

ORDNUNGSPOLITISCHE PERSPEKTIVEN

Nr 51

Braucht Deutschland einen
Kapazitätsmarkt für eine
sichere Stromversorgung?

Justus Haucap

November 2013

IMPRESSUM

DICE ORDNUNGSPOLITISCHE PERSPEKTIVEN

Veröffentlicht durch:

düsseldorf university press (dup) im Auftrag der
Heinrich-Heine-Universität Düsseldorf, Wirtschaftswissenschaftliche Fakultät,
Düsseldorf Institute for Competition Economics (DICE), Universitätsstraße 1,
40225 Düsseldorf, Deutschland
www.dice.hhu.de

Herausgeber:

Prof. Dr. Justus Haucap
Düsseldorfer Institut für Wettbewerbsökonomie (DICE)
Tel: +49(0) 211-81-15125, E-Mail: haucap@dice.hhu.de

DICE ORDNUNGSPOLITISCHE PERSPEKTIVEN

Alle Rechte vorbehalten. Düsseldorf 2013

ISSN 2190-992X (online) - ISBN 978-3-86304-651-4

Braucht Deutschland einen Kapazitätsmarkt für eine sichere Stromversorgung?

Justus Haucap

November 2013

Abstract: This paper argues against the rapid implementation of capacity mechanisms in Germany. There is no systematic, non-temporary market failure in the German wholesale electricity market which could justify such a Government intervention. Neither the low elasticity of demand nor debatable public good characteristics nor the potentially missing acceptance of price spikes can support the idea of that the energy only market may fail to guarantee reliability of supply. In addition, there are currently no resilient signs of any shortage of supply. In contrast, the German wholesale electricity market is still characterized by over-capacities. The worldwide experience with capacity mechanisms also demonstrates most of all that no capacity market design is ever stable, but subject to change in often quite short intervals. Potential low-cost options to safeguard security of supply include a strategic reserve against generation failures. In addition, the Federal Cartel Office should correct its position that dominant firms must not offer electricity at a price above the short-run marginal cost. Such a prescription forecloses the market and chokes off investment and would in most other cases be regarded as an anticompetitive foreclosure strategy of a dominant firm

1. Einleitung

Durch die Energiewende und die damit verbundene grundlegende Umstrukturierung des Kraftwerksparks in der Stromerzeugung in Deutschland ergeben sich aktuell zahlreiche Herausforderungen für die Energiepolitik. Neben notwendigen Reformen der momentan völlig marktfernen Förderung des Ausbaus der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (vgl. z. B. Haucap, Klein und Kühling, 2013; Monopolkommission, 2013), diversen Herausforderungen beim Aus- und Umbau der Übertragungs- und auch Verteilnetze (vgl. z. B. Monopolkommission, 2013) sowie Fragen nach Höhe und Verteilung der Kosten der Energiewende (vgl. z. B. Bardt und Niehues, 2013) wird aktuell auch das Thema der erzeugungsseitigen Versorgungssicherheit intensiv diskutiert. Weil die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien mit Wind und Sonne fluktuiert und zugleich Strom nach wie vor nicht in nennenswertem Umfang zu vertretbaren Kosten gespeichert werden kann, muss ein Schattenpark an konventionellen Kraftwerken bereitstehen, der in Zeiten schwachen Windaufkommens und geringer Sonnenstrahlung die Stromnachfrage bedienen kann. Befürchtet wird nun, dass sich dieser notwendige Schattenpark an konventionellen Kraftwerken nicht in ausreichendem Maße entwickeln wird, weil die Fixkosten der Spitzenlastkraftwerks ggf. nicht mehr gedeckt werden

können, wenn diese Kraftwerke nur an wenigen Zeitpunkten im Jahr für die Stromerzeugung benötigt werden.

Diverse Organisationen und einzelne Wissenschaftler haben vor diesem Hintergrund Vorschläge in die energiepolitische Diskussion eingebracht, wie die Verlässlichkeit der Stromversorgung möglichst effizient gewährleistet werden kann. Beispielhaft seien nur die Vorschläge von EWI (2012), Ecofys (2012), BDEW (2013) und VKU (2013) genannt. Kern der meisten Vorschläge sind diverse regulatorische Vorgaben und Verpflichtungen sowie zumeist Ausgleichszahlungen oder Subventionen in Abkehr vom Marktdesign des bisher in Deutschland verwendeten sog. Energy-Only Marktes.

2. Das aktuelle deutsche Marktsystem: Der Energy-Only Markt

An einem sog. Energy-Only Markt, wie er aktuell in Deutschland besteht, wird nur elektrische Energie – also vereinfacht gesagt: Strom – gehandelt, nicht aber elektrische Leistung, also Stromerzeugungskapazitäten. Der Strom wird dabei sowohl an der Strombörse als auch bilateral („Over the Counter – OTC“) pro MWh gehandelt, d.h. Stromerzeuger erhalten für jede gelieferte MWh einen Preis für die elektrische Arbeit. Der Großteil des Stroms wird in Deutschland in langfristig angelegten bilateralen OTC-Geschäften gehandelt (Bundesnetzagentur, 2010). Nichtsdestotrotz ist der börsliche Handel am Spotmarkt trotz des verhältnismäßig geringen Volumens maßgeblich für die Gesamtpreisbildung auf dem Großhandelsmarkt, da immer auch die Möglichkeit zu Arbitragegeschäften gegeben ist. Der börsliche Day-Ahead-Spotmarktpreis wird mit Hilfe einer Einheitspreisauktion gefunden, bei der das Kraftwerk mit den höchsten Grenzkosten, das noch zur Deckung der Nachfrage benötigt wird, den Preis setzt (vgl. z. B. Giessing und Haucap, 2011). Die Höhe der zulässigen Gebote kann dabei zwischen -3.000 und 3.000 €/MWh liegen.¹ Bei der Preisobergrenze von 3.000 €/MWh handelt es sich um eine rein technisch bestimmte Obergrenze für den Börsenhandel und nicht um eine regulatorisch festgelegte Preisobergrenze. Dem Höchstpreis liegen keinerlei regulatorische Ziele zugrunde; zudem ist ein Preis von 3000 €/MWh bisher in Deutschland auch nicht erreicht worden.² Für das Vorhalten von Erzeugungskapazitäten werden Stromerzeuger somit nicht gesondert kompensiert. Somit geben vor allem die Strompreise auf dem Großhandelsmarkt Anreize für Investitionen in Erzeugungskapazitäten (wobei allerdings gewisse Vermarktungsmöglichkeiten auf den sog. Reserveenergiemärkten hinzukommen, auf welchen es durch die Splittung in Arbeits- und Leistungspreis faktisch auch heute schon begrenzte Kapazitätzahlungen für regelenergiefähige Kraftwerke gibt).

