

1 Einführung in den Energiehandel

1.1 Energiemärkte

1.1.1 Theoretische Grundlagen der Preisbildung

In einer arbeitsteiligen Wirtschaft produziert niemand mehr alle zum Leben benötigten Güter selbst. Vielmehr erfolgt eine Spezialisierung der Produktion, der ein nachgelagerter Tauschprozess auf Märkten folgt. Ein Markt ist ein Ort, auf dem alle potenziellen Käufer (oder Nachfrager) und Verkäufer (oder Anbieter) zusammenkommen. Traditionell war dies in den meisten Städten ein zentraler Platz, auf dem zu festen Zeiten Handelsaktivitäten ablaufen konnten. In modernen Wirtschaftssystemen muss dieses Zusammentreffen nicht mehr physisch und auch nicht mehr unbedingt zur selben Zeit erfolgen. Ungeachtet dieser Veränderungen im Aussehen sind Märkte nach wie vor das, was sie schon immer waren: ein Informationsprozess, bei dem Anbieter und Nachfrager ihre Verkaufs- und Kaufpläne signalisieren können.

Eine überragende Bedeutung kommt in diesem Zusammenhang dem Preis zu. Durch das Zusammenspiel von Angebot und Nachfrage am Markt bildet sich dezentral (oder wie es Adam Smith, der schottische Philosoph und Begründer der modernen Volkswirtschaftslehre, so treffend formulierte: „von unsichtbarer Hand gelenkt“) ein sogenannter markträumender Preis. Grafisch wird dies durch den Schnittpunkt einer fallenden Nachfragekurve (die die Zahlungsbereitschaft der Käufer repräsentiert) und einer steigenden Angebotskurve (die die Kostensituation der Verkäufer darstellt) verdeutlicht. Je nach Verlauf der beiden Kurven liegt dieser Preis mal höher und mal niedriger. Ist die Nachfrage im Vergleich zum Angebot relativ hoch, ergibt sich ein hoher Preis, im umgekehrten Fall entsprechend ein eher niedrigerer. Dadurch wird die elementare Funktion von Märkten deutlich: die Signalisierung von Knappheiten.

Dies soll anhand von Abbildung 1.1 und einem Beispiel verdeutlicht werden. Angenommen, die beiden Kurven „Nachfrage“ und „Angebot 1“ symbolisieren den deutschen Erdgasmarkt auf der Importstufe. Die Nachfrage sind also alle Mengen, die Unternehmen wie Uniper, RWE oder VNG aus dem Ausland beziehen möchten, während das Angebot sich aus den Mengen von Produzenten wie Gazprom, Equinor oder Shell zusammensetzt. Im Schnittpunkt beider Kurven bildet sich der markträumende Preis p^1 beziehungsweise die Menge x^1 . Nach dem russischen Einmarsch in der Ukraine und den sich daraus ergebenden Verwerfungen auf dem Gasmarkt schied die Gazprom aus dem Kreis der Lieferanten für Deutschland aus. In unserem Diagramm kann dies durch eine Verschiebung des Angebots nach links oben verdeutlicht werden („Angebot 2“). Vorher nicht benötigte und zu teure Quellen müssen

nun zur Deckung der Nachfrage herangezogen werden. Da diese aber zum Teil zu teuer sind für die Nachfragewünsche der Importeure, passt sich nicht nur der Preis auf p^2 , sondern auch die Menge auf x^2 an. Genau das ist auch in der Realität 2022 geschehen: Die Gaspreise sind deutlich gestiegen und die importierten Mengen sind merklich zurückgegangen.

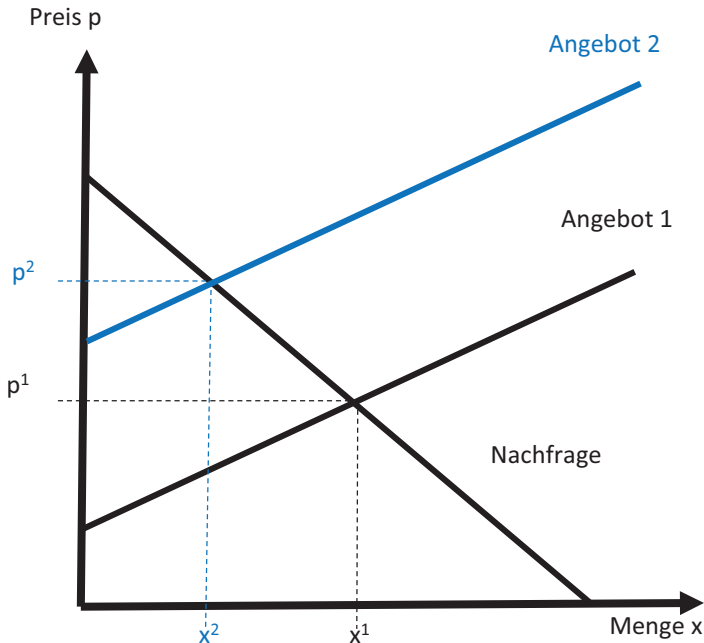


Abbildung 1.1: Bildung des Marktpreises

Dieses Beispiel wirkt noch etwas abstrakt, dennoch verdeutlicht es die Funktionsweise von Märkten sehr gut und entkräftet ein zuletzt wieder in 2022 von Politikern oder Interessensverbänden vorgetragenes Argument: Die seinerzeitigen hohen Preisanstiege in 2022 seien ein Ausdruck von einem Nichtfunktionieren beziehungsweise Versagen der Energiemärkte. Diese Interpretation ist jedoch grundfalsch! Wie anders als mit einem starken Preisanstieg sollten funktionierende Märkte denn auf einen plötzlichen Wegfall des größten Anbieters (zur Erinnerung: die russischen Liefermengen machten bis zu Beginn des Krieges in der Ukraine über 50 % der deutschen Importe aus) reagieren? Im Gegenteil: Der Markt hat genau das getan, was von ihm verlangt wird – Knappheit zu signalisieren.

