

**Kurzstudie:**  
**Knappheitspreise oder Kapazitätsmechanismen –**  
**Wie lassen sich Anreize für Investitionen in neue Kraftwerke**  
**schaffen?**

*Im Auftrag von Allianz Climate Solutions GmbH und Germanwatch e.V.*



Hamburg, Februar 2015

Dr. Sven Bode und Dr. Helmuth-M. Groscurth

Kurzstudie: Knappheitspreise oder Kapazitätsmechanismen – Wie lassen sich Anreize für Investitionen in neue Kraftwerke schaffen?

Im Auftrag von Allianz Climate Solutions GmbH und Germanwatch e.V.

Version 4.1 vom 9.2.2015 (Final)

---

**arrhenius Institut für Energie- und Klimapolitik**

arrhenius consult gmbh

Am Waldpark 18  
22589 Hamburg  
Germany

+ 49 – 40 – 3708 4420

[info@arrhenius.de](mailto:info@arrhenius.de)

[www.arrhenius.de](http://www.arrhenius.de)

---



## Inhalt

<b>Kurzfassung</b> .....	<b>3</b>
<b>1 Hintergrund und Problemstellung</b> .....	<b>5</b>
1.1 Die aktuelle Debatte um den Strommarkt.....	5
1.2 Das Problem: Fehlende Anreize für Investitionen in Kraftwerke .....	6
1.2.1 Die Kosten der Stromerzeugung.....	6
1.2.2 Erlöse aus dem Stromverkauf / Preisfindung an der Börse .....	7
1.2.3 Investitionsentscheidungen.....	9
1.2.4 Exkurs: Der Ausbau der erneuerbaren Energien verschärft das Problem .....	11
<b>2 Lösungsansätze zur Schaffung von Investitionsanreizen für konventionelle (Backup-) Kraftwerke im Rahmen der Energiewende</b> .....	<b>14</b>
2.1 Knappheit und Knappheitspreise.....	14
2.1.1 Entstehung von Knappheit und deren Auswirkungen .....	14
2.1.2 Auswirkungen einer Ausweitung des Angebots.....	16
2.1.3 Entstehung von Knappheitspreisen durch Preisreaktionen der Nachfrage .....	17
2.1.3.1 Freiwillige Reduzierung der Nachfrage durch Lastverschiebung.....	17
2.1.3.2 Freiwillige Reduzierung der Nachfrage durch Verzicht auf Lieferung .....	19
2.1.4 Administrative Einführung von Knappheitspreisen .....	22
2.1.5 Diskussion von Knappheitspreisen und Zwischenfazit.....	24
2.2 Kapazitätsmechanismen .....	27
2.2.1 Mögliche Ausgestaltungen von Kapazitätsmechanismen.....	27
2.2.1.1 Strategische Reserve.....	27
2.2.1.2 Kapazitätsprämien .....	29
2.3 Verteilungsfragen .....	32
2.4 Klimapolitische Fragen .....	36
<b>3 Quantitative Analyse</b> .....	<b>37</b>
3.1 Exkurs: Studie „Die künftigen Kosten der Stromerzeugung“.....	37
3.1.1 Methodik und Annahmen.....	37
3.1.2 Die wichtigsten Ergebnisse .....	39
3.2 Abschätzung der erforderlichen Investitionen in konventionelle Kraftwerke .....	41
3.3 Abschätzung der erforderlichen Kapazitätsprämien .....	41
3.4 Modellierung von Knappheitspreisen .....	41
<b>4 Schlussfolgerungen / Vorschläge</b> .....	<b>45</b>



<b>ANHÄNGE.....</b>	<b>46</b>
Abkürzungen und Glossar .....	46
Größenordnungen .....	46
Referenzen .....	47
Verzeichnis der Tabellen .....	49
Verzeichnis der Abbildungen .....	49



## Kurzfassung

Bereits seit einiger Zeit wird darüber diskutiert, ob neben dem sogenannten „*Energy-only Markt*“ für Strom in seiner heutigen Form zusätzliche Instrumente notwendig sind, um sicherzustellen, dass ausreichend Erzeugungsleistung bereitsteht, damit die Stromnachfrage in Deutschland jederzeit gedeckt werden kann. Es besteht Einigkeit, dass derzeit im deutschen Strommarkt kaum Anreize existieren, in neue Kraftwerke zu investieren. Dies kann als Indiz dafür gewertet werden, dass Überkapazitäten bestehen und daher momentan keine Investitionen erforderlich sind. Da Kraftwerksbauten eine Vorlaufzeit von mehreren Jahren haben, ist es dennoch erforderlich, sich bereits heute mit möglichen Engpässen in der Zukunft zu befassen, insbesondere da sich der Erzeugungsmix (Stichworte Energiewende, Kernenergieausstieg etc.) rasant ändert. Diskutiert werden dabei maßgeblich sogenannte *Knappheitspreise*, die bei fehlender Erzeugungsleistung aus dem Markt heraus entstehen sollen, und *Kapazitätsprämien*, die für die Bereithaltung von Leistung gezahlt werden sollen.

Die vorliegende Studie zeigt auf, dass Knappheitspreise im sogenannten „*Energy-only Markt*“ nicht ausreichen, um Anreize für den mittelfristig (d.h. bis 202X) notwendigen Bau neuer Kraftwerke zu setzen.

- Das Auftreten von Knappheitspreisen erfordert eine strukturelle Knappheit an Erzeugungskapazität, d.h. die verfügbare Kraftwerksleistung muss stets geringer sein als die maximal auftretende Nachfrage. Dies ist aus Sicht der Versorgungssicherheit kritisch zu bewerten.
- Zudem ist es sehr wahrscheinlich, dass die Knappheitspreise wieder verschwinden, wenn neue Kraftwerke in Betrieb gehen (Rebound-Effekt von Kraftwerksneubauten). Neue Anlagen können letztlich genau die Preise kaputt machen, die Deckungsbeiträge für ihre Finanzierung generieren sollen.
- Da sich die Knappheitspreise an der Zahlungsbereitschaft der Verbraucher für die Stromversorgung orientieren und nicht an den Kosten neuer Kraftwerke, ist nicht gewährleistet, dass die Knappheitspreise ausreichen, Anreize für Kraftwerksneubauten zu bieten. Investoren würden vermutlich erst einmal abwarten, ob die Knappheitspreise von Dauer sind und ausreichend häufig auftreten. In Verbindung mit den langen Vorlaufzeiten von Kraftwerksbauten ist hier ebenfalls die Versorgungssicherheit gefährdet.

Die vielfach genannten Optionen wie eine Flexibilisierung der Nachfrage, um besser auf Preisschwankungen reagieren zu können, oder der Ausbau der internationalen Vernetzung sind nur geeignet, das Problem der Finanzierung neuer Anlagen zeitlich zu verschieben oder abzumildern, sie können es aber nicht lösen.

Ferner haben Knappheitspreise starke Verteilungseffekte. Von den Knappheitspreisen profitieren vor allem Bestandskraftwerke. Für die Verbraucher wäre dieser Weg, wenn er wider Erwarten funktionieren sollte, vermutlich teurer als alternative Instrumente zur Schaffung von Investitionsanreizen.



Für die Zukunft stellt sich zudem die Frage, ob ein rein auf elektrischer Arbeit basierender Markt ausreicht, um Investitionen in neue Anlagen zur Stromerzeugung sowohl aus erneuerbaren Energien als auch konventionellen Brennstoffen zu ermöglichen. Eine quantitative Analyse des Zielzustands für 2050, in dem 80% der elektrischen Arbeit aus erneuerbaren Energien stammt, während gasgefeuerte Backup-Kraftwerke die restlichen 20% beisteuern, zeigt, dass ein Energy-only Markt weder die EE-Anlagen noch die Backup-Kraftwerke refinanzieren kann.

Gleichzeitig ist aber festzustellen, dass die zur Finanzierung der Investitionskosten von Backup-Kraftwerken fehlenden Mittel weniger als 10% der Gesamtkosten der Stromerzeugung in Deutschland ausmachen und dass die Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien ohnehin nicht annähernd aus dem Energy-only Markt finanziert werden können.

Dies sollte bedacht werden, wenn entschieden wird, ob eine geringere Versorgungssicherheit hingenommen werden kann, um die für Knappheitspreise erforderliche strukturelle Knappheit an Erzeugungsleistung zu gewährleisten.

Es ist daher eher sinnvoll, für neue Kraftwerke einen zweiten Einkommensstrom zu generieren, der sich nicht an der produzierten elektrischen Arbeit bemisst, sondern an der installierten (und sicher verfügbaren) Leistung.

Dies kann über Kapazitätsmechanismen geschehen. Dabei erscheint es aus verbraucher- und aus klimapolitischer Sicht vorteilhaft, nur neue (oder gegebenenfalls noch stilllegungsgefährdete) Anlagen zu begünstigen, da sonst die Verbraucher für erhebliche Windfall-Profits bestehender Kraftwerke aufkommen müssten, ohne dass damit für sie ein Nutzen verbunden wäre. Bei der Ausgestaltung von Kapazitätsmechanismen ist unbedingt darauf zu achten, dass sie

- nicht mit den Klimaschutzziele in Konflikt geraten,
- den Anforderungen der Energiewende genügen,
- die Versorgungssicherheit gewährleisten und
- ökonomisch vernünftig sind.

Für die Zeit bis solche „fokussierten“ Kapazitätsmechanismen greifen, sollten bestandsgefährdete Anlagen – soweit nötig – in eine Reserve überführt werden.

# 1 Hintergrund und Problemstellung

## 1.1 Die aktuelle Debatte um den Strommarkt

Bereits seit einiger Zeit wird darüber diskutiert, ob neben dem sogenannten „*Energy-only Markt*“ für Strom *Kapazitätsmechanismen* notwendig sind, um sicherzustellen, dass ausreichend Erzeugungsleistung bereitsteht, damit die Stromnachfrage in Deutschland jederzeit gedeckt werden kann.

Im Energy-only Markt erhalten Kraftwerksbetreiber ausschließlich eine Vergütung für die produzierte und eingespeiste elektrische Arbeit, gemessen z.B. in Kilowattstunden (kWh) oder Megawattstunden (MWh). Bei vollständigem Wettbewerb und ohne äußere Eingriffe wird der Börsenpreis für Strom durch die Grenzkosten des letzten (= teuersten) Kraftwerks bestimmt, das benötigt wird, um die Nachfrage zu decken (vgl. Kap. 1.2.2). Verlangt ein Anbieter Aufschläge auf diese Grenzkosten (sogenannte *Mark-ups*), so wird er bei vollständigem Wettbewerb stets unterboten werden. Wenn die Nachfrage zeitweise höher ist als die verfügbare Erzeugungsleistung, können sogenannte *Knappheitspreise* entstehen, die deutlich oberhalb der Grenzkosten des teuersten verfügbaren Kraftwerks liegen.

Kapazitätsmechanismen dagegen zielen auf die Bereitstellung von Leistung, gemessen z.B. in Kilowatt (kW) oder Megawatt (MW) und sehen eine zusätzliche Vergütung unabhängig von einer tatsächlichen Stromerzeugung vor.

Nach Abschluss der EEG-Reform im Sommer 2014 hat die Bundesregierung nun die Diskussion über die mögliche Einführung von Kapazitätsprämien im Strommarkt mit auf die Agenda gesetzt. Das Bundeswirtschaftsministerium hat als Grundlage für die Diskussion Ende Oktober 2014 ein Grünbuch mit dem Titel „Ein Strommarkt für die Energiewende“ veröffentlicht.<sup>1</sup>

Die Gegner von Kapazitätsprämien argumentieren unter anderem, dass es ausreiche, am Energy-only Markt dafür zu sorgen, dass ausreichend oft Knappheitspreise auftreten. Die Befürworter von Kapazitätsmechanismen halten dem vor allem entgegen, dass die erforderlichen sehr hohen Knappheitspreise verschwinden, wenn neue Kraftwerke ans Netz gehen oder wenn kostengünstige Maßnahmen zur Flexibilisierung der Nachfrage umgesetzt werden. Die für die Entstehung von Knappheitspreisen erforderliche strukturelle Knappheit an Erzeugungskapazitäten berge zudem die Gefahr von (unkontrollierten) Blackouts. Weiter wird angeführt, dass „erzwungene“ Abschaltungen von Stromverbrauchern, sei es durch extrem hohe Preise oder durch Eingreifen des Regulators, auf massive Ablehnung in der öffentlichen Meinung stoßen könnten und von der Politik nicht lange durchgehalten würden.

Es ist festzustellen, dass die Grundsatzdebatte darüber, ob Kapazitätsmechanismen überhaupt erforderlich sind oder Knappheitspreise ausreichend sind, anhält bzw. noch nicht entschieden ist. Zudem wird darüber diskutiert, wie Kapazitätsmechanismen auszugestalten wären, wenn man sie für notwendig hält.

---

<sup>1</sup> Vgl. BMWi 2014.



Die Materie ist sehr komplex. Es ist daher hilfreich, sie so aufzubereiten, dass sie von einer größeren Zahl von Akteuren und Stakeholdern verstanden wird, bevor Entscheidungen getroffen werden. Diese Studie zielt darauf,

- die komplexe Materie für einen breiten Kreis Stakeholder verständlich aufzubereiten,
- Schlüsselfragen herauszuarbeiten und von – aus unserer Sicht – nachrangigen Problemen abzugrenzen,
- neben ökonomischer Effizienz auch Verteilungsfragen, in erster Linie die Kosten für die Stromverbraucher, und Fragen des Klimaschutzes zu berücksichtigen,
- die finanzielle Dimension des Problems abzuschätzen und mit anderen Kosten der Stromerzeugung zu vergleichen.

## 1.2 Das Problem: Fehlende Anreize für Investitionen in Kraftwerke

Ein Investor wird sich nur dann für den Bau eines Kraftwerkes entscheiden, wenn er überzeugt ist, mindestens die (durchschnittlichen) *Stromgestehungskosten* plus seine erwartete Rendite über die geplante Betriebsdauer zu erwirtschaften.

### 1.2.1 Die Kosten der Stromerzeugung<sup>2</sup>

Die *Stromgestehungskosten* eines Kraftwerks setzen sich aus einem variablen Anteil zusammen, der (in der Regel) proportional zur erzeugten Strommenge ist, und einem festen Anteil, der unabhängig davon anfällt, ob das Kraftwerk Strom erzeugt oder nicht. Um die Betrachtung zu vereinfachen, kann unterstellt werden, dass es für die Stromproduktion nur drei Kostenfaktoren gibt:

- die Investitions- bzw. Kapitalkosten
- die Brennstoffkosten und
- die Umweltkosten in Form von Kosten für CO<sub>2</sub>-Emissionsrechte.

Kapitalkosten sind dabei typische Fixkosten, während die beiden anderen Kostenblöcke variable Kosten darstellen. Erfahrungsgemäß sind sonstige Ausgaben wie feste und variable Betriebs- und Wartungskosten klein gegenüber den drei genannten Faktoren und werden deshalb für die grundsätzliche Betrachtung hier nicht weiter berücksichtigt.

Um variable und feste Kosten zu den Stromgestehungskosten in Euro je Megawatt-Stunde (€/MWh) addieren zu können, müssen die Fixkosten auf die erzeugte Strommenge bezogen werden. Dazu wird die gesamte Investitionssumme zunächst mit Hilfe der *Annuitätenmethode* auf die einzelnen Jahre der angestrebten Amortisationszeit verteilt. Werden die so ermittelten jährlichen Fixkosten der Investition durch die unterstellte Stromproduktion geteilt, erhält man die spezifischen Kapitalkosten des Kraftwerks. Sie hängen stark davon ab, welche jährlichen Laufzeiten für das Kraftwerk antizipiert werden und wie hoch somit die produzierte

<sup>2</sup> Die Beschreibung der Funktionsweise des Energy-only Marktes ist eine überarbeitete Fassung der Darstellung in Bode und Groscurth 2009.



Strommenge ist. Dies stellt in der gegenwärtigen Situation einen erheblichen Unsicherheitsfaktor dar.

Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Kosten sind im Gegensatz zu den Kapitalkosten variabel und proportional zur produzierten Strommenge. Sie hängen vom Brennstoffpreis, dem Nutzungsgrad des Kraftwerks,<sup>3</sup> den spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen des Brennstoffs und dem CO<sub>2</sub>-Preis ab und bestimmen maßgeblich die sogenannten Grenzkosten der Stromerzeugung. Diese beschreiben die Kostenänderung bei Änderung der Output-Menge um eine Einheit.

Es ist, vereinfacht gesagt, dann ökonomisch sinnvoll zu investieren, wenn die durchschnittlichen Kosten geringer sind als die durchschnittlichen Erlöse. Letztere ergeben sich aus dem Strompreis zum Zeitpunkt der Stromerzeugung des einzelnen Kraftwerks. Es ist daher sinnvoll, als nächstes einen Blick auf die Preisbildung am derzeitigen Strommarkt zu werfen.

### 1.2.2 Erlöse aus dem Stromverkauf / Preisfindung an der Börse

Um die Preisgestaltung an der Börse zu beschreiben, wird im Folgenden ausschließlich der sogenannte Spot-Markt betrachtet, an dem Strom für die Stunden des nächsten Tages gehandelt wird („Day-ahead“ Handel). Dieser kommt dem tatsächlichen physikalischen Geschehen am nächsten und bildet die Grundlage für die Preisbildung, auch für Terminmärkte und bilaterale Geschäfte (OTC = Over-the-counter), bei denen große Mengen für Zeiträume in der Zukunft gehandelt werden. Außerdem wird angenommen, dass der gesamte Strom auf einem einzigen Marktplatz gehandelt wird. Bei der Darstellung wird ferner davon ausgegangen, dass vollständiger Wettbewerb herrscht.

Um Handel, Lieferung und Abrechnung zu ermöglichen, sind alle Stromerzeugungsanlagen und alle Stromverbraucher in Bilanzkreisen organisiert. Bilanzkreise können ausschließlich Kraftwerke oder nur Nachfrager umfassen, aber auch eine Mischung aus beiden. Der Bilanzkreisverantwortliche muss dann – je nachdem welche Akteure vorherrschen – Strommengen verkaufen oder einkaufen.

Jeder Kraftwerksbetreiber muss an der Strombörse nun für jede Stunde des folgenden Tages (über seinen Bilanzkreis) ein Gebot abgeben, das sich zusammensetzt aus einem Preis und der Leistung, die zu diesem Preis geliefert werden kann. Wenn das Kraftwerk gebaut ist, ist es dabei rational, auf Basis der oben definierten Grenzkosten zu bieten. Wenn ein Anbieter versucht, Aufschläge auf diese Grenzkosten (*Mark-ups*) zu verlangen, so wird er bei vollständigem Wettbewerb von einem Konkurrenten unterboten. Die Überlegung sieht also anders aus als bei der Analyse vor einer Investition. Für die Entscheidung über den Betrieb eines Kraftwerkes sind Kapitalkosten nicht mehr relevant, da sie als Fixkosten unabhängig vom Einsatz des Kraftwerks anfallen.

Die Börse sammelt alle Gebote und sortiert diese nach den Kosten in aufsteigender Reihenfolge. Daraus resultiert die sogenannte Einsatzreihenfolge der Kraftwerke oder „Merit order“. Abbildung 1 zeigt ein Beispiel für eine solche *Angebotskurve* oder *Merit-order Kurve*. Die Kosten steigen dabei sukzessive an. Zum einen hängt dies von den unterschiedlichen

---

<sup>3</sup> Der Nutzungsgrad eines Kraftwerks ist definiert als das Verhältnis von produzierter Strommenge zur dafür benötigten Brennstoffmenge. Er wird häufig auch als durchschnittlicher Wirkungsgrad bezeichnet.



Brennstoffpreisen ab, zum anderen haben die Kraftwerke, die den gleichen Brennstoff verwenden, in der Praxis verschiedene Wirkungsgrade und somit unterschiedliche Brennstoffverbräuche. Gleichzeitig sammelt die Börse auch alle Kaufgebote und fasst diese zur *Nachfragekurve* zusammen.

Im Schnittpunkt der Angebotskurve (orange in Abbildung 1) mit der Nachfragekurve (blau in Abbildung 1) ergeben sich der gleichgewichtige Preis sowie die gleichgewichtige Menge. Für den Moment wird hier angenommen, dass die Nachfrage vollständig unelastisch ist, d.h. sie reagiert nicht auf den Preis. Wie sich eine elastische Nachfrage auswirkt, wird in Kapitel 2.1.3 diskutiert.

Die Differenz zwischen dem Börsenpreis und den jeweiligen Grenzkosten eines Kraftwerks stellt die sogenannten *Deckungsbeiträge* dar (grüne schraffierte Fläche in Abbildung 1), mit denen der Betreiber seine Fixkosten decken kann. Erst wenn die Deckungsbeiträge größer als die Fixkosten sind, macht der Betreiber bzw. der Investor Gewinn.

