

Kapitel 2

Handel mit Strom aus erneuerbaren Energien

Elektrischer Strom als gerichteter Transport von elektrischer Ladung¹ ist nach der Erzeugung und Einspeisung in das Stromnetz ein vollkommen homogenes Gut. Eine Differenzierung von Strom aus EE und aus konventionellen Energieträgern ist daher nach der Einspeisung nicht mehr möglich. Der Handel mit Strom aus EE unterscheidet sich deswegen in vielen Punkten nicht von dem mit Strom aus konventionellen Energieträgern und wird weitestgehend auf den gleichen Märkten durchgeführt. Dennoch gibt es einige Unterschiede. So können beispielsweise Anlagen zur Stromerzeugung aus EE in vielen Fällen nicht beliebig gesteuert werden, da der Energieträger nicht speicher- oder lagerbar ist. Dies hat zur Folge, dass beim Handel mit Strom aus fluktuierenden EE wie Wind- und Sonnenenergie eine Prognose von großer Bedeutung ist. Zudem müssen bei nach dem EEG geförderten Strom aus EE, verschiedene gesetzliche Rahmenbedingungen beachtet werden.

Im Folgenden wird zunächst ein Überblick über den deutschen Strommarkt und dessen Strukturen gegeben. Diese sind sowohl für Strom aus EE als auch aus konventionellen Energieträgern die Grundlage des Stromhandels. Daran schließt sich eine Beschreibung der wesentlichen Elemente der gesetzlichen Förderung EE an. Am Ende des Kapitels wird die Vermarktung von Strom aus EE am Groß-

¹ Vgl. z. B. Busch 2011, S. 9ff.

handelsmarkt unter den Bedingungen der gesetzlichen Förderung dargestellt. Auf die Bedeutung von Prognosen für die Vermarktung wird dabei im Besonderen eingegangen.

2.1 Überblick über den deutschen Strommarkt

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.² Zur Stromerzeugung werden in Deutschland Kraftwerke mit einer Vielzahl von unterschiedlichen Energieträgern eingesetzt. Die gesamte installierte Kraftwerksleistung betrug Ende 2012 gut 183 Gigawatt (GW). Die Verteilung der Leistung auf die verschiedenen Energieträger ist in Abbildung 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.

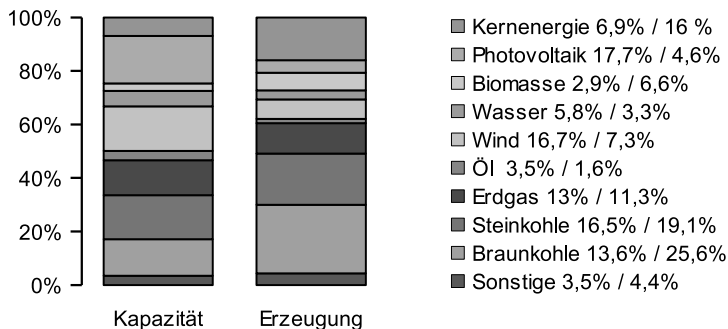


Abbildung 2.1: Kraftwerkskapazitäten und Stromerzeugung nach Primärenergieträgern.³

² Vgl. für Verbrauchs- und Exportangaben AG Energiebilanzen 2012.

³ 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.

Der Anteil an der installierten 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.⁴

Der Überblick über den deutschen Strommarkt in diesem Unterkapitel beginnt mit der Darstellung von dessen Liberalisierung, die Voraussetzung für die Entwicklung der heutigen Strukturen und Mechanismen war. Anschließend folgt eine Beschreibung der grundlegenden Marktinfrastruktur und die Grundzüge der Preisbildung. Am Ende wird in die wichtigsten Segmente des Großhandelsmarkt eingeführt.

2.1.1 Die Liberalisierung des Strommarktes

Bis zur Liberalisierung im Jahr 1998 war der deutsche Strommarkt nach dem Energiewirtschaftsgesetz von 1935 durch Gebietsmonopole einzelner Energieversorgungsunternehmen (EVU) gekennzeichnet. Die Stromversorgung als öffentliche Dienstleistung wurde als Einheit aus Erzeugung, Transport und Vertrieb bzw. Verteilung betrachtet.⁵ Da jedes EVU in seinem Netzgebiet als Monopolist agierte, gab es keinen Marktmechanismus zur Preisfindung. Der Strompreis wurde daher beispielsweise schlicht durch die Umlage aller Kosten des EVUs auf die Kunden bestimmt. Eine staatliche Preisaufsicht sorgte dafür, dass ein Missbrauch der Monopolstellung ausgeschlossen wurde. Auch vor der Liberalisierung gab es in begrenztem Umfang schon Handel zwischen den EVUs. Dieser beruhte in der Regel auf bilateralen Verträgen oder Kooperationen.⁶ Einen transparenten liquiden Großhandelsmarkt gab es nicht.

