Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

Langfristige Steuerung der Versorgungssicherheit im Stromsektor

Gutachten des Wissenschaftlichen Beirats beim Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

Impressum

Herausgeber
Bundesministerium für Wirtschaft
und Energie (BMWi)
Öffentlichkeitsarbeit
11019 Berlin
www.bmwi.de

Gestaltung und Produktion
PRpetuum GmbH, München

Stand
20.09.2013

Druck
Silber Druck oHG, Niestetal

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie ist mit dem audit berufundfamilie® für seine familienfreundliche Personalpolitik ausgezeichnet worden. Das Zertifikat wird von der berufundfamilie gGmbH, einer Initiative der Gemeinnützigen Hertie-Stiftung, verliehen.

Diese Broschüre ist Teil der Öffentlichkeitsarbeit des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Sie wird kostenlos abgegeben und ist nicht zum Verkauf bestimmt. Nicht zulässig ist die Verteilung auf Wahlveranstaltungen und an Informationsständen der Parteien sowie das Einlegen, Aufdrucken oder Aufkleben von Informationen oder Werbemitteln.

Diese und weitere Broschüren erhalten Sie bei:
Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
Referat Öffentlichkeitsarbeit
E-Mail: publikationen@bundesregierung.de
www.bmwi.de

Zentraler Bestellservice:
Telefon: 030 182722721
Bestellfax: 030 18102722721

Inhalt

1. Anlass **3**

2. Investitionen in die Stromerzeugung: Steuerung durch den Markt **5**

2.1 Angebot und Nachfrage 5

2.2 Investitionsanreize in idealtypischen Strommärkten 6

2.3 Investitionsanreize in Strommärkten mit (kontrollierten) Blackouts 7

2.4 Zur Rolle der erneuerbaren Energien 8

3. Möglichkeiten der langfristigen Steuerung der Versorgungssicherheit **9**

3.1 Staatliche Preissetzung bei Blackouts 9

3.2 Staatliche Festsetzung der aggregierten Erzeugungskapazität 9

3.3 Staatliche Festsetzung einer „Strategischen Reserve“ 11

4. Schlussfolgerungen **13**

Literatur **15**

Mitgliederverzeichnis **17**

Anhang: Gutachten des Wissenschaftlichen Beirats seit April 1948 ..... **19**

Der Wissenschaftliche Beirat beim Bundesministerium für Wirtschaft und Energie hat sich in mehreren Sitzungen, zuletzt am 20. September 2013, mit dem Thema

Langfristige Steuerung der Versorgungssicherheit im Stromsektor

befasst und ist dabei zu der nachfolgenden Stellungnahme gelangt:

1. Anlass

Eine sichere Stromversorgung ist Bedingung für eine moderne und hochindustrialisierte Volkswirtschaft. Tatsächlich ist in kaum einem anderen Land die Versorgungssicherheit beim elektrischen Strom so hoch wie in Deutschland. Doch steigt in Wirtschaft und Gesellschaft die Sorge, dass es in den kommenden Jahren zu einem Mangel an Erzeugungskapazitäten kommen kann (Kraftwerksforum 2013). Dieser könnte in der Folge zu Stromausfällen, den Blackouts, führen. Gründe, die dafür genannt werden, sind die Abschaltung von Kernkraftwerken sowie die starke Zunahme des Anteils erneuerbarer Energien, deren Gewinnung weitgehend vom Wetter abhängt, so dass die Bereitstellung der entsprechenden Kapazitäten nur geringfügig zur Sicherheit der Versorgung beiträgt.

In den letzten Jahrzehnten gab es in Deutschland ausreichend Kraftwerkskapazität, um die Nachfrage nach Strom zu bedienen. In der Zeit vor der Liberalisierung der europäischen Strommärkte Ende der 90er Jahre hat die Regulierung dafür gesorgt, dass reichlich Kraftwerkskapazitäten – einschließlich großzügig bemessener Reserven – zur Verfügung standen. Mit beträchtlichen Überkapazitäten ist der Stromsektor in den liberalisierten Markt entlassen worden. Investitionen zur Kapazitätserweiterung standen deshalb lange Zeit nicht auf der Tagesordnung. Später hat dann insbesondere die kostenlose Zuteilung von Emissionszertifikaten für die Betreiber neuer konventioneller Kraftwerke für Investitionen gesorgt. Neue Erzeugungskapazitäten – wenn auch mit nur geringem Beitrag für die Versorgungssicherheit – entstanden in den letzten Jahren vor allem aufgrund der hohen garantierten Zahlungen für die Einspeisung erneuerbarer Energien, die das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) eingeführt hatte. In Deutschland gab es im Ergebnis bisher eher zu viel als zu wenig Stromerzeugungskapazitäten. Doch die Überkapazitäten sind das Ergebnis regulatorischer und politisch motivierter Interventionen. Sie belegen nicht, dass der liberalisierte Strommarkt – wenn er auf sich allein gestellt ist – für ausreichend Erzeugungskapazität sorgen kann.

Ein Grund für Zweifel ist, dass Teile der Stromnachfrage nicht hinreichend auf Strompreise reagieren können oder reagieren. Dies führt zu Verzerrungen der Strompreise in Zeiten knapper Kapazität. Solche Verzerrungen können einen negativen Einfluss auf das Niveau der marktwirtschaftlich entstehenden Erzeugungskapazitäten begründen (siehe Kapitel 2). In Deutschland kommt erschwerend hinzu, dass hier auf sehr lange Sicht ein ganz eigener Weg der Energiepolitik eingeschlagen wurde. Dieser Weg ist geprägt durch den Ausbau der Gewinnung erneuerbarer Energien, die den Zielen der Energiewende gemäß eines Tages den größten Teil der Stromerzeugung stellen soll. Wenn es dunkel und windstill ist, wird aber kein Strom aus Wind- und Photovoltaikanlagen in das Netz eingespeist. Da Strom nicht in großen Mengen effizient speicherbar ist, müssen somit konventionelle Kraftwerke als Reserve für diese erneuerbaren Energien bereitstehen. Der derzeitige Ausbau der Erzeugung erneuerbarer Energien aufgrund der Förderung nach dem EEG führt allerdings, für sich genommen, zu geringeren durchschnittlichen Stromgroßhandelspreisen, die wiederum die Bereitschaft zu Investitionen in konventionelle Kraftwerke hemmen und auch den weiteren Betrieb bestehender Anlagen gefährden können. Gleichzeitig führt die Einspeisung von Strom aus Windkraft und Sonnenstrahlen zu einer geringeren Auslastung konventioneller Kraftwerke. Eine Konsequenz eines sehr hohen Anteils erneuerbarer Energien kann in der Folge sein, dass konventionelle Kraftwerke zwar als Reserve vorgehalten werden müssen (weil auf Wind und Sonne kein Verlass ist), aber in einem typischen Jahr keinen oder nur wenig Strom verkaufen. Geld können sie nur in Stunden großer Knappheit verdienen; dies wäre beispielsweise der Fall, wenn gleichzeitig die nachgefragte Menge an Strom sehr hoch ist und die Stromerzeugung durch erneuerbare Energien sehr gering, wie etwa an kalten, dunklen und windstillen Wintertagen. Diese Preis-, Auslastungs- und Risikoeffekte schrecken Investoren ab und können so die Zuverlässigkeit der Stromversorgung beeinträchtigen.

In diesem Gutachten beleuchten wir die allgemeinen und die für Deutschland spezifischen Besonderheiten des Strommarktes mit dem Ziel, ein Urteil darüber zu erleichtern, welches der vernünftigste Weg sein dürfte, mit dem Problem der womöglich langfristig gestörten Kapazitätsplanung in der Stromwirtschaft fertig zu werden. Das Gutachten zeigt zudem auf, aus welchen Gründen die Einführung eines Kapazitätsmarktes zur Stärkung des Strommarktes ökonomisch sinnvoll sein kann, und welche Gründe ökonomisch nicht überzeugend sind, und möchte so zu einer sachlichen Debatte um Staatseingriffe zur Wahrung der Versorgungssicherheit beitragen.

Im Ergebnis empfiehlt der Beirat

- die Versorgungssicherheit als wesentliche Aufgabe der Energiepolitik, insbesondere auch im Rahmen der Energiewende, wieder in den Vordergrund zu rücken,

- einen wettbewerblich organisierten und ökonomisch fundierten Markt für Kraftwerkskapazitäten zu ermöglichen, auf dem auf der Basis einer staatlichen Vorgabe für die aggregierte Erzeugungskapazität die einzelwirtschaftlichen Entscheidungen die Schaffung und Erhaltung von Kapazitäten steuern und damit das angestrebte Maß an Versorgungssicherheit gewährleisten,

- von dem Konzept der Strategischen Reserve sowie von ‚selektiven' Kapazitätsmechanismen zur langfristigen Sicherung der Versorgung abzusehen.

Es sei betont, dass sich dieses Gutachten mit Maßnahmen der *langfristigen* Sicherung eines erwünschten Niveaus der Versorgungssicherheit beschäftigt. Die aktuellen Probleme der Versorgungssicherheit, die vornehmlich überraschenden (nicht-antizipierten) politischen Beschlüssen zur Beeinflussung des Kraftwerksparks geschuldet sind, erfordern kurz- und mittelfristige Maßnahmen, die dieses Gutachten nicht behandelt. Die angesichts der Energiewende ungenügende Netzinfrastruktur gibt ebenfalls Anlass zur Sorge. Netzengpässe erfordern lokal ausdifferenzierte Strompreise, die wiederum die Entscheidungen über Investitionen und deren regionale Verteilung beeinflussen. Auch damit beschäftigt sich dieses Gutachten nicht.

2. Investitionen in die Stromerzeugung: Steuerung durch den Markt

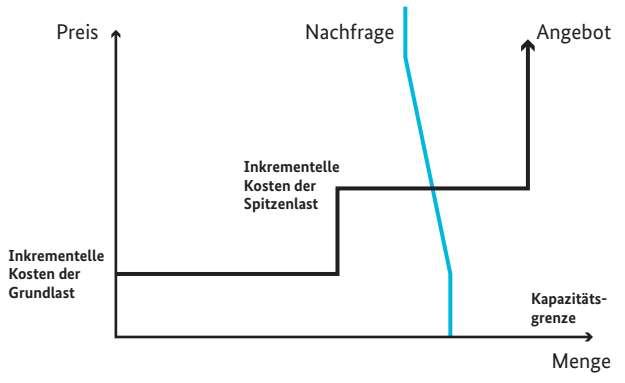
2.1 Angebot und Nachfrage

Die wichtigste Besonderheit des Strommarktes ist, dass Strom nicht effizient und in großen Mengen lagerfähig ist. Stromerzeugung und Stromverbrauch müssen daher stets, zu jedem Zeitpunkt, in Ausgleich gebracht werden.[1] Andernfalls kann es zu Frequenzschwankungen im Netz mit der Folge von Stromausfällen kommen. Folglich muss die Stromerzeugung flexibel auf kurzfristige Schwankungen der Nachfrage und der Produktionskapazität reagieren können.

Die Produktion ist daher durch eine Mischung von verschiedenen Kraftwerkstypen mit unterschiedlichen Kostenstrukturen gekennzeichnet, die diese Flexibilität widerspiegeln. Sogenannte Grundlastkraftwerke wie Kohlekraftwerke oder auch Kernkraftwerke sind typischerweise durch hohe Fixkosten (einschließlich Investitionskosten) und niedrige inkrementelle Kosten gekennzeichnet, während Spitzenlastkraftwerke, z. B. Gaskraftwerke, nur bei Bedarf eingesetzt werden und vergleichsweise geringe Fixkosten, dafür aber hohe inkrementelle Kosten aufweisen. Inkrementelle Kosten sind die Kosten, die bei der Produktion einer (weiteren) Stromeinheit entstehen. Zu den inkrementellen Kosten in der Stromproduktion gehören insbesondere Brennstoffkosten und andere variable Produktionskosten. Stromanbieter bieten ihren Strom in einem wettbewerblichen Umfeld nicht unter den jeweiligen inkrementellen Kosten an. Da nicht mehr als das, was die maximale Kapazität hergibt, produziert werden kann, verläuft die Angebotskurve schließlich an der Kapazitätsgrenze vertikal (siehe Abbildung 1, die die Determinanten des Stromgroßhandels stilisiert darstellt).