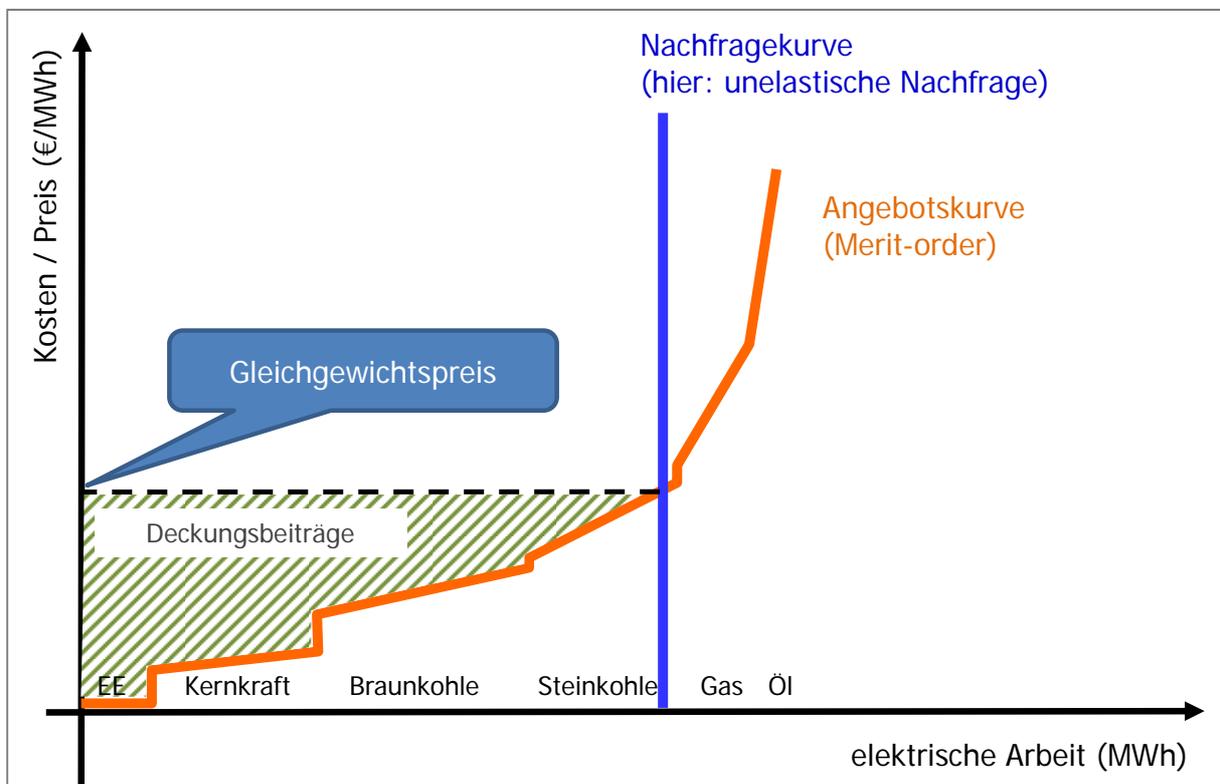


Abbildung 1: Preisbildung auf dem Strommarkt in einer Stunde (schematische Darstellung).

Abbildung 1 zeigt eine heute im deutschen Markt anzutreffende Standardsituation, in der die Nachfrage kleiner ist als die maximal verfügbare Leistung. Solang dies der Fall ist, gibt es einen Schnittpunkt zwischen Angebots- und Nachfragekurve und es kommt ein Preis zustande. Dieser ist immer kleiner als die Grenzkosten des teuersten verfügbaren Kraftwerks.

## Fazit

- Das Gebot eines Kraftwerks an der Börse orientiert sich an dessen Grenzkosten und nicht an den Vollkosten der Stromerzeugung (Gestehungskosten).
- Solange ausreichend Kapazität verfügbar ist, um die maximale Nachfrage zu decken, sind die Börsenpreise für Strom im Gleichgewicht immer kleiner oder gleich den Grenzkosten des teuersten verfügbaren Kraftwerks. Kraftwerksbetreiber sind Preisnehmer: Sie können ihre Erlöse kaum beeinflussen.
- Die Erlöse der Kraftwerke im Spotmarkt hängen von den Strompreisen zum Zeitpunkt der tatsächlichen Einspeisung ab und nicht von durchschnittlichen Strompreisen eines Jahres. Die Preise an Terminmärkten wiederum orientieren sich an den erwarteten Spotmarktpreisen.

### 1.2.3 Investitionsentscheidungen

Die mit dem beschriebenen Verfahren erfolgte Auswahl der in einer Stunde zu betreibenden Kraftwerke (Allokation) ist – bei gegebenem Kraftwerkspark – „ökonomisch effizient“, das heißt, es gibt keine andere Auswahl, mit der Strom in der entsprechenden Stunde kostengünstiger erzeugt werden könnte. Es ist damit aber nicht gesagt, dass auch Anreize bestehen, in neue Erzeugungskapazitäten zu investieren.

Abbildung 1 zeigt die Situation an der Börse beispielhaft für eine Stunde. Auf den ersten Blick gibt es in dieser Situation gar keine Notwendigkeit, in neue Kraftwerke zu investieren, da – solange das Angebot stets größer ist als die Nachfrage – noch Überkapazitäten bestehen.

Erwägt ein Investor, dennoch ein neues Kraftwerk zu errichten, muss er dessen Position in der künftigen Merit order bedenken. Das Kraftwerk wird nur dann überhaupt Deckungsbeiträge erwirtschaften können, wenn es sich deutlich unterhalb des Grenzkraftwerks einreicht. Weiter ist aber zu berücksichtigen, dass die neue Anlage gegebenenfalls Kraftwerke mit höheren Grenzkosten aus dem Markt drängt, wodurch der Börsenpreis sinkt. Die Analyse der erzielbaren Deckungsbeiträge erfordert eine Marktsimulation mit einer hohen Auflösung von z.B. einer Stunde über die wirtschaftliche Lebensdauer des Kraftwerks, mindestens jedoch 10 bis 15 Jahre. Dabei müssen Annahmen über die Entwicklung des übrigen Kraftwerksparks, der Nachfrage<sup>4</sup> sowie der Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Kosten getroffen werden.

Entsprechende Modellrechnungen von Arrhenius und anderen Instituten zeigen, dass die Deckungsbeiträge, die neue Kraftwerke in einer Situation mit ausreichender Erzeugungskapazität, wie sie heute in Deutschland gegeben ist, erzielen können, in den meisten Fällen nicht ausreichen, um eine Investition zu rechtfertigen. Darüber besteht auch weitgehend Konsens in der Debatte.<sup>5</sup> Ein wesentlicher Grund dafür ist die Tatsache, dass die Effizienzgewinne, die sich mit neuen Kraftwerken erzielen lassen, zu gering sind, um ausreichend Abstand zum Grenzkraftwerk in der Merit order zu gewährleisten und so hinreichende Deckungsbeiträge zu ermöglichen (vgl. nachfolgendes Beispiel).

<sup>4</sup> Vgl. dazu Kap. 2.1.3.

<sup>5</sup> Im Übrigen wurde darauf auch schon vor etlichen Jahren hingewiesen, vgl. dazu z.B. Weber 2002, BCG 2003, Joskow 2006 sowie Bode und Groscurth 2009.



### Beispiel

Die Problematik soll an einem stark vereinfachten Beispiel verdeutlicht werden. Dazu wird angenommen, dass es im bestehenden Kraftwerkspark nur eine Sorte von Kraftwerken gibt, die alle denselben Wirkungsgrad von 50% haben und denselben Brennstoff nutzen. Der Brennstoffpreis (inkl. CO<sub>2</sub>) möge 2,5 ct/kWh<sub>f</sub> betragen. Damit ergeben sich Grenzkosten der Stromerzeugung von 5 ct/kWh<sub>el</sub>.

Die Fixkosten für ein neues Kraftwerk sollen 2 ct/kWh betragen. Damit sich ein neues Kraftwerk rechnet, muss es Deckungsbeiträge in dieser Höhe erwirtschaften. Seine variablen Kosten dürfen also maximal bei 3 ct/kWh liegen. Bei gleichem Brennstoff wie bei den bestehenden Kraftwerken ist dazu eine Verbesserung des Wirkungsgrads auf 83% erforderlich. So große Effizienzgewinne sind aber bei den über viele Jahrzehnte hinweg optimierten konventionellen Kraftwerken nicht erzielbar, zumal es hier physikalische Grenzen gibt.

Auch wenn dies zugegebenermaßen ein konstruiertes Extrembeispiel ist, zeigt es die grundlegende Problematik auf: Preise auf Basis von Grenzkosten finanzieren nicht notwendigerweise Fixkosten für die zugehörigen Anlagen.

Bei Gaskraftwerken kommt derzeit noch hinzu, dass sie aufgrund der niedrigen CO<sub>2</sub>-Preise in der Merit order hinter den Kohlekraftwerken rangieren, und somit nur einen geringen Abstand zum Grenzkraftwerk haben, sofern sie überhaupt zum Einsatz kommen.

Für Investoren ergeben sich folglich im derzeitigen Umfeld erheblich Unsicherheiten, die sie in ihren Planungen berücksichtigen müssen. Aufgrund der langen Vorlaufzeiten beim Bau neuer Kraftwerke müssen diese jedoch rechtzeitig geplant werden, bevor sich fehlende Kapazitäten physisch, d.h. in Form von Lieferengpässen, bemerkbar machen.

Der Abschluss langfristiger Lieferverträge außerhalb des Spotmarktes stellt keinen gangbaren Ausweg dar. Wirklich hilfreich wären nur langfristige Verträge mit Laufzeiten von 10-15 Jahren, die jedoch zumindest auf den Terminmärkten nicht angeboten werden. Hier sind Vorlaufzeiten von 2-3 Jahren üblich. Zudem werden Käufer nur begrenzte Aufschläge akzeptieren, um Preissicherheit zu gewinnen. Ihre Zahlungsbereitschaft wird jedoch begrenzt sein, wenn sie auf der Basis eigener Überlegungen zur Entwicklung der Börsenpreise erwarten, sich hier später günstiger eindecken zu können.

### Fazit

- Die Erlöse aus dem Stromverkauf zu Preisen, die sich an denen des Spotmarkts (und somit an den Grenzkosten der Stromerzeugung) orientieren, reichen derzeit über den Investitionszyklus gesehen meist nicht aus, um Deckungsbeiträge zu generieren, die die Fixkosten eines Kraftwerksneubaus finanzieren können.

### 1.2.4 Exkurs: Der Ausbau der erneuerbaren Energien verschärft das Problem<sup>6</sup>

Mit der Einführung des Stromeinspeisegesetzes (StrEG) bzw. des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) wurden Anreize geschaffen, in Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien (EE-Anlagen) zu investieren. Insbesondere für die dargebots-abhängigen Technologien Windkraft und Photovoltaik ist dabei festzuhalten, dass deren Grenzkosten vergleichsweise niedrig sind oder sogar nahe null liegen. Wenn der Wind weht bzw. die Sonne scheint, kann nahezu ohne zusätzliche Kosten produziert werden. Gleichwohl hat dieser Zubau substantielle Auswirkungen auf den Strommarkt. Durch die zusätzliche EE-Kapazität verschiebt sich die Merit-order Kurve nach rechts (Abbildung 2). Entsprechend sinken der gleichgewichtige Preis und die gleichgewichtige Menge. Dieses Phänomen wird auch als „Merit-order Effekt“ der erneuerbaren Energien bezeichnet. Die genauen Änderungen hängen dabei von der Steigung der beiden Kurven im Bereich des Schnittpunkts ab.

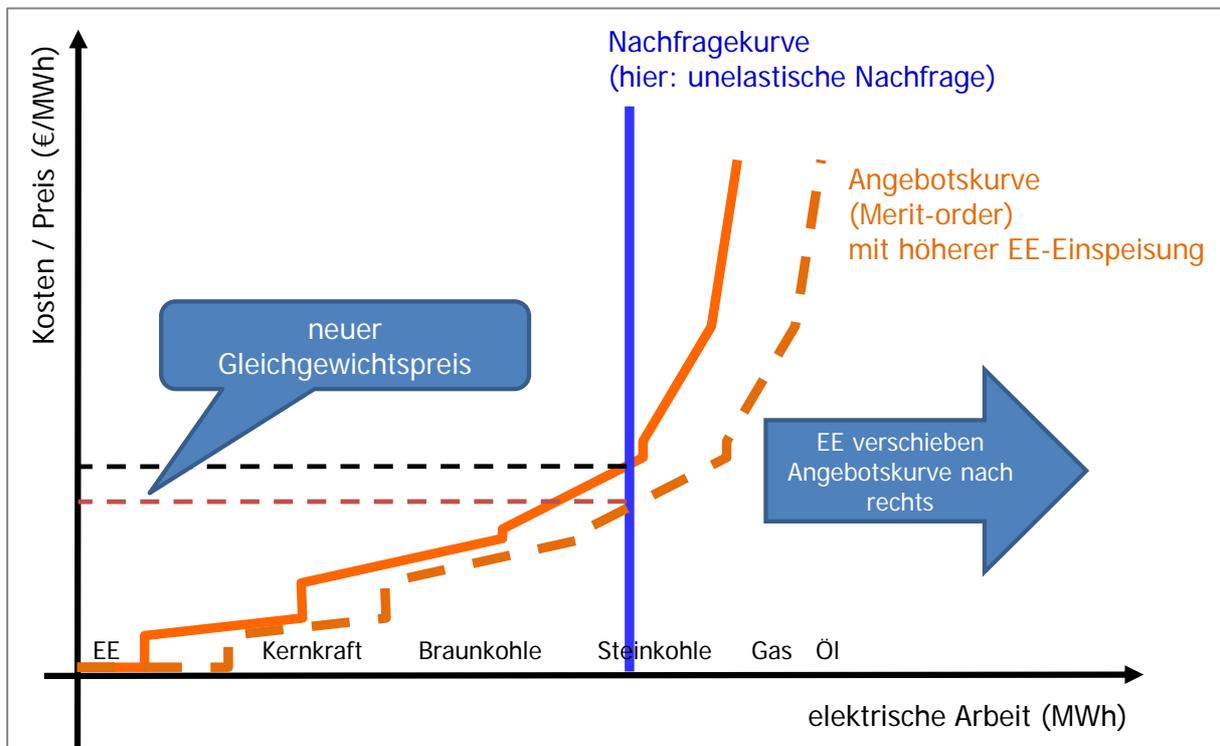


Abbildung 2: Preisbildung auf dem Strommarkt in einer Stunde unter dem Einfluss des Zubaus an EE-Anlagen (schematische Darstellung).

<sup>6</sup> Siehe hierzu Bode und Groscurth 2006.



Zunächst sei noch einmal betont, dass der Energy-only Strommarkt insoweit funktioniert und effizient ist, dass es für den gegebenen Kraftwerkspark keine alternative Einsatzmöglichkeiten gibt, bei der die gesamten Betriebskosten geringer wären. Gleichwohl haben die sinkenden Preise zwei wichtige Implikationen:

1. Bereits für Bestandsanlagen, die ihre Erlöse am Strommarkt verdienen müssen, ändert sich auf Grund der sinkenden Preise die Erlössituation<sup>7</sup> (Preiseffekt); Anlagen mit höheren Grenzkosten werden in immer weniger Stunden eingesetzt (Mengeneffekt).<sup>8</sup> Je nach Kraftwerkstyp kann es daher wirtschaftlich sinnvoll sein, ein Kraftwerk dauerhaft stillzulegen. Dies wiederum hat Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit in den Zeiten, in denen Wind und Sonne nicht zur Verfügung stehen. Vor diesem Hintergrund ist auch die Reservekraftwerksverordnung aus dem Jahr 2013 zu sehen, die die Möglichkeit vorsieht, Verpflichtungen zum Weiterbetrieb von Altanlagen auszusprechen.<sup>9</sup>
2. Dieser Preis- und Mengeneffekt führt dazu, dass auch für Neuanlagen die Investitionsanreize substantiell sinken. Dies gilt dabei sowohl für Investitionen in konventionelle Anlagen, die als Backup gebraucht werden, als auch für EE-Anlagen, sofern sich letztere ausschließlich am Energy-only Markt refinanzieren sollen.<sup>10</sup>

Abbildung 3 verdeutlicht das entstehende Dilemma. Wenn die Sonne scheint und der Wind weht, wird die Residuallast mit steigendem Anteil erneuerbarer Energien immer geringer oder sogar negativ und die Laufzeiten konventioneller Kraftwerke sinken. Die erforderliche Leistung, um die Stromversorgung sicherzustellen in Zeiten, in denen wenig Wind- und Sonnenenergie (dunkle Flaute im Winter) verfügbar sind, bleibt jedoch annähernd konstant. Die Tatsache, dass die maximale Residuallast weitgehend konstant bleibt, ist zu trennen von der Frage, wie diese dann gedeckt werden kann. Dafür bestehen unterschiedliche Optionen, auf die im Weiteren noch eingegangen wird.

---

<sup>7</sup> Siehe hierzu z.B. Bode und Groscurth 2010.

<sup>8</sup> Der Mengeneffekt wirkt zum einen direkt in Stunden, in denen die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien erfolgt. Er wirkt zum anderen aber auch indirekt, weil Kohlekraftwerke aufgrund langer Anfahrzeiten und der damit verbundenen Kosten nicht ständig an- und abgefahren werden können. Daher können sie in kurzen Perioden mit höherer Residuallast nicht zur Stromversorgung beitragen, es sei denn sie erkaufen sich dies über negative Gebote am Spotmarkt (in der Hoffnung auf positive Gesamterlöse).

<sup>9</sup> Siehe hierzu ResKV 2013.

<sup>10</sup> Siehe hierzu auch Bode und Groscurth 2009.

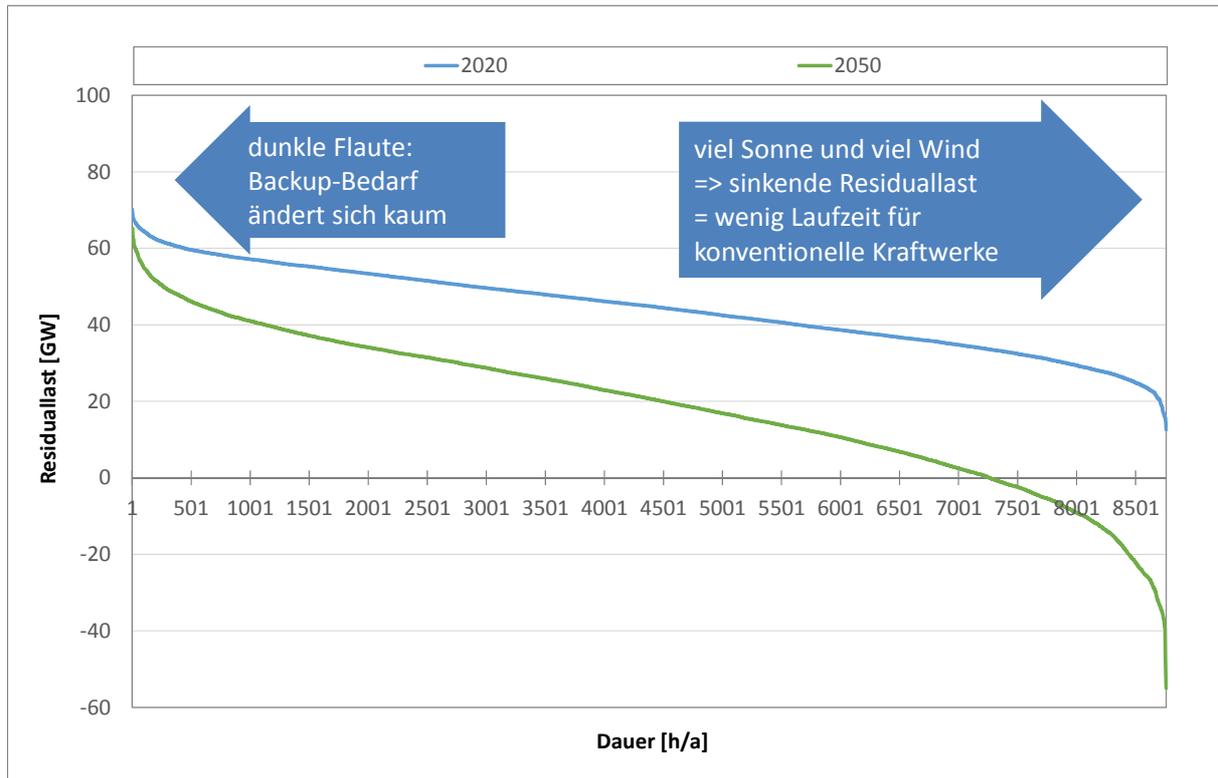


Abbildung 3: Jahresdauerlinie der Residuallast 2020 und 2050  
(eigene Darstellung auf Basis des in Kap. 3 beschriebenen Modells).

