



Zusammenfassung April 2012

Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign

Hintergrund und Zielsetzung der Studie

In der vorliegenden Studie wird diskutiert, ob die heutige Beschaffenheit des deutschen Strommarktes langfristig eine ausreichend hohe Versorgungssicherheit gewährleisten kann. Zunächst wird analysiert, ob im deutschen Strommarkt genügend Anreize zur Investition in konventionelle Erzeugungskapazitäten bestehen. Dazu wird abgeschätzt, ob die Erlöse auf dem Energy-Only Markt (bestehend aus Stromspot-, Termin- und Regenergiemarkt) ausreichend sind, um die gesamten Kosten, inklusive der Kapitalkosten, aller benötigten Erzeugungskapazitäten zu decken. Daran schließt die Frage an, ob Kapazitätsmechanismen in Erwägung gezogen werden sollten. Zudem werden zwei mögliche Kapazitätsmechanismen vorgestellt.

Spezifische Eigenschaften eines liberalisierten Strommarktes (s. Abb. 1) könnten dazu führen, dass eine als ausreichend angesehene Sicherheit der Stromversorgung in Deutschland nicht dauerhaft gewährleistet ist.

Ein wesentliches Problem besteht darin, dass die Stromnachfrage kurzfristig nur wenig preiselastisch ist. Auf steigende Preise reagiert sie kaum mit einem Mengenrückgang. Der Preis als Signal für Knappheit wirkt daher nur eingeschränkt. Dies kann zu Blackouts führen und die Ausübung von Marktmacht in Knappheitssituationen begünstigen.

Um das Potenzial zur Ausübung von Marktmacht zu begrenzen oder um allgemein extreme Preisspitzen zu unterdrücken, werden auf liberalisierten Strommärkten häufig explizite oder implizite Preisobergrenzen gesetzt.

Solche Preisobergrenzen wiederum reduzieren die erzielbaren Deckungsbeiträge der Kraftwerke. Insbesondere bei Grenzkraftwerken, also solchen Kraftwerken, die hohe variable Erzeugungskosten haben und die zudem schwach ausgelastet sind, besteht die Gefahr, dass sie ihre Investitionen nicht über die Strommärkte zurückverdienen können.

Besteht das Problem der Unterfinanzierung, wird zu wenig investiert und es entsteht eine Kapazitätslücke in der langen Frist.

Ein Unterfinanzierungsproblem von Grenzkraftwerken kann auch in Märkten ohne oder mit einem geringen Anteil erneuerbarer Energien auftreten. Wenngleich daher erneuerbare Energien das Problem nicht originär verursachen, vergrößern sie es aber möglicherweise.

Neben der Sicherstellung von Versorgungssicherheit gibt es noch andere Aspekte des Strommarktdesigns, die derzeit diskutiert werden, aber nicht im Mittelpunkt des vorliegenden Gutachtens stehen. Aufgrund des längerfristigen Analysezeitraums wird auch auf spezifische regionale Probleme der Versorgungssicherheit nicht eingegangen.

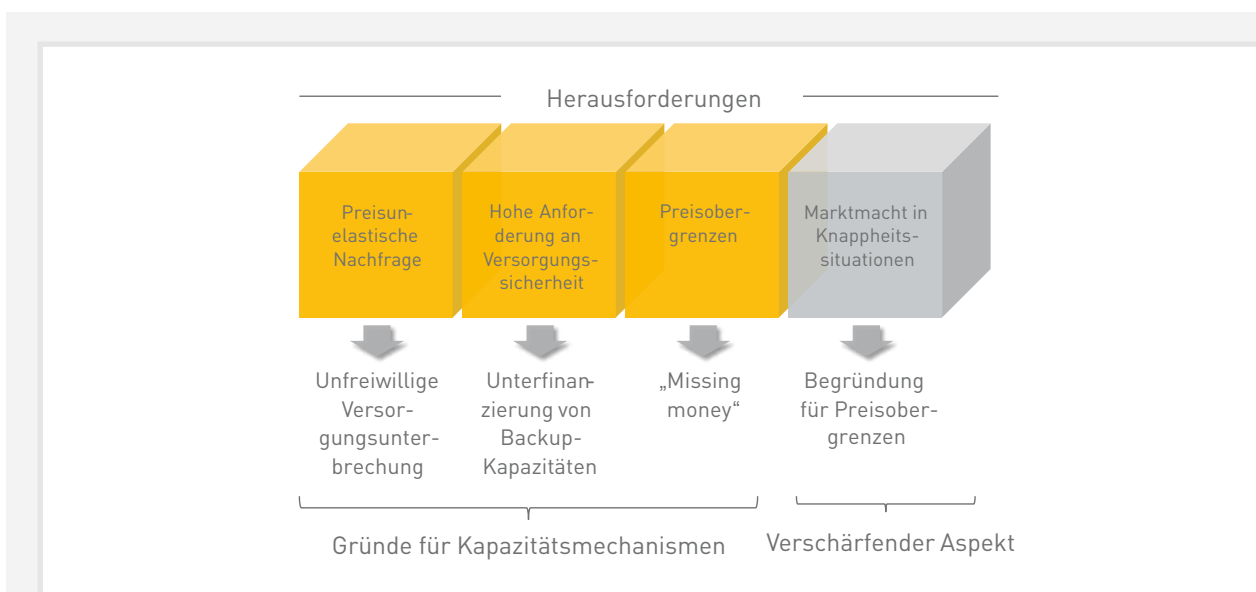


Abb. 1: Herausforderungen in liberalisierten Strommärkten [EWI]

Simulation des Stromerzeugungssystems bis 2030

Zur Untersuchung der Sicherheit der Versorgung mit elektrischer Energie wird zunächst modellgestützt analysiert, wie sich der konventionelle Teil des Stromerzeugungssystems bis 2020 und 2030 entwickeln müsste, um die Stromnachfrage in Europa kostenminimal zu befriedigen. Das Niveau der Versorgungssicherheit wird dabei exogen vorgegeben. Die Modellierung berücksichtigt aktuelle politische Rahmenbedingungen wie EEG-Strommengenziele oder den Ausstieg Deutschlands aus der Kernenergie.