Speziell Energiemärkte sind aber in der Realität deutlich komplexer als hier dargestellt. Besonders ausführlich werden wir auf diese Besonderheiten in Kapitel 3 eingehen. Dort finden sich auch Abbildungen mit der in der Tat außergewöhnlichen Entwicklung der Erdgaspreise in den letzten Jahren (Abbildung 3.14 und Abbildung 3.15). Dennoch behalten die grundlegenden Wirkmechanismen eines Markts ihre Gültigkeit. Wir werden im weiteren Verlauf unserer Einführung in den Energiehandel immer wieder darauf zurückkommen.

1.1.2 Charakteristika des Großhandelsgeschäfts

Der hier beschriebene Energiehandel versteht sich als typisches Großhandelsgeschäft, bei dem in der Regel große Mengen zwischen Unternehmen gehandelt werden. Der Einzelhandel, also der Verkauf durch ein Unternehmen an einen Endkunden, repräsentiert ein anderes Marktsegment. Während auf der Großhandelsstufe beispielsweise ein Kraftwerksbetreiber seinen Strom über die Börse vermarktet oder ein Gasimportunternehmen Erdgas aus dem Ausland bezieht, stellt die Belieferung von Haushalten durch ein Stadtwerk ein Beispiel für die Einzelhandelsstufe dar. Ganz so trennscharf ist die Abgrenzung aber nicht unbedingt. Wenn ein Stahlunternehmen als großer Verbraucher mit einer eigenen Handelsabteilung den Strom für die Stahlproduktion über die Börse einkauft, stellt dies durchaus eine Großhandelsaktivität dar, auch wenn der Stahlkonzern eigentlich ein Endverbraucher ist.

Hilfreicher als die Abgrenzung über die Art des Unternehmens oder den Verwendungszweck ist oft die Art der Preisbildung in dem betrachteten Markt. Einzelhandelsmärkte (zum Beispiel Stromlieferverträge von Haushalten) unterliegen in der Regel nur geringen Preisschwankungen. Zumeist werden Preise zeitversetzt und geglättet angepasst und sind dann für einen längeren Zeitraum (beispielsweise ein Jahr) gültig. Zwischen einzelnen Kundengruppen oder sogar einzelnen Kunden der gleichen Verbrauchergruppe kann es zu erheblichen Preisdifferenzen kommen. Der politische Einfluss, etwa durch nicht marktgetriebene Preiseingriffe wie Steuern und regulierte Netzentgelte, ist überaus hoch. Großhandelspreise wiederum können kurzfristig stark schwanken und die Preisanpassung erfolgt je nach Beschaffungsart unmittelbar oder doch recht zeitnah. Der an der Börse gebildete Großhandelspreis gilt dann für alle Marktteilnehmer gleichermaßen, es erfolgt also keine Differenzierung nach Kunden. In der theoretischen Literatur wird dies auch das „Gesetz der Preisunterschiedslosigkeit“ genannt (oder sprachlich etwas weniger gestelzt, im Englischen „law of one price“). Ebenfalls unterliegt der reine Großhandelspreis in der Regel keiner Besteuerung und auch Netzentgelte sind nicht relevant für die Preissetzung. Es handelt sich somit um eine reine „Commodity“, was in der Börsensprache eine

stark standardisierte Handelsware (vor allem Agrarprodukte, Metalle und eben Energie) bedeutet.

Darüber hinaus ist beim Strom- und Gashandel zwischen einer physischen und einer finanziellen Ebene zu unterscheiden (Abbildung 1.2). Während der moderne finanziell getriebene Handel über Börsen oder vergleichbare Plattformen abgewickelt wird, findet der physische Transport im Netz statt und wird durch die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) nach Maßgabe der physikalischen Gegebenheiten organisiert. Im diesem Buch beschäftigen wir uns ausschließlich mit den Abläufen und Bilanzen auf der finanziellen Ebene. Diese folgen tatsächlich weitestgehend der zuvor beschriebenen Preisbildungslogik, während die Preise auf der Netzebene zumeist staatlich reguliert werden.

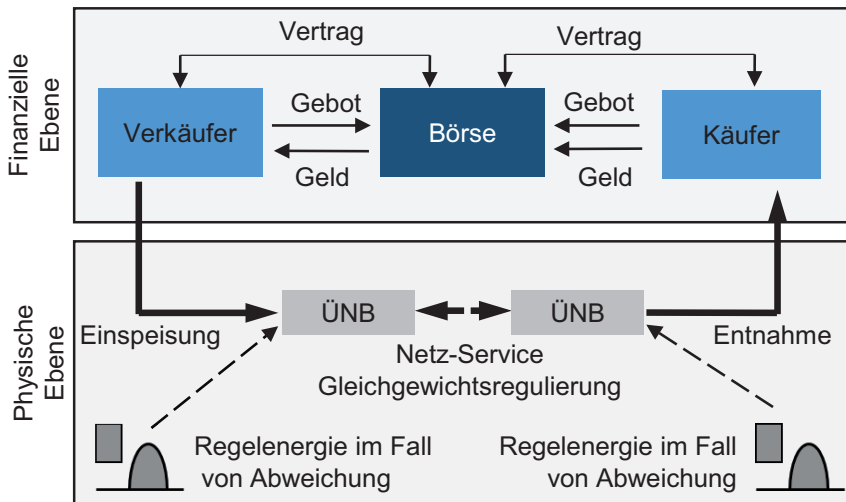


Abbildung 1.2: Finanzielle und physische Ebene des Energiehandels

1.1.3 Handelsplätze

Das Wesen des Marktes wurde zunächst wie in den meisten Lehrbüchern nur abstrakt beschrieben. Deutlich Konkreteres verbirgt sich hingegen hinter dem Begriff Handelsplatz. Dieser meint nicht zwangsläufig einen konkreten physischen Ort, vielmehr fasst er bestimmte institutionelle Regelungen bezüglich der Organisation des Handels zusammen.

