
Der Strommarkt als soziale Institution – Eine erweiterte Perspektive auf die deutsche Diskussion um Kapazitätsmechanismen

SASKIA ELLENBECK, PETER SCHMIDT, ANTONELLA BATTAGLINI UND JOHAN LILLIESTAM

Saskia Ellenbeck, Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung (PIK), Potsdam, E-Mail: saskiael@pik-potsdam.de

Peter Schmidt, Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung (PIK), Potsdam, E-Mail: pschmidt@pik-potsdam.de

Antonella Battaglini, Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung (PIK), Potsdam, E-Mail: antonella@pik-potsdam.de

Johan Lilliestam, Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung (PIK), Potsdam und International Institute for Applied Systems Analysis (IIASA), Laxenburg, E-Mail: johan@pik-potsdam.de

Zusammenfassung: Ausgangspunkt für Forderungen nach einer Einführung von Kapazitätsmechanismen im deutschen Strommarkt ist die Beobachtung, dass das gegenwärtige Investitionsverhalten der Marktakteure zu einem unzureichenden Niveau der Stromversorgungssicherheit führen könnte. In dem vorliegenden Beitrag wird die enge logische Verknüpfung zwischen Investitionstätigkeit und einer Änderung des formellen Marktdesigns hinterfragt und eine erweiterte Perspektive für die Interpretation des gegenwärtigen Marktergebnisses erarbeitet. Den theoretischen Rahmen dafür bieten die Institutionenökonomie und die Neue Wirtschaftssoziologie. Neben dem Strommarktdesign werden als weitere Einflussfaktoren auf das Verhalten der Marktakteure die materiellen Opportunitäten im Inland und in gekoppelten Strommärkten, die Erwartungen über künftige Marktentwicklungen und das strategische Verhalten der Marktakteure identifiziert. Unsere Analyse zeigt, dass Investitionen in flexible Kapazitäten durchaus auch innerhalb des bestehenden Marktdesigns bei einer Veränderung der materiellen, finanziellen und/oder institutionellen Opportunitäten und Erwartungen angestoßen werden könnten.

Summary: The fear that the current market design could lead to underinvestment in flexible capacity in the German power market is often countered with proposals for capacity markets to ensure the security of future electricity supply. This article challenges this narrow view of an unambiguous logical connection between a reformation of the power market design and a change in investment behavior and develops a broader perspective for the interpretation of the current market outcome. We create a theoretical framework based on insights from institutional economics and the new economic sociology. We find that in addition to the formal market design, the material opportunities, the coupling of the electricity sector with related systems, expectations about the future market development, and strategic actor behavior may have an influence on the investment decisions in the power market. The analysis indicates that investment in flexible capacity can be possible even within the current market design, if the material, financial, and/or institutional opportunities and expectations change.

→ JEL Classification: B52, D40, D83, P48

→ Keywords: Capacity mechanism, energy-only market design, social institutions, expectations

I Einleitung

Die Debatte um die Energiewende hat seit den Ereignissen in Fukushima und dem breit getragenen Konsens zum Atomausstieg bis 2022 in Deutschland verstärkt Eingang in die Wissenschaft und insbesondere die wissenschaftliche Politikberatung gefunden. Ein Teil der Diskussion beschäftigt sich dabei mit der Frage der zukünftigen Stromversorgungssicherheit unter den Bedingungen der Energiewende, das heißt einer zunehmenden Einspeisung von Strom aus dargebotsabhängigen Erneuerbaren Energien. Eine Reformierung des Strommarktdesigns wird dabei von verschiedenen Akteuren und Autoren diskutiert und insbesondere die Rufe nach sogenannten Kapazitätsmechanismen werden lauter.

Ausgangspunkt der Forderungen nach neuen Vergütungsmechanismen ist die Befürchtung, dass das gegenwärtig beobachtete Verhalten der Marktteilnehmer künftig zu einem unzureichenden Niveau der Stromversorgungssicherheit führen könnte. Insbesondere die Bereitstellung von und Investitionen in flexible Optionen wie den Ausbau von Gaskraftwerken, Speichern und ein überregionaler Netzausbau werden als wichtige Elemente einer zukünftigen Marktstruktur mit hohen Anteilen von Strom aus Erneuerbaren Energien betrachtet, die bisher durch die relevanten Unternehmen nicht in dem gewünschten Maße bereitgestellt wurden (Matthes et al. 2012, Agora Energiewende 2013). Als Indikator dafür werden beispielsweise die angekündigten Schließungen mehrerer Gaskraftwerke durch verschiedene Kraftwerksbetreiber in den letzten Monaten herangezogen (Balser 2013). Von verschiedener Stelle wurde angesichts dessen ein Versagen des *Energy-only*-Marktes, der nur tatsächlich produzierte Strommengen vergütet, proklamiert (Tietjen 2012). Demzufolge sei die Einführung von Kapazitätsmechanismen also zwingend notwendig (so beispielsweise Stephan Kohler, Geschäftsführer der DENA, in: ENERGLOBE 2012). In diesem Artikel möchten wir daher folgende Fragen untersuchen: Was sind die Ursachen für das derzeitige Marktergebnis? Welche Faktoren könnten die Marktteilnehmer in ihrer Investitionstätigkeit beeinflussen? Wie kann die derzeitige Zurückhaltung der Marktteilnehmer interpretiert werden?