Auf Basis der Modellergebnisse wird diskutiert, ob sich die zur Sicherstellung des gewünschten Niveaus der Versorgungssicherheit notwendigen Erzeugungskapazitäten über die Gütermärkte refinanzieren könnten. Die Simulation ist hilfreich, um die quantitative Komponente des Problems zu verstehen: Beispielsweise wird deutlich, dass die Energiewende zwar strukturell den Markt nicht ändert, vorhandene Probleme aber verstärkt.

Europäisches Stromsystemmodell

Das verwendete Modell DIMENSION ist ein Simulationsmodell für die langfristige kostenminimale Entwicklung des europäischen Stromsystems. Der Simulationsprozess in diesem Projekt ist zweistufig: Zunächst werden die Investitionen in Erzeugungskapazitäten bis 2030 simuliert. Dabei werden für die Stichjahre 2015, 2020, 2025 und 2030 neu errichtete und stillgelegte Kapazitäten ermittelt. Das Modell ermittelt dabei die kostengünstigste Struktur aus Kraftwerken und Speichern zur Deckung der Nachfrage. Im zweiten Schritt werden die Kapazitäten der Stichjahre 2020 und 2030 fixiert und für diese Stichjahre ein stündlich aufgelöster Dispatch simuliert. Abbildung 2 zeigt die Länder, die in den Simulationen verwendet wurden. Das europäische Ausland wurde berücksichtigt, um den Dispatch in Deutschland und damit die Systemgrenzkosten adäquat abbilden zu können.

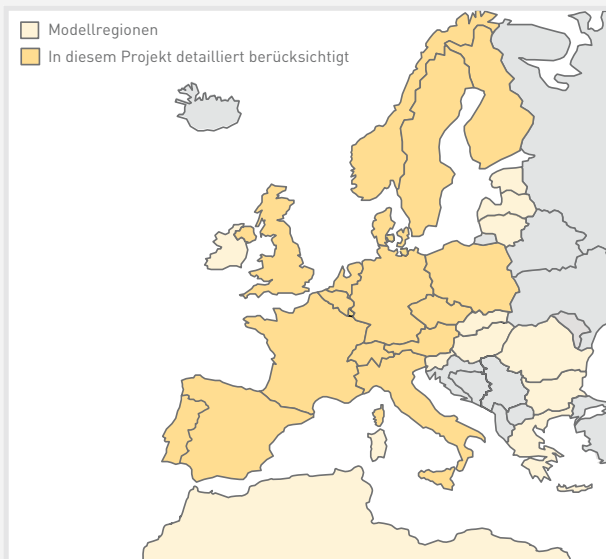


Abb. 2: Im Modell DIMENSION abgebildete Regionen [EWI]

Szenarienannahmen

Es werden drei Szenarien berechnet, in denen die Stromnachfrage variiert wird. Im Referenzszenario wird eine bis 2030 konstante Stromnachfrage und eine konstante Spitzenlast unterstellt. Als Basis werden die Stromnachfrage des Jahres 2010 und die Netzlast des Jahres 2009 verwendet. Daraus resultiert eine Jahreshöchstlast von 89 GW.

Die Errichtung von erneuerbaren Energien ist exogen vorgegeben und nicht Teil der Optimierung. Die Kapazitäten der erneuerbaren Energien (EE) bis 2020 werden aus den nationalen Plänen der verschiedenen Staaten (NREAP) genommen und dann fortgeschrieben.

Die Zubauten der Kapazitäten der Grenzkuppelstellen werden, wie im Ten Year Network Development Plan (TYNDP) von ENTSO-E vorgesehen, berücksichtigt. Für den inländischen deutschen Netzausbau wird unterstellt, dass keine signifikanten Netzengpässe existieren. Es wird damit angenommen, dass die EE-Ziele nicht von Netzengpässen beeinträchtigt werden und in der Folge auch für konventionelle Kapazitäten Netzrestriktionen nicht relevant sind („Deutschland als Kupferplatte“).

Die unterstellten Anforderungen an die Versorgungssicherheit sind hoch. Beispielsweise wurde eine Sicherstellung der Stromversorgung mit nationalen Kapazitäten gefordert. Die inländischen Kapazitäten müssen eine Nachfragedeckung in Stunden der Spitzenlast mit einer Wahrscheinlichkeit von 99% gewährleisten. Dies führt zu einer großen Gesamtmenge installierter Kapazität in Deutschland, weil für Photovoltaik- und Windkraftanlagen Back-up Kapazitäten vorgehalten werden müssen.

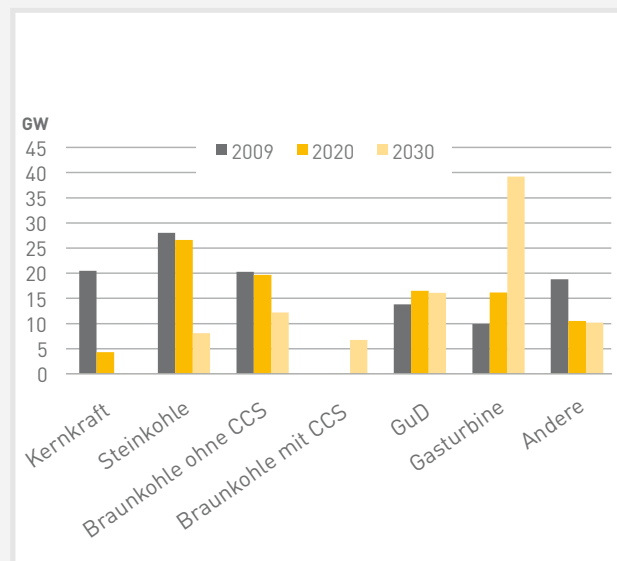


Abb. 3: Nettoleistung der konventionellen Kraftwerke nach Technologie [EWI]

Ergebnisse der Simulation

Unter der Annahme einer konstanten Stromnachfrage bis 2030 werden bis dahin rund 44,5 GW Gaskraftwerke zu-gebaut. Davon entfallen 39 GW auf Gasturbinen, die sich durch niedrige spezifische Investitionskosten auszeichnen. Zusätzlich werden 6,7 GW Braunkohlekraftwerke mit CCS-Technologie errichtet. Steinkohlekraftwerke und Speicher werden in den Simulationen nicht zugebaut. Ab-bildung 3 zeigt die modellendogen zugebauten Kapazitäten in der Übersicht.