¹ Seit dem 01.09.2008 werden auch negative Gebote akzeptiert. Bis zu diesem Zeitpunkt lag das Mindestgebot bei 0 €/MWh.

² Der höchste Preis für Day-Ahead Stundenkontrakte an der Day-Ahead Börse lag im Zeitraum von 2004 bis zum 28.10.2013 bei 2436,63 €/MWh (am 07.11.2006 um 18 Uhr).

3. Gibt es Marktversagen?

3.1 Marktversagen auf dem Stromgroßhandelsmarkt allgemein

In der energiewirtschaftlichen und industrieökonomischen Literatur wird nun schon seit geraumer Zeit intensiv die Frage erörtert, ob ein weitgehend unregulierter Energy-Only Markt hinreichend starke Anreize bietet, damit Stromerzeuger ausreichend in Reservekapazitäten investieren, damit auch in Spitzenlastzeiten die Stromnachfrage gedeckt werden kann (vgl. Cramton und Stoff, 2005, 2006; Joskow und Tirole, 2007; Joskow, 2008; Cramton und Ockenfels, 2012; Grimm und Zöttl, 2010a, 2013; Zöttl, 2011). Kern der Analysen ist für wirtschaftspolitische Zwecke letzten Endes die Frage, ob sich ein Marktversagen belastbar identifizieren lässt. In der Regel werden hier drei mögliche Marktversagenstatbestände identifiziert (vgl. z. B. Frontier Economics/r2b energy consulting, 2013, S. 61 ff.; EWI, 2012, S. 7 ff.): Erstens könne der Börsenpreis bei Erreichen der Kapazitätsgrenze seine koordinierende Wirkung kurzfristig nicht entfalten und einen Nachfragerückgang induzieren, weil viele Nachfrager keine Echtzeitpreise zahlen würden. Die Nachfrageelastizität sei somit kurzfristig zu gering, um an der Kapazitätsgrenze einen hinreichenden Nachfragerückgang zu induzieren. Dieses Argument basiert jedoch auf einem Trugschluss: Es ist zwar vollkommen richtig, dass ein Teil der deutschen Stromverbraucher (insbesondere Privathaushalte und kleine gewerbliche Stromverbraucher) Strom zu Preisen beziehen, die nicht mit dem Börsenpreis variieren. Dies gilt jedoch nicht für die großen Stromverbraucher, die ihren Strom teilweise sogar selbst an der Börse beschaffen. Diese Nachfrager können sehr wohl auf Preisspitzen durch einen sog. Lastabwurf (also Nachfragerückgang) reagieren. Damit der Preismechanismus Angebot und Nachfrage ins Gleichgewicht bringen kann, reicht es bereits aus, wenn ein Teil der Nachfrager auf Preissteigerungen reagiert. Dass alle Nachfrager reagieren können, ist hingegen nicht notwendig. Warum also eine etwaige erzeugungsseitige Knappheitssituation nicht über den heutigen Energy-Only Markt beseitigt werden kann, ist unklar. Zumindest theoretisch sollten die Strompreise in echten Knappheitssituationen ansteigen, bis der sog. Value of Lost Load (VoLL) erreicht ist. Diese theoretische Größe gibt an, wie viel Nachfrager für die nächste MWh maximal bereit sind zu zahlen, um einen Lieferausfall zu verhindern. In wenigen Stunden pro Jahr wird dann ein sehr hohes Preisniveau erreicht, wodurch Spitzenlastkraftwerke und speziell die nur selten gerufenen letzten Kraftwerke in der Merit-Order auch ihre Fixkosten decken können – es sei denn, der Lastabwurf durch Stromverbraucher erweist sich als günstiger. Dann aber ist ein Lastabwurf volkswirtschaftlich auch sinnvoller als der Zubau weiterer Kraftwerkskapazitäten.

Zweitens wird argumentiert, dass Versorgungssicherheit die Charakteristika eines öffentlichen Gutes habe. Im Falle eines (deutschlandweiten) Blackouts werden nämlich nicht nur die Nachfrager nicht bedient, deren Zahlungsbereitschaft zu gering ist, sondern definitionsgemäß niemand. Damit werden

auch diejenigen vom Konsum ausgeschlossen, deren Zahlungsbereitschaft deutlich über den Grenzkosten der Stromerzeugung (inklusive aller Opportunitätskosten) ist. Zugleich kann im Falle eines systemweiten Blackouts niemand mehr Strom liefern – auch die nicht, die zu den geltenden Preisen gern liefern würden. Um die Verlässlichkeit der Stromversorgung zu gewährleisten, müsse daher in Reservekraftwerke investiert werden. Da aber diese Reserve nicht nur dem Investor (welcher die Kosten zu tragen hat) selbst helfe, sondern – durch das Verhindern von Blackouts – *sämtlichen* Stromerzeugern nutze, fielen Kosten und Nutzen auseinander mit dem Resultat von Unterinvestitionen. Dieser zunächst nicht ganz unplausible Gedankengang fußt allerdings auf der weniger plausiblen Annahme eines systemweiten Blackouts. Im Falle eines erzeugungsseitigen Kapazitätsproblems sind – im Gegensatz zu netzseitigen Risiken – jedoch sog. Brownouts wesentlich wahrscheinlicher, bei denen ein Teil der Nachfrager (ggf. rotierend) von der Stromversorgung abgeklemmt wird. Dies gleicht einer Zwangsrationierung der Nachfrager und ist sicherlich ineffizient verglichen mit einer preislichen Rationierung. Die entstehenden Kosten sind allerdings gleichwohl deutlich geringer als im Falle eines (sehr unwahrscheinlichen) systemweiten Blackouts. Ökonomisch betrachtet sind dann die erwarteten Kosten der ineffizienten Rationierung im Falle von Brownouts mit den Kosten der zusätzlichen Bereithaltung eigentlich unprofitabler Kraftwerke zu vergleichen. Es erscheint wenig wahrscheinlich, dass diese denkbaren Allokationsverzerrungen einen umfassenden Kapazitätsmechanismus rechtfertigen können.

Drittens wird argumentiert, dass der Energy-Only Markt zwar durch hinreichende Preisspitzen die notwendigen Investitionsanreize bieten könne, Preisspitzen jedoch auch auf Großhandelsmärkten politisch unerwünscht seien und daher langfristig nicht aufrechtzuerhalten. Dies mag auch in der Schwierigkeit begründet liegen, von außen zwischen Knappheitspreisen einerseits und durch missbräuchliche Marktmautausübung künstlich induzierte Preisspitzen andererseits zu unterscheiden. International werden daher auf vielen Stromgroßhandelsmärkten die Strompreise durch eine Preisobergrenze begrenzt. Bei einer Regulierung der Preisobergrenzen besteht jedoch in der Tat das Risiko, dass Kraftwerke nicht mehr das benötigte hohe Niveau erreichen, sodass Spitzenlastkraftwerke ihre Fixkosten ggf. nicht mehr decken können und notwendige Investitionen in den Kraftwerkspark unter Umständen ausbleiben. Dies ist eine wesentliche Ursache des sog. Missing-Money-Problems: Wenn Spitzenlastkraftwerke nur an wenigen Zeitpunkten zum Einsatz kommen, ist in der Regel ein relativ hoher Preis notwendig, um die jährlichen Fixkosten zu decken. Wird dies jedoch durch Preisobergrenzen verhindert, kann es zu einer Unterinvestitionsproblematik kommen. Es besteht die Gefahr, dass die Anreize, in einen effizienten Kraftwerkspark zu investieren, wesentlich gemindert werden und damit die Versorgungssicherheit gefährdet wird. Es handelt sich in diesem

Fall jedoch nicht um Marktversagen im klassischen Sinne, sondern um ein regulatorisch erzeugtes Marktversagen, also eigentlich ein Regulierungsversagen.