In entwickelten Märkten, wie den europäischen Strom- und Erdgasmärkten, spielt der über eine Börse abgewinkelte Handel die wichtigste Rolle. Dabei haben sich nach der Liberalisierung der Energiemärkte um das Jahr 2000 herum in Europa zahlreiche auf den Energiehandel spezialisierte Börsen herausgebildet. Die EEX (European Energy Exchange) in Leipzig ist dabei sicherlich aus deutscher Sicht das prominenteste Beispiel. Wir werden in Kapitel 2 noch näher auf die Entwicklung der europäischen Börsenlandschaft und speziell auf die Ausgestaltung des Handels an der EEX eingehen. Hier wollen wir zunächst nur den Börsenhandel allgemein klassifizieren und ihn gegenüber anderen Handelsplätzen abgrenzen.

Tabelle 1.1 fasst die wesentlichen Merkmale von Börsen zusammen. Als Vergleich findet sich daneben der Over-the-Counter-Handel (OTC). Dieser weist einige Parallelen zum Börsenhandel auf, in einigen Punkten gibt es jedoch wesentliche Unterschiede. OTC-Plattformen sind meist vor dem Börsenhandel entstandene Handelsplätze, bei denen analog zu den Börsen ein permanenter und relativ transparenter Handel stattfindet. Auch heute noch spielt das OTC-Geschäft eine wichtige Rolle. So bieten OTC-Märkte meist zusätzliche Handelsprodukte im Vergleich zum hochstandardisierten Börsenhandel und sind zudem in Bezug auf die Gebühren zumeist deutlich günstiger.

Tabelle 1.1: Drei Arten von Handelsplätzen im Vergleich

	Börse	OTC (Over-the-Counter)	Bilateraler Handel (langfristige Verträge)
Verträge	Vertrag mit Börse	Rahmenvertrag und Vertrag pro Transaktion zwischen Unternehmen	Vertrag zwischen Unternehmen pro Transaktion
Handelsmethode	Elektronische Plattform	Über Broker (elektronische Plattform oder Telefon)	Persönlicher Kontakt
Handelspartner	Börse	Anderes Unternehmen	Anderes Unternehmen
Risikoabwicklung	Clearingstelle der Börse	Central Counterparty oder Sicherheitenstellung über Rahmenvertrag	Bilaterale Sicherheitenstellung
Gebühren u. ä.	Hoch	Mittel	Gering
Transparenz	Hoch (offizielle Veröffentlichungen der Börse)	Gut (i.d.R. Tagesendpreise in verschiedenen Medien)	Keine
Anonymität	Anonym	Unternehmen werden nach Handelsabschluss offen gelegt	Vor Handel müssen sich Handelspartner kennen
Produkte	Gängige und liquide Produkte	Nahezu alle Produkte	Spezialfälle (illiquide Produkte, sehr große Volumen, lange Laufzeiten)

Der wichtigste Unterschied zwischen den beiden Handelsplatzformen ist der Vertragspartner (beziehungsweise Counterpart). Beim Börsenhandel bleiben die Handelspartner anonym, das heißt, Kauf und Verkauf erfolgen tatsächlich über die Börse, die entsprechend auch Vertragspartner der Vermittlung ist. Die konkrete Kaufabwicklung und die Risikoabsicherung, beispielsweise über das Stellen von finanziellen Sicherheiten für die Transaktion, erfolgt über die offizielle Clearingstelle der Börse. Im Fall der EEX ist dies die European Commodity Clearing (ECC). Formal korrekt betrachtet sind auch nicht Käufer und Verkäufer die Vertragspartner der Clearingstelle, sondern von ihnen beauftragten Banken. Die genaue Bedeutung und Ausgestaltung der Sicherheitenstellung wird in den folgenden Kapiteln beschrieben. Beim OTC-Handel hingegen vermittelt ein Broker, ein Dienstleister mit ähnlichen Aufgaben und Leistungen wie eine Börse, zwar auch Transaktionen, allerdings werden Käufer und Verkäufer nach Abschluss des Handels bekanntgegeben. Beide schließen im Anschluss einen Vertrag über das Geschäft direkt miteinander ab, auch die Risikoabsicherung ist ausschließlich Angelegenheit der beiden Unternehmen. Die Abwicklung kann zum Beispiel über einen Finanzdienstleister (sogenannte Central Counterparty) oder über einen separaten Rahmenvertrag (Credit Support Annex) zwischen den beiden Unternehmen erfolgen. Damit nicht für jedes Handelsgeschäft zwischen zwei Partnern jedes Mal ein neuer Vertrag aufgesetzt werden muss, besteht in der Praxis die Möglichkeit, sämtliche grundlegenden und allgemeinen Vertragsangelegenheiten in einem Rahmenvertrag (General Agreement and Election Sheet) zu regeln. Die einzelnen Handelsgeschäfte sind dann relativ schlanke und schnell abzuwickelnde Ergänzungen zu diesem Vertrag (Deal Confirmation) und beinhalten nur noch spezifische Informationen für den jeweiligen Handelsabschluss (beispielsweise Mengen, Preise, Lieferort). Eine in Europa weit verbreitete Standardlösung ist der EFET-Rahmenvertrag. Die EFET (European Federation of Energy Traders) ist ein europäischer Verband, der die Interessen der Energiehändler gegenüber der Politik oder auch gegenüber den Börsen vertritt und versucht, die Handelsaktivitäten weitestgehend zu standardisieren. Die 1999 unmittelbar nach Beginn der Liberalisierung der Strom- und Gasmärkte in Europa gegründete EFET legte dazu bereits ein Jahr später einen ersten Rahmenvertrag (EFET General Agreement Concerning the Delivery and Acceptance of Electricity) vor, der (mit Anpassungen) noch heute gültig ist.