Um die grenzkostenbasierten Erlöse für einzelne Kraftwerkstypen berechnen zu können, wird ein hochaufge-löster Dispatch mit 8760 Stunden für die Jahre 2020 und 2030 simuliert. Für jede Stunde der Jahre 2020 und 2030 wird der Einsatz der Kraftwerke sowie die Systemgrenz-kosten berechnet.

Abbildung 4 zeigt die Volllaststunden der konventionellen Kraftwerke. Die Gasturbinenkraftwerke im Umfang von 16,2 GW im Jahr 2020 haben im Modell für dieses Jahr eine reine Back-up Funktion und produzieren auch in 2030 nur sehr wenig Strom. Es wird deutlich, dass die Gas- und Dampf-Kombikraftwerke (GuD-Kraftwerke) zur Stromer-zeugung errichtet werden, während die Gasturbinenkraft-werke eine Back-up Funktion übernehmen, um die Ein-speisung fluktuierender Erzeuger abzusichern. Im Jahr 2030 verzeichnen die Gasturbinen 136 Volllaststunden, die sich auf insgesamt 762 Produktionsstunden verteilen. In diesem Stichjahr wird in keiner Stunde mehr als 80% der Gasturbinenkapazität genutzt. Es gibt keine Stunde, in der es nur annähernd zu einer vollständigen Auslastung des Kraftwerksparks kommt.

Ursache für die sehr geringe Auslastung der Gasturbinen im Modell ist eine „doppelte Vorsorge“ für das

Zusammentreffen von Spitzenlast und sehr geringer EE-Einspeisung. Dieses Zusammentreffen kommt in dem im Modell unterstellten „typischen“ Windjahr nicht vor, so dass auch an den Winterabenden, in denen die Jahres-höchstlast realisiert wird, reichlich Windeinspeisung zur Verfügung steht und die Gasturbinen aus der Merit Order verdrängt werden. Dass das Zusammentreffen von Spit-zenlast und geringer EE-Einspeisung, für das im Modell Vorsorge getroffen wird, nicht gänzlich unrealistisch ist, legen die Winddaten des November 2011 nahe (s. Abb. 5). Hier war die Windeinspeisung sehr gering und sogar über drei Tage am Stück unter 5% der installierten Kapazität (dem Wert, der in der Studie als mindestens verfügbar unterstellt wurde).

Die Grenzkraftwerke (Gasturbinen) haben also vorrangig eine Absicherungsfunktion und weisen nur sehr wenige Betriebsstunden auf. Wie erwartet können die Gasturbinen, zum Teil aber auch inframarginale Kraftwerke (GuD-Kraftwerke), ihre Investitionen nicht zurückverdienen, wenn unterstellt wird, dass der Strompreis die Systemgrenzkosten nicht übersteigt.

In einem weiteren Schritt wird ein simultanes Gleichge-wicht auf dem Spotmarkt und dem Markt für positive Re-gelleistung simuliert und es werden Leistungspreise für positive Regelleistung geschätzt. Dazu werden die Gebote einzelner Kraftwerke auf Basis der Bewertung einer al-ternativen Teilnahme am Spotmarkt ermittelt. Die Grenz-kraftwerke können so Zusatzerlöse erwirtschaften, die zwar signifikant sind, die Finanzierungslücke aber nicht schließen. Ob es zu Zusatzerlösen kommt, hängt zudem sensitiv von den Modellparametern ab: Je nach Parame-terkonstellation ist es möglich, dass die Leistungspreise auf den Regelenergiemärkten kollabieren.



Abb. 4: Volllaststunden der konventionellen Kraftwerke nach Kraftwerkstyp [EWI]

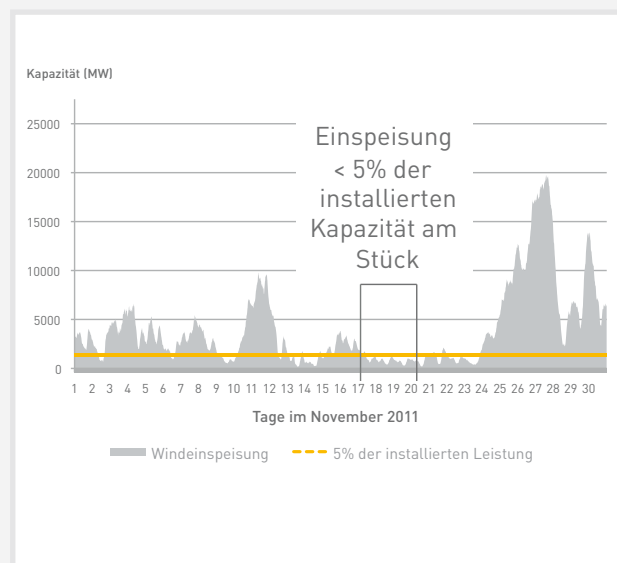


Abb. 5: Windeinspeisung im November 2011 [eigene Darstellung auf Basis von Daten von EEX Transparency (2012)]

Nachfrageflexibilisierung

Durch eine Flexibilisierung der Nachfrageseite könnten drei Probleme adressiert werden: 1) Der Bedarf an Back-up Kapazitäten kann reduziert werden. 2) Versorgungsunterbrechungen in Knappheitssituationen können vermieden werden. 3) Wenn die flexible Nachfrage den Preis oberhalb der Erzeugungskosten der Grenzkraftwerke setzt, können die Back-up Kapazitäten (zusätzliche) Erlöse zur Deckung der Fixkosten erzielen.

Zunächst wird qualitativ dargestellt, wie sich die Nachfragefunktion auf dem Großhandelsmarkt verändert, wenn ein Teil der Stromnachfrage mittels Demand Side Management (DSM)-Kapazitäten kurzfristig flexibel auf Preise reagieren kann. Dies ermöglicht Abschätzungen für die Kombinationen von Nachfrageflexibilität, Knappheitsstunden und -preisen, die erforderlich wären, damit sich die Grenzerzeugungstechnologien über den Strommarkt finanzieren können.

Anschließend wird den so abgeleiteten hypothetischen Zielkombinationen von Nachfrageflexibilität, Knappheitsstunden und -preisen das technische Potenzial von DSM-Maßnahmen in Deutschland gegenübergestellt.

