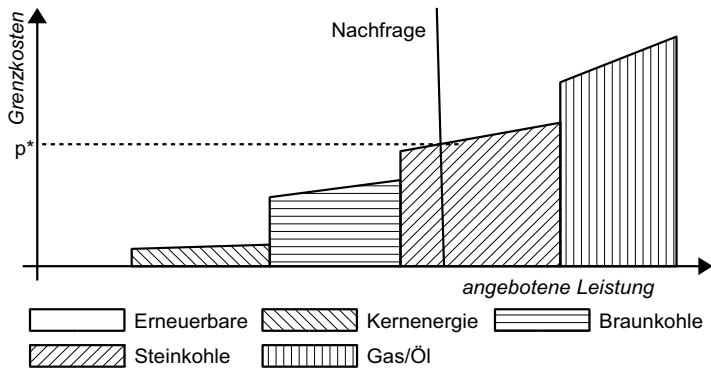


Abb. 2.6 Preisbildung im Merit-Order-Modell (eigene Darstellung)

eine nahezu preisunelastischen Nachfrage mit entsprechend steiler Nachfragekurve. Für den Verlauf der Angebotskurve wird unterstellt, dass dieser ausschließlich von den kurzfristigen Grenzkosten der Kraftwerke wie Brennstoffkosten und gegebenenfalls Kosten für CO_2 -Zertifikate abhängt. Dementsprechend ist die Bestimmung der Angebotskurve durch eine Aufreihung aller Kraftwerke mit ansteigenden Grenzkosten möglich. Diese Reihenfolge wird als Merit-Order bezeichnet und ist namensgebend für das Merit-Order-Modell. Der Gleichgewichtspreis p^* ergibt sich im Modell, wie in Abb. 2.6 schematisch gezeigt, durch die Grenzkosten, des letzten, zur Befriedigung der Nachfrage eingesetzten Kraftwerks, dem sogenannten Grenzkraftwerk.¹⁵ Die Schwankungen des Strompreises werden somit bei einem konstanten Kraftwerkspark im Merit-Order-Modell hauptsächlich durch Veränderungen der Nachfrage erklärt.

Die grundlegenden Preisstrukturen auf dem Strommarkt, wie z. B. die Differenz zwischen den Preisen werktags und am Wochenende, lassen sich mit dem Merit-Order-Modell gut nachbilden. In bestimmten Situationen können die modellierten Preise zu einzelnen Zeitpunkten jedoch von denen in der Realität deutlich abweichen. Grund hierfür ist, dass das Modell die intertemporalen Zusammenhänge beim Kraftwerkseinsatz¹⁶ vernachlässigt. So fallen in der Realität beispielsweise zusätzlich zu den Brennstoffkosten einmalig An- und Abfahrkosten an. In einer Situation mit einem großen aber kurzen Nachfrageeinbruch lohnt es sich daher

¹⁵ Vgl. Schiffer (2010, S. 408 f.).

¹⁶ Vgl. Andor u. a. (2010, S. 92).

für einen Kraftwerksbetreiber häufig nicht, die Kraftwerke abzuschalten. Die kurzfristigen Grenzkosten liegen somit während des Nachfrageeinbruchs deutlich unter den Brennstoffkosten, unter Umständen sogar im negativen Bereich.¹⁷ Eine Modellierung der Preisbildung unter Berücksichtigung der intertemporalen Zusammenhänge ist mit Ansätzen, wie z. B. gemischt-ganzzahligen Optimierungsmodellen möglich.¹⁸

2.3 Darstellung der verschiedenen Segmente des Großhandelsmarktes

Auf dem deutschen Strommarkt findet Handel mit Strom zwischen verschiedenen Marktparteien statt. Der Handel, der nicht den Verkauf von Strom an Endverbraucher zum Gegenstand hat, wird dabei als Großhandel verstanden.¹⁹ Die Handelsgeschäfte, die auf dem Großmarkt getätigt werden, kann man anhand mehrerer Kriterien differenzieren.²⁰ So werden beispielsweise Kontrakte mit verschiedenen langen Lieferverpflichtungen oder verschiedenen Lieferstrukturen gehandelt. Zudem unterscheidet sich die Fristigkeit bis zum Beginn des Lieferzeitraums.²¹ Ein weiteres Kriterium ist, ob ein Kontrakt eine physische Lieferung beinhaltet, oder ob es sich um ein rein finanzielles Produkt handelt.