Manche Börsen beziehungsweise deren Clearingstellen bieten mittlerweile auch die Registrierung und Risikoabwicklung von OTC-Geschäften als Dienstleistung an. Abbildung 1.3 stellt die Beziehungen der Handelspartner im Börsen- sowie im OTC-Handel vergleichend gegenüber.

3 Kurzfristiger Handel – der Spotmarkt

3.1 Aufgaben von Spotmärkten

Wie bereits in Kapitel 1.3 angesprochen, deckt der Spotmarkt den Handel in der kurzen Frist ab. Die Konsequenz eines Handelsabschlusses am Spotmarkt ist eine physische Lieferung am nächsten oder sogar am gleichen Tag. Damit muss der kommerzielle Stromhandel eng mit dem physischen Stromtransport verbunden sein. Folglich sind die Handelsfristen an der Börse (oder OTC-Märkten) durch die Vorgaben der jeweiligen Netzbetreiber bestimmt. Diese geben verbindliche Zeitpunkte vor, bis zu denen der letzte Handel durchgeführt sein muss (sogenannte Gate-Closure-Time). Wir orientieren uns bei den Ausführungen in diesem Kapitel zunächst am Strommarkt, wobei viele Punkte grundsätzlich auch für den Erdgasmarkt gelten. Auf die an einigen Stellen bestehenden Unterschiede, gehen wir in Kapitel 3.5 ein.

Wie schon in Abbildung 2.1 angedeutet, müssen in liberalisierten Strommärkten Börsen eine Reihe von Aufgaben übernehmen beziehungsweise koordinieren, die in Monopolmärkten von vollintegrierten Unternehmen intern durchgeführt wurden. Zu den wesentlichen Aufgaben eines Spotmarkts gehören:

- Kraftwerkseinsatz (Dispatch): An einer Börse sollten zu jedem Zeitpunkt die Kraftwerke ermittelt und in der Folge auch eingesetzt werden, die zu diesem Zeitpunkt die günstigsten Stromerzeugungskosten haben (den dahinterliegenden Kostenbegriff präzisieren wir im folgenden Kapitel).
- Informationseffizienz: In einem gut funktionierenden Markt sollten alle für die Marktteilnehmer relevanten Informationen im Marktpreis verdichtet sein. Dieser Preis gibt Indikationen, ob Angebot und Nachfrage in Balance sind oder ob es ein Ungleichgewicht gibt. Sollte sich einer der zugrundeliegenden Parameter verändern, muss sich entsprechend auch der Preis anpassen. Diese permanente Anpassung des Preises wird mit dem Begriff der Volatilität beschrieben, die lässt sich mit verschiedenen statistischen Kennzahlen auch gut messbar ist.
- Aktivierung von Flexibilitäten: In der kurzen Frist sollten die Preise Signale geben, an die sich Marktteilnehmer effizient anpassen. So können beispielsweise Anbieter zusätzliche Kapazitäten bereitstellen oder Nachfrager durch Lastverschiebungen flexibel reagieren.
- Investitionssignale: In der langen Frist setzen Preise auch Signale für Investitionen. Märkte, die regelmäßig zu Preisausschlägen neigen, geben potenziellen Investoren das Signal, dass in diesem Markt Kapazitäten knapp sind und sich

durch Investitionen (zumindest für einen bestimmten Zeitraum) positive Margen erwirtschaften lassen.

- Effiziente Nutzung der Netzinfrastruktur: Wie eingangs angesprochen besteht ein enger Zusammenhang zwischen dem Spotmarkt und den Übertragungsnetzen. Spotmärkte können hier zu einer besseren Abstimmung und Auslastung der Kapazitäten führen. Bei größeren Engpässen im Netzbereich kann es sogar hilfreich sein, den Spotmarkt geografisch in verschiedene Preiszonen aufzuteilen, um so gezielte Investitionsanreize zu setzen, wie dies zum Beispiel in den Handelszonen des skandinavischen Nord Pool geschieht.

3.2 Standardmodell des Energiehandels: Das Merit-Order-Modell

3.2.1 Preisbildung auf wettbewerblichen Märkten

Zu Beginn von Kapitel 1 wurde anhand eines kleinen Beispiels aus dem Erdgasmarkt die grundsätzliche Funktionsweise von Märkten kurz erläutert. Zum besseren Verständnis der Strommärkte werfen wir einen genaueren Blick auf die beiden Kurven. Die Nachfragekurve hat einen fallenden Verlauf, was sich so interpretieren lässt, dass es Kunden mit unterschiedlicher Zahlungsbereitschaft gibt. Dies bedeutet, dass bei einer Knappheit des Guts (wovon prinzipiell ausgegangen werden kann) zuerst die Kunden mit der größeren Zahlungsbereitschaft bedient werden und erst dann diejenigen, denen das Gut nicht so viel wert ist (oder wie es in der volkswirtschaftlichen Theorie heißt: nur einen geringen Nutzen stiftet). Die Angebotskurve wiederum spiegelt die Verkaufsbereitschaft der Produzenten wider. Auch hier gibt es verschieden hohe Werte, weil sich unter anderem die Arbeitskosten oder die eingesetzte Technologie unterscheiden. Die Angebotskurve verläuft gegenläufig zur Nachfragekurve. Sie beginnt also zunächst mit den niedrigsten Kosten und steigt dann an. Die Logik dahinter ist die, dass aus Effizienzgründen zunächst die kostengünstigsten Alternativen zum Einsatz kommen sollten und erst danach die mit den hohen Kosten.