Um diese Fragen zu beantworten, werden wir den konzeptionellen Zusammenhang zwischen Markt, Marktakteuren, formellen Marktregeln beziehungsweise Marktdesign und tatsächlichem Marktergebnis theoretisch fundieren. Wir ziehen sowohl Annahmen aus der Institutionenökonomie als auch aus der Neuen Wirtschaftssoziologie heran. Anschließend werden wir Einflussfaktoren auf das Verhalten der Marktteilnehmer identifizieren und so einen erweiterten Erklärungsansatz für ein unzureichendes Marktergebnis, das heißt ausbleibende Investitionen in flexible Kapazitäten, erarbeiten.

Ziel dieses Beitrags ist, den in der aktuellen Diskussion engen Fokus auf Kapazitätsmechanismen zu erweitern. Dabei wollen wir die Rolle weiterer Einflussfaktoren auf das Verhalten von Akteuren im Strommarkt beleuchten und deren allgemeine Bedeutung diskutieren. Dadurch sollen einerseits neue Erkenntnisse in Bezug auf den künftigen Forschungsbedarf gewonnen werden. Andererseits soll politischen Entscheidungsträgern dabei geholfen werden, Ansätze zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit zu erkennen.

2 Der Markt als soziale Institution

Der Markt wird hier verstanden als eine soziale Institution, die das Verhalten von Akteuren in einer Weise regelt, dass Erwartungen über die sich aus den Regelsystemen des Marktes ergebende Ordnung getroffen werden können (Beckert 2009, Smelser und Swedberg 2010).

Institutionen werden als gemeinsame soziale Sinn- und Bedeutungsstrukturen verstanden, die als formalisierte und nicht formalisierte Regelsysteme Einfluss auf das Verhalten von Akteuren haben und den Möglichkeitsraum von Handlungen strukturieren. Soziale Interaktionen werden durch Institutionen ermöglicht und erleichtert, indem sie gemeinsame Deutungsmuster und Normen zur Verfügung stellen, die Komplexität und Unsicherheit verringern und so eine soziale Ordnung (re-)produzieren (North 1992, Risse 2003, Berger und Luckmann 2005). Akteure bewerten dabei ständig ihr Verhalten im Kontext der anderen und verfolgen dabei das Ziel auf eine Situation in ihrem Sinne angemessen zu reagieren:

„Actors seek to fulfill the obligations encapsulated in a role, an identity, a membership in a political community or group, and the ethos, practices and expectations of its institutions” (March und Olsen 2004: 2).¹

Der Strommarkt als Institution kann damit als ein Zusammenspiel von formellen und informellen Regelsystemen verstanden werden, in dem die teilnehmenden Akteure in ihren Handlungsweisen, Handlungsoptionen, Identitäten und Normen konstituiert werden und sich als Ergebnis eine entsprechende *soziale Ordnung* (*Marktergebnis*) einstellt. Die soziale Ordnung ist hier definiert als das tatsächliche *Marktergebnis* (nicht als Möglichkeitsraum eines Marktergebnisses) inklusive aller Entscheidungen über Investitionen, Preise, Verträge und anderen vom Verhalten der Marktteilnehmer abhängigen Größen und den Erwartungen über diese. Marktteilnehmer werden hier definiert als alle Akteure, die potentiell einen technisch definierten Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten könnten. Diese soziale Ordnung kann damit im Falle des Strommarktes als die Summe der Allokations- und Investitionsentscheidungen der in dem Markt operierenden Akteure und der damit einhergehenden Distributionsfolgen verstanden werden. Diese Sichtweise entspricht der gängigen Interpretation des Marktes als Koordinierungsstelle zwischen unterschiedlichen Akteuren zwecks Tauschprozessen. Die Entscheidungen über diese Tauschprozesse finden jedoch innerhalb eines sozialen, institutionell-historischen und kulturellen Kontexts statt (Granovetter 1985). Der Markt als Institution (re-)produziert demnach eine bestimmte soziale Ordnung, ohne die die komplexen ökonomischen Aktivitäten im Stromsektor nicht miteinander koordiniert ablaufen könnten (Beckert 2009). Diese soziale Ordnung, oder anders ausgedrückt, das durch das Verhalten der Marktteilnehmer produzierte Marktergebnis (hier definiert als ein Versorgungssicherheitsniveau), wird hier als abhängige Variable konzipiert, die von den Determinanten des Regelsystems der Institution Markt abhängig ist.

Die Regelsysteme des Marktes, die das Verhalten der Akteure in einer bestimmten Weise koordinieren, können sowohl formeller Natur sein, als auch sich auf der informellen, kognitiven oder diskursiven Ebene abspielen (Fligstein 1996, Storr 2010). Zwar können Preise als zentrale

¹ Dieser Zusammenhang kann im Strommarkt für die Erklärung von Investitionszyklen bei kapitalintensiven, nichtteilbaren und langfristig zu kalkulierenden Investitionen wie Kraftwerkskapazitäten herangezogen werden. Phasen der Überkapazität und Phasen der Verknappung wechseln sich dabei regelmäßig ab, da Marktteilnehmer ihre Investitionstätigkeit immer auch in Hinblick auf die Investitionstätigkeit der restlichen Akteure ausrichten (Gaidosch 2008).

Kommunikationsmittel innerhalb des Strommarktes betrachtet werden (Storr 2010), jedoch informieren sich Marktakteure auch auf anderen Wegen über den Marktkontext, die zukünftigen Angebots- und Nachfrageentwicklungen und weitere Faktoren, die für die Entscheidungsfindung bezüglich ihrer Marktteilnahme und insbesondere ihrer Investitionen eine Rolle spielen.