Schematische Wirkung von DSM-Maßnahmen

Demand Side Management Maßnahmen können die Spitzenlast reduzieren, wodurch Grenzkraftwerkskapazität eingespart werden kann. Abbildung 6 zeigt ein Marktergebnis, das sich in der Stunde mit der höchsten Residuallast bei einem Potenzial zur Lastreduktion in Höhe von X GW einstellen könnte. In dieser Stunde wird q_2 nachgefragt. Der Markträumungspreis entspricht der Preisobergrenze p_{max} . Der DSM-Anbieter mit Kosten der Lastreduktion in Höhe von p_2 ist preissetzend: Er verdient auf dem Spotmarkt gerade seine Kosten und ist damit indifferent zwischen „Produktion“ oder „Reduktion“. Die günstigeren

DSM-Maßnahmen erzielen demgegenüber sogar kurzfristige Gewinne, genau wie die Grenzkraftwerke, die $p_2 - c_{gas}$ erwirtschaften können.

Durch die Integration von DSM-Maßnahmen kann der Bedarf an Grenzkraftwerken sinken (hier um X). Zusätzlich kann sich die Anzahl der Stunden, in denen die Grenzkraftwerke inframarginal sind und in denen sie Deckungsbeiträge in Höhe von mindestens $p_1 - c_{gas}$ verdienen können, erhöhen.

Es stellt sich die Frage, ob die so erzielten Deckungsbeiträge der Grenzkraftwerke ausreichen, damit diese ihre Investitionen verdienen können. Weil sowohl das DSM-Potenzial als auch die Kosten der Lastreduktion der DSM-Maßnahmen unabhängig von den Kapitalkosten der Grenzkraftwerke sind, ist es denkbar, dass sich die benötigte Leistung an Grenzkraftwerken in Höhe von $q_2 - q_3$ nicht finanzieren kann.

Abbildung 7 zeigt für das Jahr 2020 wie DSM-Potenzial und Durchschnittspreise in Stunden, in denen DSM preissetzend ist, zusammenhängen. Auf der horizontalen Achse ist das hypothetische DSM-Potenzial in Spitzenlaststunden abgetragen: Wenn 15 GW DSM-Potenzial zur Verfügung stehen, dann ist DSM in 26 Stunden des Jahres preissetzend. In diesen Stunden müsste sich ein durchschnittlicher Knappheitspreis in Höhe von 1780 €/MWh einstellen, damit die Gasturbinen-Technologie (Grenzkraftwerk in unserem Modell) ihre Investitionskosten erwirtschaften kann. Der Bedarf an Gasturbinen würde in diesem Fall entsprechend um 15 GW reduziert.

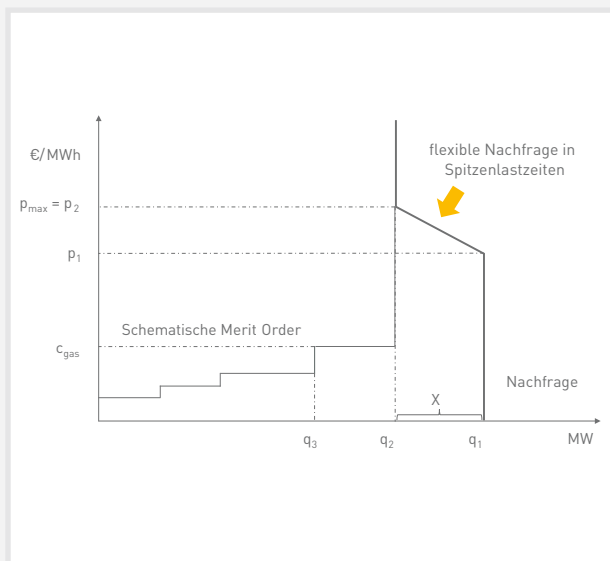


Abb. 6: Marktsituation bei vorgegebener Erzeugungskapazität mit preissetzendem DSM [EWI]

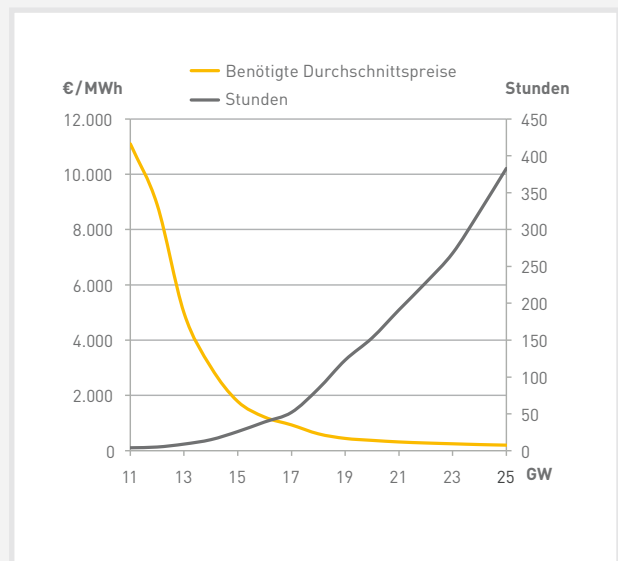


Abb. 7: Zusammenhang zwischen DSM-Potenzial und erforderlichen Knappheitspreisen im Jahr 2020 [EWI]

Technisches DSM-Potenzial zur Spitzenlastreduktion

Anschließend wird das technische Potenzial von DSM-Maßnahmen analysiert, die geeignet sind, Nachfrage in größerem Umfang zu flexibilisieren.

Steuerbare Prozesse finden sich in allen Bereichen der Stromnachfrage. Das technische Potenzial von Demand Side Management zur Spitzenlastreduktion wird für fünf verschiedene Sektoren abgeleitet: Energieintensive Industrie, Gewerbe-Handel-Dienstleistungen (GHD), Haushaltssektor, kommunaler Sektor, Transportsektor.

Das technische Potenzial von DSM variiert mit der Tageszeit, dem Wochentag und der Jahreszeit.