Bei den heutigen Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preisen werden durch den Ausbau der erneuerbaren Energien zuerst die Gaskraftwerke aus dem Markt gedrängt. Für Kohlekraftwerke ergibt sich eine besondere Situation durch den massiven Ausbau der Photovoltaik. Dieser führt dazu, dass die früheren Spitzenlastzeiten tagsüber, in denen teure Gaskraftwerke den Preis setzten und Kohlekraftwerke ihre Deckungsbeiträge erwirtschaften konnten, nur noch selten auftreten.

## Fazit

- Der Ausbau erneuerbarer Energien in der Stromerzeugung verschärft das Problem fehlender Deckungsbeiträge für neue und zum Teil auch für bestehende Kraftwerke.
- Da sehr hohe Residuallasten nur selten auftreten, kommt die Backup-Kraftwerke im oberen (hochpreisigen) Teil der Merit order nur auf sehr geringe Laufzeiten.



## 2 Lösungsansätze zur Schaffung von Investitionsanreizen für konventionelle (Backup-) Kraftwerke im Rahmen der Energiewende

### 2.1 Knappheit und Knappheitspreise

#### 2.1.1 Entstehung von Knappheit und deren Auswirkungen

Die Ökonomische Theorie geht davon aus, dass der Preis für ein Gut steigt, wenn es knapp wird und dass auf diese Weise Anreize entstehen, in die Herstellung dieses Gutes zu investieren. Im Weiteren wird analysiert, ob dies auf den Strommarkt tatsächlich zutrifft.

Abbildung 4 zeigt beispielhaft eine Situation, die auftreten könnte, nachdem im Jahr 2022 alle Kernkraftwerke in Deutschland vom Netz gegangen sind. Wenn dann gleichzeitig wenig Wind weht und die Sonne wenig scheint, kann die Nachfrage in einer betrachteten Stunde höher sein als die installierte Leistung der verfügbaren Kraftwerke (= lieferbare Menge in der entsprechenden Stunde). In diesem Fall gibt es keinen Schnittpunkt zwischen Angebots- und Nachfragekurve und es bildet sich kein Gleichgewichtspreis.

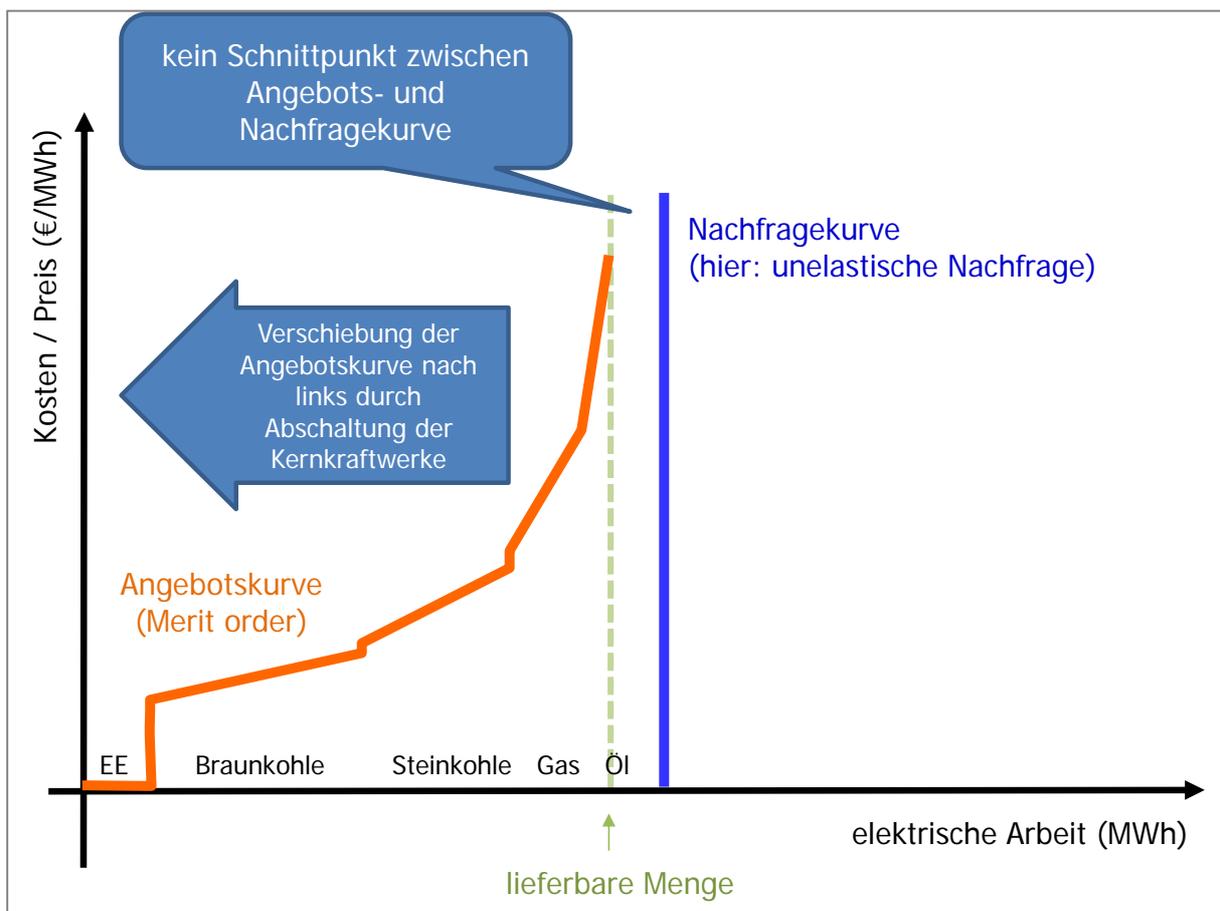


Abbildung 4: Situation am Strommarkt in der, nach einer angenommenen Abschaltung aller Kernkraftwerke, die Nachfrage das Angebot übersteigt und sich daher kein Gleichgewichtspreis bildet.

Solange diese Situation lediglich im Day-ahead Markt auftritt, können die Beteiligten noch reagieren. Tritt sie jedoch physikalisch auf, kommt es gegebenenfalls zu schwerwiegenden Störungen in der Stromversorgung, die dann mit erheblichen Kosten verbunden wären.<sup>11</sup> Dies gilt es möglichst zu vermeiden.

Grundsätzlich gibt es in der beschriebenen Knappheitssituation folgende Reaktionsmöglichkeiten:

- Erhöhung der verfügbaren Erzeugungsleistung (= Verschiebung der Angebotskurve nach rechts; vgl. Kap. 2.1.2)
- Reduzierung der Nachfrage (= Verschiebung der Nachfragekurve nach links, gegebenenfalls in Abhängigkeit vom Preis, Kap. 2.1.3)<sup>12</sup>
- sowie eine Kombination aus beiden (Kap. 2.1.5).

Alle genannten Maßnahmen zielen darauf ab, wieder einen Schnittpunkt von Angebots- und Nachfragekurve zu erhalten, so dass die (verbleibende) Nachfrage gedeckt werden kann.<sup>13</sup>

Es ist wichtig, jeweils zu unterscheiden, ob über eine kurzfristige oder eine langfristige Anpassung von Angebot und Nachfrage gesprochen wird, ob also bereits auf eine Knappheitssituation am nächsten Tag reagiert werden kann oder erst auf eine Knappheit in fernerer Zukunft. Tabelle 1 listet Beispiele für die entsprechenden Reaktionsmöglichkeiten auf.

*Tabelle 1: Beispiele für Reaktionsmöglichkeiten, wenn Knappheitssituationen am Strommarkt auftreten.*

	<b>Ausweitung des Angebots</b>	<b>Reduzierung der Nachfrage</b>
<b>kurzfristig</b> (keine Investition erforderlich)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Aktivierung von Reserven an Kraftwerken, die in Wartung sind</li> <li>• Aktivierung von Kaltreserven</li> <li>• Aktivierung von Netzersatzanlagen (z.B. Notstromaggregate)</li> <li>• rechtzeitige Befüllung von Speichern (Pumpspeicher, Druckluftspeicher etc.)</li> <li>• Bezug von Strom aus dem Ausland</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Lastverlagerung (ggf. durch Speicher), wenn technische Voraussetzungen bereits vorhanden sind</li> <li>• Verzicht auf Lieferung von Strom</li> </ul>
<b>langfristig</b> (erfordert Investitionen und somit auch Zeit)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Bau neuer Kraftwerke</b></li> <li>• Netzausbau, ggf. zum Ausland</li> <li>• Bau von Speichern</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Investitionen in Energieeffizienz</li> <li>• Schaffung der technischen Voraussetzungen von               <ul style="list-style-type: none"> <li>○ kontrollierter Lastverlagerung,</li> <li>○ kontrolliertem Lastverzicht</li> </ul> </li> </ul>

<sup>11</sup> Vgl. Piaszeck et al. 2013.

<sup>12</sup> Aus didaktischen Gründen ist die Nachfrage in Abbildung 4 zunächst als senkrechte Linie eingezeichnet, was bedeutet, dass sie nicht auf den Börsenpreis reagiert (unelastische Nachfrage). Im Weiteren wird dann diskutiert, inwieweit eine preissensible (elastische) Nachfrage hilft, Knappheitssituationen zu beherrschen.

<sup>13</sup> Vgl. z.B. Bauknecht et al. 2014.



## Exkurs: Speicher

Die Versorgung mit Strom unterscheidet sich von anderen Märkten, da elektrische Energie nicht direkt gespeichert werden kann, sondern stets im Augenblick des Verbrauchs erzeugt werden muss. Als „Stromspeicher“ bezeichnete Anlagen speichern denn auch nicht elektrische Energie, sondern andere Energieformen (potentielle, mechanische oder chemische Energie sowie Wärme). Je nachdem, ob die Anwendung, in der elektrische Energie benötigt wird, schon inhärent eine Speicherung von Energie erlaubt (z.B. Wärme und Kälteanwendungen) oder nicht (z.B. Motoren), muss die Energie aus dem Speicher rückverstromt werden. Letzteres ist in der Regel mit hohen Investitionen verbunden. Speicher können entweder als Ausweitung der Erzeugungsleistung oder als Reduzierung der Nachfrage interpretiert werden.

### 2.1.2 Auswirkungen einer Ausweitung des Angebots

Die in Abbildung 4 gezeigte Knappheitssituation bezieht sich zunächst nur auf eine Stunde. Daher werden natürlich alle Akteure der Angebotsseite versuchen, die in Tabelle 1 aufgeführten kurzfristigen Möglichkeiten zu mobilisieren, um die Erzeugungsleistung zu erhöhen. Ihr Potential ist aber begrenzt und reicht nicht aus, um die mittel- und langfristig erforderliche Backup-Leistung in Zeiten schwachen Windes und geringer Sonneneinstrahlung bereitzustellen, die in der Größenordnung von 40-60 Gigawatt liegt (vgl. Kap. 3). Für die weitere Argumentation wird unterstellt, dass diese Maßnahmen ausgeschöpft und in der Angebotskurve bereits enthalten sind.

Kurzfristig ist dann keine Ausweitung der Erzeugung mehr möglich. Abbildung 4 verdeutlicht dies durch die Lücke zwischen der lieferbaren Menge (grün) und der nachgefragten Menge (blau). Zur Vermeidung eines Blackouts muss also die Nachfrage für diese Stunde reduziert werden (vgl. Kap. 2.1.3). Erst mittel- und langfristig können neu zu errichtende Kraftwerke zur Deckung der Nachfrage herangezogen werden.

Sowohl die Aktivierung der kurzfristigen Maßnahmen als auch der Betrieb neuer Kraftwerke haben Grenzkosten, die in der gleichen Bandbreite liegen wie der Betrieb der bestehenden Kraftwerke. Sie führen also zu einer Verbreiterung der Angebotskurve. Sobald diese die Nachfragekurve dann wieder schneidet, ist die Knappheitssituation bereinigt. Der Börsenpreis, der sich dann einstellt, ist wieder bestimmt durch die Grenzkosten des teuersten Kraftwerks, das benötigt wird, um die Nachfrage zu decken. Es wurde aber bereits weiter oben diskutiert, dass Preise in dieser Größenordnung nicht ausreichen, Anreize für Investitionen in neue Kraftwerke zu schaffen.<sup>14</sup> Dieses Phänomen wird im Weiteren als „*Rebound-Effekt der Kapazitätsausweitung*“ bezeichnet.

---

<sup>14</sup> Vgl. dazu z.B. Weber 2002, BCG 2003, Joskow 2006, Bode und Groscurth 2009.

## Fazit

- Die Ausweitung der Erzeugungsleistung (Angebot) bis zu dem Punkt, an dem die Nachfrage jederzeit gedeckt werden kann – sei es durch kurzfristige Maßnahmen oder langfristig durch den Bau neuer Kraftwerke – führt aus Prinzip zu Börsenpreisen, die in der Regel keine ausreichenden Deckungsbeiträge zur Finanzierung neuer Kraftwerke ermöglichen (Rebound-Effekt der Kapazitätsausweitung).

### 2.1.3 Entstehung von Knappheitspreisen durch Preisreaktionen der Nachfrage

Wie im vorigen Kapitel gezeigt wurde, ist es unumgänglich, die Nachfrage nach elektrischer Energie zu reduzieren, wenn eine Knappheitssituation wie in Abbildung 4 dargestellt auftritt und alle Möglichkeiten zur kurzfristigen Ausweitung der Erzeugung ausgeschöpft sind. Dies kann

- entweder freiwillig oder, besser gesagt, als Reaktion auf steigende Preise geschehen (vgl. Kap. 2.1.3) oder
- von den Systemverantwortlichen zwangsweise herbeigeführt werden (Kap. 2.1.4).

Energiewirtschaftsexperten verweisen an dieser Stelle darauf, dass die Nachfrage in der Realität nicht unelastisch sei, sondern sehr wohl höhere Preise auch Reaktionen seitens der Verbraucher hervorrufen würden. In diesem Zusammenhang wird häufig die Möglichkeit des „*Demand-side Management*“ angeführt, ohne zu konkretisieren, was darunter verstanden wird. Wie nachfolgend gezeigt wird ist es jedoch wichtig zu unterscheiden,

- ob die Nachfrage nach elektrischer Energie aus einer Stunde mit knapper Leistung und hohen Preisen in eine spätere Stunde mit weniger knapper Leistung und folglich niedrigeren Preisen verlagert wird (*Lastverschiebung*, Kap. 2.1.3.1) oder
- ob die Nachfrage ersatzlos entfällt (*Lastverzicht*, Kap. 2.1.3.2).

#### 2.1.3.1 Freiwillige Reduzierung der Nachfrage durch Lastverschiebung

### Beispiel

Wir betrachten ein Kühlhaus, das normalerweise auf einer Temperatur von  $-30^{\circ}\text{C}$  gehalten werden soll. Wir nehmen aber an, dass die Temperatur zwischen  $-28^{\circ}\text{C}$  und  $-32^{\circ}\text{C}$  schwanken kann, ohne dass an dem Gefriergut Schaden entsteht.

In einer Knappheitssituation kann der Betreiber des Kühlhauses die Temperatur ohne große Probleme über ein bis zwei Stunden vom eigentlichen Sollwert von  $-30^{\circ}\text{C}$  auf  $-28^{\circ}\text{C}$  ansteigen lassen und in dieser Zeit auf den Betrieb der Kühlaggregate verzichten. In einer späteren Stunde, in der der Strom nicht mehr knapp ist, wird dann die Temperatur wieder auf den Sollwert gesenkt. Alternativ kann die Temperatur in Erwartung einer solchen Situation im Vorfeld unter den Sollwert, also z.B. auf  $-32^{\circ}\text{C}$ , gesenkt werden und dann wieder ansteigen.

Wir nehmen weiter an, dass der Betreiber des Kühlhauses in zusätzliche (IT-)Technik investieren müsste, um die gewünschte kurzfristige Reaktion auf die Situation am



Strommarkt automatisch zu ermöglichen. Er wird dies tun, wenn – innerhalb seines Planungshorizonts – die erwarteten Ersparnisse bei den Stromkosten die Kosten der Steuerungstechnik übersteigen. Einmal installiert liegen dann aber die Grenzkosten für den Betrieb dieser Technik nahe null.

Abbildung 5 zeigt, wie sich Demand-side Management (DSM) durch Lastverschiebung auf die Börse auswirkt. Der Betreiber einer DSM-fähigen Anlage erwartet, dass der Preis an der Börse in einer Stunde A höher sein wird als in Stunde B, in die er seinen Bezug verschieben kann. Er wird dann für Stunde A sein Gebot so abgeben, dass er auf den Bezug verzichtet, wenn der Preis dort höher ausfällt als in Stunde B. Dabei wird er noch die (in aller Regel geringen) Betriebskosten (Grenzkosten) für das DSM einrechnen.

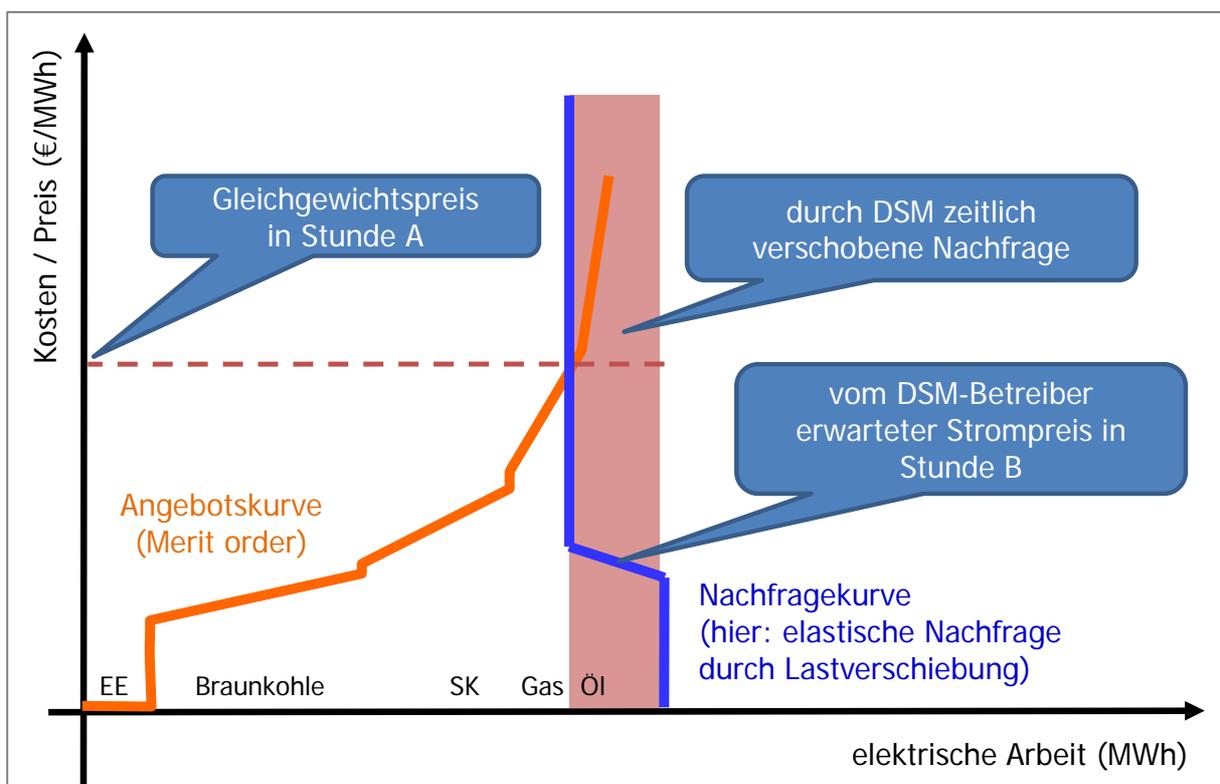


Abbildung 5: Findung eines Gleichgewichtspreises, wenn die Nachfrage durch Lastverschiebung reduziert werden kann.

Sollte in Stunde A bislang Knappheit geherrscht haben wie in Abbildung 4 dargestellt, dann kann diese durch die Lastverschiebung behoben werden. Wenn die für die (börsenwirksame) Verschiebung der Nachfrage erforderliche Technik einmal installiert ist, dann wird sie nicht nur in Zeiten sehr knappen Stromangebots eingesetzt, sondern immer, wenn der Strombezug zu einem früheren oder späteren Zeitpunkt günstiger ist. Der oben erwähnte Kühlhausbetreiber wird also versuchen, ständig Arbitrage zwischen Zeiten hoher und niedriger Strompreise zu betreiben.

Solche Lastverschiebungen finden auch heute schon statt, wenn auch in begrenztem Rahmen und mit einer anderen Zielsetzung. Große Verbraucher mit Leistungsmessung, die keinen eigenen Bilanzkreis betreiben, sind vorrangig daran interessiert, eine bestimmte Spitzenlast beim Strombezug nicht zu überschreiten, weil sich ein erheblicher Teil ihrer Netznutzungsentgelte heutzutage nach dieser Spitzenlast errechnet. Das Auftreten der individuellen Spitzenlast ist jedoch nicht unbedingt korreliert mit dem Eintreten einer allgemeinen Knappheitssituation auf dem Strommarkt. Umgekehrt können die hohen Preise in solchen Situationen heute in der Regel nicht an diese Verbraucher weitergegeben werden. Lediglich Stromverbraucher mit eigenem Bilanzkreis haben hier andere Anreize.