Formelle Regelsysteme im Strommarkt sind alle Fragen des regulatorischen Rahmens wie die Vergütungssysteme, die Eigentumsrechte und die festgeschriebenen Definitionen von Produkten und Verantwortungen (Fligstein 1996). *Informelle Regelsysteme* beinhalten diejenigen Faktoren, die einen über den Einzelfall hinausweisenden Einfluss auf das Verhalten der Akteure haben, die jedoch nicht explizit sind. Dies betrifft insbesondere die Annahmen, die Akteure bezüglich der Entwicklung und Volatilität von Preisen und Mengen, dem Verhalten von anderen Marktteilnehmern oder dem Wissen über die Charakteristiken der Güter und ihrer eigenen Interessen diskursiv herleiten und somit einen gemeinsamen Wissensvorrat konstituieren (Granovetter 2005).

3 Einflussfaktoren auf das Marktergebnis

Im Folgenden sollen die konzeptionellen Vorbemerkungen zum Markt als eine soziale Institution auf den Fall der Versorgungssicherheit im deutschen Strommarkt in der Energiewende angewendet und diskutiert werden. Dabei wird das Verhalten der Marktteilnehmer im Sinne des Marktergebnisses, das ein gewünschtes Versorgungssicherheitsniveau durch ausreichende Investitionen in flexible Kapazitäten garantieren soll, als abhängige Variable Versorgungssicherheitsniveau VS konzipiert. VS wird hier verstanden als die Summe aller inländischen Investitionen in flexible Optionen $I_{flex}^{i,\tau}$, die dem inländischen Strommarkt zum Zeitpunkt t_k zur Verfügung stehen werden.

$$VS^{t_k} = \sum_{\tau=t_0}^{t_k} \sum_{i=1}^n I_{flex}^{i,\tau}$$

Unabhängige Variablen, die einen Einfluss auf die Investitionstätigkeit eines Akteurs i und damit auf $I_{flex}^{i,\tau}$ haben können, sind hier das Strommarktdesign D , die Ausstattung der materiellen Opportunitäten im System O_{inl} und in gekoppelten Systemen O_{ausl} , die Erwartungen über die Entwicklung in der Zukunft eines Akteurs E^i und dem strategischen Interesse eines Marktakteurs S^i in $\tau \in [t_0, \dots, t_k]$.²

$$I_{flex}^{i,\tau} (D^{\tau}; O_{inl}^{\tau}; O_{ausl}^{\tau}; E^{i,\tau}; S^{i,\tau})$$

3.1 Strommarktdesign

Das deutsche Strommarktdesign ist ein explizit geschaffenes Rahmenwerk, das auf formellen, legal definierten Regeln basiert, unter anderem in Bezug auf Mittelzuweisungen, Vergütungsmechanismen und individuelle Rechte und Pflichten (Diermann 2012). Eine Veränderung des formellen Regelsystems kann eine Verhaltensänderung der Marktteilnehmer einleiten, wenn der Handlungsspielraum von Unternehmen oder spezifische Kosten-Nutzen-Verhältnisse neu struk-

2 Tatsächlich sind sowohl zwischen den einzelnen Faktoren, als auch zwischen der abhängigen und der unabhängigen Variable Interdependenzen möglich. Dies ist jedoch nicht Gegenstand dieses Artikels.

turiert werden. Dies entspricht der Forderung nach der Veränderung des Strommarktdesigns und der Einführung von sogenannten Kapazitätsmechanismen (vergleiche zum Beispiel Elberg et al. 2012, Leprich et al. 2012, Matthes et al. 2012, Nicolosi 2012, Agora Energiewende 2013). Während sich die Ausgestaltungsvorschläge für das Marktdesign weitestgehend unterscheiden, ist den derzeit diskutierten Ansätzen gemeinsam, dass sie eine Veränderung des Investitionsverhaltens der Marktteilnehmer entweder über eine administrativ festgelegte Menge oder einen administrierten Preis generieren wollen.

Die bisherigen praktischen Erfahrungen zeigen, dass Reformprozesse des Marktdesigns keineswegs problemlos verlaufen und die Berücksichtigung kontext-spezifischer Faktoren den Erfolg eines Reformvorschlags maßgeblich determinierten (Cramton und Ockenfels 2011). Beispielsweise wurden Kapazitätsmechanismen in einigen Ländern (zum Beispiel Neuseeland, Australien) wieder abgeschafft, da sie keinen signifikanten Einfluss auf die Sicherstellung der Versorgungssicherheit hatten (Winkler et al. 2013). Es ist daher entscheidend, weitere Faktoren, die einen Einfluss auf das Verhalten von Marktakteuren haben könnten, bei der Entwicklung eines entsprechenden Marktdesigns mitzudenken, denn ein gewünschtes Marktergebnis wird sich nur erzielen lassen

„if the capacity market is embedded in a sound market and reliable political framework, takes into account the lessons learned from a history of flawed designs, and manages to not get distorted by regulatory and political interests that are not related to the goals of the capacity market” (Cramton und Ockenfels 2011: 14).