Abbildung 8 zeigt das maximale Lastreduktionspotenzial in einzelnen Stunden an einem Wochentag im Winter. Die historisch maximale Stromnachfrage wurde in Deutschland am 1. Dezember 2010 um 18.00 Uhr verzeichnet. Generell werden die Stunden der Jahreshöchstlast in Deutschland im Winter zwischen 17.00 Uhr und 21.00 Uhr erreicht. In diesem Zeitraum liegt das ermittelte technisch erschließbare Reduktionspotenzial derzeit zwischen 12,5 und 14 GW, wobei gut die Hälfte im Haushaltssektor zu realisieren wäre.

Wenn dieses Potenzial tatsächlich vollständig erschlossen würde, dann würden die im Vorabschnitt genannten Größenordnungen von Knappheitsstunden und -preisen möglicherweise erreicht, die notwendig wären, damit sich die zur Versorgungssicherheit notwendigen verbleibenden Gasturbinen über den Strommarkt finanzieren könnten.

Es gibt jedoch drei wesentliche Gründe, die daran zweifeln lassen, dass mittelfristig die Nachfrageflexibilisierung

über DSM ausreicht: 1) Viele Anwendungen können nur zeitlich (um wenige Stunden) verschoben werden, wodurch sie sich nur bedingt eignen, Gasturbinen in ihrer Back-up Funktion zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit zu ersetzen. 2) Die Grenzkosten vieler Prozesse sind niedrig, wodurch sie sich links neben den Grenzkraftwerken in der Merit Order einordnen. 3) Die Erschließungskosten vieler Anwendungen sind auch mittelfristig zu hoch, um eine kostengünstige Alternative zu Gasturbinen zu sein.

Diese quantitative Abschätzung legt nahe, dass das DSM-Potenzial zu gering ist, um verlässlich Versorgungssicherheit in einer Energy-Only-Marktlösung mittels der Flexibilisierung der Nachfrage zu ermöglichen.

Die Analysen belegen nicht eindeutig, dass ein Energy-Only Markt mit hinreichender Versorgungssicherheit nicht funktionieren kann. Sie liefern aber Hinweise dafür, dass ein Energy-Only Markt zunehmend vor signifikante Herausforderungen gestellt wird, im Besonderen um das hier angenommene hohe Niveau an Versorgungssicherheit zu garantieren.

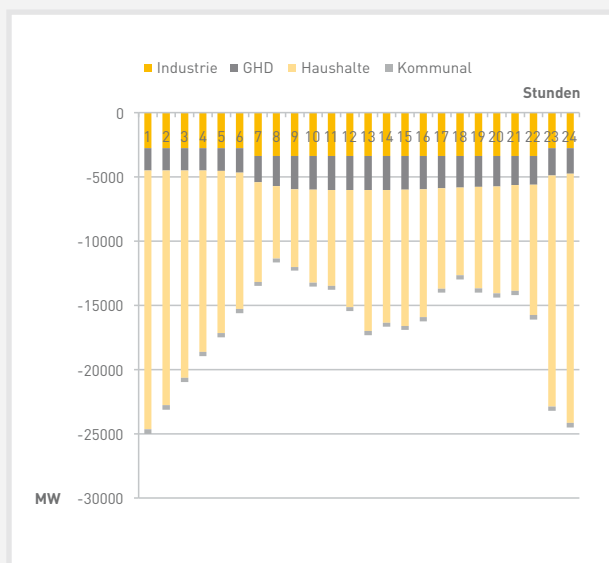


Abb. 8: Technisches Lastreduktionspotenzial in einzelnen Stunden, simuliert für Mi 1.12.2010 [EW]

Kapazitätsmechanismen

Kapazitätsmechanismen versuchen, das Problem der Unterfinanzierung von (Grenz-) Kraftwerken zu überwinden, indem sie zusätzliche Anreize für Investitionen in Kraftwerke schaffen. In der Literatur wird eine Vielzahl von Varianten diskutiert, und auch in der Praxis werden unterschiedliche Mechanismen verwendet.

Das vorliegende Gutachten konzentriert sich auf die Ausarbeitung und Analyse zweier Kapazitätsmechanismen. Dabei setzt der erste Mechanismus (Strategische Reserve) an der physischen Erzeugungskapazität an. Der zweite Mechanismus (Versorgungssicherheitsverträge) zielt umfassender darauf ab, einen Markt für Versorgungssicherheit zu schaffen. Beiden Mechanismen ist gemein, dass eine zentrale Stelle ein bestimmtes anzustrebendes Niveau an Versorgungssicherheit vorgibt.

Die Strategische Reserve ist ein Konzept, das vordergründig nur geringe Eingriffe in bestehende Märkte verspricht. Sie wird dem normalen Strommarkt zusätzlich zur Seite gestellt. Dafür müssen für jede Strategische Reserve zwei zentrale Fragen beantwortet werden: (1) Wann wird sie aktiviert? (2) Wenn sie eingesetzt wird, zu welchen Konditionen bietet sie in den Strommarkt? Andere Probleme als die Bereitstellung ausreichender Kapazitäten werden durch die Strategische Reserve nicht adressiert.

Die Versorgungssicherheitsverträge stellen demgegenüber eine umfangreichere Ergänzung der bestehenden Märkte dar. Ein entsprechendes Marktdesign ermöglicht eine effiziente Bereitstellung der benötigten Kapazität, ohne bestehende Märkte zu verzerren. Neben der Versorgungssicherheit werden auch das Potenzial zur Ausübung von Marktmacht auf dem Strommarkt in Knappheitssituationen und das Preisrisiko von Stromkäufern und Stromerzeugern adressiert.

Strategische Reserve

Für die Strategische Reserve wird der Strommarkt in den Gütermarkt und in den Bereich der Strategischen Reserve aufgeteilt. Der Gütermarkt funktioniert wie der herkömmliche Strommarkt: Investitionen müssen sich durch Erlöse auf dem Großhandels- und dem Regelenergiemarkt finanzieren. Die Strategische Reserve wird zentral als Back-up Kapazität im Rahmen einer Auktion beschafft und finanziert sich durch die Zahlungen dieser Auktion.

In der von uns betrachteten Variante wird die Strategische Reserve nur in Knappheitssituationen eingesetzt, die so definiert sind, dass der Strompreis einen vorab festgelegten (hohen) Auslösungspreis überschreitet. In diesem Fall wird die Reserve zu diesem Auslösungspreis in den Markt geboten. Allerdings erhalten nicht die Eigentümer der Reservekapazität den hohen Auslösungspreis, sondern eine zentrale Instanz behält diese Umsätze ein (z.B. die Regulierungsbehörde, die sie zur Senkung der Netzentgelte verwenden kann). Kapazitäten der Strategischen Reserve finanzieren sich durch die Zahlungen, die sie in der Auktion erhalten, in der die Strategische Reserve beschafft wird.