Im Schnittpunkt von Angebots- und Nachfragekurve bildet sich der für alle Marktteilnehmer gültige Marktpreis gemäß des schon zuvor angesprochenen „law of one price“. Deshalb profitieren einige Anbieter und Nachfrager mehr von dem Marktergebnis als andere. Da der Preis für alle gleich ist, die Kosten aber unterschiedlich, verbleibt für Unternehmen mit niedrigeren Kosten eine höhere Differenz als für Unternehmen mit hohen Kosten. Diese Differenz nennt sich Produzentenrente. Unternehmen, deren Kosten höher sind als der Marktpreis kommen gar nicht zum Zug, das heißt, sie können auch keine Produzentenrente erwirtschaften. Bei den Nachfragern wird die

Differenz zwischen dem Preis und der Zahlungsbereitschaft entsprechend Konsumentenrente genannt. Diese entsteht dadurch, dass ein Konsument mit einer hohen Zahlungsbereitschaft bereit gewesen wäre, mehr als den Marktpreis zu bezahlen. Diese eingesparten Ausgaben werden von ihm positiv bewertet (auch wenn sie in der Praxis nicht immer genau zu beziffern sind). Die über die gesamte Marktgleichgewichtsmenge aggregierte Konsumenten- und Produzentenrente ergibt zusammen die sogenannte Wohlfahrt, was in Abbildung 3.1 durch die beiden Flächen dargestellt ist.

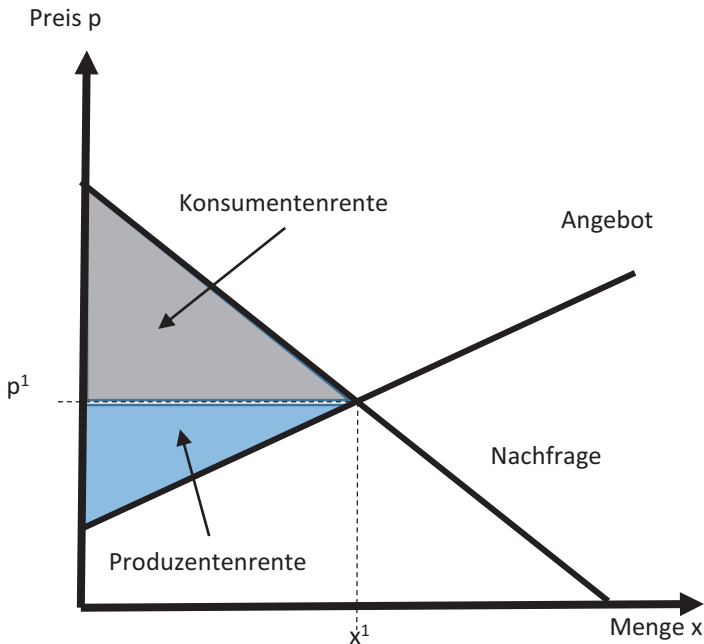


Abbildung 3.1: Marktgleichgewicht und Aufteilung der Wohlfahrt

Zur Vorbereitung einer vertiefenden Betrachtung der Abhängigkeiten von Angebot und Nachfrage auf dem Strommarkt müssen wir uns noch einmal näher mit dem für Abbildung 3.1 unterstellten Kostenbegriff auseinandersetzen und betrachten dazu die in Abbildung 3.2 aufgeführten Kosten einer Anlage für die Stromproduktion. In den links abgebildeten drei Blöcken sind verschiedene Kostenarten zu Kategorien zusammengefasst worden.