3.2 Charakteristika der materiellen Opportunitäten innerhalb des Systems

Neben der Frage nach dem Marktdesign haben die materiellen Opportunitäten im System einen signifikanten Einfluss auf das Verhalten der Marktteilnehmer. Im Strommarkt sind unter materiellen Opportunitäten die gegebene technische Ausstattung des Stromversorgungssystems und die Auswirkung dieser Charakteristiken auf die Angebotsmengen und Preise zu jedem Zeitpunkt zu verstehen. Strommärkte zeichnen sich durch sehr lange Investitionszyklen aus, was sowohl die Kalkulationen für neue Investitionen betrifft als auch den *break-even point* der Energieinfrastrukturinvestition (Gaidosch 2008). Stromerzeugungskapazitäten sind darüber hinaus durch hohe Fixkosten gekennzeichnet und sind, wenn sie einmal gebaut wurden, nur unter hohen Kosten wieder rückbaubar oder teilbar. Nicht genutzte Ressourcen, die in Erzeugungskapazitäten gebunden sind, können daher nicht für andere Märkte oder Verwendungszwecke zur Verfügung stehen. Es entstehen daher typischerweise hohe Opportunitätskosten einer geringen Auslastung. Dabei haben insbesondere unflexible Grundlastkraftwerke nach ihrer Abschreibung ein hohes Potential, den Markteintritt neuer Kapazitäten zu erschweren, da sie lediglich die variablen Kosten erwirtschaften müssen und nur bedingt ihre Produktion über ein bestimmtes Maß hinaus drosseln können (Winkler et al. 2013). Die Existenz von Negativpreisen und einer steigenden Exportquote des in Deutschland produzierten Stroms sind Ergebnis dieser gegenwärtigen materiellen Opportunitäten im System (Burger 2013). Kraftwerke, die mit höherpreisigen Brennstoffen betrieben werden, wie beispielsweise Gaskraftwerke im Vergleich zu Braunkohlekraftwerken, werden daher im Falle von Überkapazitäten durch die *merit order* aus dem Markt gedrängt. Basieren Investitionsentscheidungen von Marktteilnehmern zu diesem Zeitpunkt innerhalb des Investitionszyklus auf der gegenwärtigen Marktsituation, werden sich Investitionen in zusätzliche Kapazitäten als nicht rentabel darstellen.

In einem Strommarkt zu Beginn eines Investitionszyklus, der durch einen starken Neubau von Stromerzeugungskapazitäten gekennzeichnet ist, besteht dagegen gerade im Falle eines steigenden Anteils von fluktuierenden Erneuerbaren Energien ein steigender Bedarf an flexiblen Optionen, um das wachsende Volumen an sehr variabler Residuallast befriedigen zu können (Nitsch et al. 2012). Das Verhalten der Marktteilnehmer könnte sich also auch dadurch ändern, dass sich die materiellen Opportunitäten ändern. Einen Wegfall eines Großteils der abgeschriebenen Grundlastkraftwerke, beispielsweise durch das Erreichen der maximalen Lebensdauer oder durch restriktivere Immissionsschutzwerte, würde in einem System mit hohem Anteil von fluktuierenden Erneuerbaren die Nachfrage nach Befriedigung der Residuallast massiv steigen lassen, wie es unter anderem die Leitstudie im Auftrag des Bundesumweltministeriums 2012 errechnet (Nitsch et al. 2012). Somit würden sich sowohl der Spitzenlaststrompreis als auch das Volumen der nachgefragten flexiblen Strommengen signifikant erhöhen, ohne dass das Marktdesign verändert wäre (vergleiche Sieglemeier und von Hirschhausen 2011). Je nachdem in welcher Phase des Investitionszyklus sich der Markt befindet und je nachdem wie die materiellen Opportunitäten ausgestaltet sind, verändert sich daher auch das Verhalten der Marktteilnehmer über den zu erzielenden Preis für flexible Optionen.

3.3 Charakteristika der materiellen Opportunitäten in gekoppelten Systemen

Welches Marktergebnis sich in einem Energiemarkt einstellt, kann jedoch nicht nur von den Determinanten innerhalb dieses Marktes abhängen, sondern auch von Entwicklungen und Charakteristika in gekoppelten Systemen (Baker und Gottstein 2010, Tietjen 2012, Agora Energiewende 2013). Marktteilnehmer werden für langfristige Investitionen nicht nur die Marktlage in dem Investitionsraum für ihre Entscheidung zugrunde legen, sondern auch die Charakteristika und Determinanten in denjenigen gekoppelten Strommärkten, die in Knappheitssituationen Strom nach Deutschland liefern könnten. Innerhalb des europäischen Binnenmarktes bestehen starke Bestrebungen der Europäischen Kommission, einen grenzüberschreitenden ungehinderten Stromfluss zur Vollendung des europäischen Binnenmarkts im Stromsektor bis 2014 zu gewährleisten (EC DG Energy 2012). Werden beispielsweise ausreichend flexibel abrufbare (Pumpspeicher-)Kapazitäten in der Schweiz, in Norwegen³ oder anderen Strommärkten zukünftig dem deutschen Markt zur Verfügung gestellt beziehungsweise wird dieses von den inländischen Marktakteuren so erwartet,⁴ könnte dies zur Zurückhaltung in Bezug auf inländische Investitionen in Versorgungssicherheitsprodukte führen. Dies hängt von einer Vielzahl an Faktoren wie dem Volumen und den Preisen von flexibel verfügbaren Strommengen, den zukünftigen Interkonnektorkapazitäten und den politischen Rahmenbedingungen ab. In Bezug auf die Investitionen in Versorgungssicherheitsprodukte könnte eine Zurückhaltung der deutschen Marktteilnehmer jedoch bereits durch die perzipierte zukünftige Bereitstellung dieser Produkte innerhalb der gekoppelten Systeme erklärt werden.

3 Norwegen ist zwar nicht Mitgliedsstaat der EU, befindet sich aber als Beobachterstaat in der Energy Community und ist auch durch den Nordic Energy Market innerhalb Skandinaviens bereits in den Europäischen Binnenmarkt für Energie integriert. Dies trifft auf die Schweiz nicht zu. Allerdings hat sich zwischen der Schweiz und der EU in der Vergangenheit eine sehr enge Zusammenarbeit auf dem Strommarkt entwickelt, von der auch künftig ausgegangen werden kann.