Neben der Struktur der Handelsgeschäfte selbst, kann auch die Handelsform differenziert werden. Handel auf dem Großmarkt kann börslich oder außerbörslich (OTC) erfolgen. OTC Handel wird häufig bilateral oder über verschiedene lose organisierte Handelsplattformen und Broker ausgeführt. Durch die geringe Regulierung und Standardisierung ist eine hohe Flexibilität und eine Vielzahl unterschiedlich strukturierter Kontrakte möglich. Allerdings sind die OTC Märkte dadurch auch intransparent und bergen für die Teilnehmer hohe Transaktionsrisiken. Börslicher Handel ist nur für die am meisten nachgefragten Kontrakte möglich. Für diese bietet er jedoch eine hohe Transparenz, einfache Abwicklung und praktisch keine Transaktionsrisiken.²²

Anhand der genannten Kriterien ist eine Aufteilung des Großhandelsmarktes in verschiedene Segmente möglich. Im Folgenden werden die wichtigsten Segmente

¹⁷ Vgl. Grimm et al. (2008, S. 155).

¹⁸ Vgl. Genoese (2010, S. 85).

¹⁹ Vgl. Genoese (2010, S. 30).

²⁰ Vgl. Konstantin (2006, S. 43).

²¹ Vgl. Schiffer (2010, S. 290).

²² Vgl. Borchert et al. (2006, S. 13).

dargestellt: Terminmarkt, Spotmarkt und Intradaymarkt. Dabei wird ausschließlich auf die börslichen Strukturen eingegangen, da der Handel mit Strom aus EE hauptsächlich dort stattfindet und der börsliche Markt zudem ein guter Indikator für den OTC Markt ist.²³

2.3.1 Der Terminmarkt für Strom

Der Terminmarkt ist ein Marktsegment des Strommarktes für den Handel von längerfristigen Terminkontrakten. Diese werden als Futures bezeichnet.²⁴ Für das deutsche Marktgebiet wird der börsliche Terminhandel von der European Energy Exchange (EEX) in Leipzig durchgeführt. Die EEX ist eine auf den Bereich Energie spezialisierte Börse, an der Strom, Erdgas, Emissionsrechte und Kohle gehandelt werden können.²⁵ Der Terminmarkt für Strom der EEX umfasst den Handel von Futures mit Lieferzeiträumen von einer Kalenderwoche, eines Kalendermonats, eines Quartals sowie eines Kalenderjahres. Dabei ist der Handel bis zu sechs Jahre im Vorhinein möglich. Es können sowohl Futures mit der Lieferstruktur Base als auch Peak gehandelt werden. Base bedeutet die konstante Lieferung einer Menge Strom über den gesamten Lieferzeitraum, Peak ausschließlich die Lieferung zu den Zeiten hohen Verbrauchs werktags zwischen 8:00 und 20:00 Uhr.²⁶

Alle Futures können physisch und finanziell gehandelt werden. Bei physischen Kontrakten erfolgt während des Lieferzeitraums eine tatsächliche physische Stromlieferung zwischen Börse und Handelsteilnehmer. Bei finanziellen Kontrakten findet lediglich ein finanzieller Ausgleich gegenüber einem Basiswert statt. Als Basiswert für die Abrechnung der finanziellen Kontrakte der EEX werden die Preise des Spotmarktes verwendet. Neben den Futures sind an der EEX auch Optionen auf die Jahres-Futures handelbar.²⁷ Die Handelszeiten für sämtliche Futures und Optionen sind fortlaufend werktäglich zwischen 8:00 und 18:00 Uhr bis zum vorletzten Werktag des ihnen zugrunde liegenden Lieferzeitraums.

Insgesamt betrug im Jahr 2010 am Terminmarkt das Transaktionsvolumen der über 150 unterschiedlichen Akteure 1.208 TWh. Dies entsprach 224 % der gesamten Stromnachfrage in Deutschland. Die Akteure verfolgen mit ihren Aktivitäten am Terminmarkt unterschiedliche Ziele. So sichern z. B. große Stromerzeuger ihre

²³ Vgl. Genoese (2010, S. 30 f.).

²⁴ Vgl. Pfaffenberger et al. (2012, S. 71).

²⁵ Vgl. European Energy Exchange AG (2011b, S. 3 ff.).

²⁶ Vgl. Borchert et al. (2006, S. 10).

²⁷ Vgl. zu den Angaben zum EEX Terminmarkt European Energy Exchange AG (2011a).

Handel mit Strom aus erneuerbaren Energien

Graeber, D.R.

2014, X, 47 S. 25 Abb., Softcover

ISBN: 978-3-658-05940-8