Die zweite wesentliche Besonderheit von Strommärkten ist, dass ein wesentlicher Teil der Nachfrage zumindest kurzfristig nicht auf Änderungen der Marktlage, auf Preisänderungen, reagiert. Die geringe Elastizität der Nachfrage erklärt sich unter anderem dadurch, dass viele Nachfrager derzeit schon mangels Mess- und Kontrolleinrichtungen nicht auf Strompreise reagieren können. Viele Stromnachfrager zahlen deshalb unabhängig vom Zeitpunkt ihres Stromverbrauchs

Abbildung 1: Angebot und Nachfrage im Stromgroßhandel[2]



dieselben Preise für Strom. Der typische Haushalt spart daher denselben Betrag unabhängig davon, ob er seinen Verbrauch am Sonntagmorgen um 4 Uhr oder am Montagmorgen um 11 Uhr um eine Einheit reduziert, obwohl sich die Preise und Produktionskosten zu diesen Zeiten erheblich voneinander unterscheiden können. Weil die Möglichkeit zur zeitgenauen Messung des Stromverbrauchs oft fehlt, können private Haushalte damit zurzeit nicht auf diese unterschiedlichen Preise reagieren. Allerdings dürften für viele Haushalte auch prinzipiell die Möglichkeiten zur zeitlichen Verlagerung des Stromverbrauchs gering sein, zumindest sofern es keine Möglichkeiten einer kostengünstigen dezentralen Stromspeicherung gibt. Im Ergebnis ist die Nachfragefunktion in heutigen Strommärkten vergleichsweise unelastisch (vertikal), wie es in Abbildung 1 illustriert wird.

Der Mangel an Nachfrageelastizität ist ein ökonomisches Kernproblem. Ist die Nachfrage hinreichend elastisch, so können die Nachfrager einer Preissteigerung zu einem gewissen Grad durch flexible Mengenanpassung ausweichen und weiteren Preissteigerungen entgegenwirken. Unfreiwillige Rationierung und Ausbeutung durch Marktmacht unterbleiben insoweit. Tatsächlich ist ein Strommarkt, in dem der Preis immer einen Ausgleich von Ange-

1 Siehe Bettzüge und Ockenfels (2011), Ockenfels (2008), Borenstein (2002), Erdmann und Zweifel (2008), Ströbele et al. (2010) und Stoft (2002) für ausführlichere Einführungen in die Besonderheiten und Funktionsweise von Strommärkten.

2 Wir beschränken uns hier auf eine Analyse des Stromgroßhandels und hier wiederum im Wesentlichen auf den Spotmarkt (also der Auktion für Stromstundenkontrakte an der Strombörse). Strom wird in vielen Märkten gehandelt, etwa auf Terminmärkten, im freien Over-the-Counter (OTC)-Handel sowie in Absatzverträgen mit Endverbrauchern. Doch dem Spotmarkt kommt aufgrund von Arbitrage die zentrale Bedeutung für alle Strompreise zu. Wenn nämlich Käufer und Verkäufer beim Stromhandel die Option besitzen, an der Strombörse zu handeln, dürfen sie sich jeweils bei Verträgen außerhalb der Strombörse zumindest in ihrer Erwartung nicht schlechter stellen als bei entsprechenden Geschäften an der Strombörse. Folglich ist in einem wettbewerblichen Umfeld der Börsenpreis der maßgebliche Referenzpunkt für den Handel auch außerhalb der Börse (siehe Grimm et al. 2008).

bot und Nachfrage herstellen kann, stets auch „zuverlässig", da es nicht zu unfreiwilligen Rationierungen kommt.

Es gibt zahlreiche Maßnahmen, die Nachfrage stärker in den Markt zu integrieren. In der Zukunft können möglicherweise auch smart grids und smart metering, neue Speichertechnologien, Elektroautos, mehr individuelle Vorsorge und andere Innovationen die Stromnachfrage elastischer werden lassen (für einen kritischen Überblick siehe Joskow 2012). In Deutschland verfügen gemäß Monitoringbericht der Bundesnetzagentur bereits jetzt insbesondere Großkunden grundsätzlich über die Möglichkeit, ihren Verbrauch dem vorherrschenden Strompreis anzupassen. Etwa 60 % des gesamten Stromverbrauchs in Deutschland findet bei diesen sogenannten leistungsgemessenen Kunden statt (Müsgens und Peek, 2011). Insoweit diese Nachfrage in Knappheitssituationen tatsächlich kurzfristig mit Mengenänderungen auf hohe Spotpreise reagieren kann, ist eine bedeutsame Flexibilisierung der Nachfrage denkbar.

Allerdings ist es unsicher, ob zunehmende Nachfrageelastizität in absehbarer Zeit die grundlegenden Probleme der Preisfindung bei Kapazitätsknappheit entscheidend entschärft, die in den folgenden Kapiteln noch dargestellt werden. Die Energiewende verschärft sie erst einmal. Zudem: Oft kann Nachfrage nur zeitlich verschoben werden (sogenannte Lastverschiebung), während das Potenzial zum Lastabwurf, zum Verzicht auf Stromnachfrage über einen längeren Zeitraum, wesentlich geringer ist. Damit ist zwar Nachfragereduktion bei kurzfristigen Preisspitzen denkbar, längerfristige Knappheit stellt aber weiterhin ein Problem dar. Auch kommen einige Forscher zu dem Schluss, dass die Kosten der Flexibilisierung der Nachfrage vergleichsweise hoch sind (EWI 2012).

Aufgrund der bisher unflexiblen Nachfrage ist die konventionelle Stromerzeugung traditionell darauf ausgerichtet, die Stromkunden zu jedem Zeitpunkt vollständig zu bedienen. Das Angebot passt sich der Nachfrage an. Das gilt nicht für einen Großteil der erneuerbaren Energien in Deutschland. Dieses Angebot ist unflexibel. Die Anbieter erneuerbarer Energien erhalten aufgrund des gesetzlich zugesicherten Einspeisevorrangs ihre Einspeisevergütung unabhängig davon, ob der Strompreis hoch oder niedrig oder sogar negativ ist. Aber auch ohne Abnahmegarantie wirkt sich aus, dass die inkrementellen Kosten bei erneuerbaren Energien typischerweise nahe bei null liegen.[3] Die Einspeisung des Stroms aus erneuerbaren Energien ist also preisunelastisch. Das verschärft das schon hervorgehobene Problem der weithin preisunelastischen Nachfrage. Die vergrößerte Anpassungslast, die aus der naturbedingten Instabilität des Angebots an Strom aus erneuerbaren Energien erwächst, liegt weitgehend beim Angebot von Strom aus konventioneller Erzeugung. Die Einspeisung aus konventionellen Kraftwerken, die für den Ausgleich von Angebot und Nachfrage maßgeblich ist, muss sich also entsprechend darauf einrichten. Scheint die Sonne und bläst der Wind, müssen konventionelle Kraftwerke ihre Produktion zurückfahren, und umgekehrt.

2.2 Investitionsanreize in idealtypischen Strommärkten

Relevant für die Investition in Kraftwerke sind die zu erwartenden durchschnittlichen Strompreise, die ausreichend hoch sein müssen, um die Durchschnittskosten zu decken. Die Durchschnittskosten setzen die Vollkosten (inkrementelle *und* fixe Kosten) ins Verhältnis zu der produzierten Strommenge. Das Verhältnis von durchschnittlichen Preisen bei Stromproduktion und Durchschnittskosten über den Planungshorizont determiniert, ob sich Investitionen in neue Kapazität lohnen oder nicht. Liegt der durchschnittliche vereinnahmte Strompreis über den Durchschnittskosten, lohnen sich Investitionen, andernfalls nicht. Dieser Zusammenhang gilt gleichermaßen für Kapazität in der Grundlast und solche in der Spitzenlast, und zwar je für sich.[4]

Die Investitionsaktivitäten determinieren wiederum die Erzeugungskapazität, die die Preise beeinflusst: je knapper die Kapazität, desto höher die Preise. Wenn gerade genügend Kapazität am Markt ist, so dass die langfristig erwarteten Erlöse die Vollkosten decken, besitzt kein (potenzieller) Anbieter einen Anreiz, seine Entscheidung bezüglich des Kapazitätsangebots zu ändern.

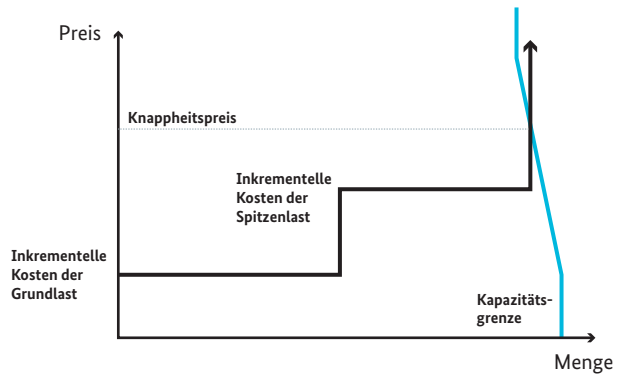
Doch wie können die Preise im Strommarkt so hoch steigen, dass Investitionskosten für Stromerzeugungskapazitäten gedeckt werden können? Die Investitionskosten sind bereits getätigt, wenn der Strom im Großhandelsmarkt angeboten wird. In einem Wettbewerbsmarkt sind sie daher für die Gebote der Stromerzeuger irrelevant. Das führt dazu, dass die Strompreise in ‚normalen' Zeiten, in denen es keine Kapazitätsknappheit gibt, ‚zu gering' sind, um für adäquate Investitionsanreize zu sorgen und Kapazitätsknappheiten zu vermeiden. Abbildung 1 illustriert dies. In der abgebildeten Situation ist ausreichend Kapazität vorhanden. Der Preis kann dann aber nicht über die inkrementellen Kosten der Spitzenlast steigen. Spitzenlastkraftwerke können in solchen Zeiten keinen Deckungsbeitrag für ihre Vollkosten erwirt-

3 Der Beirat hat unter anderem in seinem Brief vom 2. Mai 2011 „Zur Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes" auf problematische Anreizwirkungen des EEG hingewiesen.

4 Bei funktionsfähigem Wettbewerb wird der effiziente Kraftwerksmix aufgebaut. Insbesondere gilt, dass *alle* Kraftwerkstypen gerade ihre Vollkosten decken können, wenn dies auch für die Spitzenlastkraftwerke gilt. Siehe zum Beispiel Stoft (2002), Joskow (2006) und Zöttl (2011) für die Rolle der Knappheitspreise in Strommärkten.

schaften. Nur wenn die Erzeugungskapazität knapp wird, können die Preise über die inkrementellen Kosten der Spitzenlast hinaus ansteigen. Dies geschieht dadurch, dass sich – im gegenwärtig betrachteten idealtypischen Strommarkt – die Nachfrager bei Kapazitätsknappheit so lange überbieten, bis der Preis über die Zahlungsbereitschaft einiger Nachfrager steigt und somit der Markt geräumt wird.[5] Abbildung 2 illustriert dies.