Besteht jedoch erhebliche Marktmacht (z. B. in einem engen Oligopol) auf dem Stromgroßhandelsmarkt, so kann eine Preisobergrenze durchaus eine Kapazitätsausdehnung bewirken, wie Grimm und Zöttl (2010b) gezeigt haben. Die Logik ist im Wesentlichen folgende: Bei einer bindenden Preisobergrenze, die jedoch oberhalb der Grenzkosten liegt, lassen sich zusätzliche Profite allein durch eine Ausdehnung der Verkaufsmenge generieren. Ohne Preisobergrenze hingegen kann dies auch durch eine Preiserhöhung geschehen, die z. B. aus einer Kapazitätszurückhaltung resultieren kann. Bei bindenden Preisobergrenzen dagegen ist eine Kapazitätszurückhaltung mit dem Ziel, die Großhandelspreise künstlich nach oben zu treiben, wenig sinnvoll, sodass eine Zurückhaltung bei Investitionen in neue Kapazitäten wenig attraktiv ist. Die delikate Aufgabe des Regulierers ist es dann, die richtige Preisobergrenze zu finden. Fehler erster und zweiter Art sind dann aufgrund der unvollständigen und asymmetrischen Information kaum abzuwenden. Das Sicherstellen freien Marktzutritts zum Stromgroßhandelsmarkt erscheint hier in jedem Fall wettbewerbspolitisch vorzugswürdig, zumal da das ehemalige Vierer-Oligopol auf dem deutschen Strommarkt doch inzwischen aus ganz verschiedenen Gründen (Atomausstieg, Ausbau der erneuerbaren Energien, Steag-Verkauf, Kapazitätsverkäufe durch Eon, Zusammenwachsen der europäischen Märkte durch verbessertes Market Coupling) nahezu zerbröselt ist (vgl. Monopolkommission, 2013). Preisobergrenzen sind daher unnötig und somit zugleich ein Marktversagen durch Unterinvestitionen wenig wahrscheinlich, solange eben Preisspitzen durch Politik und Behörden toleriert werden.

3.2 Der Merit-Order-Effekt und das Missing-Money-Problem

In Teilen der Diskussion wird auch argumentiert, dass der Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien die Situation auf dem Strommarkt so verändere, dass Kapazitätsmechanismen notwendig seien (vgl. z. B. VKU, 2013, BDEW, 2013). Allgemein begründet die weitgehend grenzkostenlose Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien eine Rechtsverschiebung der sog. Merit-Order, die mit steigenden Kapazitäten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien weiter zunimmt. Da die Abnahme von Strom aus EEG-Anlagen für die Netzbetreiber gesetzlich verpflichtend ist und die Netzeinspeisung vorrangig erfolgt, wird der grüne Strom von den Netzbetreibern zum Nullpreis oder sogar Negativeboten an der Börse angeboten. Durch die Rechtsverschiebung der Merit Order durch den zusätzlichen EEG-Strom wird somit das bis dahin teuerste Kraftwerke als preissetzendes Kraftwerk verdrängt. Dies führt dazu, dass der Börsenpreis am Day-Ahead-Markt sinkt (der sog. Merit-Order Effekt), was sich wiederum in zweierlei Hinsicht negativ auf die übrigen Kraftwerke auswirkt. Aufgrund der Einheitspreisregel sind alle Kraftwerke von einem geringeren

Börsenpreis betroffen. Da die Angebote allerdings (im Falle perfekten Wettbewerbs) lediglich die Grenzkosten der einzelnen Kraftwerke widerspiegeln, dient ein Einheitspreis allen Kraftwerken (außer dem preissetzenden Kraftwerk, sofern dies wirklich zu Grenzkosten in den Markt hineinbietet) zur Deckung der Fixkosten. Sinkt der Börsenpreis nun dauerhaft auf ein – im Durchschnitt – deutlich geringeres Niveau, fallen auch die erzielten Deckungsbeiträge geringer aus, sodass einige Kraftwerke unter Umständen nicht mehr dazu in der Lage sind, ihre Vollkosten zu decken. Einhergehend mit dem Preiseffekt ist ein Verdrängungseffekt zu beobachten. Zu Zeiten, in denen EEG-Strom einen großen Beitrag zur Nachfragedeckung leistet, werden weniger konventionelle Kraftwerke genutzt, sodass diese insgesamt eine geringere Anzahl an Stunden pro Jahr laufen und somit auch eine geringere Anzahl an erforderlichen Volllaststunden aufweisen können. Um dennoch die gesamten Vollkosten an den wenigen Einsatzstunden erwirtschaften zu können, wären dann prinzipiell höhere Börsenpreise in Spitzenlastzeiten notwendig.

Diese höheren Börsenpreise sind prinzipiell möglich, solange keine Überkapazitäten am Markt bestehen oder diese Preise regulatorisch verhindert werden. Ein Problem ergibt sich auch, wenn ein subventionierter Schattenpark einspringt, um die Nachfrage zu decken. Eine etwaige Subventionierung von Kraftwerken induziert dann eine Überkapazität am Markt, die wiederum dazu führt, dass sich keine kostendeckenden Preise ergeben können. Der staatliche Eingriffsbedarf perpetuiert sich sodann, allerdings nicht aufgrund von Marktversagen, sondern aufgrund des staatlichen Eingriffs selbst.

3.3 Empirische Analyse der Versorgungssicherheit

Diverse Studien haben gezeigt, dass aktuell keine Unterversorgung auf dem deutschen Strommarkt droht. Ganz im Gegenteil, bestehen noch immer Überkapazitäten. Wie Frontier Economics/r2b energy consulting (2013, S. 66 ff.) zeigen, bestehen in Deutschland bis 2020 keine Versorgungsengpässe. In unseren Nachbarstaaten hat lediglich Dänemark ein überschaubares Kapazitätsdefizit. Die Monopolkommission (2013, Tz. 378 f.) hat belegt, dass selbst die Höchstlast des Jahres 2012 (am 8.2.2012 um 18 Uhr) von 81,8 MW ohne Importe und bei minimaler Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien im Jahr 2012 sowie bei maximalem ungeplanten Leistungsausfall noch zu 116 % gedeckt war. In weiten Teilen des Jahres 2012 bestanden also Überkapazitäten von deutlich mehr als 16 % über die Nachfrage hinaus. Dass in einer solchen Situation mit Überkapazitäten der Bau weiterer Kraftwerke nicht profitabel sein kann, belegt kein Marktversagen, sondern vielmehr das Funktionieren des Marktmechanismus.