Abbildung 9 verdeutlicht das Konzept der Strategischen Reserve. Ein Teil der Grenztechnologien, in der Abbildung zur vereinfachten Darstellung nur Gasturbinen, sind Teil des Gütermarktes, während der andere Teil der Strategischen Reserve zugeordnet ist. Die Gasturbinen, die in der Strategischen Reserve sind, bieten Strom zum Auslösungspreis an. Der Auslösungspreis übersteigt die Grenzkosten der Gasturbine. Die Abbildung zeigt eine Knappheitssituation, in der die residuale Nachfrage sehr hoch ist und die Kapazitäten im Gütermarkt die Nachfrage nicht decken können. In dieser Situation werden die

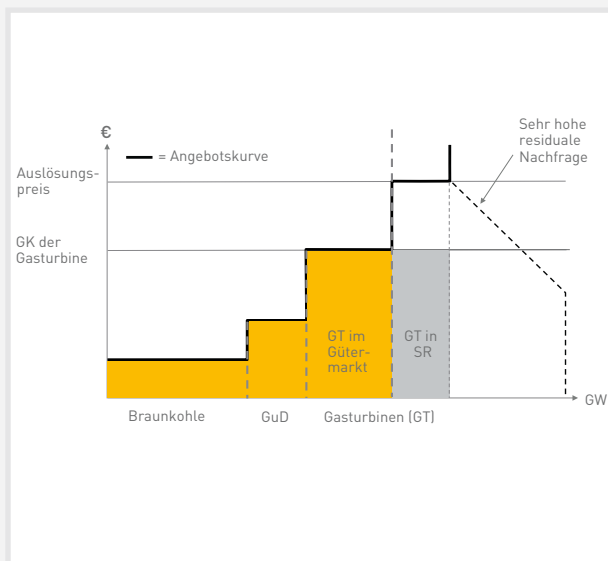


Abb. 9: Einsatz von Strategischer Reserve [EWI]

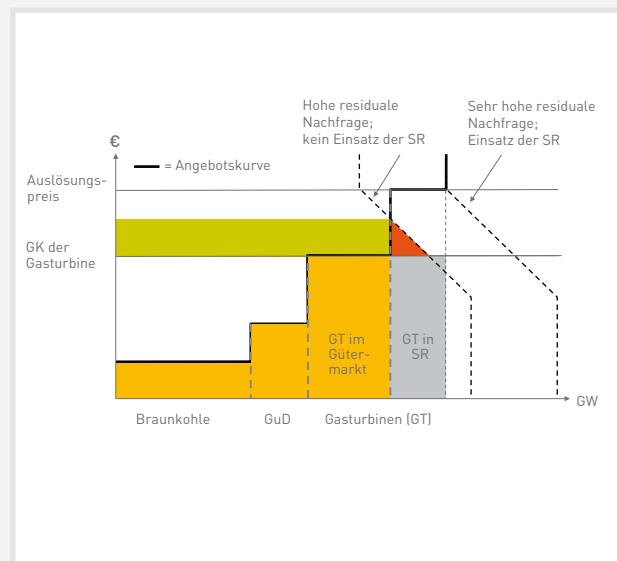


Abb. 10: Ex-Post Ineffizienz [EWI]

Kapazitäten der Strategischen Reserve aktiviert. Wenn die Strategische Reserve aktiviert ist, erhalten die erzeugenden Kapazitäten aus dem Gütermarkt am Spotmarkt den Auslösungspreis. In diesen Stunden erwirtschaften folglich auch die Grenztechnologien im Gütermarkt Deckungsbeiträge.

Falls das Modell der Strategischen Reserve wie konzipiert funktioniert, ist das Resultat nahe an einer Energy-Only Marktlösung. Und falls sich die Strategische Reserve als überflüssig herausstellt, ist ein fließender (wenngleich möglicherweise langwieriger) Übergang in einen Energy-Only Markt möglich.

Ineffizienter Dispatch

Ein Nachteil der Strategischen Reserve ist, dass sie zu Ineffizienzen im Dispatch des Strommarktes führt. Das liegt an der künstlichen Zurückhaltung der Reservekapazitäten. Da sie nur in Knappheitssituationen eingesetzt werden sollen, kann es dazu kommen, dass Technologien (Erzeugungstechnologien oder Nachfragerreduktionen) zum Einsatz kommen, die teurer sind als die Technologien der Strategischen Reserve.

Die Problematik wird in Abbildung 10 veranschaulicht. Es besteht die Gefahr, dass sich ein ineffizienter Dispatch einstellt, sobald der Spotmarktpreis die Grenzkosten der letzten produzierenden Einheit übersteigt. Dies ist der Fall, wenn beispielsweise die Nachfrage mit Hilfe von DSM-Maßnahmen reduziert wird, der Wert des Verzichts auf Strom (Value of Lost Load, VoLL) jedoch die Grenzkosten der Strategischen Reserve-Technologie, hier der Gasturbinen, übersteigt. Da der Auslösungspreis noch nicht erreicht ist, wird die Strategische Reserve nicht aktiviert, und ein (ex-post) ineffizienter Dispatch stellt sich ein (Effizienzverlust in Höhe des roten Dreiecks).

Ein weiteres Problem ist die Wahl und die anschließende Durchsetzung des Auslösungspreises: Um die Strategische Reserve klein zu halten, ist ein hoher Auslösungspreis erforderlich. Dieser hohe Auslösungspreis muss dauerhaft und glaubhaft garantiert werden. Das bedeutet, dass hohe Strompreise bei gleichzeitig zurückgehaltener Strategischer Reserve hingenommen werden müssen.