Abbildung 2: Knappheitspreise und Knappheitsrenten



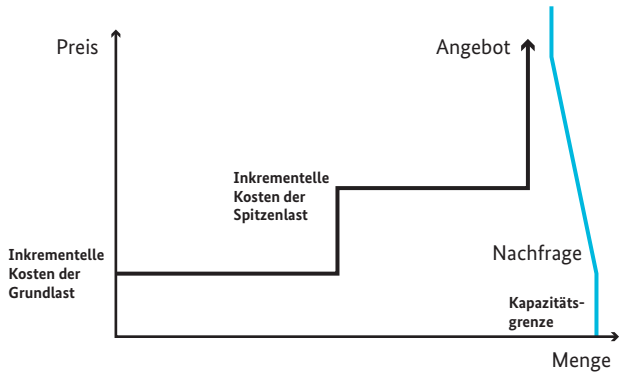
So weit die Theorie eines idealtypischen Marktes. Leider sind die Preise, die in realen Strommärkten in Zeiten extremer Knappheit auftreten, jedoch keine zuverlässigen Knappheitsindikatoren. Ein Grund ist Marktmacht. An der Kapazitätsgrenze können zurückgehaltene Strommengen nicht durch andere Anbieter aufgefangen werden, und auch die Nachfrage kann sich mangels Flexibilität nur wenig gegen hohe Preise schützen. Tatsächlich kann bei Kapazitätsknappheit schon ein Stromerzeuger mit einem sehr kleinen Marktanteil die Preise stark beeinflussen, denn bereits kleine Mengenänderungen führen zu großen Preiseffekten (Borenstein et al. 2002). Auf der anderen Seite sind Politik, Regulierer und Netzbetreiber oft bemüht, Strompreise nicht über inkrementelle Kosten hinausschießen zu lassen – etwa durch eine Reduktion der Netzspannung oder disziplinierende Maßnahmen (Joskow 2007, 2008). Im Ergebnis erscheint es unwahrscheinlich, dass Knappheitspreise in Strommärkten effiziente Investitionssignale aussenden.[6]

2.3 Investitionsanreize in Strommärkten mit (kontrollierten) Blackouts[7]

Auf Strommärkten gibt es eine Tendenz, dass Erzeugungskapazitäten so verknappt werden, dass Knappheitsrenten entstehen, denn nur so können ausreichend Investitionsanreize erzeugt werden. Doch Knappheitspreise wie in Abbildung 2 können nur entstehen, wenn der Strompreis Angebot und Nachfrage in Übereinstimmung bringen kann. Dies ist allerdings angesichts der unelastischen Nachfrage, des unelastischen Angebots an der Kapazitätsgrenze und der Nichtspeicherbarkeit von Strom möglicherweise nicht immer der Fall. Wenn es aber keinen Preis gibt, der einen Ausgleich von Angebot und Nachfrage herstellen kann, kommt es zu (kontrollierten) Blackouts, wie Abbildung 3 illustriert.

Bei kontrollierten Blackouts werden einzelne Verteilnetze abgeschaltet, um die Nachfrage zu drosseln. Sie sind problematisch, weil sie einen Teil der Konsumenten unabhängig von ihrer Zahlungsbereitschaft vom Stromkonsum abschneiden,

Abbildung 3: Blackout aufgrund unelastischer Nachfrage



und großen ökonomischen (und politischen) Schaden anrichten können. Sie sind aber auch für die Funktionsfähigkeit des Strommarktes eine große Herausforderung, denn es stellt sich die Frage, welche Preise in Zeiten eines Blackouts den Erzeugern gezahlt werden sollen, die mit allen verfügbaren Kapazitäten produzieren.[8]

5 Knappheitspreise an den Kapazitätsgrenzen finden sich auch in anderen Märkten. Beispielsweise sind die inkrementellen Kosten von Flugtickets typischerweise niedrig und kleiner als Durchschnittskosten, solange keine Kapazitätsengpässe auftreten. Doch am Freitagnachmittag, wenn die Kapazitäten knapp werden, steigen die Preise oft stark an. Diese dynamische Preissetzung ermöglicht den Anbietern, im Wettbewerb ihre Vollkosten zu decken.

6 Hinzu kommt, dass die Nachfragefunktion aufgrund der fehlenden Teilnahme eines großen Teils der Nachfrage am Spotmarkt nicht die wahren Zahlungsbereitschaften widerspiegelt, so dass auch von daher Knappheitspreise notwendigerweise verzerrt sind.

7 Dieses Kapitel sowie Teile der folgenden Kapitel basieren auf Arbeiten, die detailliertere Abhandlungen und Ableitungen präsentieren. Dazu gehören Cramton und Stoft (2005, 2006, 2008), Joskow (2007, 2008), Joskow und Tirole (2006, 2007), Stoft (2002), Ockenfels (2007, 2008), Cramton und Ockenfels (2012) und Cramton, Stoft und Ockenfels (im Erscheinen). Wir vereinfachen die Diskussion hier und abstrahieren von dem Zusammenspiel des Spotmarktes mit den Regelenergiemärkten, die insbesondere für Netzwerkstabilität sorgen; siehe dazu beispielsweise Cramton et al. (im Erscheinen).

8 Im Extremfall kann es auch zu Instabilitäten im Netz kommen, die zu einem großflächigen Zusammenbruch der Elektrizitätsversorgung führen. In diesem Fall werden Kraftwerke, die eigentlich Strom produzieren könnten, abgeschaltet, so dass trotz großer Knappheit Kraftwerke kein Geld verdienen können. Auch dies kann dazu beitragen, dass die Investitionsanreize in Strommärkten unzureichend sind.

Da der Markt mangels Existenz eines Gleichgewichts keinen Preis für die versorgten Stromkunden determinieren kann, muss dieser administrativ festgelegt werden. Dabei ist offensichtlich, dass der Höhe des festgelegten Preises in solchen Knappheitssituationen (analog zu der Höhe des Knappheitspreises in Abbildung 2) eine maßgebliche Rolle für die Investitionsanreize, und damit letztlich auch für die Wahrscheinlichkeit für das Auftreten eines Blackouts zukommt.

Zusammenfassend zeigen die vorangegangenen Überlegungen, dass adäquate Investitionen in Stromerzeugungskapazitäten in einem Strommarkt auf effiziente Knappheitspreise beziehungsweise Blackout-Preise angewiesen sind, die zwar nur selten auftreten, dann aber weit über inkrementelle Kosten hinausgehen. Knappheitspreise reagieren jedoch äußerst sensitiv auf bereits kleine Mengenänderungen sowie Interventionen von Netzbetreibern und sind daher keine zuverlässigen Signale für adäquate Investitionen. Die Möglichkeit von Blackouts in einem Strommarkt führt darüber hinaus dazu, dass der Markt allein nicht in der Lage ist, Preissignale zu senden, geschweige denn effiziente Preissignale. In Abschnitt 3 diskutieren wir zwei mögliche Eingriffe, um dieser Marktunvollkommenheit zu begegnen. Dabei beschränken wir uns der Einfachheit halber auf den Fall kontrollierter Blackouts. Analoge Schlussfolgerungen gelten auch im Falle (verzerrter) Knappheitspreise. Es geht zum einen um die staatliche Festlegung der Preise im Falle extremer Knappheit, zum anderen um die staatliche Festlegung der aggregierten Erzeugungskapazität.

2.4 Zur Rolle der erneuerbaren Energien

Der starke Zuwachs von erneuerbaren Energien ist nicht Ursache der in den letzten Abschnitten geschilderten Probleme, aber er verschärft sie deutlich. Erneuerbare Energien bieten Strom zu sehr geringen inkrementellen Kosten an, so dass fossile Erzeugungskapazitäten verdrängt werden und, nimmt man dies für sich, weniger profitabel sind. Gleichzeitig aber bieten erneuerbare Energien keine gesicherte Stromversorgung an; wenn kein Wind bläst und keine Sonne scheint, müssen fossile Kraftwerke den fehlenden Strom produzieren. Die fossilen Erzeugungskapazitäten werden also weiterhin benötigt.

Einer EWI-Studie (2012) zufolge müssen in Deutschland in den nächsten Jahren massiv Gasturbinen zugebaut werden, um bei gegebenen Zielen der Energiewende für Deutschland Versorgungssicherheit gewährleisten zu können. Diese Gasturbinen können jedoch in einem typischen Jahr keine Beiträge zur Finanzierung der Kapazitätskosten erwirtschaften. Der EWI-Studie liegt ein Maß an Versorgungssicherheit zu Grunde, das in der Studie „Analyse und Bewertung der Versorgungssicherheit in der Elektrizitätsversorgung bis 2030“ (Consentec/EWI/IAEW-2010) festgelegt wurde. Versorgungssicherheit ist dabei so definiert, dass ausreichend Erzeugungskapazität zur Verfügung steht, sprich, dass die Jahreshöchstlast der Stromnachfrage weitestgehend gedeckt werden kann,[9] wobei die erneuerbaren Energien nur mit einer gesicherten Leistung in Höhe von 5 % ihrer Kapazität berücksichtigt werden. Da die erneuerbaren Energien dennoch regelmäßig, wenn auch nicht sicher, Strom erzeugen, geht die EWI-Studie davon aus, dass bereits im Jahr 2030, unter der Annahme, dass die Stromerzeugung durch erneuerbare Energien von derzeit 23 % auf etwa 45 % ansteigt, ein Gasturbinenkraftwerk nur etwa 136 Volllaststunden, umgerechnet knapp 6 Tage, in Betrieb sein wird. Da auch in diesen Stunden noch freie Kapazitäten bei Gasturbinenkraftwerken bestehen, wäre in einem typischen Jahr kein Deckungsbeitrag zu erwirtschaften.[10]

9 Die Nachfrage wird in der EWI-Studie als vollständig unelastisch angenommen.

10 Siehe Kraftwerksforum (2013) für einen Überblick über aktuelle Studien zur Sicherstellung von Erzeugungskapazitäten; siehe auch Monopolkommission (2013) für eine Diskussion verschiedener Ansätze.

3. Möglichkeiten der langfristigen Steuerung der Versorgungssicherheit

In einem Strommarkt, in dem Blackouts im Bereich des Möglichen liegen, sind Marktinterventionen unvermeidlich. Es muss geregelt werden, welche Preise in Zeiten eines Blackouts an die Erzeuger gezahlt werden, da ja dann, definitionsgemäß, der Markt nicht zu räumenden Preisen gelangt. Die Höhe dieser Blackout-Preise beeinflusst indirekt die Investitionstätigkeit. Eine alternative Intervention ist die unmittelbare Beeinflussung der Erzeugungskapazität.

3.1 Staatliche Preissetzung bei Blackouts

Durch die an die Erzeuger gezahlten Preise in Zeiten extremer Kapazitätsknappheit könnte der Regulierer die Investitionstätigkeit indirekt steuern. Damit stellt sich insbesondere die Frage, wie hoch der administrativ gesetzte Preis im Falle eines Blackouts sein soll. Die Idee könnte sein, dass die Blackout-Preise nach mikroökonomischen Grundprinzipien so determiniert werden, dass sich Investitionen in zusätzliche Kapazität solange lohnen, bis die Kosten von Blackouts geringer sind als die zusätzlichen Investitionskosten. In der Literatur werden diese (durchschnittlichen und als konstant angenommenen) Kosten von Blackouts als ‚Value of Lost Load' bezeichnet. Dieser Wert kann allerdings nur geschätzt werden, und die Schätzungen variieren sehr stark, und gehen zuweilen in hohe fünfstellige Beträge für eine Megawattstunde.[11] Die Antwort hängt aber in der Praxis auch davon ab, wie groß die Toleranzschwelle für Blackouts ist. So ist es denkbar, dass die Politik über ein solches ökonomisches Kostenkalkül hinaus Blackouts vermeiden möchte.

Auch wenn man den ‚Value of Lost Load' nicht genau kennt, ist davon auszugehen, dass die Knappheits- und Blackout-Preise auf Basis des Value of Lost Load weit über inkrementellen Kosten liegen, so dass in Zeiten andauernder extremer Knappheit sehr hohe Geldsummen an die Erzeuger fließen würden. Dies schafft potenziell erhebliche ökonomische und politische Probleme. Politik, Regulierer und Netzbetreiber könnten beispielsweise versucht sein, die Preise bei Knappheit möglichst niedrig zu halten, etwa auf dem Niveau der inkrementellen Kosten. Antizipieren Investoren jedoch, dass hohe Knappheits- und Blackout-Preise politisch nicht durchsetzbar sind, wird zu wenig investiert.

Hinzu kommt die Marktmachtproblematik, wie sie bereits in Kapitel 2.2 beschrieben wurde. Hohe Preise schaffen Anreize und extreme Knappheitssituationen die Möglichkeiten für Marktmachtausübung.