„Stromspeicher“ haben für den Markt denselben Effekt wie eine Lastverschiebung, nur dass hier – physikalisch gesehen – nicht die Nachfrage reduziert und später nachgeholt wird (Verschiebung auf einen späteren Zeitpunkt), sondern ein Speicher gefüllt wird, damit später zusätzliche Erzeugungskapazitäten bereitgestellt werden können (Verschiebung der Nachfrage auf einen früheren Zeitpunkt. Im selben Sinne kann man hier natürlich auch von einer Verschiebung des Angebots sprechen.

### Fazit

- Die Grenzkosten für den Betrieb von Einrichtungen zur Lastverschiebung sind in der Regel gering.
- Wenn Lastverschiebung im Rahmen von Demand-side Management ausreicht, um eine Knappheitssituationen zu beheben, dann wird der Strompreis an der Börse kleiner oder gleich den Grenzkosten des teuersten Kraftwerks sein.
- Deswegen ist nicht zu erwarten, dass Lastverschiebung Anreize für Investitionen in neue Kraftwerke generiert.
- Kurzfristig sind auch gar keine neuen Kraftwerke nötig, da die Lastverschiebung die Nachfragespitze dauerhaft verhindert. Das Problem mangelnder Investitionen, z.B. zum Ersatz von Altanlagen, wird so in die Zukunft verschoben.
- Davon unbenommen kann die Lastverschiebung hilfreich für den kurzfristigen Ausgleich von Angebot und Nachfrage sein, insbesondere bei einem hohen Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien.

#### 2.1.3.2 *Freiwillige Reduzierung der Nachfrage durch Verzicht auf Lieferung*

Gehen im Vergleich zur Situation in Abbildung 5 weitere Kraftwerke vom Netz, z.B. alte Steinkohlekraftwerke, die das Ende ihrer Lebensdauer erreicht haben, und ist das Potential für die kurzfristige Ausweitung der Erzeugung und für Lastverschiebung im eben beschriebenen Sinne ausgeschöpft, tritt die in Abbildung 4 dargestellte Knappheitssituation wieder auf (Abbildung 6).

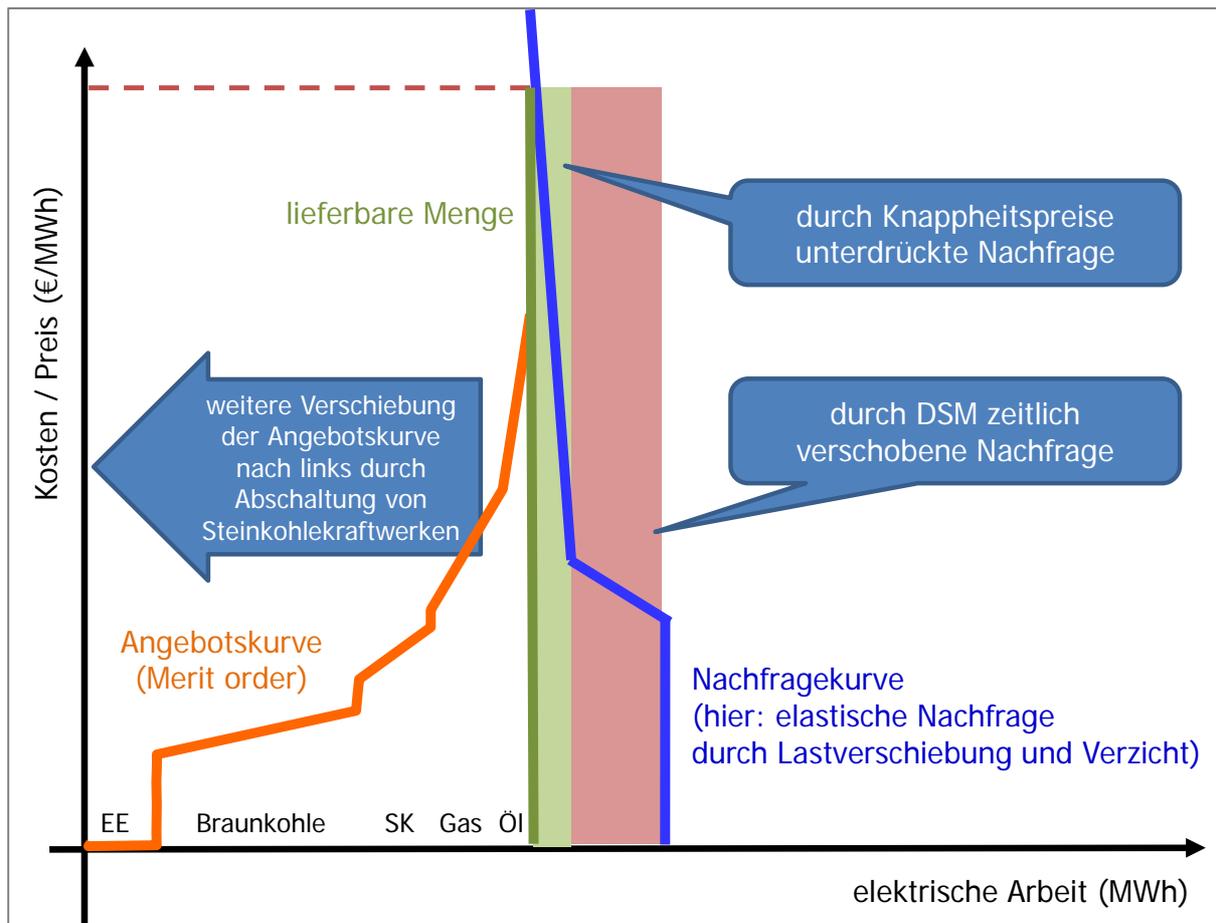


Abbildung 6: Findung eines Gleichgewichtspreises durch Verzicht auf Nachfrage.

Im vorigen Kapitel wurde gezeigt, dass Lastverschiebung nicht zu Börsenpreisen führt, die Investitionen in neue Kraftwerke möglich machen. Daher muss man jetzt darauf setzen, dass steigende Strompreise in einer Stunde dazu führen, dass einzelne Nachfrager ganz oder teilweise auf eine Lieferung verzichten. Derartige Preise werden als „Knappheitspreise“ bezeichnet. Sie werden nicht mehr durch das verfügbare Angebot, sondern durch die Zahlungsbereitschaft der Nachfrager bestimmt. Sie führen dazu, dass der aus dem Strombezug erwartete Nutzen bei den Verbrauchern, die nicht bereit oder in der Lage sind, die Knappheitspreise zu zahlen, entfällt, dass also z.B. eine Produktionsanlage stillgelegt wird. Es ist wichtig zu verstehen, dass der Strompreis in einer Knappheitssituation solange steigen muss, bis einige Bieter ihre Nachfrage zurückziehen. Anders kann das System physikalisch nicht ins Gleichgewicht gebracht werden.

Man kann also davon sprechen, dass Knappheitspreise Nachfrage unterdrücken, die nicht nachgeholt wird. Bei der Kostenbetrachtung wird häufig außeracht gelassen, dass eine solche Unterdrückung von Nachfrage mit Produktionsausfällen verbunden ist und somit zu einer Reduzierung des Bruttoinlandsproduktes führen kann. Der Wert der Produktionsausfälle oder sonstiger entgangener Nutzen wird auch als „Value of Lost Load (VoLL)“ bezeichnet. Studien

für Deutschland geben für ungeplante Lastabwürfe regional unterschiedliche Werte an, die von 300 bis 13.000 €/MWh reichen.<sup>15</sup>

### Beispiel

Im oben erwähnten Beispiel eines Kühlhauses hieße dies, dass der Betreiber eine Kühlkammer über eine kritische Temperatur auftauen lassen müsste, was dazu führt, dass die gelagerte Ware verdirbt. Der Betreiber muss jetzt den Schaden kalkulieren, den er durch ein solches Ereignis erleiden würde. Aus der Höhe des Schadens leitet sich dann der Strompreis ab, den er in einer Knappheitssituation noch zu zahlen bereit wäre. Wenn der Strompreis so hoch wird, dass er seinen „Value of Lost Load“ übersteigt, dann wird er auf die Stromlieferung verzichten.

Für die Zukunft wird der Betreiber auch überlegen, ein Notstromaggregat zu installieren, wenn dessen Kosten geringer sind als die erwarteten Kosten eines stundenweisen Lastverzichts. Wenn jedoch Knappheit am Energy-only Markt durch Notstromaggregate vermieden wird, führt dies wiederum zum Verschwinden der Knappheitspreise. Gleichzeitig ist die Absicherung durch viele kleine Anlagen deutlich teurer als die Installation eines größeren Kraftwerks („Economy of scales“).

Es stellt sich wiederum die Frage, ob Knappheitspreise, die aus Lastverzicht resultieren, geeignet sind, Investitionen in neue Kraftwerke auszulösen.

Zunächst einmal ist nicht gesagt, dass der „Value of Lost Load“ auf der Verbraucherseite tatsächlich hoch genug ist, um die Investition in Kraftwerke zu ermöglichen. Beide Werte sind nicht korreliert.

Wichtiger noch ist aber die Tatsache, dass Investitionen in neue Kraftwerke die Angebotskurve in den obigen Abbildungen verbreitern und somit nach rechts schieben, sobald diese Kraftwerke in Betrieb gehen. Damit sorgen sie aber dafür, dass die Knappheitspreise seltener werden und am Ende ganz verschwinden. Letztlich stellt sich wieder die heutige Situation ein, in der es ausreichenden Kapazitäten gibt, aber einige Kraftwerke von der Stilllegung bedroht sind. Ob es gelingt, die erforderliche strukturelle Knappheit in dem schmalen Band zu halten, das ausreichende Knappheitspreise ermöglicht, aber physische Engpässe vermeidet, kann nicht garantiert werden. Die Autoren halten das damit verbundene Risiko bei einer so wichtigen Ressource wie elektrischer Energie im Vergleich zu den Kosten, es zu vermeiden (vgl. Kap. 3), für deutlich zu hoch. Letztlich müssen aber die Stakeholder entscheiden, welchen Stellenwert die Versorgungssicherheit haben soll.

Hinzu kommt, dass es derzeit in der Praxis noch sehr umständlich ist, den Verzicht auf die Lieferung von Strom am Markt zu platzieren. Die meisten Verbraucher haben Lieferverträge, die nicht zeitlich variabel sind. Nur Unternehmen, die eigene Bilanzkreise verwalten und selbst an der Börse aktiv sind, können hier unkompliziert reagieren. Erst eine umfassende Einführung von intelligenten Stromzählern (Smart meter) in Verbindung mit reaktionsfähigen Hausgeräten sowie entsprechend gestalteten Stromtarifen könnte mehr Flexibilität schaffen.

---

<sup>15</sup> Vgl. Piaszeck et al. 2013.



Es ist aber noch nachzuweisen, dass diese Infrastruktur tatsächlich kostengünstiger ist als die Schaffung zusätzlicher Erzeugungskapazitäten.

Erfahrungen in anderen Ländern, z.B. in Australien, zeigen zudem, dass Demand-side Management für Unternehmen attraktiver ist, wenn sie eine geringe, aber regelmäßige Zahlung zur Finanzierung der nötigen Investitionen erhalten als wenn sie auf die schwer vorhersagbare Realisierung hoher Erlöse in wenigen Stunden angewiesen sind.<sup>16</sup>

### Fazit

- Knappheitspreise bedeuten, dass ein Teil der ursprünglichen Nachfrage zum Zeitpunkt ihres Auftretens nicht gedeckt werden kann, ohne dass diese nachgeholt werden kann.
- Bei elastischer Nachfrage bilden Knappheitspreise die Zahlungsbereitschaft der Verbraucher ab, um eine Lieferunterbrechung zu vermeiden.
- Knappheit und damit auch Knappheitspreise verschwinden, sobald genügend neue Kraftwerke ans Netz gegangen sind, um die maximale Nachfrage wieder decken zu können.

#### 2.1.4 Administrative Einführung von Knappheitspreisen

Was passiert, wenn die in den vorigen Kapiteln beschriebenen Maßnahmen und Mechanismen nicht ausreichen, um eine Knappheitssituation zu bereinigen und immer noch kein Gleichgewichtspreis zustande kommt?

Bislang sehen die Regularien der Börse vor, dass in dem in Abbildung 4 dargestellten Knappheitsfall die Auktion wiederholt wird. Dies geschieht in der Hoffnung, dass die in Tabelle 1 beschriebenen kurzfristigen Maßnahmen zur Ausweitung der Erzeugung ergriffen werden oder dass Verbraucher in Erwartung hoher Preise freiwillig ihre Nachfrage reduzieren (vgl. Kap. 2.1.3), soweit sie dazu in der Lage sind.

Wenn sich in der Wiederholungsauktion jedoch immer noch kein Gleichgewichtspreis einstellt, dann legt die Börse den Preis für die fragliche Stunde auf 3.000 €/MWh fest (Abbildung 7). Wenn die Nachfrage kurzfristig unelastisch ist wie in Abbildung 7 dargestellt, fehlt eine bestimmte Menge elektrischer Energie und es müssen Regeln aufgestellt werden, wie mit dieser Situation umgegangen wird. Eine Möglichkeit wäre, allen Nachfragern die fehlende Menge im Verhältnis („pro rata“) abzuziehen. Auf diese Weise können in Abbildung 7 die lieferbare Menge und die (befriedigte) Nachfrage zur Deckung gebracht werden.

---

<sup>16</sup> Vgl. dazu Flamm 2014.

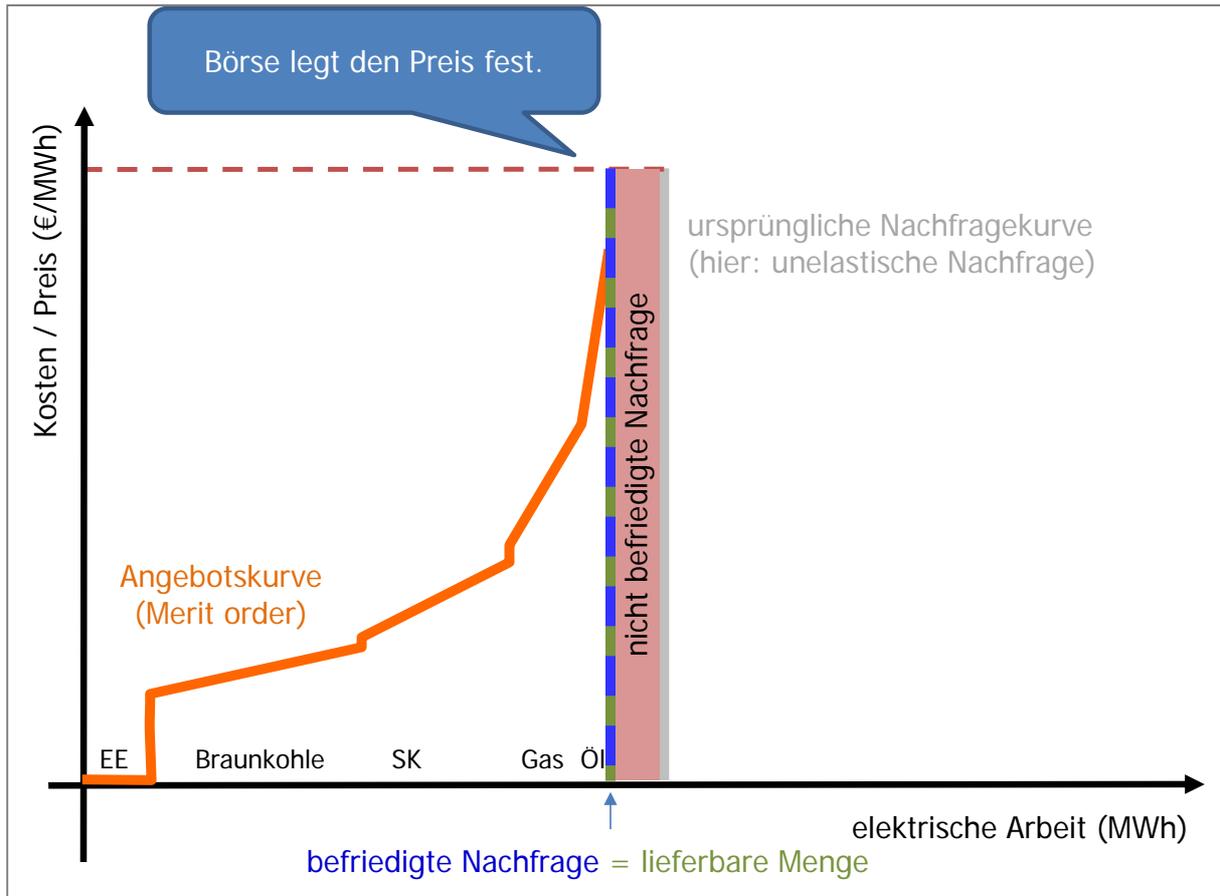


Abbildung 7: Auflösung einer Situation, in der sich kein Gleichgewichtspreis bildet, durch externe Setzung des Preises.

Es stellt sich dann aber die Frage, wie die Lieferanten der Letztverbraucher dann verfahren sollen. Wenn es sich beispielsweise um Stadtwerke handelt, so haben diese keine Handhabe, die Kürzung gleichmäßig an ihre Kunden weiter zu geben. Am Ende bleibt ihnen nur, einzelne Verbraucher gezielt abzuschalten.

Es ist nicht trivial, den Knappheitspreis administrativ so festzulegen, dass er Anreize für Investitionen generiert (vgl. Kap. 3), aber gleichzeitig nicht zu übermäßigen zusätzlichen Erlösen für bestehende Kraftwerke führt (vgl. Kap. 2.3).

Sobald aber ausreichend neue Kraftwerke ans Netz gegangen sind, um die Knappheitssituation zu beseitigen, existiert wieder ein Schnittpunkt zwischen Angebots- und Nachfragekurve und der Strompreis wird sich wieder zwischen null und den Grenzkosten des teuersten Kraftwerks bewegen.



## Fazit

- Wenn am Markt kein Gleichgewichtspreis zustande kommt, können Knappheitspreise administrativ gesetzt werden.
- Bei weiter unelastischer Nachfrage muss durch die Systemverantwortlichen festgelegt werden, welche Verbraucher zwangsweise auf eine vollständige Befriedigung ihrer Nachfrage verzichten müssen.
- Auch in diesem Fall verschwinden Knappheit und damit auch Knappheitspreise, sobald genügend neue Kraftwerke ans Netz gegangen sind, um die maximale Nachfrage wieder decken zu können.

### 2.1.5 Diskussion von Knappheitspreisen und Zwischenfazit

Es soll noch einmal ausdrücklich betont werden, dass Knappheitspreise bedeuten, dass in einigen Stunden des Jahres die Nachfrage nicht vollständig befriedigt wird.<sup>17</sup> Es ist also nicht so, wie manche Darstellungen zumindest implizieren, dass lediglich sehr hohe Preise für die Stromlieferung bezahlt werden müssen, diese aber letztlich gesichert ist.

Die strukturelle Knappheit an Erzeugungsleistung birgt die Gefahr, dass es zu unkontrollierten Abschaltungen (Blackout, Brownout) kommt, wenn die Mechanismen zur kontrollierten Reduktion der Nachfrage einmal versagen.

Es wird daher in Frage gestellt, ob ein solches Verfahren von den betroffenen Unternehmen, den Verbrauchern und damit der Politik akzeptiert werden würde.<sup>18</sup>

Unabhängig davon, dass die zwangsweise Abschaltung von Verbrauchern vermutlich erheblichen Unwillen bei den Betroffenen auslösen würde, müssten die Systemverantwortlichen (Börsenbetreiber oder Regulatoren) bei einer administrativen Festlegung von Knappheitspreisen eine umfangreiche Planungsleistung erbringen. Sie müssen abschätzen, wie oft die beschriebene Knappheitssituation auftritt und dann den administrativ festgelegten Preis in solchen Stunden so bestimmen, dass er ausreicht, neue Kraftwerke zu finanzieren ohne diesen dabei zu hohe Einnahmen (sogenannte „Windfall Profits“) zu bescheren. Dieses Vorgehen stellt einen signifikanten Eingriff in den Markt dar. Zudem unterliegt auch dieses Verfahren dem schon beschriebenen Rebound-Effekt.