Ob nun der Energy-Only Markt in Deutschland auch in der Zukunft immer die (politisch) erwünschte Versorgungssicherheit garantieren kann, lässt sich heute natürlich nicht mit allerletzter Sicherheit sagen. Für die nächsten Jahre werden in der Tat geringe Zubauten bei Gas- und Steinkohlekraftwerken prognostiziert (vgl. Böckers et al., 2012) – dies jedoch in Zeiten hoher Überkapazitäten als ein Marktversagen in Form von Unterinvestitionen in Kraftwerkskapazitäten zu deuten, ist gewagt. Da Investitionen zunächst einmal Kosten verursachen, sind auch ineffizient hohe Überkapazitäten aus volkswirtschaftlicher Sicht zu vermeiden, sodass eine Zurückhaltung bei Investitionen nicht per se negativ zu beurteilen ist. Vielmehr dürfte es sich um eine durchaus effiziente Marktberichtigung handeln. Dennoch lässt sich auf Grundlage der heutigen Empirie – auch aufgrund der Zeit, die ein Kraftwerksbau (inkl. Planung) benötigt – natürlich nicht mit allerletzter Sicherheit sagen, ob der heutige Energy-Only-Markt auch in der Zukunft zu jedem Zeitpunkt die (politisch) gewünschte Versorgungssicherheit garantieren wird. Dies ist erstens der Tatsache geschuldet, dass (a) seit der Liberalisierung noch kein vollständiger Investitionszyklus durchlaufen wurde und daher stets ausreichend Kapazitäten in Form von Restbeständen aus der Zeit vor der Liberalisierung vorhanden waren und (b) in Erwartung des Atomausstiegs und steigender Strompreise viele Anbieter parallel – einem typischen Koordinationsproblem unterliegend – in neue Kapazitäten (vor allem Gaskraftwerke) investiert haben. Wie Böckers et al. (2012) berichten, wurden im Zeitraum von 2004 bis 2011 nur selten Preise über 100€/MWh (2,68% der Stunden) und so gut wie nie Preise über 500€/MWh (0,023% der Stunden) beobachtet. Aufgrund fehlender Knappheitssituationen ist dies jedoch nicht weiter verwunderlich. Die etwaige Unterfinanzierung eines neuen Spitzenlastkraftwerks auf Basis von Kalkulationen mit historischen Preisdaten kann daher nicht als Argument gegen die Funktionsfähigkeit des Energy-Only Marktes verwendet werden. Vielmehr kann ein solches Ergebnis auch als positiver Beleg für seine Funktionsfähigkeit gewertet werden, da bei Überkapazitäten durch niedrige Preise keine zusätzlichen Investitionen angereizt werden sollten. Es kann somit keineswegs als gesicherte Tatsache gelten, dass der deutsche Energy-Only Markt generell nicht die Vollkosten des letzten systemnotwendigen Kraftwerks decken kann. Zweitens verändert sich durch den geplanten Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien aber auch die Volatilität der Stromerzeugung und der Stromgroßhandelspreise, sodass zukünftige Investitionsvorhaben aus Sicht der investierenden Unternehmen anders zu kalkulieren sind als ähnliche Vorhaben zuvor. Das etwaige Finanzierungsproblem für neue Kraftwerke im deutschen Energy-Only Markt kann auch daher rühren, dass ein Lastabwurf zu Spitzenlastzeiten als günstiger angesehen wird als der Zubau weiterer Kraftwerke. Ein System, welches auch auf der Nachfrageseite flexibel reagieren kann, schafft Möglichkeiten zur Vermeidung von Stromausfällen und hilft zugleich Marktmacht einzudämmen. Eine Alternative zum Neubau oder Weiterbetrieb von Spitzenlastkraftwerken ist somit die Flexibilisierung des Verbrauchs auf der Nachfrageseite.

3.4. Weitere Gründe für Zurückhaltung bei Kraftwerksinvestitionen

Neben bekannten Gründen wie der teilweise mangelnden gesellschaftlichen Akzeptanz für Kraftwerksneubauten und politischen Risiken (aufgrund der geringen Halbwertszeit von energiepolitischen Programmen) sind zwei weitere Gründe für die Zurückhaltung beim Neubau von konventionellen Kraftwerken zu nennen: Zum einen hat das Bundeskartellamt (2011) in seiner Sektoruntersuchung dargelegt, dass Angebote oberhalb der kurzfristigen Grenzkosten für marktbeherrschende Unternehmen als Missbrauch der marktbeherrschenden Stellung zu interpretieren seien. Eine Abweichung von dieser Regel sei nur zu dulden, wenn das Unternehmen nachweisen könne, dass solche Angebote erforderlich sind, um die langfristigen Durchschnittskosten *über alle im Portfolio befindlichen Kraftwerke* (also nicht nur das pivotale Kraftwerk) zu decken. Wörtlich heißt es im Abschlussbericht zur Sektoruntersuchung: „Die Beschlussabteilung geht im Ergebnis davon aus, dass es bei Zugrundelegung des geltenden Auktionsmechanismus und der gegebenen Marktverhältnisse den Normadressaten der §§ 19, 29 GWB, Art. 102 AEUV (eigene Anmerkung: nur marktbeherrschende Unternehmen) grundsätzlich verwehrt ist, zu einem Preis oberhalb ihrer Grenzkosten anzubieten, es sei denn, das Unternehmen weist nach, dass ein entsprechender Markup erforderlich ist, um seine – bezogen auf das gesamte Kraftwerksportfolio – totalen Durchschnittskosten zu erwirtschaften“ (Bundeskartellamt, 2011, S. 26 f.).