4 Einigen Autoren liefern bereits Indizien für eine derartige Erwartungshaltung, wenn auch nicht ganz einheitlich (vergleiche unter anderem Gullberg 2013, Midttun und Ruohonen 2012 sowie Piria und Zavolas 2013). Ob diese Erwartungshaltung tatsächlich zutreffend ist, kann hier nicht beantwortet werden. Allerdings kann eine Investitionszurückhaltung bereits durch die entsprechende Erwartungshaltung ausgelöst werden.

3.4 Unsicherheiten und diskursive Erwartungsbildung

Die Erwartungen und das tatsächliche Investitionsverhalten der Akteure auf dem Markt für flexible Optionen konstituieren sich unter anderem über ihre Kalkulationen und Annahmen bezüglich künftiger Nachfrage, Angebotsmengen, Charakteristiken von anderen Marktteilnehmern, Ressourcenverfügbarkeit und Preisentwicklungen. Diese Annahmen betreffen Zeithorizonte von mehreren Jahrzehnten und sind durch ein hohes Maß an Unsicherheit gekennzeichnet.

Gleichzeitig müssen Marktakteure ständig die Bedeutung aktueller Ereignisse, wie zum Beispiel relativer Preisveränderungen, interpretieren. Welche akteursspezifischen Konsequenzen und Erwartungsanpassungen daraus resultieren, ist immer abhängig von den Interpretationsweisen und der Perspektive eines Akteurs. Aufgrund limitierter Informationsverarbeitungskapazitäten greifen Marktteilnehmer auf diskursive Narrative⁵ zurück, um dadurch die individuelle Unsicherheit über Entwicklungen in der Zukunft zu reduzieren. Gleichzeitig entstehen dabei intersubjektive, gemeinsam geteilte stabile Erwartungen, beispielsweise bezüglich des künftigen Entwicklungspotentials einer Technologie. Autoritative Akteure⁶ tragen zur Entstehung diskursiver Narrative bei und fördern deren Reproduktion innerhalb institutionalisierter Akteursnetzwerke. Daraus resultiert typischerweise eine akteursgruppenspezifische Deutung über Entwicklungen in der Zukunft (Granovetter 2005).

Dies lässt sich exemplarisch an den unterschiedlichen Akteurseinschätzungen bezüglich der Konsequenzen des Atomausstieges in Deutschland zeigen. Während sich vor allem Vertreter kommunaler Erzeuger über die Verlängerung der Laufzeiten für Kernkraftwerke in 2010 besorgt zeigten, wurde diese Entscheidung von den großen Energieversorgungsunternehmen (EVUs) begrüßt (MMO 2010). Genau anders herum verhielt es sich beim endgültigen Atomausstieg im Jahr 2011, zu dem die Stadtwerke eine Investitionsoffensive in effiziente und flexible Erzeugungskapazitäten ankündigten (Schlandt 2011).

In Anlehnung an den Social Construction of Technology (SCOT)-Ansatz (Bijker 1995, Geels 2010: 5) geht die akteursgruppenspezifische Bewertung einer Technologie immer damit einher, wie diese Gruppe mit der Technologie ökonomisch, ideologisch und organisatorisch verbandelt ist. Dabei spielen neben ökonomischen Interessen auch Weltanschauungen, Netzwerke und andere soziale und ideologische Faktoren eine Rolle. Dies schlägt sich in unterschiedlichen diskursiven Narrativen nieder, aus denen sich abweichende Erwartungen über Entwicklungen in der Zukunft bilden können. Welchen Einfluss diese unterschiedlichen Erwartungen auf die Modellannahmen in Energie- und Strommarktszenarien (zum Beispiel auf den Strompreis oder den Strommix) haben können, wurde unlängst durch eine Studie des Deutschen Instituts für Wirtschaftsforschung (von Hirschhausen et al. 2013) deutlich. Insbesondere die Überschätzung

⁵ Diskursive Narrative sind gemeinsam geteilte Perzeptionsmuster und Strukturen, die zu einer gemeinsamen Erfahrungswelt und damit zu einem gemeinsamen Verständnis in der Verarbeitung von neuen Informationen zur Komplexitätsreduktion führen können. Damit vollzieht sich der Übergang von der kontextlosen Information zum Wissen, das Informationen innerhalb eines Kontextes interpretiert und in diesem Sinne Akteure befähigt, Entscheidungen treffen zu können (Aspers 2009).

⁶ Autoritative Akteure sind diejenigen Akteure, die ohne Zwang oder Druck sowohl explizit als auch implizit das Verhalten von anderen Akteuren zu beeinflussen vermögen, indem ihnen ein bestimmtes Expertenwissen zugeschrieben wird. Dies drückt sich dadurch aus, dass das Wissen und die Entscheidungsempfehlungen von autoritativen Akteuren durch ihre Adressaten als mit einem hohen Grad an Legitimität ausgestattet betrachtet werden und diese damit die Autorität des Experten anerkennen (ähnlich des Herrschaftsbegriffs von Max Weber) (Ecker-Ehrhardt 2012, Weber 1980).

der Kosten der Photovoltaik sowie Annahmen über die Entwicklung der CO₂-Abscheidung und Kernkrafttechnologie innerhalb der Energy Roadmap 2050 und dem Grünbuch der EU-Kommission führten demnach zu verzerrten Ergebnissen in der Szenarioentwicklung und damit potentiell zu Fehlanreizen. Im Umkehrschluss bedeutet dies aber auch, dass durch eine diskursive Veränderung der Kontextannahmen eine veränderte Rentabilitätseinschätzung bezüglich der Investitionen in flexible Kapazitäten generiert werden könnte. Politisch können beispielsweise möglichst konsensual beschlossene Energiekonzepte und langfristige Ziele dazu beitragen, die Unsicherheit bezüglich zukünftiger Entwicklungen zu senken und damit glaubwürdige Wegmarken beziehungsweise Kontextannahmen zur Modellierung zu liefern. Dies ist insbesondere dann wichtig, wenn einem Markt große, politisch gewollte Veränderungsprozesse bevorstehen und sich Investitionsrechnungsmodelle nicht mehr einfach nur auf ein Business-as-usual-Szenario stützen können.