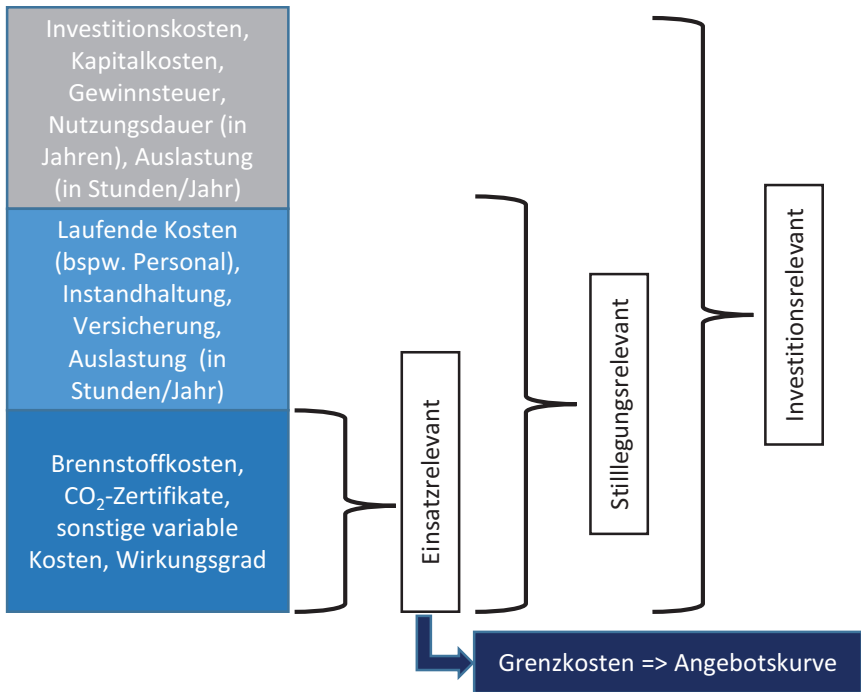


Abbildung 3.2: Relevante Kostengrößen für das Stromangebot

Für den kurzfristigen Einsatz eines Kraftwerks sind letzten Endes nur die Kosten relevant, die sich durch die Entscheidung, beeinflussen lassen, Strom zu produzieren oder nicht zu produzieren. Die beiden oberen Kostenblöcke in Abbildung 3.2 sind hiervon nicht betroffen (so fallen die Personalkosten ohnehin an oder die Investitionskosten sind bereits in der Vergangenheit getätigt). Daher können diese Kosten auch als Fixkosten beziehungsweise Quasi-Fixkosten bezeichnet werden. Die variablen Kosten des unteren Blocks hingegen sind direkt mit der erzeugten Strommenge verknüpft. Wenn man in einem Erdgaskraftwerk eine weitere Einheit Strom erzeugen will, müssen entsprechend zusätzliche Erdgasmengen (abhängig vom Wirkungsgrad) eingesetzt und außerdem die fälligen CO₂-Zertifikate bereitgestellt werden. Die Kosten, die für diese zusätzliche Einheit Strom ergeben, werden Grenzkosten genannt. Die aggregierten Grenzkosten über alle Kraftwerke, die potenziell zur Stromerzeugung eingesetzt werden könnten, ergibt schließlich die Angebotskurve. Da diese in der stromwirtschaftlichen Praxis (und auch im Erdgasbereich) tatsächlich

etwas anders aussieht, als in Abbildung 3.1 gezeichnet, müssen wir das in Kapitel 3.2.2 erneut aufgreifen.

Außerdem ist die in Abbildung 3.1 dargestellte Produzentenrente noch einmal einzuordnen. Diese stellt, entgegen der manchmal in der politischen Diskussion geäußerten These, nicht den Gewinn der Energieerzeuger dar. Die Angebotskurve repräsentiert nur die Grenzkosten, die sich (wie in Abbildung 3.2 gezeigt wurde) nur aus den variablen Kosten speisen. Die Differenz zwischen der Angebotskurve und dem Preis ist somit kein Gewinn, sondern wird benötigt, um die anderen (fixen) Kosten des Kraftwerks zu decken. Ob dabei ein Gewinn entsteht, ist davon abhängig, ob die Produzentenrente größer oder kleiner ist als die nicht in den variablen Kosten enthaltenen Kostengrößen.

3.2.2 Besonderheiten von Strommärkten

Das zuvor beschriebene Marktmodell stellt ein Ideal dar, dem der Strommarkt nicht in allen Parametern genügt. Dies ist zunächst durch die physischen Eigenschaften des Wirtschaftsguts Strom bedingt. Hier sind vor allem die Leitungsgebundenheit und die nicht oder nur schwierig mögliche Speicherbarkeit zu nennen. Anders als bei allen anderen Energieträgern muss beim Strom die Produktion zeitlich gleich mit dem Verbrauch erfolgen. Das System hat hier keinerlei Flexibilität, wie es etwa beim (ebenfalls leitungsgebundenen) Erdgas durch die Druckhaltung im Netz der Fall ist. Diese (und weitere) Besonderheiten führen zu anderen, vom Standard abweichenden Verläufen der Nachfrage- und Angebotskurve.

Die Steigung der Nachfragekurve spiegelt die Reaktionsfähigkeit der Nachfrager auf Preiserhöhungen (die sogenannte Preiselastizität der Nachfrage) wider. Eine flache Nachfragekurve bedeutet, dass Nachfrager auf Preiserhöhungen mit deutlich stärkeren Mengenrückgängen reagieren, als dies bei einem steilen Verlauf der Fall ist. Für Strommärkte unterstellt man häufig eine vollkommen starre Nachfrage, was bedeutet, dass die Nachfrager überhaupt nicht auf die Preiserhöhungen reagieren können. Grafisch wäre dies in Abbildung 3.1 eine Parallele zur Y-Achse in Höhe der benötigten Nachfragemenge. Dies wird neben der bereits angeführten Nicht-Speicherbarkeit unter anderem auch noch mit der Nicht-Ersetzbarkeit von Strom in vielen Prozessen begründet. Dieses Argument lässt sich aber nur für einen Teil der Nachfrage anführen. So sind Haushaltskunden in der Tat nicht preissensitiv, da sie in aller Regel kein Preissignal bekommen. Sie bezahlen einen im Vorhinein vereinbarten Fixpreis an den Lieferanten. Dieser muss dann den physischen Strombedarf seiner Kunden tatsächlich in dem Moment, in dem er anfällt, liefern und somit auch irgendwoher beschaffen. Sollte die Menge am Spotmarkt eingekauft werden, wäre hier die

Unterstellung einer starren beziehungsweise preisunsensitiven Nachfrage angebracht. Allerdings gilt dies nur für einen Teil der Nachfrager. Nicht-physisch orientierte Händler sowie im begrenzten Umfang auch große Industriekunden können sehr wohl auf Preisänderungen reagieren. Es erscheint daher eine sinnvolle Konvention, die Nachfragekurve für Strom am Spotmarkt steiler als im Standardmodell darzustellen, aber nicht vollkommen starr. Eine alternative Darstellung wäre eine Nachfragekurve, die Bereiche mit unterschiedlichen Steigungen aufweist, zum Beispiel ganz starr am Anfang sowie am Ende und in der Mitte hingegen fast waagerecht.

Eine weitere Besonderheit des Strommarkts ist, dass die Nachfrage kurzfristig, also über den Tag verteilt, stark schwankt. Wir haben in Strommarktmodellen also nicht nur eine Nachfragekurve, sondern eine für jede betrachtete Zeiteinheit. In modernen Strommärkten hat sich eine stündliche Betrachtungsweise als wichtigste Intervallgröße durchgesetzt. In der Nacht liegt die Nachfrage meist weit unterhalb der am Tag (die Nachfragekurve wird somit weiter links eingezeichnet im Marktdiagramm), aber auch die gleiche Stunde des Tages kann in einem Wintermonat eine höhere Nachfrage aufweisen als im Sommer. Ähnliches gilt für Wochenenden oder Feiertage im Vergleich zu Werktagen. Marktmodelle müssen somit mit 8760 Stundenwerten pro Jahr rechnen – also genau die Art, wie moderne Spotmarktbörsen arbeiten (mehr dazu in Kapitel 3.4). In Abbildung 3.3 sind beispielhaft zwei Nachfragekurven („Tag“ und „Nacht“, also „hoch“ und „niedrig“) skizziert.