Ökonomisch ist diese Auffassung, dass ein Preisaufschlag auf die kurzfristigen Grenzkosten nur zu rechtfertigen sei, wenn das marktbeherrschende Unternehmen ansonsten seine langfristigen Durchschnittskosten - bezogen auf das gesamte Kraftwerksportfolio- nicht erwirtschaften kann, nicht haltbar. Damit wird eine ansonsten regelmäßig als wettbewerbswidrig angesehene Quersubventionierung durch marktbeherrschende Unternehmen mit entsprechenden Marktverschlusseffekten geradezu induziert und der Wettbewerb strukturell gebremst. Ein solches Preisaufschlagsverbot kann, gepaart mit einer Abschaltverordnung, welche Kapazitätsstilllegungen erschwert, marktverschließende und investitionshemmende Effekte haben und so die Notwendigkeit eines Kapazitätsmechanismus erst künstlich induzieren. Als marktbeherrschend angesehene Unternehmen werden nicht in Spitzenlastkraftwerke investieren, sofern sie niemals zu Preisen über kurzfristigen Grenzkosten anbieten dürfen und somit Fixkosten nicht decken können. Und nicht marktbeherrschende Unternehmen werden nicht investieren, weil aufgrund der erzwungenen Preissetzung der Marktbeherrscher in Kombination mit der Abschaltverordnung, auch der profitable Betrieb eigener Spitzenlastkraftwerke unmöglich wird. Von der o.g. Interpretation sollte sich das Bundeskartellamt daher schnell verabschieden, bevor die geplante Markttransparenzstelle für Strom und Gas ihre Arbeit aufnimmt.

Zum anderen sind durch das Zusammenwachsen von Marktgebieten in Europa auch Kapazitäten im benachbarten Ausland bei Investitionsentscheidungen zu berücksichtigen. Die geographische Marktabgrenzung ist in der Tat nicht nur besonders bedeutsam für Investitionsentscheidungen, sondern auch für das Design eines etwaigen Kapazitätsmarktes, um eine etwaige Mindestreserve korrekt zu kalkulieren. Die Komplexität dieser Kalkulation nimmt dabei mit dem Ausmaß der räumlichen Abgrenzung zu, da die Hochlastphasen in Nachbarstaaten durchaus verschieden sind, sodass die Nachfrage in manchen Hochlastphasen durch ausländische Kapazitäten bedient werden kann (vgl. Böckers et al., 2012, S. 84 ff.). Dabei ist jedoch zu bedenken, dass die durch einen etwaigen deutschen Kapazitätsmarkt induzierten Erzeugungskapazitäten auch die Versorgungssicherheit anderer Staaten gewährleisten. Dies kann dazu führen, dass in den benachbarten Ländern weniger Kapazitäten vorgehalten werden müssen, da diejenigen bereits in Deutschland vorgehaltenen Kraftwerke, welche nur sehr selten gerufen werden, stets dann anderen Ländern zur Verfügung steht, wenn diese in Deutschland absehbar nicht gerufen werden. Letztlich wird also die optimale Verteilung der Kapazitäten auf die europäischen Nachbarländer verhindert, sowie eine Trittbrettfahrermöglichkeit für Nachbarstaaten geschaffen, die bereits zu großen Teilen finanzierten Kraftwerke des deutschen Kapazitätsmarktes für Spitzenlastzeiten zu nutzen, ohne selbst dafür die Kosten der Bereitstellung zu tragen.

Schließlich bleibt auch anzumerken, dass die Erwartung, dass Kapazitätsmechanismen eingeführt werden, selbst eine strategische Investitionszurückhaltung auslösen kann, um nach einer etwaigen Einführung von einer Förderung profitieren zu können.

4. Fazit

Ein systematisches, dauerhaftes Marktversagen auf dem Großhandelsmarkt für Strom ist aktuell nicht zu erkennen. Belastbare Anzeichen für einen Versorgungsengpass in den nächsten Jahren sind ebenfalls nicht ersichtlich. Vielmehr ist der deutsche Markt für Stromerzeugung nach wie vor durch deutliche Überkapazitäten gekennzeichnet. Regionale Versorgungsengpässe in Süddeutschland können am günstigsten durch den Ausbau der Übertragungsnetze behoben werden, benötigen darüber hinaus aber keinen dauerhaften Kapazitätsmechanismus. Durch einen solchen würde das bisher relativ einfache Marktsystem stark verkomplizieren. Mögliche Designfehlern könnten das Marktergebnis deutlich verzerren. Dem Lobbyismus würde das nächste Einfallstor geöffnet. Die Erfahrung absolut aller Kapazitätsmechanismen auf der gesamten Welt lehrt vor allem eines: Das Marktdesign ist nicht stabil, sondern wird in unterschiedlich kurzen Intervallen immer wieder verändert und angepasst. Die Vorstellung, heute ein langfristig stabiles Marktdesign zu entwerfen und zu implementieren, erscheint vor dem Hintergrund internationaler Erfahrungen doch etwas

optimistisch. Zudem bestehen deutliche Interdependenzen zwischen Kapazitätsmechanismen und Investitionen in den Netzausbau, welche erst ansatzweise analysiert worden sind (z. B. bei Höffler und Wambach, 2013).

Da der deutsche Strommarkt zudem noch immer durch deutliche Überkapazitäten gekennzeichnet ist, ist von einer kurzfristigen Einführung eines Kapazitätsmarktes und damit einer fundamentalen Veränderung des bestehenden Energy-Only Systems abzuraten. Eine heutige Änderung des Systems in Deutschland und eine abermalige Änderung auf europäischer Ebene, die bei einem Zusammenwachsen der Märkte notwendig wäre, würden erhebliche Unsicherheiten mit sich bringen. Wenn überhaupt, erscheint es ratsam, Kapazitätsmechanismen auf der Ebene der geographischen Markt- abgrenzung einzuführen und somit oftmals supranational und nicht national.

Möglich sind jedoch einige leicht zu implementierende Maßnahmen, um sich gegen erzeugungsseitig bedingte Stromausfälle abzusichern. So könnte die (rein technische) Preisobergrenze weiter angehoben werden, sodass Preise in Knappheitssituationen bis zum VoLL ansteigen könnten. Dadurch könnten Spitzenlastkraftwerke ggf. ihre Fixkosten decken und Stromnachfrager hätten den Anreiz Last abzuwerfen, sodass Knappheitssituationen marktlich abgebildet und gelöst würden. Zusätzlich könnten begrenzte strategische Kaltreserven gehalten werden. Diese müssten dann zu jeder Stunde zum VoLL bzw. zur Preisobergrenze in den Markt bieten. Im Falle einer extremen Knappheit würden diese Kraftwerke dann gerufen werden. So würden der Preismechanismus und die dadurch induzierten Investitionsanreize nicht durch diese außermärkliche Maßnahme beeinflusst werden.

Und schließlich sollte sich das Bundeskartellamt schnell von seiner Interpretation lösen, dass marktbeherrschende Unternehmen stets zu kurzfristigen Grenzkostenpreisen in den Markt bieten müssen. Dies wirkt marktverschließend und somit investitionshemmend und würde in anderen Fällen als wettbewerbswidrige Strategie ausgelegt werden.