In Abbildung 10 liegt der Spotmarktpreis über den Grenzkosten der Gasturbine. Die Konsumenten bezahlen (ex-post) „zu viel“ für den Strom in dem Sinne, dass der Preis die Grenzkosten der Strategischen Reserve, mit Hilfe derer eine weitere Einheit Strom angeboten werden könnte, übersteigt. Der Umverteilungseffekt zugunsten der Produzenten entspricht dem grünen Rechteck. Dieser dürfte für Stromkunden einen Anreiz liefern, Druck auf die Politik auszuüben, den Auslösungspreis zu senken, denn hohe Strompreise sind (ex-post) vermeidbar.

Durch die Ineffizienz im Dispatch haben die Entscheidungsträger zudem einen Anreiz, die Strategische Reserve häufiger und zu einem niedrigeren Preis als ursprünglich geplant einzusetzen, um diese „zu hohen“ Strompreise und die damit verbundenen Härten für Nachfrager zu vermeiden.

Sinkt der Auslösungspreis, reduzieren sich die Erlösmöglichkeiten für Kraftwerke im Gütermarkt. Dort gehen die Investitionsanreize zurück. Um weiter ausreichend Kapazitäten zur Verfügung zu haben, muss die Strategische Reserve entsprechend anwachsen (s. Abb. 11). Damit droht die Strategische Reserve von einer „Ergänzung“ des Strommarktes zu einem immer größeren Teil desselben zu werden.

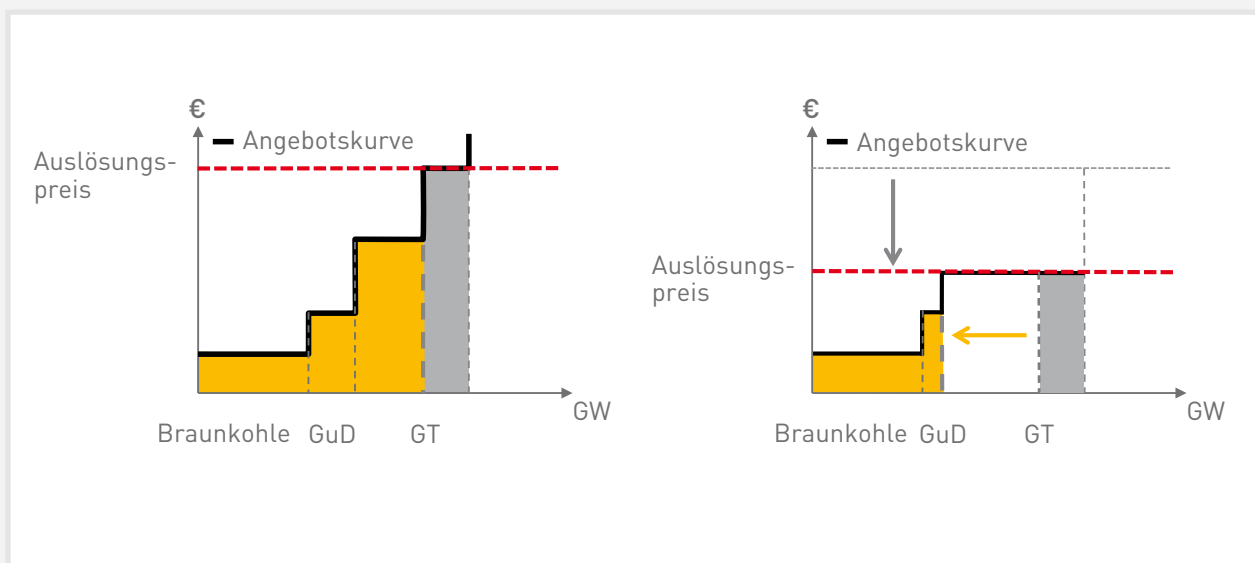


Abb. 11: Wahl des Auslösungspreises [EWI]

Eine weitere Schwierigkeit ist die Dimensionierung der Strategischen Reserve: Die zuständige Stelle muss nicht nur den Gesamtbedarf an Kapazität prognostizieren, sie muss auch korrekt antizipieren, wie viel Kapazität der Markt von alleine errichten wird, um den verbleibenden Rest als Strategische Reserve zu beschaffen. Dabei muss sie die Interdependenz mit dem Design der Strategischen Reserve berücksichtigen.

Versorgungssicherheitsverträge

Bei dem Kapazitätsmechanismus so genannter Versorgungssicherheitsverträge wird die gesamte benötigte gesicherte Erzeugungslleistung ermittelt, die für das gewünschte Niveau an Versorgungssicherheit erforderlich ist. Die ermittelte Kapazität wird dann mit einem Vorlauf von 5-7 Jahren in Form einer Auktion beschafft. Eine zentrale Koordinationsstelle tritt in der Auktion als einziger Nachfrager auf. Anbieter in der Auktion sind vor allem Kraftwerksbetreiber, die sowohl mit Bestandsanlagen als auch mit geplanten Neuanlagen bieten. Neben Kraftwerken können aber auch Potenziale zur Nachfrageflexibilisierung in der Auktion bieten. In der Auktion stellt sich ein Preis ein, den die Anbieter dann als Kapazitätzahlung erhalten. Getragen wird diese Zahlung von den Stromverbrauchern, beispielsweise in Form einer Umlage auf den Strompreis.

Versorgungssicherheitsverträge schaffen somit einen Markt für Versorgungssicherheit, auf dem der Bedarf an sicherer Leistung in einer Auktion von Anbietern sicherer Leistung (Bestandsanlagen und Neuanlagen sowie Nachfragereaktionen) bereitgestellt und vergütet wird.

Reduzierte Risiken für Investoren

Für die Anbieter von Versorgungssicherheit ergeben sich aus der Auktion sichere Einnahmen zur Finanzierung ihrer Investition. In die Preisbildung am Spotmarkt wird nicht eingegriffen. Weil in den Spotmarkt nicht eingegriffen wird, kommt es dort in der kurzen Frist nicht zu Verzerrungen: Der Dispatch am Spotmarkt ist effizient und funktioniert gemäß den Preissignalen im Markt. Insbesondere in Knappheitssituationen haben Stromerzeuger Anreize, Strom anzubieten. Auch ist das Modell kompatibel mit Regelenenergie- und Terminmärkten sowie dem grenzüberschreitenden Stromhandel.