Schließlich sind sowohl Investoren als auch Konsumenten in einem Markt, in dem Investitionen durch Knappheitspreise und Blackout-Preise attrahiert werden, sehr hohen Risiken ausgesetzt. Knappheitspreise gibt es nur in den seltenen Situationen, in denen die Erzeugung vollständig ausgelastet ist. Dies muss in einem typischen Jahr oft überhaupt nicht der Fall sein (siehe Abschnitt 2.4), kann aber in Ausnahmejahren für viele Stunden oder Tage vorkommen. Die Folge ist ein mit großen Risiken behafteter Zahlungsstrom, der zu hohen Risikozuschlägen und möglicherweise zu Fehleinschätzungen bei Investitionsvorhaben führt.

Damit verbunden ist die Beobachtung, dass die Frage der Versorgungssicherheit eine Frage der verfügbaren Gesamtkapazität ist. Es erscheint aber ausgeschlossen, dass dezentral stattfindende Investitionen in Erzeugungskapazität durch selten auftretende, administrativ gesetzte Knappheitspreise so gesteuert werden können, dass die erwünschte verfügbare Gesamtkapazität zielgenau und zuverlässig erreicht wird.

Im Ergebnis muss ein Strommarkt, der allein auf Knappheits- und administrierte Blackout-Preise setzt, mit vielen Herausforderungen kämpfen, die für adäquate Investitionen problematisch sind.

3.2 Staatliche Festsetzung der aggregierten Erzeugungskapazität

Da ein adäquates Niveau der Erzeugungskapazität das eigentliche Ziel ist, ist es eine plausible Alternative zur Preissteuerung, direkt die gewünschte Kapazität festzule-

11 Ein Grund, warum der Value of Lost Load empirisch nicht ermittelt werden kann, ist, dass Strom nicht (nur) nach ökonomischen Verträgen, sondern (auch) nach physikalischen Gesetzen fließt, und somit ein Konsument in der Regel nur abgeschaltet werden kann, wenn auch sein Nachbar abgeschaltet wird. Versorgungssicherheit ist aus dieser Perspektive ein öffentliches Gut, so dass Anreize fehlen, die tatsächlichen Kosten zu offenbaren. Dazu kommt, dass die Nachfrage und der Value of Lost Load von vielen Dimensionen abhängen dürften, einschließlich Tageszeit, Wetter, Vorwarnzeit von Preisveränderungen, Länge von Hochpreisphasen etc. Insofern lässt sich auch nicht unmittelbar von offenbarten Zahlungsbereitschaften (zum Beispiel in Form von ‚abschaltbaren Verträgen') auf den Value of Lost Load schließen. Zu den volkswirtschaftlichen Verlusten durch Stromausfälle siehe auch die empirische Analyse von Schmidthaler, Reichl und Schneider (2012).

gen und in einem neu zu schaffenden Markt, dem sog. Kapazitätsmarkt, auszuschreiben.[12] Die Ausschreibung führt zu einer effizienten und kostenminimalen Bereitstellung von Erzeugungskapazität.

Bei der Ausschreibung dürfen nicht nur die Betreiber von Kraftwerken, sondern auch Stromnachfrager teilnehmen, insofern sie durch eine Reduktion derselben zur Zuverlässigkeit der Stromversorgung beitragen können. Dies kann zusätzliche Anreize zur aktiven Einbindung der Nachfrage schaffen. Die Zielgenauigkeit bezüglich des Mengenziels ist bei Mengensteuerung offensichtlich höher als bei Preissteuerung. Hinzu kommt, dass die Schätzung der zukünftig benötigten Erzeugungskapazität und -reserven unter Strommarktexperten eine gebräuchliche Übung ist, während es für die Schätzung notwendiger Blackout-Preise keine vergleichbaren Erfahrungswerte gibt.

Eine Erweiterung dieser Idee ist das Konzept der Zuverlässigkeitsoptionen oder Versorgungssicherheitsverträge (z. B.: Kraftwerksforum 2013, Cramton und Ockenfels 2012, EWI 2012). Auch nach diesem Konzept wird die Erzeugungskapazität direkt gesteuert, in der Hauptsache um der Versorgungssicherheit willen. Die Vermeidung anderer Herausforderungen im Strommarkt (exzessive Marktmacht bei Kapazitätsknappheit und hohe Preisrisiken) gehört aber mit zu den Zielen. Im Folgenden skizzieren wir kurz die Idee der Zuverlässigkeitsoptionen.

Über den Kapazitätsmarkt dieser fortentwickelten Art werden Optionen gehandelt, die eine bestimmte Menge an Strom in Knappheitssituationen zu vorher festgelegten Preisen sichert. Knappheitssituationen sind dadurch definiert, dass am Spotmarkt der Strompreis eine bestimmte Höhe übersteigt. Damit wird genau das Produkt gehandelt, das gebraucht wird: Zuverlässigkeit der Stromversorgung in Knappheitssituationen. Anbieter der Optionen sind die Stromerzeuger. Anders als bei einem einfachen Optionsmarkt müssen allerdings die Stromerzeuger die verkaufte Menge an Optionen mit physischer Erzeugungskapazität hinterlegen. Sie müssen also nachweisen, dass sie im Knappheitsfall auch sicher Strom liefern können. Außerdem wird durch eine staatliche Instanz vorab die gesamte Menge an Optionen, und damit auch die gesamte Menge an zuverlässig verfügbarer Erzeugungskapazität, festgelegt.

Dieser Optionsmarkt sichert die Effizienz der Preisbildung und des Abrufs der Kapazitäten auf dem Spotmarkt. Gleichzeitig sind die Nachfrager gegen hohe Preisspitzen durch die Option abgesichert. Die Erzeuger haben zudem als Anbieter der Optionen keinen Anreiz, Knappheitssituationen herbeizuführen, da in diesen Fällen die Option greift und sie nicht den Preis auf dem Spotmarkt, sondern den Ausübungspreis der Option erwirtschaften.

Kapazitätsmechanismen

Prinzipiell können zwei Formen von Kapazitätsmechanismen unterschieden werden: Zum einen die Bepreisung von ausgewählten Erzeugungskapazitäten wie bei den Konzepten der „Strategischen Reserve“ und des „fokussierten Kapazitätsmarkts“. Zum anderen die umfassende Sicherstellung von Erzeugungskapazität wie im Konzept des „vollständigen Kapazitätsmarkts“.

Strategische Reserve

Bei dem Konzept der Strategischen Reserve sorgt die öffentliche Hand zum Beispiel durch eine Ausschreibung für die Bereitstellung von Kraftwerksleistung, die nur in Knappheitszeiten aktiviert wird. Ansonsten stehen diese Reservekapazitäten dem Strommarkt nicht zur Verfügung. Prinzipiell sind neu erbaute Kraftwerke, aber auch Bestandskraftwerke für die Strategische Reserve denkbar.

Knappheitszeiten sind dabei so definiert, dass der Strommarkt ein bestimmtes Preisniveau überschreitet.

Wesentliche Stellhebel des Konzepts der Strategischen Reserve sind

- die Menge an Erzeugungskapazität, die als Reservekapazität vorgehalten wird
- der Kraftwerkstyp (Bestands- und Neuanlagen; Gaskraftwerke oder auch weitere Kraftwerke)
- die Höhe des Strompreises, ab dem die Strategische Reserve zum Einsatz kommt

12 Die Kapazität muss dabei jeweils bezüglich ihres potenziellen Beitrags zur Versorgungssicherheit bewertet werden. Auch bei Kapazitätsmechanismen müssen Blackout-Preise administrativ gesetzt werden.

Um den Strommarkt so wenig wie möglich zu beeinflussen, wird beispielswiese vorgeschlagen, dass die Strategische Reserve nur bei sehr hohen Preisen (bspw. 3.000 Euro/MWh) in den Markt geht.

Vollständiger Kapazitätsmarkt/Versorgungssicherheitsverträge

In einem Kapazitätsmarkt sorgt die öffentliche Hand dafür, dass insgesamt ausreichend sichere Kapazität im Gesamtmarkt zur Verfügung steht.

Die öffentliche Hand bestimmt die Menge an Erzeugungskapazität, die für ein definiertes Niveau an Versorgungssicherheit benötigt wird. Diese Kapazität wird dann beispielsweise in einer Auktion mit einer Vorlaufszeit von etwa 5–7 Jahren ersteigert. Sowohl Betreiber von Bestandsanlagen wie auch die neuer Kapazitäten müssen in diese Auktion einbezogen werden. Auch große Nachfrager, die in der Lage sind, in Knappheitszeiten ihre Nachfrage zu reduzieren, können an der Auktion teilnehmen. Die Ausschreibung ist technologieneutral, sofern eine Technologie zur Versorgungssicherheit beitragen kann.

Die Betreiber, die den Zuschlag erhalten, verpflichten sich, die entsprechende Erzeugungskapazität bereitzustellen. Zusätzlich erhalten sie einen Optionsvertrag („Zuverlässigkeitsoption"), mit der Verpflichtung, sobald der Strompreis ein bestimmtes Niveau, den Ausübungspreis, überschreitet, Strom zu diesem Ausübungspreis zu verkaufen bzw. die Differenz zwischen dem Strompreis und dem Ausübungspreis ihren Kunden zu erstatten. Falls die Strompreise niedriger als der Ausübungspreis sind, können die Stromanbieter ihre Erzeugungskapazität frei verwenden.

Wesentliche Stellhebel in einem Kapazitätsmarkt sind:

- die Menge an sicherer Erzeugungskapazität
- die Kriterien zur Bewertung der Fähigkeit, zur Versorgungssicherheit beizutragen

Die genaue Höhe des Ausübungspreises ist dagegen weniger kritisch. Zuverlässigkeitsoptionen wirken ähnlich wie normale Future-Verträge (allerdings mit dem Nachweis zum Aufbau von physischer Kapazität). Damit ist auch ihr Einfluss auf den Strommarkt ähnlich wie bei Future-Verträgen, insbesondere verzerrt die Existenz dieser Zuverlässigkeitsoptionen nicht die Allokation auf dem Großhandelsmarkt.

3.3 Staatliche Festsetzung einer „Strategischen Reserve"

Ein weiterer, derzeit populärer Vorschlag für einen Kapazitätsmechanismus ist die so genannte *Strategische Reserve*. Die Idee ist, dass der Staat zusätzliche Kapazitäten durch ein Ausschreibungsverfahren einkauft, die dann nur zu vorher festgelegten Regeln an dem Strommarkt teilnehmen dürfen. Einem Vorschlag nach sollen die eingekauften zusätzlichen Kapazitäten nur zum maximal möglichen Preis an der Strombörse (derzeit 3.000 Euro/MWh) zum Zug kommen, und auch nur dann, wenn die Strombörse zuvor keinen Markt räumenden Preis ermitteln konnte. Die Befürworter der Strategischen Reserve versprechen sich dadurch eine einfache, effiziente und kostengünstige Stärkung der Versorgungssicherheit. Das Konzept ist ‚einfacher' als Zuverlässigkeitsoptionen oder Versorgungssicherheitsverträge, aber weder effizient noch notwendigerweise kostengünstig. Daher droht es bei einer Umsetzung mehr Schaden anzurichten, als Nutzen zu bringen. Tatsächlich verbindet es die Nachteile der Preissteuerung (Marktmacht, hohe Risiken auf beiden Marktseiten) mit einer halbherzigen und daher ineffektiven Mengensteuerung:

Erstens führt die Strategische Reserve zu Ineffizienz im Stromgroßhandel, da sie bei Strompreisen, die über den inkrementellen Kosten der Stromerzeugung durch die Reservekapazität liegen, nicht schon zum Zuge kommt.[13]

Zweitens ist es zu kurz gedacht, aus der Tatsache, dass nur wenige Kraftwerke als Reserve verpflichtet werden, auf eine geringe zusätzliche Belastung der Stromverbraucher für die Steuerung der Investitionstätigkeit zu schließen. Der zentrale Anreiz für notwendige Investitionen im gesamten Strommarkt entsteht durch den hohen staatlich festgesetzten Preis in Knappheitszeiten. In diesen Zeiten werden *sämtliche*

13 Der Begriff „Strategische Reserve" ist für Stromerzeugungskapazitäten insofern irreführend, als dass die Nutzung der Reserve in normalen Zeiten (anders als beispielsweise bei einer Ölreserve) die Nutzung in Knappheitszeiten nicht notwendigerweise beeinträchtigt.

verfügbaren Kapazitäten zum administrativ gesetzten Preis vergütet (analog zu dem Konzept der staatlichen Preisfestsetzung bei Blackouts; Kapitel 3.1). Ein Vergleich mit anderen Mechanismen, bei denen alle Erzeuger Kapazitätszahlungen erhalten, muss diese zusätzlichen Belastungen berücksichtigen.[14]

Drittens ist es fraglich, ob die Zurückhaltung der Strategischen Reserve bei steigenden Großhandelspreisen in normalen Zeiten sowie die hohen festgesetzten Preisforderungen für Strom in Zeiten großer Knappheit politisch durchsetzbar wären. Dies gilt umso mehr, als die Preisforderung in Höhe des maximalen Gebots an der Strombörse arbiträr gewählt ist und ökonomisch keine Relevanz besitzt (die Strombörse hat das Maximalgebot aus technischen Erwägungen eingeführt).