Von den zwischenzeitlich sehr hohen Preisen profitieren im Wesentlichen die Bestandskraftwerke solange noch Knappheit herrscht (vgl. Kap. 2.3). Die neuen Kraftwerke profitieren davon nicht, da die Knappheitspreise wieder verschwinden, es sei denn, es werden nur gerade so viele gebaut, dass weiterhin eine ausreichende Zahl von Stunden mit Knappheit auf-

---

<sup>17</sup> Vorstellbar ist zwar auch, dass Knappheitspreise administrativ gesetzt werden, wenn die Last einen bestimmten Anteil der verfügbaren installierten Leistung (z.B. 95%) überschreitet. Diese Schwelle und die dazugehörige Höhe der Knappheitspreise zu setzen, erfordert aber eine erhebliche Planungsleistung, die nicht im Sinne einer „rein marktwirtschaftlichen“ Lösung wäre. Zudem besteht für die Investoren weiter Unsicherheit über die Häufigkeit des Auftretens der Knappheitspreise, so dass ebenfalls nicht sichergestellt wäre, dass tatsächlich Investitionen angestoßen werden.

<sup>18</sup> Vgl. dazu Matthes 2013.

tritt. Dies zu steuern würde jedoch entweder Planung oder umfangreiche Absprachen zwischen den Investoren erfordern, was nicht mit der Idee eines freien Marktes vereinbar wäre.

Weiter wird oft argumentiert, dass europäische Verflechtungen, Netzausbau und Speicher helfen können, Kapazitätsengpässe zu vermeiden.<sup>19</sup>

Auf den ersten Blick ist es richtig, dass der Bedarf an maximaler Leistung im Verhältnis geringer ist, je größer das System ist. Dies liegt an Ausgleichsmöglichkeiten im System, da die maximale Nachfrage nicht in allen Untersystemen gleichzeitig auftreten wird. Diese Ausgleichsmöglichkeiten bestehen aber in erster Linie bei kurzzeitigen Engpässen, die z.B. durch hohe Gradienten beim Lastwechsel oder durch den Ausfall von großen Einheiten entstehen.

Nicht gelöst wird die Frage des Backups in längeren Zeiträumen, in denen die Sonne wenig scheint und der Wind in Deutschland nur wenig weht („dunkle Flaute“). Photovoltaik steht nachts nirgends in Europa zur Verfügung. Windschwache Zeiten können durchaus ein bis zwei Wochen andauern und sich über große Räume erstrecken.<sup>20</sup>

Man kann nicht ohne weiteres davon ausgehen, dass Nachbarstaaten für solche Zeiten Kapazitäten für den Export vorhalten und finanzieren. Warum sollte ein Investor in Frankreich Erzeugungskapazitäten errichten, die dort nicht benötigt werden, in der Hoffnung, den erzeugten Strom nach Deutschland exportieren zu können, wenn gleichzeitig der Bau einer solchen Anlage in Deutschland selbst nicht wirtschaftlich ist. Wenn die Anlagen in Frankreich selbst jedoch für die Sicherstellung der Versorgung erforderlich sind, besteht die Gefahr, dass sie nicht zur Verfügung stehen, wenn ihr Strom in Deutschland benötigt würde.

Wenn z.B. Frankreich den Bau solcher Anlagen durch nationale Kapazitätzahlungen ermöglicht, wird es dies nur für den eigenen Bedarf tun. Es ist nicht zu erwarten, dass Deutschland hier auf Dauer als Trittbrettfahrer andere Nationen agieren kann.

Mit den oben beschriebenen Flexibilisierungsmaßnahmen für die Nachfrage (inkl. Speicher) kann der Zeitpunkt, an dem Investitionen in neue Kraftwerke unausweichlich werden, hinausgeschoben werden und die zu installierende Leistung des erforderlichen Backups lässt sich reduzieren. Letztlich lösen lässt sich das Problem des Backups auf diese Weise nicht. Schon gar nicht lassen sich auf diese Weise Investitionsanreize für Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien generieren, wie in Kap. 3 gezeigt wird.

Im Übrigen sei an dieser Stelle darauf hingewiesen, dass es im internationalen Vergleich kein Beispiel gibt, in dem auf Basis eines Energy-only Marktes ein Investitionszyklus durchlaufen wurde. Länder wie Spanien, Irland, Chile, Kolumbien oder Südkorea haben dagegen bereits seit längerem Kapazitätsmechanismen implementiert, andere wie Frankreich und Großbritannien sind gerade dabei dies zu tun. Länder wie Schweden, Finnland, Norwegen oder Neuseeland setzen auf eine (strategische) Reserve.<sup>21</sup>

---

<sup>19</sup> Vgl. dazu Connect 2014, BMWi 2014.

<sup>20</sup> Die Daten zur Einspeisung aus EEG-Anlagen, die die Netzbetreiber seit etlichen Jahren öffentlich zur Verfügung stellen, zeigen, dass zumindest für Deutschland die Windenergie in mehreren hundert Stunden weniger als 1% der Last abdeckt.

<sup>21</sup> Vgl. dazu z.B. Park et al. 2007 und Süßenbacher et al. 2011.



### Zwischenfazit zu Knappheitspreisen

- Solange ausreichend Erzeugungskapazität besteht, um die maximale Nachfrage zu decken, gibt es keine Anreize, in neue Kraftwerke zu investieren.
- Knappheitspreise werden daher nur dann Anreize für Investitionen in neue Kraftwerke schaffen, wenn
  - auf Dauer die installierte Kraftwerksleistung kleiner ist als die maximale Nachfrage und
  - einige Verbraucher in einer Anzahl von Stunden im Jahr durch hohe Preise gezwungen werden, ihre Nachfrage zu reduzieren.
- Dies setzt voraus, dass die Nachfrager bereit sind, eine, wenn auch geringe Anzahl von Stunden mit sehr hohen Preisen zu akzeptieren.
- Damit einhergehend ist die wirtschaftliche Analyse um den „Value of Lost Load“ zu erweitern.
- Knappheitspreise werden verschwinden, wenn so viel neue Kapazität zugebaut wird, dass die maximale Nachfrage wieder gedeckt werden kann.
- Lastverschiebung kann die Nachfrage aus Spitzenlastzeiten heraus verschieben. Die Möglichkeit zur Lastverschiebung wird, wenn sie einmal vorhanden ist, nicht nur in Knappheitssituationen genutzt, sondern immer, wenn die Verschiebung Kosteneinsparungen verspricht. Dies kann zu einer Senkung der mittleren Strompreise und somit auch der Deckungsbeiträge von alten und möglichen neuen Kraftwerken führen.
- Selbst wenn einzelne Unternehmen im Vertrauen auf Knappheitspreise den Bau neuer Kraftwerke wagen, so besteht die Gefahr, dass „zu viel“ Kapazität neu errichtet wird und die Knappheitspreise dadurch verschwinden. Die Betreiber der neuen Kraftwerke würden dann Verluste erleiden und unter Umständen in die Insolvenz gehen.
- Da Investitionsentscheidungen mehrere Jahre vor der Inbetriebnahme fallen müssen, entstehen hier erhebliche Marktrisiken für die Investoren, die sie antizipieren werden und die sie von entsprechenden Investitionsentscheidungen abhalten können. Wenn sie zudem die Wirkung der Lastverschiebung erkennen, wird ihre Investitionsbereitschaft weiter sinken.
- Somit treten die eigentlich entscheidenden Fragen zu Tage:
  - Welches Niveau an Versorgungssicherheit will die Gesellschaft haben?
  - Ist sie bereit, in Kauf zu nehmen, dass es häufiger als in der Vergangenheit zu Ausfällen in der Stromversorgung kommen kann?

## 2.2 Kapazitätsmechanismen

Wenn man zu dem Ergebnis kommt, dass der Energy-only Markt mit flankierenden Knappheitspreisen allein nicht ausreicht,

- um Anreize für den Bau neuer Kraftwerke zu generieren, und
- unter Umständen sogar nicht einmal ausreichende Erlöse für den Erhalt bestehender konventioneller Kraftwerke sicherstellt, die benötigt werden, um jederzeit die Nachfrage decken zu können,

dann muss man die Frage nach wirksamen Alternativen stellen.

In diesem Zusammenhang werden eine Reihe sogenannter „Kapazitätsmechanismen“ diskutiert, die alle das Ziel haben, den Bau oder den Erhalt von Stromerzeugungskapazitäten (sowie gegebenenfalls auch Speichern und Maßnahmen zur Lastverschiebung) zu ermöglichen. Allen diesen Mechanismen ist gemeinsam, dass sie letztlich auf zusätzliche Einkommensströme unabhängig von der erzeugten Strommenge zielen.

Im Folgenden werden einige wichtige, derzeit diskutierte Kapazitätsmechanismen vorgestellt, ohne dass Anspruch auf Vollständigkeit erhoben wird.

### 2.2.1 Mögliche Ausgestaltungen von Kapazitätsmechanismen

#### 2.2.1.1 Strategische Reserve

Die Idee einer „Reserve“ besteht darin, Erzeugungskapazitäten außerhalb des Energy-only Marktes vorzuhalten, die eingesetzt werden, wenn der Ausgleich von Angebot und Nachfrage an der Börse nicht gelingt.

Heute zielt die Idee einer strategischen Reserve für Deutschland in erster Linie auf Bestandskraftwerke, die von der Stilllegung bedroht sind, künftig könnten aber durchaus auch neue Kraftwerke aufgenommen werden.<sup>22</sup> Die Reserve darf nur eingesetzt werden, wenn andernfalls die Nachfrage nicht bedient werden kann. Die Kraftwerke erhalten eine Kapazitätzahlung, die ihren Bestand sichert bzw. die Kapitalkosten deckt, die nicht über Deckungsbeiträge refinanziert werden. Im Gegenzug dürfen die Reservekraftwerke nicht mehr am Energy-only Markt teilnehmen.

Die Teilnahme an der Reserve könnte ausgeschrieben oder durch vorgegebene Kapazitätzahlungen geregelt werden.

In jedem Fall muss die Frage beantwortet werden, wann die Reserve zum Einsatz kommen soll:

- 1) Steht sie generell zur Verfügung, wenn am Spotmarkt die Nachfrage höher ist als die verfügbare Leistung?
- 2) Oder werden Knappheitspreise zugelassen und die Reserve wird erst eingesetzt, wenn diese einen bestimmten Wert überschreiten?

Im 1. Fall bleibt das Problem mangelnder Anreize für Investitionen in neue Kraftwerke bestehen. Wenn Kraftwerke aus dem Energy-only Markt oder aus der Reserve irgendwann aus Altersgründen endgültig stillgelegt werden müssen, stellt sich erneut die Frage, wie Investitionen finanziert werden sollen. Im Zweifel muss die Reserve immer weiter erhöht werden.

---

<sup>22</sup> Vgl. dazu z.B. Consentec 2012 und 2012a.



Der 2. Fall ist eigentlich eher ein Sonderfall der Knappheitspreise aus Kap. 2.1. Er bietet eine Absicherung gegen die Gefahr von Blackouts, aber er löst nicht das Problem, dass Knappheitspreise verschwinden, wenn neue Kraftwerke ans Netz gehen, es sei denn, die im Markt befindliche Kapazität wird immer durch externe Eingriffe (sprich Verschiebung in die Reserve) künstlich knapp gehalten. Der Einsatz der Reserve hebt den Anstieg der Börsenpreise bis zur hinreichenden Unterdrückung von Nachfrage aus. Es gibt keine unbefriedigte Nachfrage wie in Abbildung 6 oder Abbildung 7 dargestellt. Vielmehr wird dieser Teil der Nachfrage durch die Reserve abgedeckt. Dann ist es aber zwingend erforderlich, wie in Kap. 2.1.4 beschrieben, exogen einen Preis zu definieren, der in Knappheitssituationen gilt. Dieser könnte sich an den Kosten eines Lastverzichts (Value of Lost Load, vgl. Kap. 2.1.3.2) orientieren oder an den erforderlichen Erlösen der zu errichtenden Kraftwerke.

Eine Vorstufe der strategischen Reserve existiert in Deutschland bereits heute. Die Bundesnetzagentur kann die Stilllegung von Kraftwerken untersagen, wenn sie die Versorgungssicherheit für gefährdet hält.<sup>23</sup> Hintergrund ist dabei allerdings nicht eine allgemeine Knappheit an Erzeugungsleistung, sondern regionale Engpässe, vor allem in Süddeutschland, die ein sogenanntes „Redispatch“ – also eine durch die Netzbetreiber als Systemverantwortliche veranlasste Abweichung vom Marktergebnis – erforderlich machen.

Wenn man die langfristige Entwicklung zu einer Stromversorgung betrachtet, die im Jahr 2050 80% der benötigten elektrischen Arbeit aus erneuerbaren Energien bezieht, dann müssen bis dahin alle heute bestehenden Kraftwerke ersetzt werden. Da der Neubau konventioneller Anlagen als Backup für Zeiten, in denen wenig Wind weht und die Sonne kaum scheint, unwirtschaftlich ist, wird letztlich die gesamte Backup-Kapazität über die Strategische Reserve zur Verfügung gestellt werden müssen, was die Idee des Energy-only Marktes sowohl als Steuerungsinstrument für Investitionen als auch als Dispatch-Instrument ad absurdum führt.

Als Vorteil der Reserve wird angeführt, dass sie – abgesehen von begrenzten Preiserhöhungen, die dadurch ausgelöst werden, dass die Reservekraftwerke nicht am Energy-only Markt teilnehmen – kurzfristig nur geringe Rückwirkungen auf den Börsenhandel hat.<sup>24</sup> Ihre Einrichtung sei zudem reversibel, das heißt, sie könne relativ einfach aufgelöst werden, wenn anderweitig Investitionsanreize geschaffen werden.

Die Reserve kann sehr kurzfristig eingerichtet werden, sofern sie sich aus von der Stilllegung bedrohten Bestandskraftwerken rekrutiert.

---

<sup>23</sup> ResKV 2013.

<sup>24</sup> Vgl. Consentec 2012 und 2012a.

## Fazit

- Eine Strategische Reserve ist eine leicht umzusetzende Möglichkeit, kurzfristig Kapazitätsengpässe zu vermeiden.
- Eine Reserve führt dazu, dass Knappheitspreise nicht oder nur in dem durch die erforderliche Preisobergrenze definierten Maß auftreten und verringert somit die Anreize, auf Basis des Energy-only Marktes zu investieren.
- Eine Strategische Reserve löst nicht die Frage nach dem Backup in einem System, bei dem 80% der elektrischen Arbeit aus erneuerbaren Energien stammt. Letztlich müssten dann alle Backup-Kraftwerke der Reserve angehören.

### 2.2.1.2 Kapazitätsprämien

Die Idee von Kapazitätsprämien besteht darin, einen leistungsorientierten Markt zu schaffen, über den Kraftwerksbetreiber einen zweiten Einkommensstrom generieren können. Dabei lassen sich zwei grundsätzlich verschiedene Formen unterscheiden, die als

- *zentraler Kapazitätsmarkt* und als
- *dezentraler Leistungsmarkt*

bezeichnet werden.<sup>25</sup>

Bei einem zentralen Kapazitätsmarkt wird die benötigte Erzeugungsleistung von einer zentralen Stelle bestimmt.<sup>26</sup> Diese muss auf Basis von bekannten Neubauvorhaben (einschließlich des Ausbaus erneuerbarer Energien), angekündigten Abgängen im Kraftwerkspark sowie einer Einschätzung der Entwicklung der Nachfrage den Bedarf an weiteren Kapazitäten ermitteln. Eine unabhängige Stelle schreibt dann Prämien für die teilnahmeberechtigten Kapazitäten aus. Entscheidend ist es aber, im Vorfeld das gewünschte Niveau an Versorgungssicherheit zu definieren. Es ist zu erwarten, dass ein zentraler Planer bei einer hohen gewünschten Versorgungssicherheit eher vorsichtig agieren und den Kapazitätsbedarf zu hoch ansetzen wird. Die Kosten eventuell entstehender Überkapazitäten können dann als Versicherungsprämie für die Versorgungssicherheit betrachtet werden.

Um den Planungsprozess zu umgehen, wird auch diskutiert, im Rahmen eines dezentralen Leistungsmarktes die Nachfrager bzw. deren Dienstleister (Lieferanten, Bilanzkreisverantwortliche etc.) zu verpflichten, Kontrakte über die Sicherstellung ihrer maximalen Nachfrage abzuschließen.<sup>27</sup> Dies würde einen Markt für Leistungszertifikate generieren, der ähnlich wirkt wie die zentrale Ausschreibung von Kapazitätsprämien.

Allerdings bestehen zwei Probleme: Zum einen ist die Summe der maximalen Leistungen der Nachfrager größer als die tatsächlich auftretende maximale Nachfrage, da die höchsten Werte nicht gleichzeitig bei allen Nachfragern auftreten und nicht unbedingt mit den niedrigsten Einspeisungen aus erneuerbaren Energien korreliert sind. Hier müsste also ein Faktor

---

<sup>25</sup> Es besteht natürlich auch die Möglichkeit, Kapazitätsprämien administrativ festzulegen. Damit würde man sich aber weiter vom Ideal des wettbewerblich organisierten Marktes entfernen.

<sup>26</sup> Vgl. dazu z.B. Elberg et al. (2013) oder EWI (2012).

<sup>27</sup> Vgl. dazu z.B. Ecke et al. (2013) oder Enervis (2013).



definiert werden, der die Höhe der abzusichernden Leistung bestimmt. Dazu wird wieder eine zentrale Institution benötigt. Zum anderen werden sich dezentrale Nachfrager schwer tun, langfristige Kontrakte (10-15 Jahre) für die Leistungsbesicherung abzuschließen. Für die Investoren wären aber gerade solche langfristigen Kontrakte interessant.

Weiter ist zu klären, wer an einem derartigen Kapazitätsmarkt teilnehmen darf. Energieökonomern kommen zu dem Ergebnis, dass ein umfassender Kapazitätsmarkt, an dem alle Kraftwerke (mit gesicherter Leistung), also bestehende und noch zu errichtende, teilnehmen, ökonomisch effizient wäre.<sup>28</sup> Das ist insoweit richtig, dass sich kein Kraftwerkspark finden lässt, der – unter sonst gleichen Randbedingungen – geringere Kosten für die Stromerzeugung aufweist.

Diese Stromgestehungskosten sind aber nicht gleichzusetzen mit den Einnahmen, die aus Energy-only Markt und Kapazitätsmarkt generiert werden. Vielmehr besteht die Gefahr, dass diese deutlich höher sind als eigentlich notwendig, weil nicht nur neue und stilllegungsgefährdete Kraftwerke Kapazitätsprämien erhalten, sondern alle Kraftwerke.

Aus diesem Grund wurden fokussierte Kapazitätsmärkte vorgeschlagen, die sich auf bestandsgefährdete sowie neue Kraftwerke konzentrieren sollen.<sup>29</sup> Gedacht ist an einen Markt, in dem langfristige Kontrakte (z.B. 15 Jahre) für neue Kraftwerke gehandelt werden, sowie einen weiteren Markt, in dem kurzfristige Verträge (Monate, Quartale, 1-2 Jahre) für bestehende Kraftwerke, die von der Stilllegung bedroht sind, gehandelt werden. Letzteres wird über eine maximale Laufzeit von nicht mehr als 2.000 Stunden im jeweils vergangenen Jahr definiert. Ein solch fokussierter Kapazitätsmarkt ist allerdings nur in Kombination mit einem zentralen Ansatz denkbar, da die Teilnahmeberechtigung an zentraler Stelle definiert und überwacht werden muss (vgl. Tabelle 2).

*Tabelle 2: Kombinationsmöglichkeiten von zentralen und dezentralen Kapazitätsmechanismen mit fokussierten und umfassenden Mechanismen.*

	zentraler Kapazitätsmarkt	dezentraler Leistungsmarkt
umfassender Kapazitätsmarkt		
fokussierter Kapazitätsmarkt		

Damit die Nutznießer von Kapazitätsprämien nicht in den Genuss von doppelten Vorteilen, nämlich Prämien und übermäßigen Erlösen am Spotmarkt an der Börse kommen, wird in der Regel eine Obergrenze für Erlöse aus dem Energy-only Markt vorgeschlagen. Diese wird über Call-Optionen realisiert, mit deren Hilfe Erlöse oberhalb eines bestimmten Preisniveaus abgeschöpft werden. Die abgeschöpften Erlöse können zur Finanzierung der Kapazitätzahlungen verwendet werden. Optionen sind Standardinstrumente im Börsenhandel, so dass ihre Implementierung nicht mit übermäßigem Aufwand verbunden sein sollte.

<sup>28</sup> Vgl. dazu z.B. Elberg et al. (2013) oder EWI (2012).

<sup>29</sup> Matthes et al. (2013).