Auch die Angebotskurve nimmt eine etwas veränderte Gestalt an. Zwar steigt sie noch grundsätzlich, allerdings sind aufgrund der unterschiedlichen Kraftwerkstechnologien merkbare Sprünge in der Kurve zu verzeichnen. Im einfachsten Fall unterstellen wir, dass alle Kraftwerke derselben Technologie die gleichen Stromerzeugungskosten haben. Darüber hinaus werden wir für eine erste Einführung die erneuerbaren Energien zunächst weglassen. Beide Annahmen werden wir aber gleich im Anschluss der Realität anpassen.

Wie in Kapitel 3.2.1 erläutert, sind die Grenzkosten die relevante Größe der Stromangebotskurve. Dies begünstigt vor allem die Kernenergie und die Braunkohle, da beide zwar hohe Fixkosten für die Kraftwerke aufweisen, aber nur sehr geringe Brennstoffkosten. Im mittleren Bereich können Steinkohlekraftwerke angeführt werden. Diese haben im Vergleich zu den beiden erstgenannten Technologien meist etwas geringere Fixkosten (was sich in der Angebotskurve aber nicht zeigt), dafür aber den teureren Brennstoff. Am Ende der Kurve können wir Erdgaskraftwerke ansiedeln. Hier können wir noch zwischen modernen GuD- (Gas und Dampf) und Gasturbinen-Anlagen unterscheiden. GuD-Kraftwerke haben zwar höhere Fixkosten als Gasturbinen, dafür ist ihr Wirkungsgrad deutlich höher, was sich in niedrigeren Grenzkosten der Stromerzeugung bemerkbar macht (schließlich muss bei GuD-Prozessen weniger Erdgas pro erzeugter kWh Strom eingesetzt werden). Ganz analog

zur Situation im Standardmarktmodell werden die Kraftwerkstechnologien mit ihren jeweiligen Kapazitäten (X-Achse für die Menge) nun gemäß ihrer Grenzkosten (Y-Achse) aufsteigend sortiert, was zu einer treppenförmigen Angebotskurve führt (Abbildung 3.3). Die so nach den verschiedenen Kraftwerken sortierte Kurve wird auch Merit Order genannt. Da die deutsche Übersetzung etwas arg umständlich klingt (ungefähr „Reihenfolge der Vorteilhaftigkeit“) hat sich auch im deutschsprachigen Raum der Begriff Merit Order durchgesetzt.

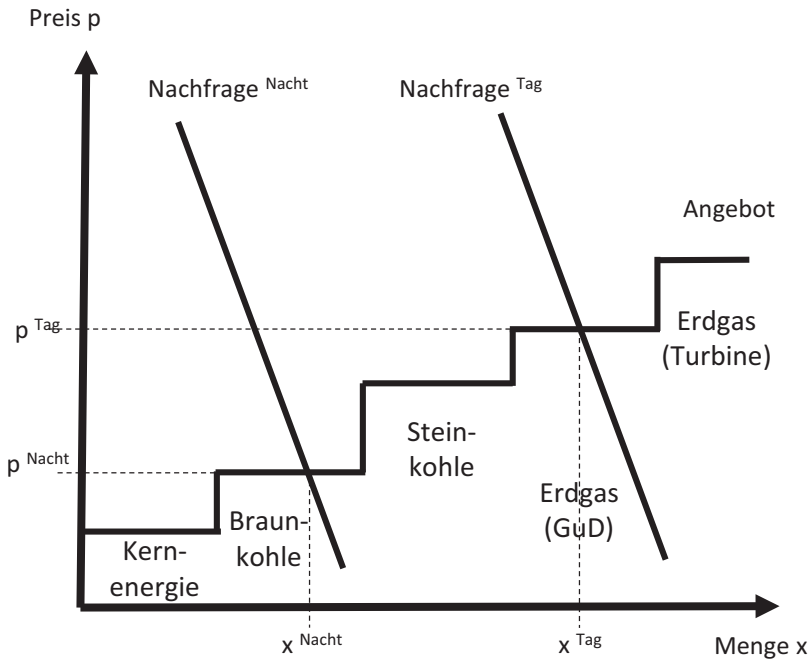


Abbildung 3.3: Angebot und Nachfrage im Strommarkt

Die Kombination aus konstanter Angebotskurve und tageszeitlich fluktuierender Nachfragekurve ergibt unterschiedliche Marktgleichgewichte. In der Nacht ist die Gleichgewichtsmenge niedriger als am Tag und auch der Preis entsprechend geringer. Strompreise weisen also im Vergleich zu den meisten anderen Gütern eine hohe Volatilität, besonders in der kurzen Frist, auf. In unserem Beispiel ist in der Nacht ein Braunkohlekraftwerk der letzte benötigte Anbieter, der sogenannte Grenzanbieter. Die Grenzkosten des letzten benötigten Anbieters bestimmen in wettbewerblichen Märkten den Preis, der für alle gilt. Anbieter links des Marktgleichgewichts erhalten