Viertens ist es für die Versorgungssicherheit unerheblich, wie groß die Strategische Reserve ist; entscheidend ist allein, wie viel (gesicherte) Kapazität im *gesamten* Markt zur Verfügung steht. Es gibt keine Prognosen darüber, wie sich die ‚nicht-strategische' Kapazität in Abhängigkeit von der strategischen Kapazität entwickelt. Wenn sich die verfügbare nicht-strategische Kapazität in Reaktion auf die Ausschreibung strategischer Kapazität stark reduziert, kann die Versorgungssicherheit im Ergebnis abnehmen. Dies ist auch deswegen ein denkbares Szenario, weil die Strategische Reserve Marktmachtausübung im nicht-strategischen Bereich attraktiver machen könnte. Das Verschieben von Kapazität aus dem ‚normalen' (nicht-strategischen) Markt in die Strategische Reserve führt schon zu höheren Preisen in normalen Zeiten ohne Knappheit, weil die Strategische Reserve diese Mengen zurückhält. Zugleich könnte die Strategische Reserve den Anreiz erhöhen, Knappheiten durch Mengenzurückhaltung auch im normalen Markt zu erzeugen, um in den Genuss der garantierten hohen Preise zu kommen, ohne Blackouts zu erzeugen.

Fünftens wird von Befürwortern der Strategischen Reserve als Argument auch vorgebracht, es ermögliche auf einfache Weise, die Entscheidungen über Standort und Technologie zu steuern. Dies ist aber nicht Aufgabe eines Kapazitätsmarktes. Entscheidungen über Standort und Technologie werden in wettbewerblich organisierten Strommärkten effizient über Preise gesteuert; sie bedürfen keiner politisch motivierten Opportunitätsüberlegungen. In diesem Zusammenhang sind neuere Vorschläge für Kapazitätsmechanismen besonders kritisch zu beurteilen, mit denen auch klimapolitische und andere Ziele verfolgt werden. Ein Beispiel dafür ist das Konzept der so genannten „fokussierten Kapazitätsmärkte" (Ökoinstitut/LBD/Raue 2012; siehe auch Kraftwerksforum 2013), das die getrennte Ausschreibung bestimmter Mengen von stilllegungsbedrohten Bestandskapazitäten und Neubauvorhaben sowie andere Modifikationen vorsieht. Ein solcher fokussierter Kapazitätsmarkt führt zu ähnlichen Problemen wie eine Strategische Reserve, die Gesamtkapazität eines Strommarktes zu steuern. Außerdem führt eine Vermischung verschiedener Ziele sowie die Teilnahme selektiv subventionierter Technologien zu höheren Kosten bei der Bereitstellung einer zuverlässigen Stromversorgung und zu einem ineffizienten Technologiemix.

14 Es ist ökonomisch sachgerecht, dass alle Erzeuger von Zahlungen profitieren, die durch Kapazitätsknappheit induziert werden, denn alle Erzeuger tragen zur Versorgungssicherheit bei. Auch in einem idealisierten Strommarkt mit perfektem Wettbewerb kommen *allen* verfügbaren Erzeugern Knappheitspreise zugute. Zudem gilt, dass nur eine Gleichbehandlung aller verfügbaren zuverlässigen Kapazität zu einem effizienten Technologiemix führt. Bei der Strategischen Reserve könnte man nun aber versucht sein, den Knappheitspreis für alle einheitlich zu reduzieren, um Kosten zu sparen. Dies reduziert zwar kurzfristig die Knappheitsrenten, löst aber das Problem nicht. Wenn das Preisgebot, mit dem die Strategische Reserve an den Markt geht, beispielsweise lediglich inkrementelle Kosten widerspiegelt, würde das Kapazitätsproblem drastisch verschärft werden, da in diesem Fall potenzielle Investoren keine Deckung ihrer Investitionskosten erwarten könnten.

4. Schlussfolgerungen

Deutschland hat den höchsten Standard in der Versorgungssicherheit im Elektrizitätsmarkt weltweit. Dieser Standard stammt unter anderem noch aus der Zeit, in der der Stromsektor reguliert war und Überkapazitäten in der Stromerzeugung geschaffen wurden. Ein solcher Sicherheitsstandard lässt sich in einem liberalisiertem Strommarkt nicht halten.

Das ökonomische Kernproblem ist die derzeitige mangelnde Flexibilität der Stromnachfrage und die Volatilität eines wachsenden Teils des Stromangebots. Ob die Nachfrage zukünftig ‚ausreichend' flexibel reagieren kann, lässt sich nur schwerlich prognostizieren und wird allgemein (und auch im Beirat) unterschiedlich beurteilt. Die massive Förderung der erneuerbaren Energien wird in Deutschland jedenfalls die Problematik zunächst verschärfen. Doch selbst wenn eine stark verbesserte Teilnahme der Nachfrage im Strommarkt gesichert wäre, blieben ohne Kapazitätsmarkt Risiken für die Versorgungssicherheit, da sich die Investitionen im Strommarkt bei einem hohen Anteil von erneuerbaren Energien auf hohe Knappheitspreise zu sehr seltenen Zeiten verlassen müssten.

Zuweilen wird argumentiert, dass staatlich reglementierte Kapazitätsmechanismen neue Renten für die Stromwirtschaft generieren würden. Solche Befürchtungen sind nicht abwegig. Ein kluges Strommarktdesign müsste dafür Sorge tragen, dass die Versorgungssicherheit zu geringstmöglichen Kosten erzielt wird und keine ökonomisch ungerechtfertigten Renten entstehen. Das Konzept der Zuverlässigkeitsoptionen beinhaltet zwar Zahlungen an Erzeuger, aber diese werden in wettbewerblichen Auktionen klein gehalten und zugleich dadurch kompensiert, dass die Knappheitsrenten im Strommarkt entsprechend gedeckelt werden.

Zugleich bedeutet die Einführung eines Kapazitätsmarktes die staatliche Vorgabe eines aggregierten Kapazitätsvolumens und somit einen starken Eingriff in bestehende Strommarktmechanismen. Bei jeder Form von Kapazitätsmechanismen bergen die weitreichenden Entscheidungskompetenzen der Regulierer die Gefahr der Einflussnahme durch Politiker und Lobbygruppen, die Subventionen begehren oder etwa einen bestimmten Erzeugungsmix oder eine bestimmte regionale Verteilung der Erzeugung präferieren. Fehler und Verzerrungen im Marktdesign gefährden die Versorgungssicherheit und die Effizienz der Stromerzeugung. Der Schaden solchen Regulierungsversagens bei der Einführung von Kapazitätsmechanismen kann den Schaden eines etwaigen Marktversagens übersteigen.

Ein verwandtes Problem könnte sein, dass der Regulierer versuchen wird, ‚zu viel' Kapazitäten zu verpflichten, um sich gegen öffentliche Kritik bei Blackouts abzusichern. Dies erscheint aus unserer Sicht allerdings das kleinere Übel zu sein. Die Kosten von ‚zu viel' Kapazitäten sind vermutlich weitaus geringer als die Kosten von ‚zu wenig' Kapazitäten. Der ingenieurwissenschaftliche Ansatz, einen beruhigenden Puffer einzuziehen, ist für den Strommarkt nicht notwendigerweise falsch. Dies gilt umso mehr, als der Markt die notwendigen Informationen für die ‚optimale' Kapazität nicht bereitstellen kann.

Eine weitere wichtige Frage ist, wie es sich mit der Einbettung von Kapazitätsmechanismen in den europäischen Strommarkt verhält. Tatsächlich implementieren, planen oder erwägen die meisten europäischen Länder Kapazitätsmechanismen. Eine harmonisierte europäische Lösung ist wünschenswert. Unter der Annahme, dass es keine Übertragungsengpässe gibt, wäre die Sicherstellung von Versorgungssicherheit in einem Land gleichbedeutend mit Versorgungssicherheit in allen Ländern. D. h. alle Nachbarländer könnten zur Versorgungssicherheit beitragen und würden auch davon profitieren. Auch das Problem der inflexiblen Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien kann im europäischen Kontext aufgrund von Durchmischungseffekten reduziert werden. All dies legt ein koordiniertes Vorgehen nahe. Auf der anderen Seite scheint es gerade in Knappheitszeiten unwahrscheinlich zu sein, dass es keine Übertragungsengpässe gibt. Insoweit bei Knappheit der relevante Markt der nationale Markt ist, ist auch die Versorgungssicherheit zuallererst ein nationales Problem, solange es nicht zu einem Ausbau der Übertragungskapazitäten kommt. Und als solches wird es in den anderen europäischen Ländern derzeit auch behandelt. Auch steht keines der in diesem Gutachten genannten Konzepte einer zunehmenden Marktintegration im Wege.

Auch wenn der Beirat im Ergebnis zu einer positiven Empfehlung hinsichtlich der Einführung eines Kapazitätsmechanismus kommt, so ist er doch besorgt, dass ein Kapazitätsmechanismus Probleme reparieren helfen könnte, für die er ungeeignet ist, und somit drängende, komplementäre Reformen verzögert. Dazu gehören Reformen hinsichtlich der Förderung erneuerbarer Energien, der effizienten Netznutzung und Investitionen in den (innerdeutschen und grenzüberschreitenden) Netzausbau,[15] der grenzüberschreitenden Interoperabilität und Regulierung des diskriminierungsfreien Netzzugangs, und der Regulierung und Optimierung der Regelenergiemärkte und Echtzeitmärkte.

15 Zur Koordination der Investitionen in Netzausbau und Erzeugungskapazität siehe Höffler und Wambach (im Erscheinen).

Auch könnte ein Kapazitätsmechanismus der Wahrnehmung Vorschub leisten, dass unzuverlässige und ineffiziente energie-, klima- und umweltpolitische Rahmenbedingungen ein geringeres Problem seien, da die Versorgungssicherheit mit einem funktionsfähigen Kapazitätsmarkt ja gewährleistet ist. Diese Einschätzung ist jedoch insofern falsch, als die Risiken unbeständiger politischer Rahmenbedingungen in die Kapazitätszahlungen einfließen und das Instrument dadurch signifikant teurer würde.

Insgesamt ist die Einführung eines Kapazitätsmarktes mit Unsicherheiten über Nutzen und Risiken verbunden. Es erscheint unwahrscheinlich, dass die Frage, ob ein Strommarkt mit hohem Anteil erneuerbarer Energien ohne Ergänzung durch einen Kapazitätsmechanismus für die erwünschte Versorgungssicherheit sorgen kann, zu einem Zeitpunkt beantwortet werden kann, der genügend Zeit zur Nachsteuerung lassen würde.[16] Falls irgendwann zweifellos bewiesen ist, dass ein solcher Markt nicht funktioniert, ist das Kind bereits in den Brunnen gefallen. Die ökonomischen und politischen Auswirkungen können drastisch ausfallen.