Um den Anforderungen gerecht zu werden, die durch einen hohen Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung und anspruchsvolle Ziele im Klimaschutz definiert werden, ist es sinnvoll, die Teilnahme von Neuanlagen an Kapazitätsmärkten an bestimmte Voraussetzungen zu knüpfen (Präqualifikation, vgl. Kap. 0). Dazu gehören

- eine geringe Mindestlast,
- eine möglichst gute Kaltstartfähigkeit
- hohe Lastwechselraten sowie
- Emissionsobergrenze für CO<sub>2</sub>.<sup>30</sup>

Für den dezentralen Leistungsmarkt wird vorgeschlagen, diesen gegebenenfalls mit Hilfe einer Reserve abzusichern für den Fall, dass die Gemeinschaft der Nachfrager ihrer Pflicht zur Absicherung der maximalen Nachfrage nicht in ausreichendem Maße nachkommt.<sup>31</sup>

### Fazit

- Kapazitätsprämien dienen dazu, einen zweiten Einkommensstrom für Kraftwerke neben den Erlösen aus dem Energy-only Markt zu schaffen. Die Prämien sollen sich an der installierten Leistung und nicht an der erzeugten elektrischen Arbeit orientieren.
- Es ist zu unterscheiden zwischen einem umfassenden Kapazitätsmarkt für alle Kraftwerke und einem fokussierten Markt, bei dem die Teilnahme an Bedingungen geknüpft wird.
- Weiter ist zu unterscheiden zwischen einem zentralen Kapazitätsmarkt, bei dem eine systemverantwortliche Instanz die auszuschreibenden Kapazitäten definiert und einem dezentralen Leistungsmarkt, bei dem alle Letztverbraucher (oder deren Dienstleister) die maximal bezogene Leistung absichern müssen.
- Bei der Ausgestaltung von Kapazitätsprämien muss darauf geachtet werden, dass sie mit den Klimaschutzzielen, der Energiewende im Allgemeinen sowie dem angestrebten Niveau der Versorgungssicherheit kompatibel sind. Es ist nicht zu leugnen, dass es dabei vielfältige Möglichkeiten der Einflussnahme durch Lobbying zugunsten von Partikularinteressen gibt.

<sup>30</sup> Vgl. dazu das Grünbuch des BMWi (2014).

<sup>31</sup> Vgl. dazu z.B. Ecke et al. (2013) oder Enervis (2013).



## 2.3 Verteilungsfragen

Die bisherigen Ausführungen konzentrierten sich auf Marktmechanismen und auf Anreize für ein bestimmtes Verhalten, insbesondere im Hinblick auf die Investition in neue Kraftwerke. Es wurde bereits darauf hingewiesen, dass der Markt effiziente Lösungen schafft. Das heißt z.B., dass die Stromproduktion in einer bestimmten Stunde nicht durch einen günstigeren Kraftwerksmix erfolgen kann. Neben der ökonomischen Effizienz sind aber auch Verteilungsfragen zu klären. Überspitzt formuliert geht es darum „Wer wie viel in diesem Spiel bezahlt“. Auch eine effiziente Lösung kann sich demnach aus Sicht einzelner Marktteilnehmer „ungerecht anfühlen“. Die Ökonomische Theorie macht wenig Aussagen zu Verteilungsfragen. Bei der Ausgestaltung neuer Instrumente am Strommarkt dürften – wie auch sonst – Verteilungsfragen aber für politische Entscheidungsträger sehr wichtig sein. In diesem Abschnitt werden daher die folgenden beiden Verteilungsfragen untersucht:

- 1) Stromverbraucher versus Stromerzeuger sowie
- 2) Bestandskraftwerke versus Neuanbieter.

Bei der Frage der Verteilungswirkung unterschiedlicher Instrumente ist zunächst noch einmal darauf hinzuweisen, dass der Kapitalbedarf für Investitionen in neue Kraftwerke bzw. für das Erhalten der Betriebsbereitschaft stilllegungsgefährdeter Kraftwerke bei jeweils gleichem Ziel im Sinne der verfügbaren Erzeugungskapazität gleich hoch ist. Die Kosten für den Bau eines Gaskraftwerks sind unabhängig von den hier diskutierten Finanzierungswegen. Soll also beispielsweise eine bestimmte Kapazität an neuen Gasturbinen errichtet werden, sind die Investitionskosten unabhängig vom Refinanzierungsinstrument.<sup>32</sup>

Ferner ist auch klar, dass die Verbraucher letztlich die vollen Gestehungskosten für die von ihnen genutzte elektrische Energie zahlen müssen. Zu fragen ist aber, durch welches Instrument ihre zusätzliche Belastung minimiert werden kann.

### *Zu 1) Stromverbraucher versus Stromerzeuger*

Die Frage der Verteilungswirkung zwischen Verbrauchern und Erzeugung soll zunächst an Hand von zwei Extremen dargestellt werden: Knappheitspreise und fokussierte Kapazitätsmärkte.

Die Wirkung von Knappheitspreisen auf den gleichgewichtigen Preis wurde bereits oben grafisch gezeigt. Abbildung 8 erweitert die bisherige Darstellung um die zusätzlichen Erlöse, die in dieser Stunde generiert werden. Wie zu sehen ist, fließen die Erlöse an alle Kraftwerksbetreiber, die in dieser Stunde anbieten – unabhängig davon, wie alt und wie effizient ihr Kraftwerk ist und ob es unter Umständen stilllegungsgefährdet ist.

---

<sup>32</sup> Für eine quantitative Abschätzung siehe Kap. 3.

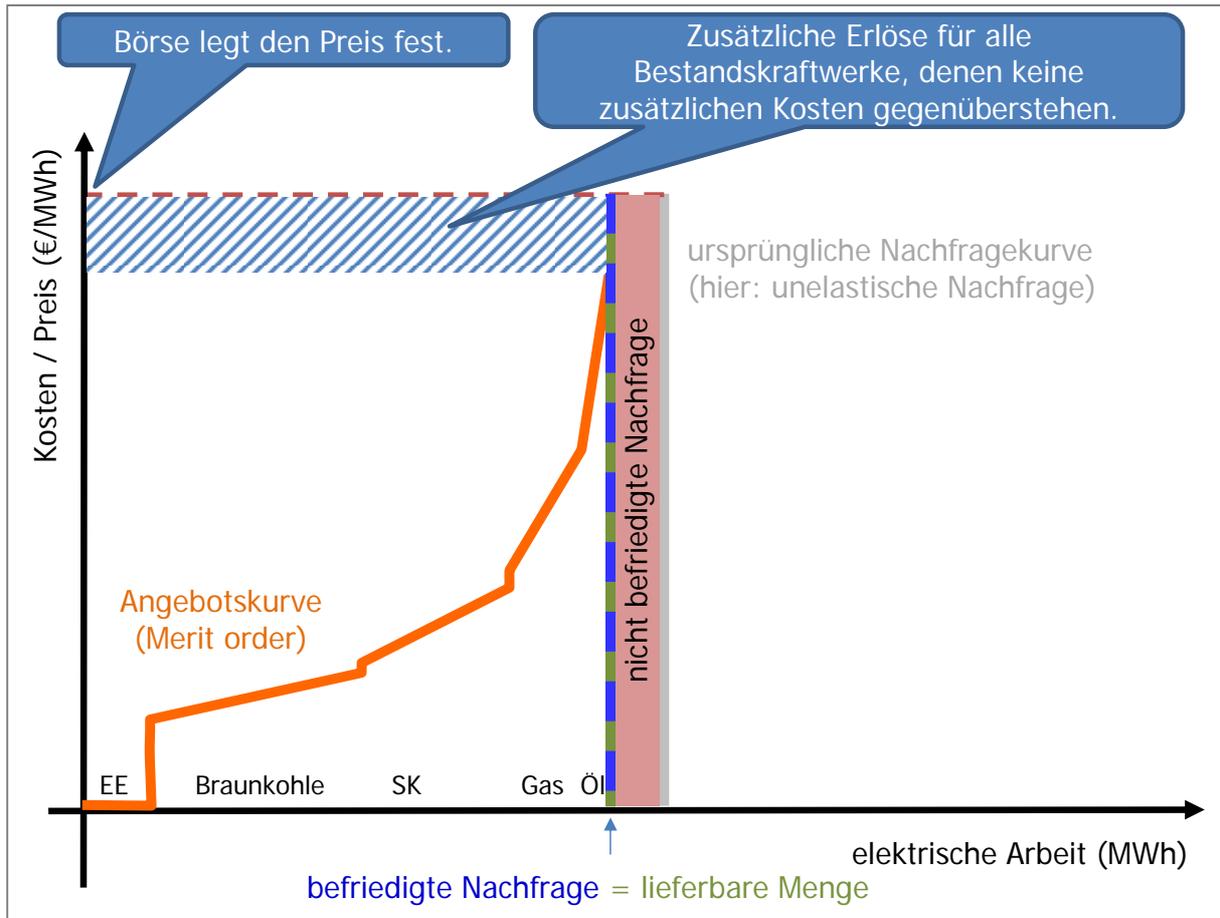


Abbildung 8: Zusätzliche Erlöse für Bestandskraftwerke durch Knappheitspreise.

Um ausreichend Investitionsanreize für neue Kraftwerke zu liefern, müssen – etwas vereinfacht – die Erlöse aus den Zeiten mit Knappheitspreisen die Kapitalkosten der neuen Anlagen decken. Das heißt, es sind entweder wenige Stunden mit hohen Knappheitspreisen erforderlich oder „viele“ mit geringeren Knappheitspreisen. In beiden Fällen werden wie dargestellt auch zusätzliche Erlöse für die Altanlagen generiert, die von den Verbrauchern bezahlt werden. Diese bezahlen also tendenziell mehr als notwendig ist.

Im Gegensatz dazu fließen bei fokussierten Kapazitätsmärkten die notwendigen Prämien nur an die neuen (bzw. stilllegungsgefährdeten) Kraftwerke. Realisiert werden können die Zahlungen außerhalb des Energy-only Marktes, z.B. über eine Kapazitätsumlage. Die von den Stromverbrauchern zu leistenden zusätzlichen Zahlungen sind unter diesem Instrument per Definition kleiner als bei der umfassenden Kapazitätsprämie.<sup>33</sup>

Eine unmittelbare Folge der Bildung einer Strategischen Reserve aus Kraftwerken, die nicht mehr an der Börse bieten dürfen, wären höhere Preise am Spotmarkt, da sich die Angebotskurve (leicht) nach links verschiebt. Dies gilt für den Fall, dass die künftigen Reservekraftwerke in der Merit order unterhalb des Grenzkraftwerks angesiedelt waren. Handelt es

<sup>33</sup> Die letzte Bewertung hängt – wie häufig – von der konkreten Ausgestaltung der betrachteten Instrumente ab.



sich um die Grenzkraftwerke selbst, dann ist zu fragen, ob sie bei Aufruf der Reserve wiederum zu Grenzkosten verkaufen oder ob dann ein administrierter Knappheitspreis aufgerufen wird.<sup>34</sup>

Durch höhere Börsenpreise werden einerseits Windfall-Profits generiert für Kraftwerke, die ohnehin wirtschaftlich sind. Andererseits könnten die höheren Preise auch helfen zu verhindern, dass weitere Kraftwerke stillgelegt werden müssen.

Solange die Reserve immer zu Grenzkosten eingesetzt wird, wenn die Nachfrage die verfügbare Leistung übersteigt, werden sich die Preiseffekte in einem moderaten Rahmen bewegen, da eine Reserve von der Idee her einen begrenzten Umfang haben sollte.

Wenn die Reserve jedoch darauf abzielt, die am Markt verbleibenden Kapazitäten aktiv zu verknappen, um auf diese Weise Knappheitspreise zu generieren und letztlich Investitionsanreize für neue Kraftwerke zu schaffen, dann werden – wie oben diskutiert – erhebliche Windfall-Profits an die im Markt verbleibenden, nicht stilllegungsgefährdeten Kraftwerke fließen, die von den Verbrauchern zu bezahlen wären.

### *Zu 2) Bestandskraftwerke versus Neuanbieter*

Im Rahmen der Frage nach Verteilungswirkungen können auch Bestandskraftwerke und Neuanbieter betrachtet werden. Auch wenn beide – der politischen Ökonomie folgend – den Anreiz haben, die Renten für die Erzeuger zu maximieren (siehe hierzu den vorhergehenden Abschnitt), gibt es innerhalb der Erzeuger unterschiedliche Interessen. Dies soll auch wieder an Hand eines Beispiels verdeutlicht werden: fokussierte versus umfassende Kapazitätsmärkte.

Der Unterschied wird unmittelbar aus der oben beschriebenen Ausgestaltung deutlich. Unter den fokussierten Kapazitätsmärkten erhalten nur die neuen bzw. stilllegungsgefährdeten Kraftwerke zusätzliche Zahlungen – andere Kraftwerke dagegen nicht. Da die neuen bzw. weiterbetriebenen Kraftwerke auch einen Einfluss auf die Merit order haben und den gleichgewichtigen Preis senken, verlieren die Altbetreiber weitere Erlöse.

Bei umfassenden Kapazitätsmärkten können dagegen alle Bestandskraftwerke mitbieten und somit zusätzliche Zahlungen erhalten. Entsprechend sollten wir erwarten, dass sich Betreiber von bestehenden Kraftwerken immer für ein Instrument einsetzen, das allen Alt- und Neuanlagen gleichen Zugang zu zusätzlichen Erlösen ermöglicht.<sup>35</sup>

---

<sup>34</sup> In Skandinavien, z.B., werden Reservekraftwerke zu Preisen knapp oberhalb des teuersten Angebots eingesetzt.

<sup>35</sup> In diesem Sinne ist auch der vom BDEW favorisierte „dezentrale Leistungsmarkt“ als umfassender Markt zu verstehen.



## **Fazit**

- Die Verbraucher müssen die vollen Gestehungskosten für die von ihnen genutzte elektrische Energie tragen.
- Je nach Instrument und dessen konkreter Ausgestaltung können jedoch zusätzliche finanzielle Lasten für Verbraucher entstehen, die dann vor allem den Betreibern heute schon bestehender Kraftwerke zugutekommen, ohne dass es dafür eine Notwendigkeit im Hinblick auf die verfolgten Ziele gibt (Windfall-Profits).
- Die Windfall-Profits sind bei der strategischen Reserve und dem fokussierten Kapazitätsmarkt am geringsten.



## 2.4 Klimapolitische Fragen

Knappheitspreise zuzulassen bzw. Kapazitätsmechanismen einzuführen hat zunächst erst einmal kein klimapolitisches Ziel. Beides soll primär eine ausreichend hohe Erzeugungskapazität und damit Versorgungssicherheit sicherstellen. Aus der Diskussion um die Verteilungswirkungen kann aber abgeleitet werden, dass es mittelbare Effekte geben könnte.

Wie in Kap. 2.3 dargelegt, profitieren unter manchen Instrumenten alle Kraftwerke von zusätzlichen Erlösen, d.h. auch z.B. alte Braunkohlekraftwerke, die hohe spezifische CO<sub>2</sub>-Emissionen aufweisen. Unter fokussierten Kapazitätsmechanismen dagegen können solche Kraftwerke explizit ausgeschlossen werden. Ob dies sinnvoll wäre, ist aus unserer Sicht offen: Zur Erreichung von Klimaschutzziele in der Stromerzeugung dient primär das EU-Emissionshandelssystem mit seinen Emissionszielen. Dieses stellt sicher, dass die Klimaschutzziele erreicht werden. Allerdings wird immer wieder kontrovers diskutiert, wie viel CO<sub>2</sub>-Minderung in Deutschland selbst erreicht werden soll. Der EU-Emissionshandel ermöglicht es, Klimaschutzziele in Deutschland auch unter Beibehaltung von Braunkohlekraftwerken mittels importierter Emissionsberechtigungen zu erreichen. Sofern Emissionsminderungen jedoch in Deutschland selbst erreicht werden sollen, könnte die Emissionsfrage auch bei der Wahl von Kapazitätsmechanismen berücksichtigt werden.

Ein anderer Aspekt ist mittelbar mit dem Klimaschutz verbunden. Im Rahmen des Ziels, den Anteil der erneuerbaren Energien auf mindestens 80% in 2050 zu erhöhen, ist unstrittig, dass dies andere Anforderungen als heute an die notwendigen Backup-Kraftwerke mit sich bringt, z.B. mit Blick auf Laständerungsgeschwindigkeiten und die Möglichkeit des häufigeren An- und Abschaltens. Derartige Anforderungen könnten im Rahmen von fokussierten Kapazitätsmechanismen besser beachtet werden als z.B. bei Knappheitspreisen, die nur über den Preis wirken. Insbesondere für die Transformationsphase des Systems von heute bis 2050 wären genauere Analysen sinnvoll. In einem System mit konstantem Anteil erneuerbarer Energien wird sich jedoch auch die Backup-Seite in einem Steady-state anpassen, so dass die genannten Auswahlkriterien selbstverständlich sein werden und nicht explizit verlangt werden müssen.

### Fazit

- Die Diskussion über Knappheitspreise und Kapazitätsmechanismen ist zunächst nicht klimapolitisch motiviert.
- Knappheitspreise und ein umfassender Kapazitätsmarkt (unabhängig davon ob er zentral oder dezentral organisiert ist) können zu zusätzlichen Einnahmen von Kraftwerken mit hohen spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen führen.
- Dies ist aber nur dann relevant, wenn Klimapolitik aus nationaler Perspektive betrachtet wird. An den Zielvorgaben für den Kraftwerkspark innerhalb der EU, die durch das EU-Emissionshandelssystem verfolgt werden, ändert sich dadurch nichts.

### 3 Quantitative Analyse für einen Anteil erneuerbarer Energien von 80% in 2050

Im Folgenden sollen die bisher angestellten qualitativen Überlegungen durch quantitative Analysen für eine Stromversorgung, die zu 80% auf erneuerbaren Energien basiert, ergänzt werden, wie sie von der Bundesregierung für 2050 angestrebt wird.

Zu diesem Zweck wird ein Modell des Strommarktes benutzt, das vom arrhenius Institut Ende 2013 im Rahmen der Studie „Die künftigen Kosten der Stromerzeugung“ entwickelt wurde.<sup>36</sup> Dieses Modell wurde so weiterentwickelt, dass mit seiner Hilfe auch die Auswirkungen von Knappheitspreisen untersucht werden können. Im Weiteren wird das Modell zunächst kurz vorgestellt, bevor die neuen Ergebnisse diskutiert werden.

#### 3.1 Exkurs: Studie „Die künftigen Kosten der Stromerzeugung“

##### 3.1.1 Methodik und Annahmen

Für die Studie „Die künftigen Kosten der Stromerzeugung“ wurden die jährlichen Kosten der Stromerzeugung mit Hilfe eines Fundamentalmodells ermittelt, das die Stromversorgung eines Jahres mit einer zeitlichen Auflösung von einer Stunde simuliert.

Dabei wurde ein Zielzustand (der z.B. im Jahr 2050 erreicht sein könnte) untersucht, bei dem 80% des benötigten Stroms aus erneuerbaren Energien erzeugt wird, während der Backup über Gaskraftwerke sichergestellt wird. Nicht untersucht wurde die Transformation in diesen Zustand. Die Motivation für dieses Vorgehen liegt in der Tatsache, dass bei der Betrachtung der Transformation die hohen Investitionen für die Nutzung erneuerbarer Energien das Ergebnis dominieren würden, deren große Vorteile bei den Betriebskosten aber nur wenig zum Tragen kämen. Das Vorgehen scheint sinnvoll, weil bis zum Erreichen des Zielzustandes sämtliche Kapazitäten zur Stromerzeugung sowieso ausgetauscht werden müssen, da sie zwischenzeitlich das Ende ihrer (technischen) Laufzeit erreicht haben werden. Verzerrungen der Betrachtung durch abgeschriebene Kraftwerke, die bereits aufgelaufenen Kosten für erneuerbare Energien, Subventionen für fossile Kraftwerke usw. können damit außen vor bleiben.

Die Kosten der Stromerzeugung umfassen in erster Linie die (auf einzelne Jahre der Nutzungsdauer umgelegten) Investitionskosten, sowie die Kosten für die eingesetzten Brennstoffe und die CO<sub>2</sub>-Emissionen bzw. deren Vermeidung. Wartungskosten spielen nur eine untergeordnete Rolle.

Der Netzausbau wurde nicht näher betrachtet. Die Kosten für den Ausbau des Übertragungsnetzes liegen laut Netzentwicklungsplan in etwa eine Größenordnung, d.h. einen Faktor 10, unter den Kosten der Stromerzeugungsanlagen und können daher in erster Näherung vernachlässigt werden. In welchem Ausmaß dieser Ausbau tatsächlich erforderlich ist, ist zudem umstritten. Es wird aber vorausgesetzt, dass der Netzausbau, wo tatsächlich notwendig, auch umgesetzt wird.

---

<sup>36</sup> Bode und Groscurth 2014.



Das EE-80-Szenario der erwähnten früheren Studie wird dadurch definiert, dass erneuerbare Energien einen Anteil an der Stromerzeugung von 80% erreichen. Höhere Anteile sind nach heutigem Wissen und heutigem Stand der Technik nur dann zu erreichen, wenn Langzeitenergiespeicher eingesetzt werden, die eine Rückverstromung erlauben. Um die derzeit noch sehr hohen Kosten solcher Speicherkonzepte, wie etwa „Power-to-gas“, zu senken, sind Basisinnovationen erforderlich, die sich derzeit noch nicht abzeichnen. Da es derzeit noch nicht erforderlich ist, über den Einsatz von Speichern zu entscheiden, wurden solche Speicher nicht berücksichtigt. Die Residuallast, also die Strommenge, die nicht aus erneuerbaren Energien erzeugt werden kann, wird durch flexibel einzusetzende Gaskraftwerke gedeckt.