Die Liberalisierung des deutschen Strommarktes geht auf die EU Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie 96/92/EG von 1996 zurück, die mit der Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes im Jahr 1998 in nationales Recht umgesetzt wurde.⁷ Ziel der Richtlinie ist die Schaffung eines einheitlichen wettbewerblichen

4 Vgl. Abbildung 2.1.

5 Vgl. Ridder 2007, S. 97ff.

6 Vgl. Horstmann; Cieslarczyk 2006, S. 2.

7 Vgl. Görs; Rein; Reuter 2000, S. 125.

europäischen Binnenmarktes für Strom. Ein wichtiger Punkt dabei sind Regelungen zum Zugang von Marktteilnehmern zu den Stromnetzen. Dies ermöglicht es EVUs, Strom auch über fremde Netze an Kunden zu liefern. Kunden können so ihren Stromlieferanten frei wählen. Die Regelungen zum Netzzugang führen letztendlich zu einer Aufteilung der Stromversorgung in den regulierten Netzbereich aus Transport und Verteilung sowie den wettbewerblichen Bereich Erzeugung, Handel und Vertrieb.⁸

Mit der Liberalisierung entwickelte sich ein zunehmender Handel mit Strom. Dafür waren zunächst die EVUs verantwortlich, die den Handel zur wirtschaftlich optimalen Steuerung ihrer Erzeugungs- und Vertriebsportfolien nutzten. Später entstanden vermehrt auch Vertriebe ganz ohne eigene Erzeugung, die ihren Bedarf an Strom über den Großhandelsmarkt decken. Zudem wurden branchenfremde Unternehmen aus dem Finanzsektor im Stromhandel aktiv, um Spekulationsgewinne zu erzielen. Nach und nach bildeten sich dadurch die heutigen Strukturen des Großhandelsmarktes heraus.⁹

2.1.2 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.¹⁰ Zudem erfolgt der Transport von Strom nur netzgebunden. Diese Bedingungen führen dazu, dass auf dem Strommarkt eine umfassende Marktinфраstruktur notwendig ist, um den Handel zu ermöglichen. Zuständig für die Bereitstellung der Marktinфраstruktur 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 Marktinфраstruktur 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 Strom-

⁸ Vgl. Genoese 2010, S. 27ff.

⁹ Vgl. Borchert; Schemm; Korth 2006, S. 9ff.

¹⁰ Vgl. Zylka 2010, S. 38.

transaktionen und die Erhaltung des Marktgleichgewichts mit Hilfe von Regelenergie.¹¹ Eine Darstellung der vier deutschen Regelzonen mit dem jeweils zuständigen ÜNB findet sich in Abbildung 2.2.



Abbildung 2.2: Aufteilung des Deutschen Marktgebiets in Regelzonen.¹²

2.1.2.1 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

¹¹ Vgl. Horstmann; Cieslarczyk 2006, S. 103f.

¹² Quelle: 50hertz u. a. 2013, S. 13.

(VNB) gemessen. Die Messwerte aller größeren Messstellen umfassen dabei in der Regel die Summe der Ein- bzw. Ausspeisungen zumindest in viertelstündlicher Auflösung.¹³ Diese viertelstündliche Auflösung stellt die zeitliche Grundstruktur des gesamten Strommarktes dar.¹⁴ 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.

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
Ausgleichs- energie	5,12	Verkauf V	70,00
	<u>172,55</u>		<u>172,55</u>

Abbildung 2.3: Beispielhafte Bilanz eines Marktteilnehmers in einer Viertelstunde.¹⁵

Auf jedem Bilanzkreis müssen sich Ein- und Ausspeisungen grundsätzlich entsprechen.¹⁶ 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

13 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.

14 Vgl. für eine Darstellung der Bilanzkreissystematik Horstmann; Cieslarczyk 2006, S. 104ff.

15 Quelle: Eigene Darstellung.

16 Vgl. Bundesnetzagentur 2011, S. 21.

vorhersagbar.¹⁷ Für die auftretenden Differenzen zwischen Ein- und Ausspeisungen muss vom Bilanzkreisverantwortlichen sogenannte Ausgleichsenergie in Anspruch genommen werden. Diese wird vom ÜNB mit dem Ausgleichsenergiepreis abgerechnet, dessen Höhe sich nach den Kosten der Erbringung der Regelenenergie richtet.¹⁸

2.1.2.2 Ausgleich von Marktungleichgewichten mit Regelenenergie

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 Regelenenergie ein. Die benötigte Menge an Regelenenergie in einer Viertelstunde entspricht exakt dem Saldo der Ausgleichsenergie aller Bilanzkreise. Ist die Summe der Erzeugung kleiner als der Verbrauch, wird positive Regelenenergie eingesetzt. Im umgekehrten Fall, wenn die Erzeugung größer ist als der Verbrauch, wird negative Regelenenergie eingesetzt.¹⁹ Positive Regelenenergie wird dabei meist durch eine Erhöhung der Erzeugung eines Kraftwerks erbracht, negative Regelenenergie durch eine Verringerung der Erzeugung. Damit jederzeit ausreichend positive oder negative Regelenenergie zur Verfügung steht, müssen stets Kraftwerke einsatzbereit sein, welche die für die Bereitstellung von Regelenenergie notwendige Flexibilität zur Verringerung oder Erhöhung der Erzeugung besitzen. Diese Kraftwerke werden als Regelenenergiekraftwerke 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 Hertz (Hz) erkennen.²⁰ Dabei steigt

¹⁷ Vgl. z. B. Swider 2006, S. 7.