Damit die Stromerzeugung in Deutschland verlässlich bleibt, empfiehlt der Beirat deshalb im Ergebnis aller Abwägungen:

- die Versorgungssicherheit als wesentliche Aufgabe der Energiepolitik, insbesondere auch im Rahmen der Energiewende, wieder in den Vordergrund zu rücken,
- einen wettbewerblich organisierten und ökonomisch fundierten Markt für Kraftwerkskapazitäten zu ermöglichen, auf dem auf der Basis einer staatlichen Vorgabe für die aggregierte Erzeugungskapazität die einzelwirtschaftlichen Entscheidungen die Schaffung und Erhaltung von Kapazitäten steuern und damit das angestrebte Maß an Versorgungssicherheit gewährleisten,
- von dem Konzept der Strategischen Reserve sowie von ‚selektiven' Kapazitätsmechanismen zur langfristigen Sicherung der Versorgung abzusehen.

Minderheitsvotum

Eine Minderheit des Beirats hält die Empfehlung, einen Kapazitätsmarkt zu ermöglichen, über den auf der Basis *einer staatlichen Vorgabe für die aggregierte Erzeugungskapazität* die einzelwirtschaftlichen Entscheidungen über die Schaffung und Erhaltung von Kapazitäten – *auf Jahrzehnte hinaus* – gesteuert werden, für nicht ausreichend begründet. Die theoretische Analyse stützt prinzipielle Besorgnis bezüglich der Funktionsfähigkeit eines freien Strommarktes. Diese hypothetische Besorgnis ist aber durch Erfahrung nicht so gehärtet, dass sie eine prinzipiell begründete Rücknahme eines ganz wesentlichen Teils der in den neunziger Jahren in Gang gesetzten Liberalisierung der Stromwirtschaft tragen könnte, die dann wieder für Jahrzehnte irreversibel wäre. Ob sie sogar für einen gesamteuropäischen Strommarkt mit voll ausgebauten Übertragungskapazitäten möglicherweise eine wohlbegründete Vorstellung widerspiegelt, erscheint doppelt fraglich. Dass der enorme Mehrbedarf an Reservekapazitäten infolge des beträchtlichen und weiter zunehmenden Anteils der naturbedingt instabilen Gewinnung von Strom aus Windkraft und Sonnenstrahlen die rein marktwirtschaftliche Kapazitätsplanung womöglich überfordert, hilft dem Mangel an allgemeingültiger Begründung für eine Verstaatlichung der Bestimmung über die aggregierte Kapazität für die Stromerzeugung nicht ab. Denn diese Überforderung könnte zeitlich begrenzt sein, und der Staat könnte durch energische Förderung des Netzausbaus und des Angebots an speicherfähigem Strom die problematische Zeit verkürzen helfen. Solche Abhilfe hätte Vorrang vor einer (ziemlich endgültigen) Abkehr von der Bestimmung über die aggregierte Kapazität durch den Markt. Dass im Falle eines zeitlich begrenzten Problems zudem die Nachteile einer „Strategischen Reserve" oder „selektiver Kapazitätsmechanismen" weniger ins Gewicht fallen als im Falle einer prinzipiellen Störung, ist auch durch die Auffassungen der Mehrheit nicht in Frage gestellt. Dass für den Fall eines prinzipiell begründeten und dann als dauerhaft anzunehmenden Marktversagens in Sachen Kapazitätsplanung die von der Mehrheit befürwortete Lösung geeignet erscheint, die wettbewerblichen Kräfte maximal wirksam werden zu lassen, also dem Markt so viel Raum zu geben, wie es unter solchen restriktiven Bedingungen möglich erscheint, sei ausdrücklich zugestanden.

So weit die Meinung der Minderheit.

Berlin, den 20. September 2013

Der Vorsitzende des Wissenschaftlichen Beirats
beim Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
Prof. Achim Wambach, Ph. D

16 Es ist auch unwahrscheinlich, dass die Frage, ob zukünftig adäquat investiert wird, durch Prognosemodelle oder empirische Untersuchungen beantwortet werden kann. Kapitel 2 zeigt, dass die Investitionsbereitschaft sensibel von den Strompreisen abhängt, die in Zeiten großer Kapazitätsknappheit gezahlt werden. Solche Preise lassen sich aber aufgrund der Nichtexistenz von Gleichgewichtspreisen bei (kontrollierten) Blackouts und von Knappheitspreisen, die hochempfindlich auf kleine Mengenänderungen und diskretionäre Eingriffe der Netzbetreiber reagieren, nicht robust vorhersagen.

Literatur

Bettzüge, Marc und Axel Ockenfels (2011) *„Wettbewerb in den nicht-regulierten Stufen der Strom- und Gasmärkte“.* Regulierung in der Energiewirtschaft, Hg. Baur, Salje, Schmidt, 28–67. Carl Heymanns Verlag.

Borenstein, Severin, James Bushnell und Frank Wolak (2002) *„Measuring Market Inefficiencies in California's Wholesale Electricity Industry".* American Economic Review, 92(5): 1376–1405.

Consentec/EWI/IAEW (2010) *„Analyse und Bewertung der Versorgungssicherheit in der Elektrizitätsversorgung bis 2030“.* Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie.

Cramton, Peter und Axel Ockenfels (2012) *„Economics and Design of Capacity Markets for the Power Sector".* Zeitschrift für Energiewirtschaft, 36(2): 113-134.

Cramton, Peter, Axel Ockenfels und Steven Stoft (im Erscheinen) *„Capacity Market Fundamentals“.* Economics of Energy and Environmental Policy.

Cramton, Peter und Steven Stoft (2005) *„A Capacity Market that Makes Sense".* Electricity Journal, 18: 43–54.

Cramton, Peter and Steven Stoft (2006) *„The Convergence of Market Designs for Adequate Generating Capacity".* White paper for the California Electricity Oversight Board, March 2006.

Cramton, Peter und Steven Stoft (2008) *„Forward Reliability Markets: Less Risk, Less Market Power, More Efficiency".* Utilities Policy, 16: 194–201.

Grimm, Veronika, Axel Ockenfels und Gregor Zoettl (2008) *„Strommarktdesign: Zur Ausgestaltung der Auktionsregeln an der EEX“.* Zeitschrift für Energiewirtschaft, 32(3): 147–161.

Höffler, Felix und Achim Wambach (im Erscheinen) *„Investment coordination in network industries: the case of electricity grid and electricity generation".* Journal of Regulatory Economics.

Erdmann, Georg und Peter Zweifel (2008) *„Energieökonomik: Theorie und Anwendungen“.* Berlin Heidelberg. Springer Verlag.

EWI (2012) *„Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign".* Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie.

Joskow, Paul L. (2006) *„Markets for Power in the United States: An Interim Assessment".* The Energy Journal, 27(1): 1–36.

Joskow, Paul L. (2007) *„Competitive Electricity Markets and Investment in New Generating Capacity".* The New Energy Paradigm (Dieter Helm, Editor), Oxford University Press.

Joskow, Paul L. (2008) *„Capacity Payments in Imperfect Electricity Markets: Need and Design".* Utilities Policy 16: 159–170.

Joskow, Paul L. (2012) *„Creating a Smarter U.S. Electricity Grid“.* Journal of Economic Perspectives, 26(1): 29–48.

Joskow, Paul L. und Jean Tirole (2006) *„Retail Electricity Competition".* Rand Journal of Economics, 37(4): 799–81.

Joskow, Paul L. und Jean Tirole (2007) *„Reliability and Competitive Electricity Markets".* Rand Journal of Economics, 38(1): 68–84.

Kraftwerksforum (2013) *„Bericht des Kraftwerksforums an die Bundeskanzlerin und die Ministerpräsidentinnen und Ministerpräsidenten der Länder – Mittel- bis langfristig ausreichende Sicherstellung von Erzeugungskapazitäten“* – vom 28. Mai 2013.

Monopolkommission (2013) *„Wettbewerb in Zeiten der Energiewende“.* 65. Sondergutachten der Monopolkommission.

Müsgens, Felix und Markus Peek (2011) *„Sind Kapazitätsmärkte in Deutschland erforderlich? – Eine kritische Analyse vor dem Hintergrund der Ökonomischen Theorie“*. Zeitschrift für Neues Energierecht, 6: 576–583.

Ockenfels, Axel (2007) *„Strombörse und Marktmacht”*. Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 57(5): 44–58.

Ockenfels, Axel (2008) *„Neun Beobachtungen zur Preisbildung im liberalisierten Strommarkt: Darf man seiner Intuition vertrauen?”*. In: Bonner Gespräch zum Energierecht 3: 9–29, Hrsg.: W. Löwer, Göttingen: Vandenhoeck & Ruprecht.

Öko-Institut e.V., LBD-Beratungsgesellschaft mbH, RAUE LLP (2012) *„Fokussierte Kapazitätsmärkte. Ein neues Marktdesign für den Übergang zu einem neuen Energiesystem“*,
http://www.wwf.de/fileadmin/fm-wwf/Publikationen-PDF/Fokussierte-Kapazitaetsmaerkte.pdf

Schmidthaler, M., J. Reichl und F. Schneider (2012) *„Der volkswirtschaftliche Verlust durch Stromausfälle: Eine empirische Analyse für Haushalte, Unternehmen und den öffentlichen Sektor“*. Perspektiven der Wirtschaftspolitik 13(4): 308–336.

Stoft, Steven (2002) *„Power System Economics”*, IEEE Press.

Ströbele, Wolfgang, Wolfgang Pfaffenberger und Michael Heuterkes (2010) *„Energiewirtschaft – Einführung in Theorie und Politik“*, 2. Auflage, Oldenbourg Verlag, München.

Mitgliederverzeichnis

Das Gutachten wurde vorbereitet von folgenden Mitgliedern des Wissenschaftlichen Beirats beim Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

Professor Dr. Axel Ockenfels
(Federführung)
Professor für Wirtschaftliche Staatswissenschaften
Staatswissenschaftliches Seminar
an der Universität zu Köln

Professor Dr. Roman Inderst
Professor für Finanzen und Ökonomie
an der Universität Frankfurt/M.
House of Finance

Professor Dr. Günter Knieps
Direktor des Instituts für Verkehrswissenschaft
und Regionalpolitik; Wirtschaftswissenschaftliche Fakultät
der Albert-Ludwigs-Universität Freiburg

Professor Dr. Klaus Schmidt
Professor für Volkswirtschaftslehre
an der Ludwig-Maximilians-Universität München

Professor Achim Wambach, Ph. D.
(Vorsitzender)
Professor für wirtschaftliche Staatswissenschaften
an der Universität zu Köln

Das Gutachten wurde beraten von folgenden Mitgliedern des Wissenschaftlichen Beirats beim Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

Professor Dr. Eckhard Janeba
(Stellvertretender Vorsitzender)
Professor für Volkswirtschaftslehre, insbesondere
Finanzwissenschaft und Wirtschaftspolitik, an der
Universität Mannheim

Professor Dr. Hermann Albeck
Em. Professor für Volkswirtschaftslehre
an der Universität Saarbrücken

Professor Dr. Stefan Bechtold
Professor für Geistiges Eigentum (Intellectual Property)
D-GESS Departement Geistes-, Sozial- und Staatswissenschaften an der ETH Zürich

Professor Dr. Peter Bernholz
Em. Professor für Nationalökonomie,
insbesondere Geld- und Außenwirtschaft,
an der Universität Basel

Professor Dr. Norbert Berthold
Professor für Volkswirtschaftslehre an der
Bayerischen Julius-Maximilians-Universität in Würzburg

Professor Dr. Charles B. Blankart
Em. Professor für Wirtschaftswissenschaften
an der Humboldt-Universität zu Berlin

Professor Dr. Dres. h. c. Knut Borchardt
Em. Professor für Wirtschaftsgeschichte und
Volkswirtschaftslehre an der Universität München

Professor Axel Börsch-Supan, Ph. D.
Direktor des Munich Center for the Economics
of Aging (MEA)
am Max-Planck-Institut für Sozialrecht und
Sozialpolitik, München

Professor Dr. Friedrich Breyer
Professor für Volkswirtschaftslehre
an der Universität Konstanz

Professor Dr. Christoph Engel
Direktor am Max-Planck-Institut zur Erforschung
von Gemeinschaftsgütern
Professor für Rechtswissenschaften an der
Universität Osnabrück