Es wird angenommen, dass die Investitionskosten für Windkraft- und Photovoltaik-Anlagen, wie von der Branche versprochen, so stark sinken, dass die Stromgestehungskosten für Anlagen, die nicht abgeregelt werden, zwischen 6 und 7 ct/kWh liegen.

Der Szenariorahmen der Studie wird aufgespannt durch Szenarien für die Preise von Brennstoffen und CO<sub>2</sub>-Emissionen (vgl. Tabelle 3). Dabei wurden keine Prognosen für diese Preise verwendet, sondern es wurde eine Spanne definiert, die zum einen kompatibel zu den Basisannahmen der Untersuchung ist und die es zum anderen erlaubt, wesentliche Kippunkte zu erkennen.

Tabelle 3: Szenarien für Brennstoffpreise und CO<sub>2</sub>-Preis.

	Brennstoffpreise [€/MWh]			CO <sub>2</sub> -Preis [€/t]
	Steinkohle	Braunkohle	Erdgas	
<b>Basis</b>	12	1,5	25	50
<b>Hoch</b>	24	3,0	50	100

Für die Brennstoffpreise entspricht der „Basis“-Fall dem von Prognos erwarteten Preisniveau in 2015, das sich von den heutigen Preisen kaum unterscheidet. Für das „Hoch“-Szenario werden diese Preise verdoppelt.<sup>37</sup>

Für den CO<sub>2</sub>-Preis werden im „Basis“-Fall 50 €/t angesetzt. Für das Hoch-Szenario wird der Preis wiederum verdoppelt auf 100 €/t. Beide Werte liegen weit höher als das heutige Preis-Niveau von rund 6-7 €/t. Grundlage für die hier angesetzten hohen Werte ist die Annahme, dass auch in einem Szenario mit konventionellen Kraftwerken, in dem mehr als 50% des Stroms aus Kraftwerken stammt, die mit fossilen Brennstoffen befeuert werden, die Treibhausgasemissionen um 80-95% verringert werden müssten. Im Rahmen der Untersuchung wurde nicht diskutiert, wie dies in der Praxis zu erreichen wäre. Vorstellbar wäre der Einsatz der CO<sub>2</sub>-Rückhaltung („Carbon Capture“), wobei neben der technischen Umsetzung noch wesentliche Fragen der damit verbundenen Umweltgefährdungen und der politischen Akzeptanz zu klären wären. Alternativ könnten die CO<sub>2</sub>-Emissionen durch den Kauf von entsprechenden Minderungszertifikaten oder Emissionsrechten aus anderen Wirtschaftssektoren

<sup>37</sup> Vgl. dazu Prognos 2013.

oder anderen Ländern kompensiert werden. Das hier angesetzte Preisniveau für CO<sub>2</sub> repräsentiert die Kosten für eine wie auch immer geartete Lösung.

Die Eintrittswahrscheinlichkeiten der beschriebenen Preisszenarien sind sehr unterschiedlich. Hohe Preise für fossile Brennstoffe und CO<sub>2</sub>-Emissionen sind zu erwarten, wenn stringenter Klimaschutz mit konventionellen Kraftwerken kombiniert wird. Niedrige Preise für beide Betriebsmittel sind dagegen wahrscheinlich, wenn weltweit bei der Stromproduktion verstärkt auf erneuerbare Energien gesetzt wird.

### 3.1.2 Die wichtigsten Ergebnisse

Abweichend von der Originalstudie wird in dieser Studie ein Netto-Strombedarf von 500 TWh/a unterstellt. Es wird davon ausgegangen, dass sich Verbesserungen bei der effizienten Nutzung von elektrischer Energie und neue, strombasierte Anwendungen in etwa die Waage halten. Aus diesem Grund weichen die im Weiteren genannten Zahlen von denen der früheren Studie ab.

Die wichtigsten Ergebnisse des Modells für die hier vorgelegte Studie sind:

1. Die Kosten der Stromversorgung liegen im hier gewählten Bezugsjahr 2050 bei einem Bedarf von 500 TWh/a, der zu 80% aus erneuerbaren Energien gedeckt wird, zwischen 42 und 46 Mrd. Euro pro Jahr (s. Abbildung 9). Das entspricht Stromgestehungskosten zwischen 8,5 und 9,3 ct/kWh. Die Preispanne kommt dabei durch die untersuchten Szenarien für Brennstoffpreise und CO<sub>2</sub>-Preis zustande. Für Endverbraucher kommen die Netznutzungsgebühren sowie Steuern und Abgaben hinzu. Die heute bestehenden diversen Umlagen sind dagegen bereits eingepreist und nicht mehr erforderlich.

Die künftigen Stromgestehungskosten liegen damit scheinbar deutlich höher als die heute an der *Strombörse* beobachteten Preise von 3 bis 5 ct/kWh. Dieser Vergleich täuscht jedoch. Denn die heutigen Großhandelspreise beinhalten nicht die Kapitalkosten der Stromerzeugungsanlagen. Für die unter dem EEG finanzierten Anlagen sieht der Stromverbraucher die Fixkosten als Teil der EEG-Umlage auf der Stromrechnung. Viele heute bestehende konventionelle Anlagen sind dagegen bereits refinanziert, denn sie stammen häufig noch aus Zeiten der Gebietsmonopole, in denen die Versorger ihre Vollkosten plus Gewinnaufschlag an die Abnehmer weiterleiten durften.

2. Die Erlöse aus einem ausschließlich auf Energiemengen basierten Strommarkt („Energy-only Markt“) reichen nicht aus, um die Kosten der Stromproduktion zu decken.

Abbildung 10 zeigt dies für die betrachteten Technologien. Lediglich die Wasserkraft kann bei hohen Brennstoffpreisen ausreichende Erlöse erzielen. Alle anderen Technologien, sowohl konventionelle als auch diejenigen zur Nutzung erneuerbarer Energien erzielen keine ausreichenden Einnahmen um die jeweiligen Stromgestehungskosten zu decken.

Um diese zu decken ist es erforderlich, zusätzliche Erlösströme zu definieren. Die Strombörse kann durch die Bestimmung der Einsatzreihenfolge der Kraftwerke weiterhin eine wichtige Aufgabe bei der Systemsteuerung übernehmen.

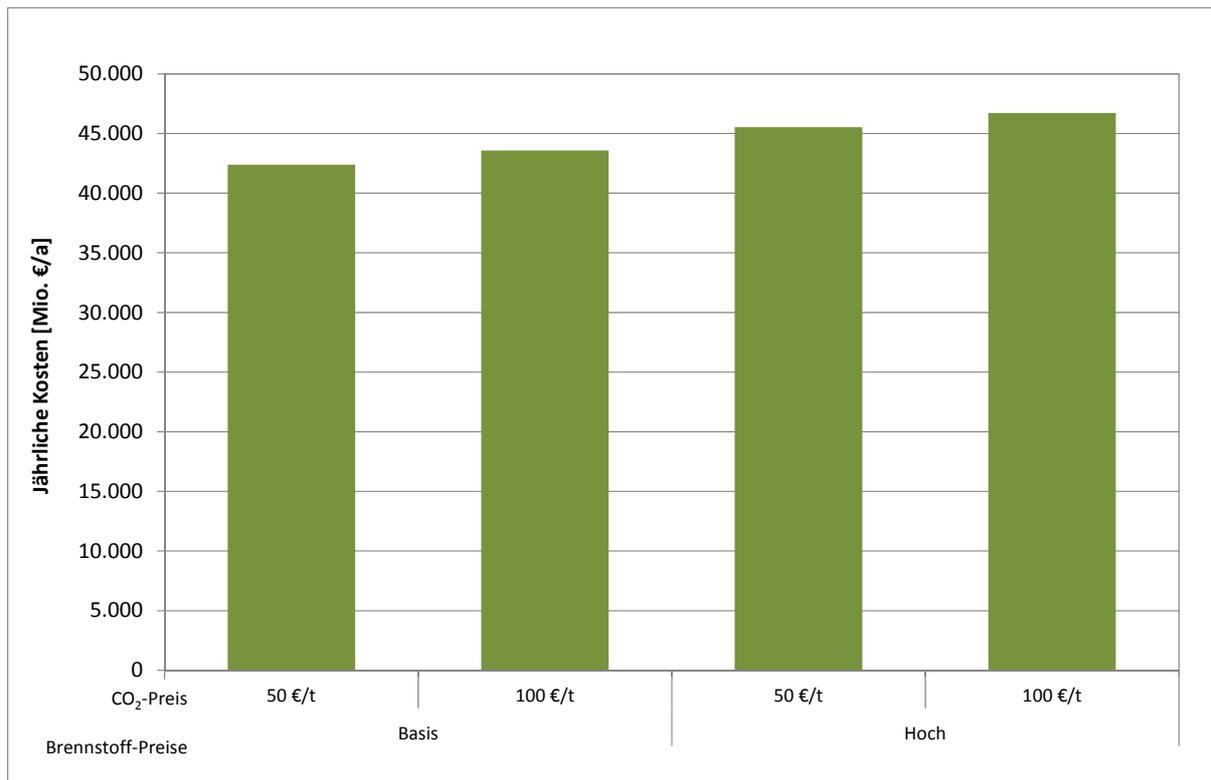


Abbildung 9: Kosten der Stromversorgung im Szenario EE-80 bei verschiedenen Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preisen und einem Strombedarf von 500 TWh/a.

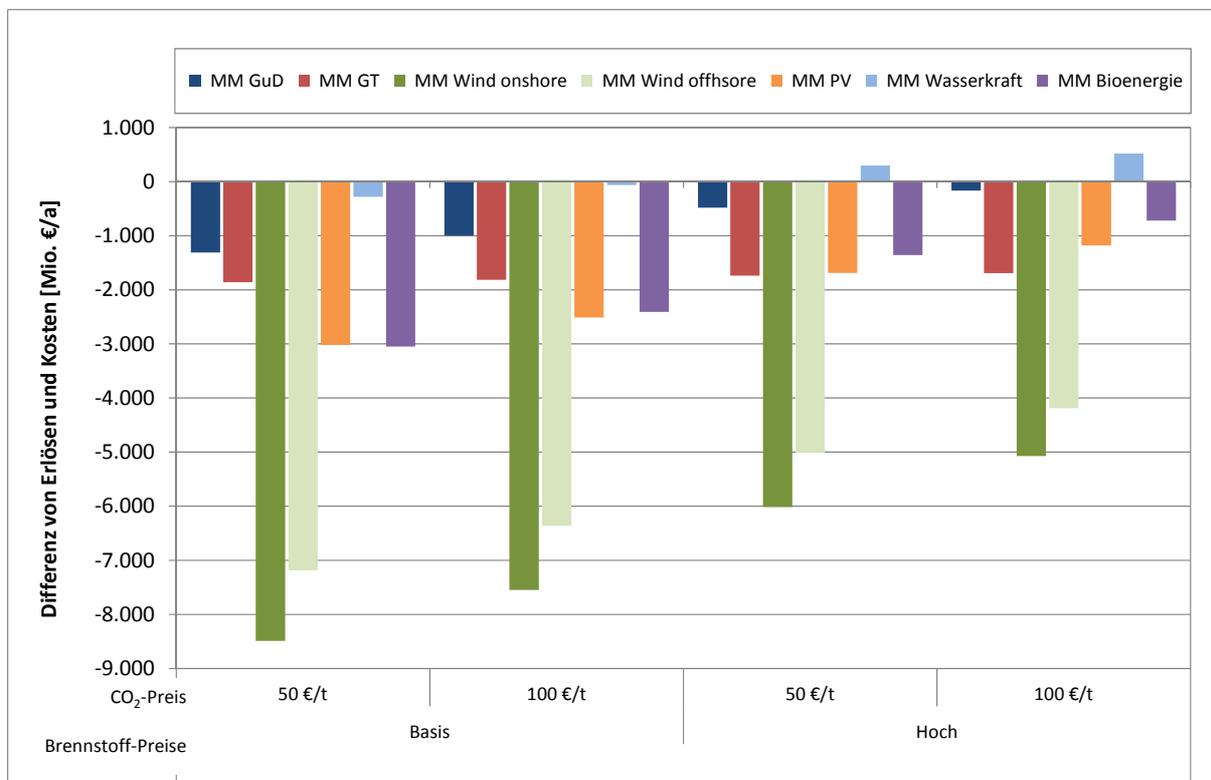


Abbildung 10: „Missing money“ (MM = Differenz von Erlösen und Kosten) nach Technologien für das Szenario EE-80 bei verschiedenen Preisannahmen.

### 3.2 Abschätzung der erforderlichen Investitionen in konventionelle Kraftwerke

Insgesamt wurde für das oben beschriebene EE-80-Szenario mit einem Strombedarf von 500 TWh/a im Jahr 2050 ein Bedarf an Backup-Kraftwerken mit einer installierten Leistung von knapp 60 GW ermittelt. Davon können etwa ein Drittel als GuD-Kraftwerke ausgelegt werden, für die übrigen zwei Drittel kommen wegen der geringen Laufzeiten unter 3.000 h/a nur Gasturbinen in Frage.

Die Investitionskosten für diese Backup-Kraftwerke belaufen sich auf rund 40 Mrd. Euro. Die jährlichen Kosten von deren Stromerzeugung unter Berücksichtigung von Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Kosten belaufen sich auf rund 10 Mrd. €/a (Preisszenario „Basis / Basis“). Das ist rund ein Viertel der Gesamtkosten der Stromerzeugung von 42 Mrd. €/a.

Von den 10 Mrd. €/a werden 7 Mrd. €/a durch Einnahmen am Energy-only Markt gedeckt, es fehlen also ca. 3 Mrd. €/a. Dieser Betrag ist im Vergleich mit den Gesamtkosten von 42 Mrd. €/a eher klein. Diese 3 Mrd. €/a müssen – in dem genannten (Preis)Szenario – über neue Mechanismen bereitgestellt werden, um Investitionsanreize für Backup-Kraftwerke zu schaffen.

### 3.3 Abschätzung der erforderlichen Kapazitätsprämien

Auf Basis der im vorigen Abschnitt angestellten Überlegungen lassen sich die erforderlichen Kapazitätsprämien leicht abschätzen als 3 Mrd. €/a ÷ 60 GW = 50 €/kW a). Um diese zu finanzieren müsste eine Umlage von 6 €/MWh (= 0,6 ct/kWh) erhoben werden.<sup>38</sup>

Diese Abschätzung verdeutlicht die Größenordnung, um die es geht. Genaue Werte können dann im Rahmen einer Ausschreibung generiert werden.

### 3.4 Modellierung von Knappheitspreisen

In diesem Kapitel wird untersucht, wie hoch Knappheitspreise sein und wie häufig sie auftreten müssten, um zumindest für die konventionellen Kraftwerke im oben beschriebenen EE-80-Szenario ausreichende Deckungsbeiträge zu generieren. Wie Kap. 2.1.3.1 gezeigt hat, ist davon auszugehen, dass Lastverschiebung nicht zu ausreichenden Preisanstiegen in Knappheitssituationen führt. Daher werden hier so hohe Preise unterstellt, dass man davon ausgehen kann, dass die entsprechende Nachfrage auf Dauer in den relevanten Stunden unterdrückt wird.

Der Strommarkt wurde weiterhin mit einer zeitlichen Auflösung von einer Stunde modelliert. Um dabei Knappheitspreise zu simulieren, wurde wie folgt vorgegangen:

---

<sup>38</sup> Die EEG-Umlage beträgt heute mehr als 60 €/MWh. Es sei aber zur Vorsicht darauf hingewiesen, dass sich die absoluten Zahlen auf das betrachtete System mit 80% erneuerbaren Energien in 2050 und den oben beschriebenen Annahmen zu Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preisen beziehen und daher nicht eins-zu-eins mit der heutigen Situation verglichen werden können.



1. Es wird eine Knappheitsschwelle festgelegt, die von der höchsten auftretenden Residuallast eines Jahres abhängt. Ein Schwelle von 0,98 bedeutet dabei, dass ab einer Last von 0,98 mal der Höchstlast an der Strombörse für die entsprechende Stunde ein exogen vorgegebener Knappheitspreis festgesetzt wird. Dieser Knappheitspreis kann als implizite Annahme über die Kosten eines Lastverzichts (Value of Lost Load) angesehen werden.
2. Die Strommenge jenseits des Schwellenwertes (also im Beispiel  $1 - 0,98 = 0,02 = 2\%$  der Höchstlast) wird nicht nachgefragt, sondern durch den Knappheitspreis unterdrückt. Bei der im Szenario auftretenden maximalen Residuallast von 60 GW entsprechen 2% einer Nachfrage von 1,2 GW, die dauerhaft nicht gedeckt werden kann.
3. Es wurden Berechnungen für jeweils ein Jahr mit verschiedenen Schwellen und verschiedenen Höhen für den Knappheitspreis durchgeführt.

Abbildung 11 zeigt die Ergebnisse dieser Vorgehensweise. Die blauen und die roten Balken in dieser Abbildung zeigen die Unterdeckung für GuD-Kraftwerke (GuD) bzw. Gasturbinen (GT).

- Bei einem Schwellenwert von 0,98 muss der Knappheitspreis 20.000 €/MWh betragen, damit die Gaskraftwerke ausreichende Deckungsbeiträge erwirtschaften. Allerdings tritt dieser Wert nur in drei Stunden im Jahr auf. Dies reicht aber aus, um die Erlöse an der Strombörse und den mittleren Börsenpreis um 24% ansteigen zu lassen und somit ausreichende Investitionsanreize für die Backup-Anlagen zu schaffen.
- Bei einem Schwellenwert von 0,94 wird der Break-even für Gasturbinen bei einem Knappheitspreis von rund 4.000 €/MWh erreicht, der dann 14-mal im Jahr auftritt. Die mittleren Börsenpreise steigen um knapp 20%.
- Beträgt der Schwellenwert 0,9, d.h. werden 10% der Höchstlast durch Knappheitspreise vermieden, dann reicht es aus, wenn diese 2.000 €/MWh betragen. Sie treten dann 19-mal im Jahr auf. Die mittleren Börsenpreise steigen um gut 20%.

Abbildung 11 zeigt also deutlich, dass der Sprung von der Unwirtschaftlichkeit zur Wirtschaftlichkeit bei immer niedrigeren Knappheitspreisen auftritt, je häufiger diese werden. Aus der vorliegenden Analyse kann jedoch nicht abgeleitet werden, dass die für die Wirtschaftlichkeit benötigten Knappheitspreise auch mit dem „Value of Lost Load“ bei den betroffenen Verbrauchern übereinstimmt.

Sind die Knappheitspreise höher als notwendig, um ausreichende Deckungsbeiträge für die konventionellen Kraftwerke zu generieren, dann erzielen diese durch das Marktdesign generierte Gewinne („Windfall Profits“), die von den Verbrauchern zu tragen sind. Die großen Sprünge in der Bilanz der Kraftwerke lassen vermuten, dass es schwierig wäre, die Knappheitspreise administrativ richtig zu setzen, d.h. so, dass sie wirksam sind, aber nicht zu übermäßigen Windfall-Profits führen.

Werden die Knappheitspreise zu niedrig angesetzt, dann wird sich entweder kein Investor finden, der neue Kraftwerke errichtet oder die neuen Kraftwerke werden über kurz oder lang in eine finanzielle Schieflage geraten.