3.5 Strategisches Akteursverhalten

Nicht zuletzt könnten auch Interessenkonflikte und Informationsasymmetrien zwischen den relevanten Akteuren das tatsächliche Marktergebnis beeinflussen (Williamson 1989). Im Umfeld des deutschen Strommarktes, das sich durch hohe technische Komplexität, ökonomische Unsicherheiten und intransparente Entscheidungsgrundlagen auszeichnet, verfügen Akteure über das Potential, sich strategisch zu verhalten.

Der deutsche Stromsektor weist trotz der bisherigen Umbrüche nach wie vor oligopolistische Züge auf und wird von den Betreibern unflexibler Großkraftwerke der traditionellen Energiewirtschaft dominiert. So machten beispielsweise die vier größten Erzeuger im Jahr 2011 rund 70 Prozent der Stromerzeugung aus (Nguyen et al. 2012). Der gesellschaftlich erwünschte Aufbau eines flexibleren Erzeugungsparks zur Sicherstellung der künftigen Versorgungssicherheit bedeutet jedoch, dass das Geschäftsfeld derjenigen Marktakteure, die heute unflexible Großkraftwerke betreiben, allmählich erodiert, da der Anteil an unflexiblen Großkraftwerken an der Stromerzeugung durch flexiblere Kapazitäten und durch Erneuerbare Energien ersetzt würde. Insbesondere die großen Marktteilnehmer, die am ehesten in der Lage wären, kapitalintensive Investitionen in flexiblere Kapazitäten zu tätigen, könnten daher ein besonderes Interesse daran haben, ihre historisch gewachsenen Macht- und Handlungsspielräume auszunutzen. So könnten beispielsweise relevante Marktinformationen gar nicht, verzerrt oder nur sehr selektiv weitergegeben werden, um dadurch das Verfolgen eigener Interessen im Strommarkt zu begünstigen. Indizien für ein derartiges Verhalten dominanter Marktakteure liefert eine Einschätzung des Generaldirektorats Energie der Europäischen Kommission. Demnach gebe es auch in Deutschland im Zusammenhang mit der Debatte über die Einführung einer sogenannten strategischen Reserve⁷

„das Risiko, dass Firmen ihre Intention, Kapazitäten zu schließen, absichtlich übertreiben, um zusätzliche Umsätze zu machen“ (Schultz 2013).

Ein unerwünschtes Marktergebnis kann daher auch als Folge von Interessenkonflikten und demnach einer gezielten Zurückhaltung von Investitionen in flexible Erzeugungskapazitäten interpretiert werden, unter anderem um Druck auf politische Entscheidungsträger auszuüben

⁷ Die strategische Reserve stellt ein spezifisches Kapazitätsinstrument dar.

und dadurch die Ausrichtung des künftigen Marktdesigns im Sinne der eigenen Interessen zu fördern.

4 Diskussion und Fazit

Die Diskussion um notwendige Investitionen in die Bereitstellung von flexiblen Optionen im Zuge der Energiewende hat den Ruf nach Kapazitätsmechanismen lauter werden lassen. Dem zugrunde liegt die Befürchtung, dass unter den gegenwärtigen Marktbedingungen zu wenige Investitionen in Speicher, schnell regelbare Kraftwerke oder den Ausbau der Übertragungskapazitäten getätigt werden. Die niedrigen Preise und die daraus resultierenden fehlenden Anreize, in Versorgungssicherheitsoptionen zu investieren, werden von einigen Akteuren als Versagen des Energy-only-Marktes gewertet. Daraus resultieren die Forderungen nach einer Veränderung des Marktdesigns, zum Beispiel durch Kapazitätsmechanismen. Diese enge logische Verknüpfung zwischen dem formellen Marktdesign und dem tatsächlichen Marktergebnis haben wir hinterfragt und dabei weitere Determinanten für das Verhalten der Marktakteure diskutiert.

So lassen sich neben dem Marktdesign, das selbstverständlich als formelles Regelsystem Einfluss auf die Investitionsentscheidungen der Marktakteure hat, weitere Faktoren identifizieren, die das Verhalten der Marktakteure beeinflussen können.

Erstens spielt die materielle Ausstattung des Stromsystems eine entscheidende Rolle für die Investitionsentscheidungen der Akteure. Insbesondere im Falle von Überkapazitäten kann ein niedriger Marktpreis auch als ein Hinweis auf die Existenz von Investitionszyklen gedeutet werden, wenn sich Phasen der Überkapazität und Phasen unzureichender Kapazität mittelfristig abwechseln. Anreize für Investitionen in flexible Kapazitäten könnten demnach durchaus innerhalb des bestehenden Marktdesigns unter veränderten materiellen Bedingungen gegeben sein, beispielsweise im Falle einer geringeren Kapazität von Grundlastkraftwerken bei einem hohen Anteil von fluktuierenden Erneuerbaren und sich daraus ergebenden Residuallastpreisen und Mengen.

Zweitens beziehen Marktakteure auch die Entwicklungen und Determinanten von gekoppelten Systemen in ihre Investitionsentscheidungen mit ein. Eine fehlende inländische Investitionstätigkeit kann daher auch als eine erwartete ausreichende ausländische Bereitstellung der Versorgungssicherheitsoptionen betrachtet werden, zum Beispiel unter der Annahme der erfolgreichen Vollendung des europäischen Energiebinnenmarktes. Unter diesen Bedingungen wären keine inländischen Kapazitätsmechanismen notwendig. Ein europäischer Kapazitätsmechanismus wäre in diesem Sinne dadurch jedoch nicht ausgeschlossen.