Professor Marcel Fratzscher, Ph. D.
Präsident des Deutschen Instituts für Wirtschaftsforschung (DIW Berlin) und
Professor für Makroökonomie und Finanzen
an der Humboldt-Universität Berlin
Mohrenstr. 58, 10117 Berlin

Professor Christina Gathmann, Ph. D.
Lehrstuhl für Arbeitsmarktökonomie und
Neue Politische Ökonomik
Alfred-Weber-Institut für Wirtschaftswissenschaften
Bergheimer Str. 20, 69115 Heidelberg

Professor Dr. Hans Gersbach
Professor für Wirtschaftspolitik
CER-ETH – Center of Economic Research
at ETH Zürich, Schweiz

Professor Dr. Dr. h. c. Wernhard Möschel
Professor für Bürgerliches Recht, Handels- und Wirtschaftsrecht
an der Universität Tübingen

Professor Dr. Manfred J. M. Neumann
Em. Professor für Wirtschaftliche Staatswissenschaften, insbesondere Wirtschaftspolitik,
an der Universität Bonn

Professor Dr. Manfred Neumann
Em. Professor für Volkswirtschaftslehre
an der Universität Erlangen-Nürnberg

Professor Dr. Albrecht Ritschl
Professor für Wirtschaftsgeschichte
an der London School of Economics

Professor Dr. Olaf Sievert
Präsident der Landeszentralbank in den Freistaaten Sachsen und Thüringen, Leipzig i. R.,
Honorarprofessor Universität Saarbrücken

Professor Dr. Roland Vaubel
Professor für Volkswirtschaftslehre
an der Universität Mannheim

Professor Dr. Carl Christian von Weizsäcker
Em. Professor für Volkswirtschaftslehre
an der Universität zu Köln

Professor Dr. Christian Watrin
Em. Professor für wirtschaftliche Staatswissenschaften
an der Universität zu Köln

Professor Dr. Ludger Wößmann
Professor für Volkswirtschaftslehre, insb. Bildungsökonomik, an der Ludwig-Maximilians-Universität München
Bereichsleiter, Humankapital und Innovation
ifo Institut für Wirtschaftsforschung, München

Anhang: Gutachten des Wissenschaftlichen Beirats seit April 1948

Gutachten vom 20. September 2013
„Langfristige Steuerung der Versorgungssicherheit im Stromsektor“

Gutachten vom 20. September 2013
„Evaluierung wirtschaftspolitischer Fördermaßnahmen als Element einer evidenzbasierten Wirtschaftspolitik“

Gutachten vom 30. November 2012
„Altersarmut“

Brief an Bundesminister für Wirtschaft und Technologie Dr. Rösler vom 16. Oktober 2012
„Zur Stabilität des Europäischen Finanzsystems“

Brief an Bundesminister für Wirtschaft und Technologie Dr. Rösler vom 31. Juli 2012
„Mindestlohn“

Gutachten vom 2. Februar 2012
„Wege zu einer wirksamen Klimapolitik“

Gutachten vom 25. November 2011
„Realwirtschaftliche Weichenstellungen für einen stabilen Euro“

Brief an Bundesminister für Wirtschaft und Technologie Rainer Brüderle vom 2. Mai 2011
„Zur Novelle des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes“

Gutachten vom 27. November 2010
„Überschuldung und Staatsinsolvenz in der Europäischen Union“

Gutachten vom 16. April 2010
„Reform von Bankenregulierung und Bankenaufsicht nach der Finanzkrise“

Gutachten vom 16. April 2010
„Zur Reform der Finanzierung der Gesetzlichen Krankenversicherung“

Gutachten vom 6. November 2009
„Akzeptanz der Marktwirtschaft: Einkommensverteilung, Chancengleichheit und die Rolle des Staates“

Brief an Bundesminister für Wirtschaft und Technologie Michael Glos vom 23. Januar 2009
„Zur Bankenregulierung in der Finanzkrise“

Brief an Bundesminister für Wirtschaft und Technologie Michael Glos vom 5. Dezember 2008
„Europäisches System des Handels von CO_2-Emissionen“

Brief an Bundesminister für Wirtschaft und Technologie Michael Glos vom 10. Oktober 2008
„Aktuelle Entwicklungen im Finanzsystem“

Brief an Bundesminister für Wirtschaft und Technologie Michael Glos vom 17. April 2008
„Kein Staatseingriff bei Mitarbeiterbeteiligungen“

Gutachten vom 24. Januar 2008
„Zur Begrenzung der Staatsverschuldung nach Art. 115 GG und zur Aufgabe des Stabilitäts- und Wachstumsgesetzes“

Brief an den Bundesminister für Wirtschaft und Technologie Michael Glos vom 9. Dezember 2007
„Schuldenbegrenzung nach Art. 115 GG“

Brief an den Bundesminister für Wirtschaft und Technologie Michael Glos vom 9. Juli 2007
„Gesetzentwurf Wagniskapitalbeteiligung (WKBG) und Unternehmensbeteiligungsgesellschaften (UBGG)“

Gutachten vom 12. Mai 2007
„Öffentliches Beschaffungswesen“

Gutachten vom 24. März 2007
„Patentschutz und Innovation“

Brief an den Bundesminister für Wirtschaft und Technologie Michael Glos vom 20. Januar 2007
„Gesundheitsreformgesetz“

Brief an den Bundesminister für Wirtschaft und Technologie Michael Glos vom 20. November 2006
„Wettbewerbsverhältnisse und Preise der deutschen Energiewirtschaft“

Gutachten vom 16. September 2006
„Mehr Vertragsfreiheit, geringere Regulierungsdichte, weniger Bürokratie“

Gutachten vom 12./13. Mai 2006
„Mehr Wettbewerb im System der Gesetzlichen Krankenversicherung“

Brief an den Bundesminister für Wirtschaft und Technologie Michael Glos vom 18. März 2006
„Kombi- und Mindestlöhne“

Gutachten vom 21. Januar 2006
„Der deutsche Arbeitsmarkt in Zeiten globalisierter Märkte“

Gutachten vom 8. Juli 2005
„Zur finanziellen Stabilität des Deutschen Föderalstaates“

Gutachten vom 18. März 2005
„Alterung und Familienpolitik“

Gutachten vom 24. April 2004
„Keine Aufweichung der Pressefusionskontrolle“

Brief an den Bundesminister für Wirtschaft und Arbeit Wolfgang Clement vom 17. Januar 2004
„Ausbildungsplatzabgabe“

Gutachten vom 16. Januar 2004
„Zur Förderung erneuerbarer Energien“

Brief an den Bundesminister für Wirtschaft und Arbeit Wolfgang Clement vom 6. Dezember 2003
„Europäische Verfassung“

Gutachten vom 11. Oktober 2003
„Tarifautonomie auf dem Prüfstand“

Gutachten vom 15./16. November 2002
„Die Hartz-Reformen – ein Beitrag zur Lösung des Beschäftigungsproblems?“

Brief an den Bundesminister für Wirtschaft und Arbeit Wolfgang Clement vom 10./11. Oktober 2002
„Personal-Service-Agenturen“

Gutachten vom 28./29. Juni 2002
„Reform des Sozialstaats für mehr Beschäftigung im Bereich gering qualifizierter Arbeit“

Gutachten vom 12. Januar 2002
„Daseinsvorsorge im europäischen Binnenmarkt“

Gutachten vom 6. Juli 2001
„Wettbewerbspolitik für den Cyberspace“

Brief an den Bundesminister für Wirtschaft und Technologie Dr. Werner Müller vom 16. Dezember 2000
„Reform der gesetzlichen Rentenversicherung“

Gutachten vom 1. Juli 2000
„Reform der europäischen Kartellpolitik“

Gutachten vom 26./27. Mai 2000
„Aktuelle Formen des Korporatismus“

Gutachten vom 15./16. Oktober 1999
„Offene Medienordnung“

Brief an den Bundesminister für Wirtschaft und Technologie Dr. Werner Müller vom 19./20. Februar 1999
„Wechselkurszielzonen“

Gutachten vom 18./19. Dezember 1998
„Neuordnung des Finanzierungssystems der Europäischen Gemeinschaft“

Gemeinsame Stellungnahme der Wissenschaftlichen Beiräte beim BMF und BMWi vom 2.10.1998
„Reform der Einkommen- und Körperschaftsteuer“

Gutachten vom 20./21. Februar 1998
„Grundlegende Reform der gesetzlichen Rentenversicherung“

Brief an Bundeswirtschaftsminister Dr. Rexrodt vom 11. Juni 1997
„Protokoll zu Art. 222 EG-Vertrag bezüglich der Einstandspflichten öffentlich-rechtlicher Körperschaften für ihre öffentlich-rechtlichen Kreditinstitute“

Brief an Bundeswirtschaftsminister Dr. Rexrodt vom 11. Juni 1997
„Ein Beschäftigungskapitel im Maastricht II-Vertrag?“

Gutachten vom 25./26. April 1997
„Wagniskapital“

Gutachten vom 9. November 1996
„Anstehende große Steuerreform“

Gutachten vom 30. August 1996
„Anpassung des deutschen Kartellgesetzes an das europäische Recht?“

Gutachten vom 19./20. Januar 1996
„Langzeitarbeitslosigkeit“

Gutachten vom 9. März 1995
„Orientierungen für eine Postreform III“

Brief an Bundeswirtschaftsminister Dr. Günter Rexrodt vom 23. Januar 1995
„Wirtschaftspolitische Folgerungen aus der Verfassungswidrigkeit des sogenannten Kohlepfennigs“

Gutachten vom 31. August 1994
„Ordnungspolitische Orientierung für die Europäische Union“

Gutachten vom 10./11. Juli 1992
„Gesamtwirtschaftliche Orientierung bei drohender finanzieller Überforderung“

Gutachten vom 24. Januar 1992
„Stellungnahme zu den Vorschriften über eine Industriepolitik in den Verträgen über die Europäische Politische Union und die Europäische Wirtschafts- und Währungsunion“

Gutachten vom 12. bis 14. Juli 1991
„Lohn- und Arbeitsmarktprobleme in den neuen Bundesländern“

Gutachten vom 15./16. Februar 1991
„Probleme der Privatisierung in den neuen Bundesländern“

Gutachten vom 14. Dezember 1990
„Stellungnahme zu den GATT-Verhandlungen“

Gutachten vom 19./20. Oktober 1990
„Aufzeichnung der Beratungsergebnisse zu den Belastungen durch die deutsche Einheit“

Gutachten vom 29./30. Juni 1990
„Außenwirtschaftspolitische Herausforderungen der Europäischen Gemeinschaft an der Schwelle zum Binnenmarkt“

Gutachten vom 1./2. März und 27. März 1990
„Schaffung eines gemeinsamen Wirtschafts- und Währungsgebietes in Deutschland“

Gutachten vom 17./18. November und 15./16. Dezember 1989
„Wirtschaftspolitische Herausforderungen der Bundesrepublik im Verhältnis zur DDR“

Gutachten vom 5. Juni 1989
„Stellungnahme zum Bericht des Delors-Ausschusses“

Gutachten vom 20./21. Januar 1989
„Europäische Währungsordnung“

Gutachten vom 26./27. Februar 1988
„Wirtschaftspolitische Konsequenzen aus den außenwirtschaftlichen Ungleichgewichten der großen Industrieländer“

Gutachten vom 26./27. Juni 1987
„Gewinn, Investitionen und Beschäftigung“

Gutachten vom 6. Dezember 1986
„Wettbewerbspolitik“

Gutachten vom 21. und 22. Februar 1986
„Stellungnahme zum Weißbuch der EG-Kommission über den Binnenmarkt“

Gutachten vom 11. und 12. Oktober 1985
„Steuerpolitik unter gesamtwirtschaftlichen Gesichtspunkten“

Gutachten vom 14. und 15. Dezember 1984
„Strukturwandel für Wachstum und mehr Beschäftigung“

Gutachten vom 25. Juni 1983
„Vermindert Arbeitszeitverkürzung die Arbeitslosigkeit?“