Zusammenfassung: Dieser Beitrag spricht sich gegen eine hastige Einführung von Kapazitätsmechanismen in Deutschland aus. Ein systematisches, dauerhaftes Marktversagen auf dem Großhandelsmarkt für Strom, das eine solche Maßnahme rechtfertigen könnte, ist aktuell nicht zu erkennen. Weder die geringe Nachfrageelastizität, vorgebliche Eigenschaften öffentlicher Güter oder die ggf. mangelnde politische Akzeptanz von Preisspitzen belegen bei näherer Analyse ein Marktversagen des Energy-Only Marktes. Belastbare Anzeichen für einen systemweiten Versorgungsengpass in den nächsten Jahren sind ebenfalls nicht ersichtlich. Vielmehr ist der deutsche Markt für Stromerzeugung nach wie vor durch deutliche Überkapazitäten gekennzeichnet. Die Erfahrung

absolut aller Kapazitätsmechanismen auf der gesamten Welt lehrt zudem vor allem eines: Das Marktdesign ist nicht stabil, sondern wird in unterschiedlich kurzen Intervallen immer wieder verändert und angepasst. Die Vorstellung, heute ein langfristig stabiles Marktdesign zu entwerfen und zu implementieren, erscheint vor dem Hintergrund internationaler Erfahrungen doch etwas optimistisch. Möglich sind jedoch einige leicht zu implementierende Maßnahmen, um sich gegen erzeugungsseitig bedingte Stromausfälle abzusichern. So könnten begrenzte strategische Kaltreserven gehalten werden. Zudem sollte sich das Bundeskartellamt schnell von seiner Interpretation lösen, dass marktbeherrschende Unternehmen stets zu kurzfristigen Grenzkostenpreisen in den Markt bieten müssen. Diese Vorgabe wirkt marktverschließend und somit investitionshemmend und würde in anderen Fällen als wettbewerbswidrige Strategie ausgelegt werden.

Literatur

- Barth, H. und J. Niehues (2013), „Verteilungswirkungen des EEG“, in: *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, Bd. 37, S. 211-218.
- BDEW (2013), *Positionspapier: Der Weg zu neuen marktlichen Strukturen für das Gelingen der Energiewende Handlungsoptionen für die Politik*, Berlin, 18. September 2013
- Böckers, V., L. Giessing, J. Haucap., U. Heimeshoff und J. Rösch (2012), „Braucht Deutschland Kapazitätsmechanismen für Kraftwerke? Eine Analyse des deutschen Marktes für Stromerzeugung“, in: *Vierteljahrshefte zur Wirtschaftsforschung*, Bd. 81, S. 73-90.
- Bundeskartellamt (2011), *Sektoruntersuchung Stromerzeugung Stromgroßhandel*, Bericht gemäß § 32 GWB, Bonn.
- Bundesnetzagentur (2010), *Monitoringbericht 2010*, Bonn.
- Cramton, P. und A. Ockenfels (2012), “Economics and Design of Capacity Markets for the Power Sector”, in: *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, Bd. 36, S. 113-134.
- Cramton, P. und S. Stoft (2005), “A Capacity Market that Makes Sense”, in: *The Electricity Journal*, Vol. 18 (7), S. 43-54.
- Cramton, P. und S. Stoft (2006), *The Convergence of Market Designs for Adequate Generating Capacity with Special Attention to the CAISO's Resource Adequacy Problem*, A White Paper for the Electricity Oversight Board.
- Ecofys (2012), *Notwendigkeit von Kapazitätsmechanismen*. Berlin.
- EWI (2012), *Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign*, Gutachten für das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, März 2012.
- Frontier Economics/r2b energy consulting (2013), *Effizientes Regime für den Ausbau der EE, Weiterentwicklung des Energy-Only-Marktes und Erhaltung des EUETS*, Bericht für die RWE AG, April 2013.
- Giessing, L. und J. Haucap (2011), „Wie bilden sich die Preise auf dem deutschen Strommarkt“, in: S. Hentrich (Hrsg.), *Eine Wende zum Besseren? Herausforderungen der Energiepolitik für die Elektrizitätsversorgung*, Berlin, S. 31-74.

- Grimm, V. und G. Zöttl (2010a), "Investment Decisions in Liberalized Electricity Markets: The Impact of Market Design", in: H.J. Ramser und M. Stadler (Hrsg.): *Marktmacht. Wirtschaftswissenschaftliches Seminar Ottobeuren*, Band 39, Mohr Siebeck: Tübingen, S. 223-240.
- Grimm, V. und G. Zöttl (2010b), "Price Regulation under Demand Uncertainty", in: *The B.E. Journal of Theoretical Economics*, Vol. 10, Article 26.
- Grimm, V. und G. Zöttl (2013), „Investment Incentives and Electricity Spot Market Competition“, erscheint in: *Journal of Economics and Management Strategy*.
- Haucap, J. C. Klein & J. Kühling (2013), *Die Marktintegration der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien: Eine ökonomische und juristische Analyse*, Nomos Verlag: Baden-Baden.
- Höffler, F. und A. Wambach (2013), "Investment Coordination in Network Industries: The Case of Electricity Grid and Electricity Generation", EWI Working Paper No 13/12, Juni 2013.
- Joskow, P. (2008), "Capacity Payments in Imperfect Electricity Markets: Need and Design", in: *Utilities Policy*, Vol. 16 (3): S. 159-170.
- Joskow, P. und J. Tirole, (2007), "Reliability and Competitive Electricity Markets", in: *Rand Journal of Economics*, Vol. 38, S. 60-84.
- Monopolkommission (2013), *Sondergutachten 65: Energie 2013: Wettbewerb in Zeiten der Energiewende*, Bonn.
- VKU (2013), *Ein zukunftsfähiges Energiemarktdesign für Deutschland*, Studie von enervis und BET im Auftrag des VKU, September 2013.
- Zöttl, G. (2011), "On Optimal Scarcity Prices", in: *International Journal of Industrial Organization*, Vol. 29, S. 589-605.