eine Produzentenrente, Anbieter rechts davon werden nicht eingesetzt, sie erhalten also keine Produzentenrente, es fallen aber auch keine (variablen) Kosten an. Einen Sonderfall stellt der Grenzanbieter dar. Dieser bekommt gerade seine variablen Kosten gedeckt, erhält aber keine Produzentenrente. Dies bedeutet, dass weder der Grenzanbieter noch die nicht eingesetzten Kraftwerke (in unserem Beispiel also Steinkohle und Erdgas) einen Deckungsbeitrag für ihre Fixkosten erwirtschaften können. Am Tag hingegen bewirkt die höhere Nachfrage, dass mehr und zunehmend teurere Anbieter zur Deckung der Nachfrage benötigt werden. In der beispielhaften Abbildung 3.3 ist dies nun die Gruppe der GuD-Kraftwerke. Der höhere Preis bewirkt nicht nur höhere Produzentenrenten bei den Betreibern von Kernkraftwerken, sondern er ermöglicht nun auch Produzentenrenten (und damit Fixkostendeckungsbeiträge) bei Anbietern, die in der Nacht zwar zum Einsatz kamen, aber keine Rente erhielten (Braunkohle) und solchen, die nicht zum Einsatz kamen (Steinkohle). Die Problematik, dass der Grenzanbieter keine Produzentenrente erhält, hat sich freilich nicht aufgelöst, sondern nur verlagert. Diese Frage ist in der Tat eine der kritischen Aspekte eines rein auf Spotmärkten basierenden Systems. Existieren zusätzlich Terminmärkte, bestehen weitere Möglichkeiten für Kraftwerksbetreiber positive Margen zu erwirtschaften. In einigen Phasen ist die Notwendigkeit, regelmäßig Produzentenrenten zu erwirtschaften, auch geringer, zum Beispiel bei einem bereits vollständig abbeschriebenen Kraftwerk. Ansonsten gibt es auch noch weitere Marktsegmente, wie beispielsweise Regelernergie- oder in manchen Ländern auch Kapazitätsmärkte. Hier bepreist man die Vorhaltung von Kapazitäten, was Einnahmen auch für solche Kraftwerke ermöglicht, die im Großhandelsmarkt nie oder nur selten eingesetzt werden. Schließlich besteht auch noch die Möglichkeit, dass der Gesetzgeber etwaige Verluste über Subventionen abgedeckt. Eine weitere Besonderheit des Grenzanbieters in dieser Darstellung ist, dass nicht die gesamten Kapazitäten zum Einsatz kommen, sondern nur ein Teil davon (jener links vom Schnittpunkt mit der Nachfragekurve). Dies kann in der Realität entweder durch einen (zufälligen) Ausschluss einzelner Kraftwerke oder durch ein anteiliges Begrenzen aller Kraftwerke geschehen.

Wir haben bisher zur Vereinfachung angenommen, dass alle Kraftwerke eines Technologietyps identische Kosten haben. Dies ist in der Realität natürlich nicht der Fall. Tatsächlich bestehen durchaus einige für die Höhe der Grenzkosten relevante Unterschiede. So hat etwa der Wirkungsgrad der Anlage einen signifikanten Einfluss auf die Grenzkosten. Abbildung 3.4 zeigt eine realistische Merit Order für den deutschen Strommarkt.

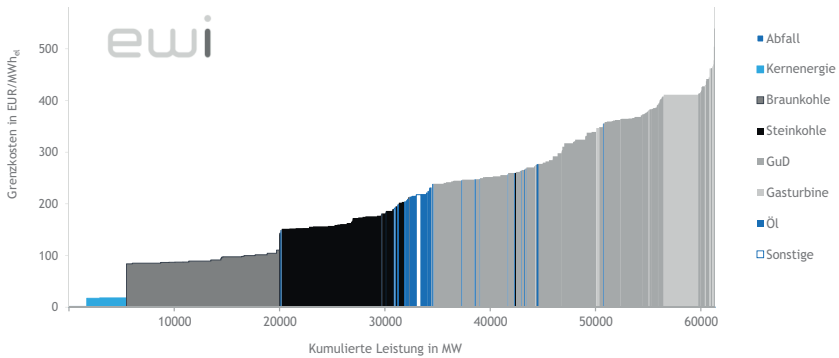


Abbildung 3.4: Detaillierte Merit Order für Deutschland (ohne erneuerbare Energien),
Quelle: EWT (2022)

Neben den zuvor dargestellten Technologien, sind in der detaillierteren Fassung auch noch Kraftwerke, die Abfall oder Ölprodukte als Brennstoffe einsetzen. Erstere sind aufgrund des für die Stromerzeuger kostenlosen Brennstoffs ganz vorne einsortiert, während Ölkraftwerke eher im mittleren bis hinteren Bereich zu finden sind. Aus didaktischen Gründen wurde für die Abbildung die Kurve für das Jahr 2022 gewählt, da hier noch die Kernenergie mit beinhaltet ist. In der Version für das Jahr 2023 ist die Kernenergie aufgrund des endgültigen Ausstiegs im April 2023 schon nicht mehr enthalten. Die Konsequenz daraus ist eine Linksverschiebung der Merit Order, was bei unveränderter Nachfrage entsprechend höhere Preise impliziert.

Die Abbildung zeigt außerdem, dass nicht nur innerhalb der einzelnen Erzeugungstechnologien Abstufungen bestehen, sondern dass sich die verschiedenen Brennstoffe auch teilweise vermischen. So sind entgegen der vereinfachten Darstellung in Abbildung 3.3 nicht alle Braunkohlekraftwerke immer günstiger als Steinkohlekraftwerke, sondern es gibt auch Braunkohleanlagen, die höhere Grenzkosten aufweisen als solche mit Steinkohlebefuerung. Bei den beiden Erdgastechnologien gibt es gleichfalls einige Durchmischungen. Dennoch lässt sich festhalten, dass im Großen und Ganzen die vereinfachte Darstellung die Realität in einem Strommarkt recht gut abstrahiert. Wir werden daher bei den grafischen Illustrationen im Folgenden auch wieder auf diese zurückgreifen.