Gutachten vom 18. Februar 1983
„Konjunkturpolitik – neu betrachtet“

Gutachten vom 23. Januar 1982
„Probleme der Wohnungswirtschaft“

Gutachten vom 23. Februar 1981
„Wirtschaftspolitik bei defizitärer Leistungsbilanz“

Stellungnahme vom 17. Januar 1981
„Probleme der Stahlindustrie in der Europäischen Gemeinschaft“

Gutachten vom 9. Februar 1980
„Wirtschaftspolitische Implikationen eines Bevölkerungsrückgangs“

Gutachten vom 7. und 8. Dezember 1979
„Wirtschaftspolitische Folgerungen aus der Ölverknappung“

Gutachten vom 15. und 16. Dezember 1978
„Staatliche Interventionen in einer Marktwirtschaft“

Gutachten vom 12. November 1977
„Aktuelle Probleme der Beschäftigungspolitik“

Gutachten vom 4. Juli 1977
„Rationalisierungsinvestitionen“

Gutachten vom 20. November 1976
„Fragen einer neuen Weltwirtschaftsordnung“

Gutachten vom 14. und 15. November 1975
„Kosten und Preise öffentlicher Unternehmen“

Gutachten vom 9. und 10. Mai 1975
„Indexierung wirtschaftlich relevanter Größen“

Gutachten vom 15. und 16. März 1974
„Probleme der Ausländerbeschäftigung“

Gutachten vom 16. und 17. November 1973
„Höchstpreisvorschriften für Energie“

Gutachten vom 19. und 20. Oktober 1973
„Stabilitätspolitische Problematik der gesetzlichen Rentenversicherung“

Gutachten vom 9. und 10. März 1973
„Grundfragen der Stabilitätspolitik“

Gutachten vom 11. Dezember 1971
„Regelmechanismen und regelgebundenes Verhalten in der Wirtschaftspolitik“

Stellungnahme vom 3. Juli 1971 zum
„gegenwärtig bestehenden Problem der Wechselkurspolitik“

Gutachten vom 12. Dezember 1970
„Entwicklung der Wohnungsmieten und geplante Maßnahmen zur Begrenzung des Mietanstiegs“

Gutachten vom 24. Oktober 1970
„Problematik der gegenwärtigen hohen Zinssätze“

Gutachten vom 6. Februar 1970
„Einführung einer Fusionskontrolle“

Gutachten vom 1. Februar 1969
„Aktuelle Probleme der außenwirtschaftlichen Absicherung“

Gutachten vom 23. Juli 1968
„Fragen der Staatsverschuldung“

Gutachten vom 25. November 1967
„Zusammenhang zwischen außenwirtschaftlichem Gleichgewicht und Preisniveaustabilität“

Stellungnahme vom 15. Juli 1967 zum
„Gesetzentwurf zur Anpassung und Gesundung des deutschen Steinkohlenbergbaus und der deutschen Steinkohlenbergbaugebiete“

Gutachten vom 28. Februar 1967
„Subventionen in der Marktwirtschaft“

Gutachten vom 18. Juni 1966
„Staatliche Zinsregulierungen“

Gutachten vom 29. Januar 1966
„Ständige Preiserhöhungen in unserer Zeit“

Gutachten vom 31. Oktober 1964
„Zusammenwirken staatlicher und nichtstaatlicher Kräfte im Bereich der wirtschaftspolitischen Gesetzgebung“

Gutachten vom 20. Juni 1964
„Zusammenwirken von staatlichen und nichtstaatlichen Kräften in der Wirtschaftspolitik“

Gutachten vom 9. November 1963
„Wirtschaftliche Vorausschau auf mittlere Sicht“

Gutachten vom 16. Februar 1963
„Selbstfinanzierung bei verlangsamtem wirtschaftlichem Wachstum“

Gutachten vom 23. Juni 1962
„Reform des Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkungen“

Stellungnahme vom 4. März 1961 zur
„Aufwertung der D-Mark“

Gutachten vom 21. Januar 1961
„Gedanken über die Konzeption einer künftigen deutschen Energiewirtschaftspolitik“

Gutachten vom 21. Februar 1960
„Gegenwärtige Möglichkeiten und Grenzen einer konjunkturbewußten Lohnpolitik in der Bundesrepublik“

Gutachten vom 25. Januar 1960
„Probleme einer rationellen Wirtschaftshilfe an die Entwicklungsländer unter Berücksichtigung der von der Bundesrepublik zu treffenden Maßnahmen“

Gutachten vom 14. April 1959
„Konjunkturpolitische Situation der Bundesrepublik Deutschland im Frühjahr 1959“

Stellungnahme vom 3. März 1959 zur
„internationalen Koordinierung der Konjunkturpolitik, insbesondere zur Frage eines europäischen Konjunkturboards“

Gutachten vom 27. Juli 1958
„Problem Verteidigungslast und volkswirtschaftliches Wachstum“

Gemeinsames Gutachten des Wissenschaftlichen Beirats beim Bundesminister der Finanzen und des Wissenschaftlichen Beirats beim Bundeswirtschaftsministerium vom 26. Januar 1958
„Kapitalmarkt und Besteuerung“

Gutachten vom 30. April 1957
„Wirtschaftspolitische Problematik der deutschen Exportüberschüsse“

Gutachten vom 24. Februar 1957
„Problem von Index- und Preisgleitklauseln“

Gutachten vom 3. Juni 1956 und 7. August 1956
„Instrumente der Konjunkturpolitik und ihre rechtliche Institutionalisierung“

Gutachten vom 11. Oktober 1955
„Welche Maßnahmen entsprechen der gegenwärtigen konjunkturellen Situation?“

Gutachten vom 12. Juni 1955
„Probleme einer produktivitätsorientierten Lohnpolitik“

Gutachten vom 23. Januar 1955
„Möglichkeiten und Grenzen regionaler Wirtschaftspolitik“

Gutachten vom 20. November 1954
„Einführung von direkten Tarifen“

Gutachten vom 14. November 1954
„Anträge und Gesetzentwürfe zur Beschränkung des Wettbewerbs in gewissen Gewerben und Berufen“

Gutachten vom 23. Oktober 1954
„Probleme der volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung und ihrer Auswertung“

Gutachten vom 2. Oktober 1954
„Fragen des Kartellproblems, die durch die bevorstehende Gesetzgebung aufgeworfen werden“

Gutachten vom 31. Mai 1954
„Problem landwirtschaftlicher Paritätspolitik im Rahmen der allgemeinen Wirtschaftspolitik“

Gutachten vom 10. Januar 1954
„Sicherung der wirtschaftlichen Expansion“

Gutachten vom 11. Oktober 1953
„Fragen des gemeinsamen Marktes“

Gutachten vom 28. Juni 1953
„Problem der gegenwärtigen deutschen Zahlungsbilanz“

Gutachten vom 1. Mai 1953
„Frage der wirtschaftlichen Integration Europas“

Gutachten vom 22. Februar 1953
„Problem der Integration der europäischen Agrarmärkte (sogenannte Agrarunion)“

Ergebnis der Beratungen vom 17./18. Januar 1953
„Sicherung der wirtschaftlichen Expansion“

Gutachten vom 14. Dezember 1952
„Frage des gemeinsamen Marktes innerhalb der Europäischen Gemeinschaft für Kohle und Stahl“

Gutachten vom 16. November 1952
„Konvertierbarkeit der Währungen“

Gutachten vom 6. Juli 1952
„Wiederaufbau des Kapitalmarktes und Zinspolitik“

Gutachten vom 8. Juni 1952
„Verteidigungsleistungen und Wirtschaftsverfassung“

Gutachten vom 27. April 1952
„Ausgleich der Währungsspannen im Rahmen einer europäischen Integration“

Gutachten vom 4. Februar 1952
„Belebung des Wertpapiermarktes“

Gutachten vom 9. Oktober 1951
„Ist zur Überwindung der gegenwärtigen Aufschwunghemmung eine aktive Konjunkturpolitik anzuraten?“

Gutachten vom 29. Juli 1951
„Außenhandelspolitik“

Gutachten vom 10. Juni 1951
„Lenkungsmaßnahmen“

Stellungnahme vom 29. April 1951
„Investitionshilfe“

Vorläufige Stellungnahme vom 25. Februar 1951
„Wirtschaftspolitische Möglichkeiten zur Begrenzung der direkten lenkenden Eingriffe“

Gutachten vom 28. Januar 1951
„Bereinigung des Preisgefüges“

Gutachten vom 10. Dezember 1950
„Kapitalmarktpolitik und Investitionspolitik“

Vorläufige Stellungnahme vom 5. November 1950
„Deckung des zusätzlichen künftigen Finanzbedarfs“

Gutachten vom 5. November 1950
„Einwirkung der Weltkonjunktur auf die deutsche Wirtschaftspolitik“

Gutachten vom 24. September 1950
„Struktur- und konjunkturpolitische Fragen der Einkommensverteilung“

Gutachten vom 11. Juni 1950
„Probleme der Kapitalbildung und der Geldschöpfung“

Gutachten vom 7. Mai 1950
„Stellung des Wohnungswesens in der sozialen Marktwirtschaft“

Gutachten vom 26. Februar 1950
„Kapitalmangel und Arbeitslosigkeit in der sozialen Marktwirtschaft“

Gutachten vom 5. Februar 1950
„Europäische Zahlungsunion“

Gutachten vom 18. Dezember 1949
„Das Dollardefizit Europas im Handel mit USA (Problem der Dollarlücke)“

Gutachten vom 30. Oktober 1949
„Agrarpolitik in der sozialen Marktwirtschaft“

Gutachten vom 18. September 1949
„Geldordnung und Wirtschaftsordnung“

Gutachten vom 24. Juli 1949
„Grundsatzfragen der Monopolgesetzgebung“

Gutachten vom 8. Mai 1949
„Expansive und kontraktive Kreditpolitik“

Gutachten vom 27. Februar 1949
„Investitionsmittel und ERP-Mittel“

Gutachten vom 17. Januar 1949
„Preispolitik und Außenhandelsgestaltung“

Gutachten vom 24. Oktober 1948
„Agrarpolitik und Agrarpreise“

Gutachten vom 3. September 1948
„Währungs-, Preis-, Produktions- und Investitionspolitik“

Gutachten vom 11. Juli 1948
„Investitionspolitik nach der Währungsreform“

Gutachten vom 12. Juni 1948
„Investitionspolitik“

Gutachten vom 1. April 1948
„Maßnahmen der Verbrauchsregelung, der Bewirtschaftung und der Preispolitik nach der Währungsreform“

Die Wurzeln des Wissenschaftlichen Beirats beim Bundesministerium für Wirtschaft und Energie reichen zurück bis in die Zeit des Zweiten Weltkrieges. Ab 1943 trafen sich einige der späteren Beiratsmitglieder unter dem Vorsitz von Prof. Erwin von Beckerath, um die wirtschaftliche Zukunft Deutschlands nach dem Krieg vorzubereiten. Diese sogenannte „Arbeitsgemeinschaft Erwin von Beckerath“ ging in dem Anfang 1948 gegründeten Beirat auf, der am 23. Januar 1948 auf Einladung der Verwaltung für Wirtschaft des Vereinigten Wirtschaftsgebietes, dem Vorläufer des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, in Königstein/Taunus formell konstituiert wurde.

Der Beirat hatte folgende 17 Gründungsmitglieder:

Prof. Dr. Franz Böhm,

Prof. Dr. Walter Eucken,

Prof. Dr. Walther G. Hoffmann,

Prof. Dr. Wilhelm Kromphardt,

Prof. Dr. Adolf Lampe,

Prof. Dr. Elisabeth Liefmann-Keil,

Prof. Dr. Alfred Müller-Armack,

Prof. Dr. Oswald v. Nell-Breuning,

Prof. Dr. Erik Nölting,

Prof. Dr. Hans Peter,

Prof. Dr. Erich Preiser,

Prof. Dr. Ludwig Raiser,

Prof. Dr. Heinz Sauermann,

Prof. Dr. Karl Schiller,

Prof. Dr. Otto Veit,

Prof. Dr. Gerhard Weisser,

Prof. Dr. Theodor Wessels.

www.bmwi.de