Drittens greifen Akteure möglicherweise aufgrund der hohen Unsicherheit bezüglich der zukünftigen Entwicklung auf Narrative zurück, die Investitionen in flexible Optionen aufgrund bestimmter Kontextannahmen als nicht profitabel prognostizieren. Dies bedeutet im Umkehrschluss, dass auch eine Veränderung der akteursspezifischen Kontextannahmen Investitionen stimulieren könnten. Dies könnten beispielsweise politische Akteure durch einen konkreten Fahrplan zur Energiewende mit glaubwürdigen Zielen bezüglich Residuallast und Kapazitätsentwicklung bei Grundlastkraftwerken erreichen, welcher konsequent in den Modellannahmen von Bundesnetzagentur, Umweltbehörden, Ministerien et cetera angewandt wird.

Viertens besteht die Möglichkeit, dass die für kapitalintensive Investitionen im Energiesektor in Frage kommenden Akteure ein strategisches Interesse an der Verzögerung der Investitionen in flexible Optionen haben. Eine eindeutige Entscheidung bezüglich der Nichteinführung und Ausgestaltung eines Kapazitätsmechanismus könnte die Phase der strategischen Verzögerung von Investitionen zur politischen Einflussnahme beenden.

Eine systematische und umfassend empirisch-gestützte Untersuchung der sozialen, diskursiven und weiteren informellen Determinanten des Marktverhaltens der Akteure im Strommarkt steht noch aus. Ein derartiges Vorhaben könnte detaillierte Erkenntnisse zu der Erwartungsbildung, zur Wissensproduktion und damit zu den politischen Handlungsräumen bezüglich Investitionen in Versorgungssicherheit liefern. Bei der Diskussion all dieser Punkte konnte jedoch schon jetzt deutlich gemacht werden, dass ein eindeutiger Nachweis für die dringende Notwendigkeit eines Kapazitätsmechanismus nicht zweifelsfrei gegeben ist.

Um ein gewünschtes Maß an Investitionen in Versorgungssicherheit zu erreichen, kann also die explizite Neuorientierung des formellen Regelsystems Strommarkt ebenso notwendig sein wie eine Veränderung der informellen Regelsysteme. Konkret haben wir gezeigt, dass jeder der hier diskutierten fünf unabhängigen Variablen einen Einfluss auf $I_{flex}^{i,\tau}$ haben kann. Somit könnten politische Entscheider im Rahmen der oben beschriebenen Handlungsoptionen eine Veränderung des Versorgungssicherheitsniveaus erreichen. Angesichts der hohen Komplexität und Unsicherheit müssen politische Entscheidungsträger die verschiedenen möglichen Stellschrauben aber sorgfältig abwägen, um so der Gefahr der Etablierung von Fehlanreizen vorzubeugen. Welche konkreten Instrumente zur Verfügung stehen, zu welchen Kosten und welche politische Akzeptanz diesen Maßnahmen zugrunde liegt, kann hier nicht beantwortet werden. Eine zwingende Notwendigkeit, Kapazitätsmechanismen zur Sicherherstellung des gewünschten Investitionsverhaltens einzuführen, besteht angesichts der weiteren Einflussgrößen und der sich daraus ableitenden politischen Handlungsoptionen jedoch nicht.

Literaturverzeichnis

- Agora Energiewende (2013): Kapazitätsmarkt oder strategische Reserve: Was ist der nächste Schritt? Eine Übersicht über die in der Diskussion befindlichen Modelle zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit in Deutschland. Berlin, Oktoberdruck.
- Aspers, P. (2009): Knowledge and valuation in markets. *Theory and Society*, 38, 111–131.
- Baker, P. und M. Gottstein (2010): Advancing Both European Market Integration and Power Sector Decarbonisation: Key Issues to Consider. Brüssel, T. R. A. P. (RAP).
- Beckert, J. (2009): The social order of markets. *Theory and Society*, 38 (3), 245–269.
- Berger, P. L. und T. Luckmann (2005): Die gesellschaftliche Konstruktion der Wirklichkeit. Frankfurt a. M., Fischer.
- Bijker, W. E. (1995): Of Bicycles, Bakelites and Bulbs: Towards a Theory of Sociotechnical Change. Cambridge, MA, The MIT Press.
- Burger, Bruno (2013): Stromerzeugung aus Solar- und Windenergie im Jahr 2013. Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme ISE, Freiburg.
- Cramton, P. und A. Ockenfels (2011): Economics and design of capacity markets for the power sector. U. o. M. a. U. o., Köln.
- Diermann, C. (2012): Marktdesign für einen Kapazitätsmarkt Strom. L. Beratungsgesellschaft, München.