BISHER ERSCHIENEN

- 51 Haucap, Justus, Braucht Deutschland einen Kapazitätsmarkt für eine sichere Stromversorgung?, November 2013.
- 50 Haucap, Justus und Kühling, Jürgen, Systemwettbewerb durch das Herkunftslandprinzip: Ein Beitrag zur Stärkung der Wachstums- und Wettbewerbsfähigkeit in der EU? – Eine ökonomische und rechtliche Analyse, September 2013.
- 49 Haucap, Justus, Heimeshoff, Ulrich, Klein, Gordon J., Rickert, Dennis und Wey, Christian, Herausforderungen in der Wettbewerbsanalyse: Die Bestimmung der Nachfragemacht am Beispiel des Lebensmitteleinzelhandels, September 2013.
- 48 Haucap, Justus, Heimeshoff, Ulrich, Klein, Gordon J., Rickert, Dennis und Wey, Christian, Wettbewerbsprobleme im Lebensmitteleinzelhandel, September 2013.
- 47 Falck, Oliver, Haucap, Justus, Kühling, Jürgen und Mang, Constantin, Alles Regulierung oder was? – Die Bedeutung der Nachfrageseite für eine wachstumsorientierte Telekommunikationspolitik, August 2013.
Erschienen in: ifo Schnelldienst, 66/15 (2013), S. 42-46.
- 46 Haucap, Justus und Mödl, Michael, Entwickeln sich wirtschaftswissenschaftliche Forschung und Politikberatung auseinander? – Warum engagieren sich nicht mehr ökonomische Spitzenforscher in der Politikberatung? Juli 2013.
Erschienen in: Wirtschaftsdienst, 93 (2013), S. 507-511.
- 45 Neyer, Ulrike und Vieten, Thomas, Die neue europäische Bankenaufsicht – eine kritische Würdigung, Juli 2013.
- 44 Haucap, Justus und Kehrer, Christiane, Suchmaschinen zwischen Wettbewerb und Monopol: Der Fall *Google*, Juni 2013.
- 43 Dewenter, Ralf und Heimeshoff, Ulrich, Neustrukturierung der öffentlich-rechtlichen Fernsehlandschaft: Theoretische Hintergründe und Reformoptionen, Juni 2013.
- 42 Coppik, Jürgen, Wirkungen einer Einführung des Konzeptes der vermeidbaren Kosten auf die Endverbraucher, Juni 2013.
- 41 Haucap, Justus und Heimeshoff, Ulrich, Vor- und Nachteile alternativer Allokationsmechanismen für das 900- und 1800-MHz-Frequenzspektrum, März 2013.
Erschienen in: List-Forum für Wirtschafts- und Finanzpolitik, 39 (2013), S. 71-90.
- 40 Haucap, Justus und Mödl, Michael, Zum Verhältnis von Spitzenforschung und Politikberatung. Eine empirische Analyse vor dem Hintergrund des Ökonomenstreits, März 2013.
Erscheint in: Perspektiven der Wirtschaftspolitik (2013).
- 39 Böckers, Veit, Coenen, Michael und Haucap, Justus, Stellungnahme zu: Mit mehr Marktwirtschaft die Energiewende aktiv gestalten - Verantwortung für den Energie- und Industriestandort Nordrhein-Westfalen übernehmen, Februar 2013.
- 38 Herr, Annika (Hrsg.), Beiträge zum Wettbewerb im Krankenhaus- und Arzneimittelmarkt - Band 2: Arzneimittel, Januar 2013.
- 37 Herr, Annika (Hrsg.), Beiträge zum Wettbewerb im Krankenhaus- und Arzneimittelmarkt - Band 1: Krankenhäuser, Januar 2013.

- 36 Dewenter, Ralf und Haucap, Justus, Ökonomische Auswirkungen der Einführung eines Leistungsschutzrechts für Presseinhalte im Internet (Leistungsschutzrecht für Presseverleger), Januar 2013.
- 35 Coenen, Michael und Haucap, Justus, Ökonomische Grundlagen der Anreizregulierung, November 2012.
Erschienen in: Holznagel, Bernd und Schütz, Rainer (Hrsg.), AregV, Anreizregulierungsverordnung, Kommentar, Beck: München 2013, S. 48-67.
- 34 Coenen, Michael und Haucap, Justus, Stellungnahme zum Entwurf des Gesetzes zur Förderung des Mittelstandes in Nordrhein-Westfalen (Mittelstandsförderungsgesetz), November 2012.
- 33 Haucap, Justus und Kühling, Jürgen, Zeit für eine grundlegende Reform der EEG-Förderung - das Quotenmodell, November 2012.
Erschienen in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 63/3 (2013), S. 41-49.
- 32 Haucap, Justus, Wie lange hält Googles Monopol?, November 2012.
Erschienen in: MedienWirtschaft: Zeitschrift für Medienmanagement und Kommunikationsökonomie, 9 (2012), S. 40-43.
- 31 Herr, Annika, Rationalisierung und Wettbewerb im Arzneimittelmarkt, Oktober 2012.
- 30 Smeets, Heinz-Dieter, Zum Stand der Staatsschuldenkrise in Europa, Oktober 2012.
Erschienen in: Jahrbuch für Wirtschaftswissenschaften, 63 (2012), S.125-169.
- 29 Barth, Anne-Kathrin und Heimeshoff, Ulrich, Der angemessene Kostenmaßstab für Terminierungsentgelte - „Pure LRIC“ vs. „KeL“, September 2012.
- 28 Haucap, Justus, Eine ökonomische Analyse der Überwälzbarkeit der Kernbrennstoffsteuer, September 2012.
Erschienen in: Zeitschrift für Wirtschaftspolitik, 61 (2012), S. 267-283.
- 27 Haucap, Justus, Lange, Mirjam R. J. und Wey, Christian, Nemo Omnibus Placet: Exzessive Regulierung und staatliche Willkür, Juli 2012.
Erschienen in: T. Theurl (Hrsg.), Akzeptanzprobleme der Marktwirtschaft: Ursachen und wirtschaftspolitische Konsequenzen, Duncker & Humblot: Berlin 2013, S. 145-167.
- 26 Bataille, Marc, Die Anwendung theoretischer Wettbewerbskonzepte auf den Busliniennahverkehr, Mai 2012.
Erschienen in: List-Forum für Wirtschafts- und Finanzpolitik, 38 (2012), S. 56-99.
- 25 Haucap, Justus, Tarifeinheit nicht durch Gesetz verankern, Mai 2012.
Erschienen in: Wirtschaftsdienst, 92 (2012), S. 299-303.
- 24 Böckers, Veit, Giessing, Leonie, Haucap, Justus, Heimeshoff, Ulrich und Rösch, Jürgen, Braucht Deutschland einen Kapazitätsmarkt für Kraftwerke? Eine Analyse des deutschen Marktes für Stromerzeugung, Januar 2012.
Erschienen in: Vierteljahrshefte zur Wirtschaftsforschung, 81 (2012), S. 73-90.
- 23 Haucap, Justus und Heimeshoff, Ulrich, Sind Moscheen in Deutschland NIMBY-Güter?, Januar 2012.
Erschienen in: R. Schomaker, C. Müller, A. Knorr (Hrsg.), Migration und Integration als wirtschaftliche und gesellschaftliche Ordnungsprobleme, Lucius & Lucius: Stuttgart 2012, S. 163-184.
- 22 Haucap, Justus und Klein, Gordon J., Einschränkungen der Preisgestaltung im Einzelhandel aus wettbewerbsökonomischer Perspektive, Januar 2012.
Erschienen in: D. Ahlert (Hrsg.), Vertikale Preis- und Markenpflege im Kreuzfeuer des Kartellrechts, Gabler Verlag: Wiesbaden 2012, S. 169-186.