¹⁸ Vgl. Horstmann; Cieslarczyk 2006, S. 111.

¹⁹ Vgl. Genoese 2010, S. 33f.

²⁰ Vgl. (auch im Folgenden) Swider 2006, S. 7ff.

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 Abbildung 2.4 dargestellt, wird dies durch die Primärregelleistung gewährleistet. Diese wird insbesondere in großen thermischen Kraftwerken 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.²¹ 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.²²

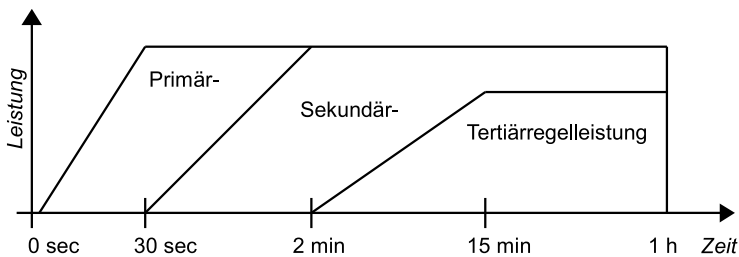


Abbildung 2.4: Zeitlicher Ablauf des Regelleistungsabrufs.²³

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 ermit-

²¹ Vgl. Horstmann; Cieslarczyk 2006, S. 528.

²² Vgl. Flinkerbusch 2011, S. 173f.

²³ Quelle: Eigene Darstellung nach Swider 2006, S. 10.

telt. Hierzu führen die deutschen ÜNB regelmäßig gemeinsame Ausschreibungen durch, bei denen die Anbieter mit dem günstigsten Leistungspreis den Zuschlag erhalten. Die von einem Regelenergiekraftwerk erbrachte Regelleistung wird über den sogenannten Arbeitspreis abgerechnet. Der Arbeitspreis kann vom Anbieter vor der Ausschreibung beliebig festgelegt werden. Der Einsatz der Regelenergiekraftwerke erfolgt beim ÜNB nach der Reihenfolge dieser Arbeitspreise.²⁴ Bei positiver Regelleistung werden die Kraftwerke mit dem niedrigsten Arbeitspreis zuerst eingesetzt. Je größer die auszugleichende Abweichung ist, desto höher ist folglich 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 Abbildung 2.5 ist dieser Zusammenhang deutlich erkennbar.



Abbildung 2.5: Preis für Regelleistung und Regelzonensaldo für alle Viertelstunden des Monats März 2011 im Vergleich.²⁵

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

²⁴ Vgl. Swider 2006, S. 25ff.

²⁵ Quelle: Eigene Darstellung mit Daten von TransnetBW 2013.

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 Abweichung eines Bilanzkreises der Fall, da durch eine große Abweichung auch der Saldo der Regelzone beeinflusst wird.

2.1.3 Grundsätze der Preisbildungsmechanismen

In der Literatur wird die kurzfristige Preisbildung auf dem Großhandelsmarkt für Strom häufig mit dem Merit-Order-Modell beschrieben.²⁶ In Anlehnung an die auf den Endkundenmärkten vorherrschenden Festpreistarife ist die Annahme dabei eine nahezu preisunelastische Nachfrage mit entsprechend steiler Nachfragekurve. Für den Verlauf der Angebotskurve wird unterstellt, dass diese ausschließlich von den kurzfristigen Grenzkosten der Kraftwerke wie Brennstoffkosten und gegebenenfalls Kosten für CO₂-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 Abbildung 2.6 schematisch gezeigt, durch die Grenzkosten, des letzten, zur Befriedigung der Nachfrage eingesetzten Kraftwerks, dem sogenannten Grenzkraftwerk.²⁷ 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 Kraftwerkseinsatz²⁸ 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 für einen Kraftwerksbetreiber häufig nicht, die Kraftwerke abzuschalten. Die kurz-

26 Vgl. Andor u. a. 2010, S. 92.

27 Vgl. Schiffer 2010, S. 408f.

28 Vgl. Andor u. a. 2010, S. 92.

Handel mit Strom aus erneuerbaren Energien

Kombination von Prognosen

Graeber, D.R.

2014, XXIV, 217 S. 69 Abb., Softcover

ISBN: 978-3-658-03641-6