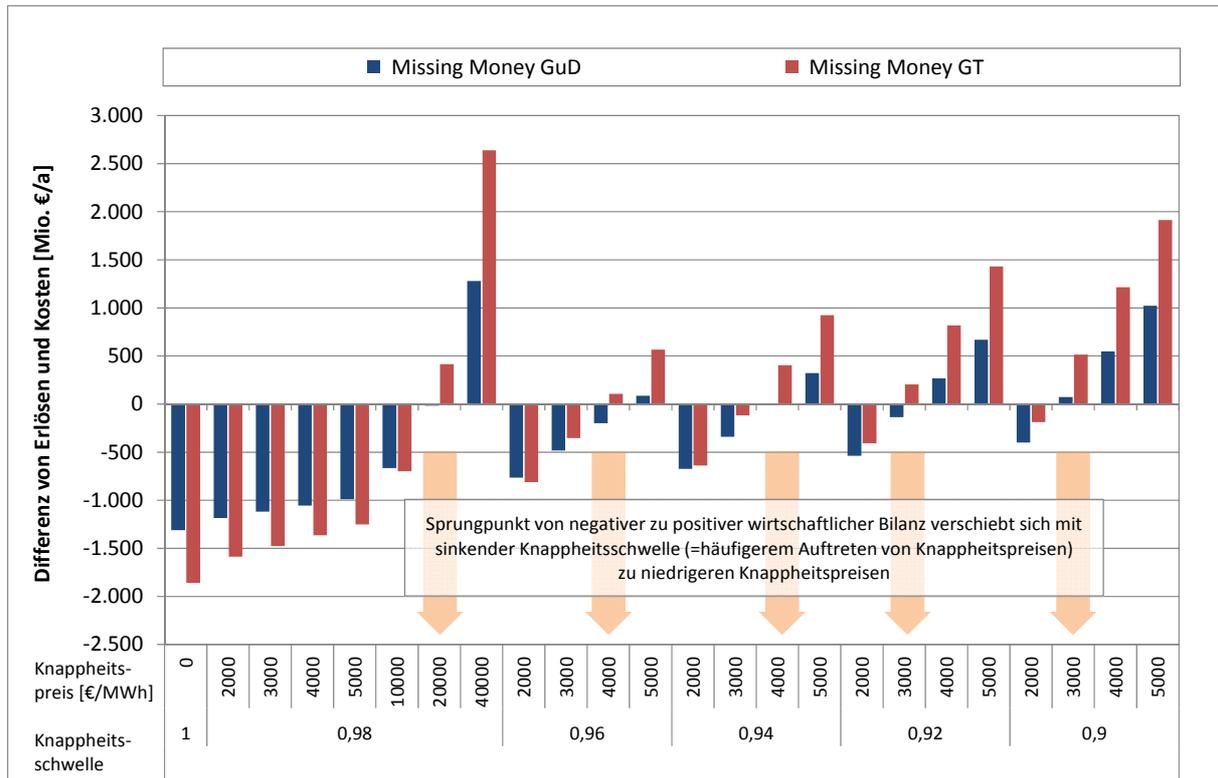


Abbildung 11: Auswirkungen von Knappheitspreisen auf Erlöse von konventionellen Kraftwerken an der Strombörse (Brennstoffpreise „Basis“; CO<sub>2</sub>-Preis 50 €/t).

Für alle Szenarien sind weiterhin die Erlöse an der Börse insgesamt geringer als die Gesamtkosten der Stromerzeugung. Das heißt, auch wenn die konventionellen Kraftwerke durch die Knappheitspreise ausreichend Deckungsbeiträge erwirtschaften, bleiben die EE-Anlagen im Minus. Diese Erkenntnis gilt für alle Preisszenarien und sie gilt vor allem für Windkraftanlagen und PV-Anlagen. Lediglich Wasserkraftwerke und Bioenergie-Anlagen erzielen in einzelnen Preisszenarien ausreichende Erlöse.

Dennoch kommen die höheren Börsenpreise natürlich auch den EE-Anlagen zugute, wenn auch nicht in ausreichendem Maße, um sie darüber komplett zu finanzieren (vgl. Abbildung 12). Knappheitspreise, die eben ausreichen, um die fehlenden 3 Mrd. €/a für konventionelle Kraftwerke zu finanzieren, generieren höhere Einnahmen an der Strombörse von rund 4,5 Mrd. €/a. Die Differenz von 1,5 Mrd. €/a kommt den EE-Anlagen zugute. Es handelt sich aber in diesem Fall nicht um Windfall-Profits, die die Kosten der Verbraucher erhöhen, sondern um Deckungsbeiträge, die den Bedarf an anderweitiger Finanzierung reduzieren. In heutigen Kategorien gedacht würde auf diese Weise die EEG-Umlage um den entsprechenden Betrag sinken.

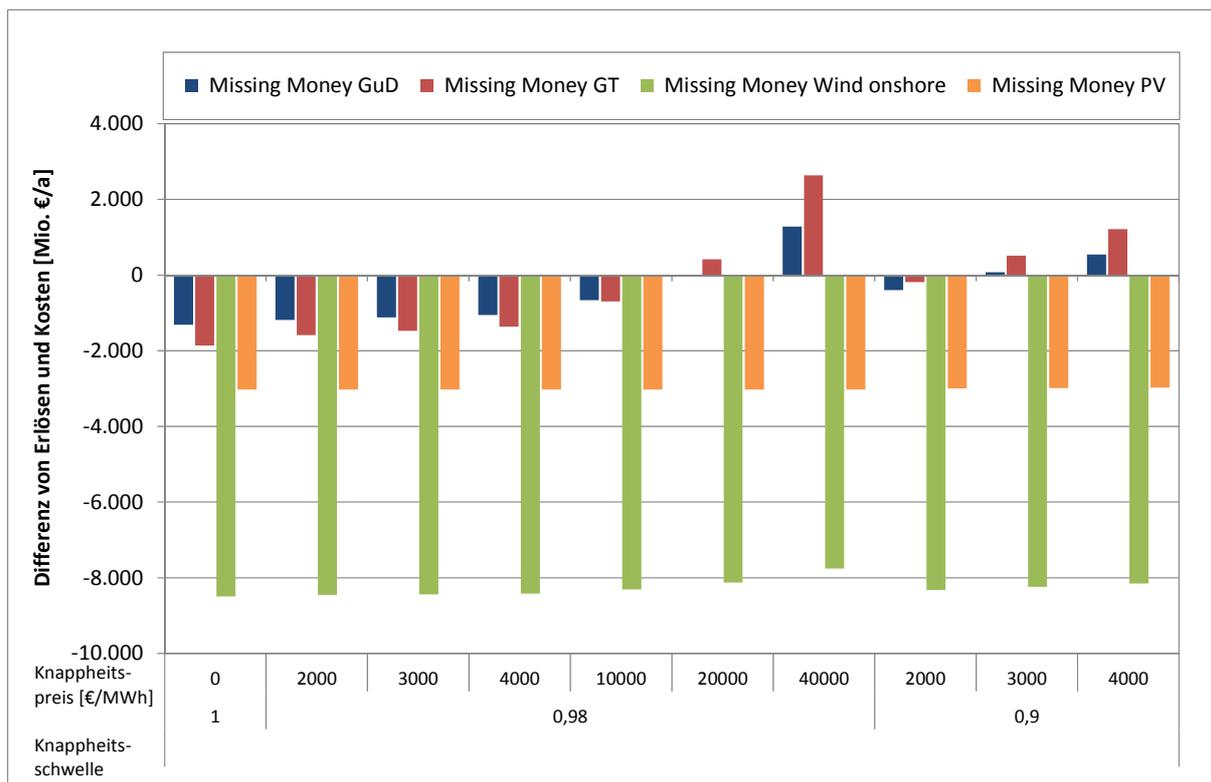


Abbildung 12: Auswirkungen von Knappheitspreisen auf Erlöse von konventionellen Kraftwerken und EE-Anlagen an der Strombörse (Brennstoffpreise „Basis“; CO<sub>2</sub>-Preis 50 €/t).

Höhere Preise für Brennstoffe und CO<sub>2</sub>-Emissionsrechte führen in dem hier betrachteten Szenario zu höheren Grenzkosten für die Gaskraftwerke und somit für alle Erzeugungsanlagen zu höheren Einnahmen an der Börse sowie höheren Deckungsbeiträgen. Auch bei „hohen“ Brennstoffpreisen und einem Preis von 100 €/t CO<sub>2</sub> reichen die Erlöse aber nicht aus, um die Kosten zu decken.

## 4 Schlussfolgerungen / Vorschläge

Bevor über die künftige Ausgestaltung des Strommarktes diskutiert wird, sollten die dabei verfolgten Ziele festgelegt werden. Insbesondere muss entschieden werden, wie hoch das Niveau der Versorgungssicherheit sein soll.

Traditionell kommt es in Deutschland nur sehr selten zu Unterbrechungen der Stromversorgung, während die Verbraucher in anderen (Industrie-)Staaten sehr viel häufigere Störungen hinnehmen. Wird ein weiter hohes Niveau der Versorgungssicherheit gewünscht, ist zu fragen, ob es zielführend ist, eine strukturelle Knappheit von Erzeugungskapazität zuzulassen, die erforderlich ist für die Ausbildung von Knappheitspreisen. Da die Knappheitspreise zudem verschwinden, wenn neue Kraftwerke in Betrieb gehen, ist es fraglich, ob Investoren auf dieser Basis überhaupt bereit sind, in neue Anlagen zu investieren. Solange die Knappheitspreise auftreten, führen sie zu Windfall-Profits für bestehende Anlagen, die von den Verbrauchern zu tragen sind. Die Autoren dieser Studie halten es aus den genannten Gründen nicht für wahrscheinlich, dass Knappheitspreise wie theoretisch erwartet funktionieren, und raten daher davon ab, diesen Weg zu beschreiten. Dies wird auch nicht durch eine Vertiefung des Energiebinnenmarktes verbessert: Es ist nicht sicher, dass im Fall einer „dunklen Flaute“ im Ausland genügend Überschusskapazität bereit steht.

Neue Kraftwerke kosten Geld und müssen finanziert werden. Es wurde gezeigt, dass dies über den auf Grenzkosten basierenden Energy-only Markt nicht funktioniert. Deshalb ist es sinnvoll, einen zusätzlichen Einkommensstrom zu schaffen, der auf der bereitgestellten gesicherten Leistung beruht. Dieser sollte nur den Kraftwerken zugutekommen, die ihn tatsächlich benötigen, um errichtet oder weiterbetrieben zu werden. Zu Beginn sind daher fokussierte Kapazitätsmechanismen das Mittel der Wahl. Sie können gleichzeitig genutzt werden, um Vorgaben hinsichtlich des Klimaschutzes zu flankieren und um die Kompatibilität neuer Kraftwerke mit dem angestrebten Zielzustand der Stromerzeugung in 2050 in Deutschland zu erhöhen. Wie sie konkret ausgestaltet werden sollen, ob als Kapazitätsmarkt, in dem Kapazitätsprämien versteigert werden, oder über administrativ festgelegte Kapazitätzahlungen muss noch weiter diskutiert werden. Da aber mittel- und langfristig der gesamte Kraftwerkspark in Deutschland ersetzt werden muss, werden fokussierte Kapazitätsmechanismen mit der Zeit in umfassende Mechanismen übergehen.

Derzeit bestehen noch Überkapazitäten und es treten lediglich netzbedingte regionale Engpässe auf. Daher stehen Kraftwerksneubauten erst in einigen Jahren an, wenn die letzten Kernkraftwerke vom Netz gehen (d.h. um das Jahr 2022). Auch wenn Kapazitätsmechanismen ihre Wirkung erst mittelfristig entfalten, müssen sie jetzt schon gestaltet werden. Für die Übergangszeit erscheint es deshalb sinnvoll, die bislang administrative Bildung einer Netzreserve auf Basis der Reservekraftwerksverordnung in eine marktnähere Lösung zu überführen.

Generell sind die in Frage stehenden Kosten für den Backup in einem System, das zu 80% auf erneuerbaren Energien basiert, klein im Vergleich zu den Kosten der EE-Anlagen und den Gesamtkosten der Stromerzeugung. Gerade die Kosten der erneuerbaren Energien können aber in einem Energy-only Markt nicht ohne zusätzliche Erlösströme refinanziert werden. Dies sollte bei dem Aufwand, der für die zu etablierende Lösung betrieben wird, berücksichtigt werden.



## ANHÄNGE

### Abkürzungen und Glossar

€	Euro
€/MWh	Euro je Megawatt-Stunde 1 €/MWh = 1/10 ct/kWh
a	Jahr
ct	Euro-Cent
ct/kWh	Euro-Cent je Kilowatt-Stunde
EE	Erneuerbare Energie(n)
EE-Anlage	Anlage zur Nutzung von erneuerbaren Energien (hier: zur Stromerzeugung)
EE-Anteil	Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
el	Elektrisch
EOM	Energy-only Markt: Markt, auf dem Kraftwerke Erlöse ausschließlich über den Verkauf elektrischer Arbeit (kWh oder MWh) erzielen.
f	Fuel (Brennstoff)
GuD	Gas- und Dampfturbinen(-Kraftwerk)
GW	Gigawatt = 1.000 MW
GWh	Gigawatt-Stunde = 1.000 MWh
h	Stunde
KW	Kraftwerk(e)
kW	Kilowatt = 1.000 Watt
kWh	Kilowatt-Stunde = 1.000 Wattstunden
kWh <sub>el</sub>	Kilowatt-Stunde elektrisch
kWh <sub>f</sub>	Kilowatt-Stunde Energiegehalt im Brennstoff („fuel“)
MW	Megawatt = 1.000 kW
MWh	Megawatt-Stunde = 1.000 kWh
PV	Photovoltaik
Residuallast	Last (=Stromnachfrage) minus Stromerzeugung aus dargebots-abhängigen Energiequellen
Restlast	= Residuallast
TWh	Terawatt-Stunde = 1 Million MWh
VLS	Volllaststunden
VoLL	Value of Lost Load: Kosten, die durch eine Unterbrechung der Stromversorgung entstehen
W	Watt (elektrische Leistung)
Wh	Watt-Stunden (physikalische Arbeit)

### Größenordnungen

c	Centi = 10 <sup>-2</sup>
k	Kilo = 10 <sup>3</sup>
M	Mega = 10 <sup>6</sup>
G	Giga = 10 <sup>9</sup>
T	Tera = 10 <sup>12</sup>

## Referenzen

- Agora 2014: Auf dem Weg zum neuen Strommarktdesign: Kann der Energy-only Markt 2.0 auf Kapazitätsmechanismen verzichten? Berlin, September 2014.
- Agora 2013: Kapazitätsmarkt oder strategische Reserve: Was ist der nächste Schritt? Berlin, März 2013.
- Bauknecht et al. 2014: Entwicklung des Flexibilitätsbedarfs im Stromsystem und der Beitrag der verschiedenen Flexibilitätsoptionen, in: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 64 (2014), Heft 11, S. 52-55.
- BCG 2003: The Boston Consulting Group: Keeping the Lights On, BCG Report, Boston, May 2003.
- BMWi 2014: Ein Strommarkt für die Energiewende - Diskussionspapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Grünbuch), Berlin, Oktober 2014.
- Bode 2010: Erneuerbare Energien im Strommarkt – heute und morgen, in: *Wirtschaftsdienst – Zeitschrift für Wirtschaftspolitik*, 90, 10, S. 643-647.
- Bode und Dietrich 2011: Nationale strategische Stromreserve oder: Welchen Beitrag kann und soll der Import von Strom zur Versorgungssicherheit leisten? In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 61 (2011), Heft 3, S. 30-33.
- Bode und Groscurth 2014: Die künftigen Kosten der Stromerzeugung, Studie im Auftrag der Allianz Climate Solutions GmbH und Germanwatch e.V., Hamburg, März 2014.
- Bode und Groscurth 2010: The Impact of PV on the German Power Market – Or Why the Debate on PV Feed-In Tariffs Needs to be Re-opened, *arrhenius Discussion Paper* 3, April 2010.
- Bode und Groscurth 2009: Anreize für Investitionen in konventionelle Kraftwerke – Reformbedarf im liberalisierten Strommarkt, *arrhenius Discussion Paper* 2, Hamburg, Februar 2009.
- Bode und Groscurth 2008: Anreize für Investitionen in Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, in: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 58 (2008), Heft 7, S. 62 ff.
- Bode und Groscurth 2006: Zur Wirkung des EEG auf den Strompreis, *HWWA Discussion Paper* 348, Hamburg, 2006.
- Connect 2014: Connect Energy Economics, Consentec, Fraunhofer ISI, r2b, Leitstudie Strommarkt – Arbeitspaket Optimierung des Strommarktdesigns, Studie im Auftrag des BMWi, Berlin, Juli 2014.
- Consentec 2012: Versorgungssicherheit effizient gestalten. Erforderlichkeit, mögliche Ausgestaltung und Bewertung von Kapazitätsmechanismen in Deutschland. Studie für EnBW AG, Aachen, 2012.
- Consentec 2012a: Praktikabel umsetzbare Ausgestaltung einer strategischen Reserve. Gutachten im Auftrag des BDEW, Aachen, 2012
- Ecke et al. 2013: Ein Leistungsmarkt mit dezentraler Nachfrage – Kapazitätssicherung durch Produktdifferenzierung; in: *Agora* 2013.
- Elberg et al. 2013: Ein umfassender Kapazitätsmarkt – Ein Markt für Versorgungssicherheitsverträge; in : *Agora* 2013.
- Enervis 2013: Enervis, BET, Ein zukunftsfähiges Energiemarktdesign für Deutschland, Studie für den VKU, Berlin - Aachen, 2013.
- EWI 2012: Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln, Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign, Gutachten im Auftrag des BMWi, Köln, 2012.



- Flamm 2014: Die Stromnachfrager-Perspektive, in Agora 2014.
- Joskow 2006: Paul L. Joskow: Competitive Electricity Markets and Investment in New Generating Capacity, Research Paper, MIT, Boston, 2006.
- LBD 2011: Energiewirtschaftliche Erfordernisse zur Ausgestaltung des Marktdesigns für einen Kapazitätsmarkt Strom, Abschlussbericht für das Umweltministerium Baden-Württemberg, Berlin, Dezember 2011.
- Matthes et al. 2013: Fokussierte Kapazitätsmärkte – Ein neues Marktdesign für den Übergang zu einem neuen Energiesystem; in: Agora 2013.
- Oesterwind und Riegebauer 2014: Brauchen wir Kapazitätsmärkte?, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 64 (2014), Heft 11, S. 26-29.
- Park et al. 2007: Jung-Yeon Park, Nam-Sung Ahn, Yong-Beum Yoon, Kyung-Ho Koh, Derek W. Bunn, Investment incentives in the Korean electricity market, Energy Policy 35 (2007) 5819–5828.
- Piaszeck et al. 2013: S. Piaszeck, L. Wenzel, A. Wolf, Regional Diversity in the Costs of Electricity Outages: Results for German Counties, HWWI Research Paper 142, Hamburg, September 2013.
- Prognos 2013: „Entwicklung von Stromproduktionskosten“ – Die Rolle von Freiflächen-Solkraftwerken in der Energiewende, Expertise im Auftrag der BELECTRIC Solarkraftwerke GmbH, Berlin, Oktober 2013.
- ResKV 2013: Verordnung zur Regelung des Verfahrens der Beschaffung einer Netzreserve sowie zur Regelung des Umgangs mit geplanten Stilllegungen von Energieerzeugungsanlagen zur Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems (Reservekraftwerksverordnung - ResKV), 27.6.2013.
- Schermer und Schmid 2014: Kapazitätsmechanismen – Heilmittel oder Placebo für Energieversorgungsunternehmen, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 64 (2014), Heft 11, S. 22-24.
- Süßenbacher, Schwaiger, Stigler 2011: Kapazitätsmärkte und -mechanismen im internationalen Kontext. Vortrag auf der 7. Internationalen Energiewirtschaftstagung an der TU Wien.
- Weber 2002: Das Investitionsparadox in wettbewerblichen Strommärkten, Energiewirtschaftliche Tagesfragen 52(2002), Heft 11, S. 756-759.



## **Verzeichnis der Tabellen**

Tabelle 1: Beispiele für Reaktionsmöglichkeiten, wenn Knappheitssituationen am Strommarkt auftreten. ....	15
Tabelle 2: Kombinationsmöglichkeiten von zentralen und dezentralen Kapazitätsmechanismen mit fokussierten und umfassenden Mechanismen. ....	30
Tabelle 3: Szenarien für Brennstoffpreise und CO <sub>2</sub> -Preis. ....	38

## **Verzeichnis der Abbildungen**

Abbildung 1: Preisbildung auf dem Strommarkt in einer Stunde (schematische Darstellung).....	8
Abbildung 2: Preisbildung auf dem Strommarkt in einer Stunde unter dem Einfluss des Zubaus an EE-Anlagen (schematische Darstellung). ....	11
Abbildung 3: Jahresdauerlinie der Residuallast 2020 und 2050. ....	13
Abbildung 4: Situation am Strommarkt in der, nach einer angenommenen Abschaltung aller Kernkraftwerke, die Nachfrage das Angebot übersteigt und sich daher kein Gleichgewichtspreis bildet. ....	14
Abbildung 5: Findung eines Gleichgewichtspreises, wenn die Nachfrage durch Lastverschiebung reduziert werden kann.....	18
Abbildung 6: Findung eines Gleichgewichtspreises durch Verzicht auf Nachfrage.....	20
Abbildung 7: Auflösung einer Situation, in der sich kein Gleichgewichtspreis bildet, durch externe Setzung des Preises. ....	23
Abbildung 8: Zusätzliche Erlöse für Bestandskraftwerke durch Knappheitspreise. ....	33
Abbildung 9: Kosten der Stromversorgung im Szenario EE-80 bei verschiedenen Brennstoff- und CO <sub>2</sub> -Preisen und einem Strombedarf von 500 TWh/a. ....	40
Abbildung 10: „Missing money“ (= Differenz von Erlösen und Kosten) nach Technologien für das Szenario EE-80 bei verschiedenen Preisannahmen. ....	40
Abbildung 11: Auswirkungen von Knappheitspreisen auf Erlöse von konventionellen Kraftwerken an der Strombörse. ....	43
Abbildung 12: Auswirkungen von Knappheitspreisen auf Erlöse von konventionellen Kraftwerken und EE-Anlagen an der Strombörse.....	44