- EC DG Energy (2012): Communication „Making the internal energy market work“.
- Ecker-Ehrhardt, M. (2012): But the UN Said So ...: International Organisations as Discursive Authorities. *Global Society*, 26, 451–471.
- Elberg, C., C. Growitsch et al. (2012): Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign. EWI, Köln.
- ENERGLOBE (2012): DEX – der neue Energiewendeindex – Interview mit Stephan Kohler vom 25. Juni 2012.
- Fligstein, N. (1996): Markets as Politics: A Political-Cultural Approach to Market Institutions. *American Sociological Review*, 61, 656–673.
- Gaidosch, L. (2008): Zyklen bei Kraftwerksinvestitionen in liberalisierten Märkten – Ein Modell des deutschen Stromerzeugungsmarktes. Doktor der Wirtschaftswissenschaften.
- Geels, F. W. (2010): Ontologies, socio-technical transitions (to sustainability), and the multi-level perspective. *Research Policy*, 39, 495–510.
- Granovetter, M. (1985): Economic action and social structure: the problem of embeddedness. *American Journal of Sociology*, 91, 481–510.
- Granovetter, M. (2005): The impact of social structure on economic outcomes. *The Journal of Economic Perspectives*, 19 (1), 33–50.
- Gullberg, A. T. (2013): The political feasibility of Norway as the ‘green battery’ of Europe. *Energy Policy*, 57, 615–623.
- Hirschhausen, C. von, C. Kemfert, F. Kunz und R. Mendelevitch (2013): Europäische Stromerzeugung nach 2020: Beitrag erneuerbarer Energien nicht unterschätzen. DIW Wochenbericht Nr. 29/2013, 3–13.
- Lachmann, L. M. (1977): *The Role of Expectations in Economics as a Social Science. Capital, Expectations, and the Market Process: Essays on the Theory of the Market Economy.* Kansas City, KS, Sheed Andrews and McMeel.
- Leprich, U., E. Hauser et al. (2012): Kompassstudie Marktdesign. Leitideen für ein Design eines Stromsystems mit hohem Anteil fluktuierender Erneuerbarer Energien. Bochum, Ponte Press.
- March, J. G. and J. P. Olsen (2004): The logic of appropriateness. ARENA.
- Matthes, F. C., B. Schlemmermeier et al. (2012): *Fokussierte Kapazitätsmärkte. Ein neues Marktdesign für den Übergang zu einem neuen Energiesystem.* Berlin.
- Midttun, A. und T. Ruohonen (2012): Norway and the North Sea Grid: Key Positions and Players in Norway from a Norwegian Perspective. SEFEP working paper 2012-1. Berlin.
- MMO (2010): AKW-Laufzeitverlängerung – Stadtwerke drohen mit Investitionsstopps. *Manager Magazin Online*. www.manager-magazin.de/unternehmen/artikel/a-683147.html (29.7.2013).
- Nguyen, V., M. Young et al. (2012): *European Electricity Handbook: A comprehensive country-by-country guide to the European electricity market.* NOMURA European Utilities: 168.
- Nicolosi, M. (2012): *Necessity of and Design Options for a Capacity Mechanism for Germany* Ecofys. Berlin.
- Nitsch, J., T. Pregger et al. (2012): *Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global.* Schlussbericht BMU. S. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), A. S. u. T. Institut für Technische Thermodynamik, K. Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) und T. Ingenieurbüro für neue Energien (IFNE).
- North, D. C. (1992): *Institutionen, institutioneller Wandel und Wirtschaftsleistung.* Tübingen, Mohr Siebeck.

- Piria, R. und L. Zavalas (2013): *Priorities in the North Sea Grid Debate*. SEFEP working paper 2012-3. Berlin.
- Risse, T. (2003): Konstruktivismus, Rationalismus und Theorien Internationaler Beziehungen – Warum empirisch nichts so heiß gegessen wird, wie es theoretisch gekocht wurde. *Die neuen Internationalen Beziehungen. Forschungsstand und Perspektiven in Deutschland*. In: G. Hellmann, K. D. Wolf und M. Zürn (Hrsg.): *Weltpolitik im 21. Jahrhundert*. Baden-Baden, Nomos, 99–132.
- Schlandt, J. (2011): Stadtwerke nutzen Atomausstieg. *Frankfurter Rundschau*. www.fr-online.de/energie/stromproduktion-stadtwerke-nutzen-atomausstieg,1473634,8422348.html (30.7.2013).
- Schultz, S. (2013): Unrentable Kraftwerke EU warnt vor Erpressung durch Stromkonzerne. *Spiegel Online*. www.spiegel.de/wirtschaft/unternehmen/eu-papier-warnt-vor-panik-mache-bei-stromversorgung-a-911798.html (30.7.2013).
- Sieglemeier, J. und C. von Hirschhausen (2011): Energiewende: Brauchen wir noch „Kapazitätsmärkte“ für konventionelle Kraftwerke? *Die Zukunft des Strommarktes – Anregungen für den Weg zu 100 Prozent Erneuerbare Energien*. In: D. Schütz und B. Klusmann (Hrsg.): *Die Zukunft des Strommarktes – Anregungen für den Weg zu 100 Prozent Erneuerbare Energien*. Bochum, Ponte Press, 108–131.
- Smelser, N. J. und R. Swedberg (2010): *The handbook of economic sociology*. Princeton, Princeton University Press.
- Storr, V. (2010): The Social Construction of the Market. *Society*, 47 (3), 200–206.
- Tietjen, O. (2012): Kapazitätsmärkte: Hintergründe und Varianten mit Fokus auf einen Emissionsarmen Deutschen Strommarkt. *Germanwatch*.
- Weber, M. (1980): *Wirtschaft und Gesellschaft: Grundriss der verstehenden Soziologie*. Tübingen, Mohr Siebeck.
- Williamson, O. E. (1989): *Transaction Cost Economics*. *Handbook of Industrial Organization*. R. Schmalensee und R. Willig. Amsterdam, Elsevier.
- Winkler, J., F. Sensfuß et al. (2013): Perspektiven für die langfristige Entwicklung der Strommärkte und der Förderung Erneuerbarer Energien bei ambitionierten Ausbauzielen. *Perspektiven zur aktuellen Kapazitätsmarktdiskussion in Deutschland*. Karlsruher Institut für Technologie (KIT) und Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (ISI).