- 21 Wey, Christian, Nachfragemacht im Handel, Dezember 2011.
Erschienen in: FIW (Hrsg.), Schwerpunkte des Kartellrechts 2009/2010: Referate des 37. und 38. FIW-Seminars, Carl Heymanns Verlag: Köln 2011, S. 149-160.
- 20 Smeets, Heinz-Dieter, Staatsschuldenkrise in Europa - Ist die Finanzierung der Schuldnerländer alternativlos?, November 2011.
Erschienen in: Dialog Handwerk, Nordrhein-Westfälischer Handwerkstag, 2 (2011).
- 19 Haucap, Justus, Steuern, Wettbewerb und Wettbewerbsneutralität, Oktober 2011.
Erschienen in: Perspektiven der Wirtschaftspolitik, 13 (2012), S. 103-115.
- 18 Bräuninger, Michael, Haucap, Justus und Muck, Johannes, Was lesen und schätzen Ökonomen im Jahr 2011?, August 2011.
Erschienen in: Perspektiven der Wirtschaftspolitik, 12 (2011), S. 339-371.
- 17 Coenen, Michael, Haucap, Justus, Herr, Annika und Kuchinke, Björn A., Wettbewerbspotenziale im deutschen Apothekenmarkt, Juli 2011.
Erschienen in: ORDO – Jahrbuch für die Ordnung von Wirtschaft und Gesellschaft, 62 (2011), S. 205-229.
- 16 Haucap, Justus und Wenzel, Tobias, Wettbewerb im Internet: Was ist online anders als offline?, Juli 2011.
Erschienen in: Zeitschrift für Wirtschaftspolitik, 60 (2011), S. 200-211.
- 15 Gersdorf, Hubertus, Netzneutralität: Regulierungsbedarf?, Juli 2011.
Erschienen in: Zeitschrift für Wirtschaftspolitik, 60 (2011), S. 187-199.
- 14 Kruse, Jörn, Ökonomische Grundlagen des Wettbewerbs im Internet, Juli 2011.
Erschienen in: Zeitschrift für Wirtschaftspolitik, 60 (2011), S. 175-186.
- 13 Coenen, Michael, Haucap, Justus und Herr, Annika, Regionalität: Wettbewerbliche Überlegungen zum Krankenhausmarkt, Juni 2011.
Erschienen in: J. Klauber et al. (Hrsg.), Krankenhausreport 2012, Schattauer: Stuttgart 2012, S. 149-163.
- 12 Stühmeier, Torben, Das Leistungsschutzrecht für Presseverleger: Eine ordnungspolitische Analyse, Juni 2011.
Erschienen in: Zeitschrift für Wirtschaftspolitik, 61 (2012), S. 82-102.
- 11 Haucap, Justus und Coenen, Michael, Mehr Plan- als Marktwirtschaft in der energiepolitischen Strategie 2020 der Europäischen Kommission, April 2011.
Erschienen in: D. Joost, H. Oetker, M. Paschke (Hrsg.), Festschrift für Franz Jürgen Säcker zum 70. Geburtstag, Verlag C. H. Beck: München 2011, S. 721-736.
- 10 Göddeke, Anna, Haucap, Justus, Herr, Annika und Wey, Christian, Stabilität und Wandel von Arbeitsmarktinstitutionen aus wettbewerbsökonomischer Sicht, März 2011.
Erschienen in: Zeitschrift für Arbeitsmarktforschung, 44 (2011), S. 143-154.
- 09 Haucap, Justus, Steuerharmonisierung oder Steuerwettbewerb in Europa?, Dezember 2010.
Erschienen in: Zeitschrift für das gesamte Kreditwesen, 64 (2011), S. 25-28.
- 08 Haucap, Justus, Eingeschränkte Rationalität in der Wettbewerbsökonomie, Dezember 2010.
Erschienen in: H. Michael Piper (Hrsg.), Neues aus Wissenschaft und Lehre. Jahrbuch der Heinrich-Heine-Universität Düsseldorf 2010, Düsseldorf University Press: Düsseldorf 2011, S. 495-507.

- 07 Bataille, Marc und Coenen, Michael, Zugangsentgelte zur Infrastruktur der Deutsche Bahn AG: Fluch oder Segen durch vertikale Separierung?, Dezember 2010.
Erschienen in: Zeitschrift für Wirtschaftspolitik, 60 (2011), S. 370-388.
- 06 Normann, Hans-Theo, Experimentelle Ökonomik für die Wettbewerbspolitik, Dezember 2010.
Erschienen in: H. Michael Piper (Hrsg.), Neues aus Wissenschaft und Lehre. Jahrbuch der Heinrich-Heine-Universität Düsseldorf 2010, Düsseldorf University Press: Düsseldorf 2011, S. 509-522.
- 05 Baake, Pio, Kuchinke, Björn A. und Wey, Christian, Wettbewerb und Wettbewerbsvorschriften im Gesundheitswesen, November 2010.
Erschienen in: Björn A. Kuchinke, Thorsten Sundmacher, Jürgen Zerth (Hrsg.), Wettbewerb und Gesundheitskapital, DIBOGS-Beiträge zur Gesundheitsökonomie und Sozialpolitik, Universitätsverlag Ilmenau: Ilmenau 2010, S. 10-22.
- 04 Haucap, Justus, Heimeshoff, Ulrich und Stühmeier, Torben, Wettbewerb im deutschen Mobilfunkmarkt, September 2010.
Erschienen in: Zeitschrift für Wirtschaftspolitik, 60 (2011), S. 240-267.
- 03 Haucap, Justus und Coenen, Michael, Industriepolitische Konsequenzen der Wirtschaftskrise, September 2010.
Erschienen in: Theresia Theurl (Hrsg.), Wirtschaftspolitische Konsequenzen der Finanz- und Wirtschaftskrise, Schriften des Vereins für Socialpolitik, Band 329, Duncker & Humboldt: Berlin 2010, S. 57-84.
- 02 Haucap, Justus, Heimeshoff, Ulrich und Uhde, Andre, Zur Neuregulierung des Bankensektors nach der Finanzkrise: Bewertung der Reformvorhaben der EU aus ordnungspolitischer Sicht, September 2010.
Erschienen in: Albrecht Michler, Heinz-Dieter Smeets (Hrsg.), Die aktuelle Finanzkrise: Bestandsaufnahme und Lehren für die Zukunft, Lucius & Lucius: Stuttgart 2011, S. 185 -207.
- 01 Haucap, Justus und Coenen, Michael, Regulierung und Deregulierung in Telekommunikationsmärkten: Theorie und Praxis, September 2010.
Erschienen in: Stefan Bechtold, Joachim Jickeli, Mathias Rohe (Hrsg.), Recht, Ordnung und Wettbewerb: Festschrift zum 70. Geburtstag von Wernhard Möschel, Nomos Verlag: Baden-Baden 2011, S. 1005-1026.

Heinrich-Heine-Universität Düsseldorf

**Düsseldorfer Institut für
Wettbewerbsökonomie (DICE)**

Universitätsstraße 1_ 40225 Düsseldorf
www.dice.hhu.de