Absicherung der Stromnachfrager

Gleichzeitig werden die Nachfrager durch sogenannte Verfügbarkeitsoptionen gegen Preisspitzen abgesichert. Dies funktioniert folgendermaßen: Teilnehmer am Versorgungssicherheitsmarkt, also Anbieter von sicherer Leistung, müssen Verfügbarkeitsoptionen ausgeben. Die Verfügbarkeitsoptionen haben einen vorab von einer zentralen Koordinationsstelle administrativ festgelegten Ausübungspreis. Wenn der Stromspotmarktpreis den Ausübungspreis überschreitet, sind die Anbieter von Leistung verpflichtet, die Differenz zwischen Stromspotmarktpreis und Ausübungspreis an die zentrale Koordinationsstelle zu zahlen. Die zentrale Koordinationsstelle leitet diese Zahlungen an die Stromlieferanten weiter.

Dieses Konzept hat zwei Vorteile: Erstens sind die Stromlieferanten und damit auch die Endkunden gegen hohe Preise in Knappheitssituationen, konkret gegen Preise oberhalb des Ausübungspreises, abgesichert. Zweitens beschränkt es das Potenzial zur Ausübung von Marktmacht, das bei einer preisunelastischen Nachfrage gerade in Knappheitssituationen unvermeidlich vorhanden

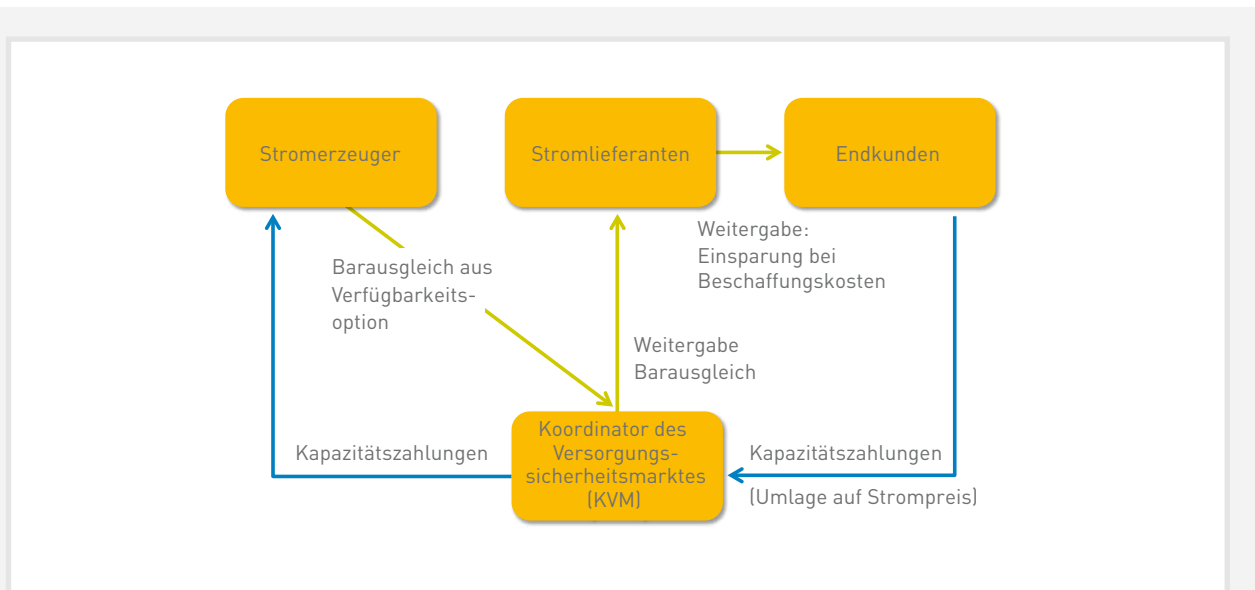


Abb. 12: Zahlungsströme [EWI]

ist. Der Anreiz der Stromerzeuger, durch Mengenzurückhaltung die Preise zu erhöhen, ist stark reduziert.

Reduktion von Marktmacht

Wenngleich Marktmacht auf dem Strommarkt durch die Versorgungssicherheitsverträge reduziert wird, besteht die Gefahr, dass Marktmacht in den Kapazitätsauktionen ausgeübt wird. Dieser Gefahr kann durch entsprechendes Marktdesign begegnet werden. So sollten Bestandsanlagen zu jedem Preis mitbieten müssen. Bestandsanlagen können den Preis der Auktion folglich nicht beeinflussen. Es sollte aber sichergestellt werden, dass es keine Marktzutrittsbeschränkungen für neue Anbieter von Kapazität gibt.

Teilnahme von Bestandsanlagen

Eine Teilnahme von Bestandsanlagen ist in diesem Mechanismus vorgesehen, da auch sie einen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten – und ohne sie die Gesamtnachfrage nach Versorgungssicherheit nicht mit dem Angebot in Einklang gebracht werden könnte.

Das impliziert, dass auch Bestandsanlagen Kapazitätzahlungen erhalten. Im Gegenzug müssen sie auch Erlöseinbußen hinnehmen; denn auch ihre Erlöse werden durch die Verfügbarkeitsoptionen nach oben hin gedeckelt. Weiterhin führt der Versorgungssicherheitsmarkt vermutlich dazu, dass mehr Kapazitäten an den Strommarkt kommen, als es ohne diesen der Fall wäre, was ebenfalls einen erlösreduzierenden Effekt für Bestandsanlagen bewirkt. Ob Bestandsanlagen von der Einführung des Versorgungssicherheitsmarktes profitieren, ist daher nicht eindeutig klar. Allerdings können im Marktdesign auch Höchstpreise für Bestandsanlagen vorgesehen werden, wenn entsprechende Verteilungswirkungen befürchtet und deshalb ausgeschlossen werden sollen.

Regionale Aspekte

Wie bei der Strategischen Reserve ist es auch bei Versorgungssicherheitsmärkten grundsätzlich möglich, regionale Knappheitsaspekte bzw. Netzrestriktionen zu berücksichtigen. Dazu muss der Kapazitätsbedarf regional ausgeschrieben werden. Letztlich führt dies zu einer Marktteilung bei der Auktion und regional differenzierten Preisen. Zudem werden Marktmachtprobleme, beispielsweise aufgrund einer geringen Zahl möglicher Anbieter, relevanter.

Komplexe Implementierung

Eine große Herausforderung der Versorgungssicherheitsverträge liegt darin, dass ihre Implementierung aufwändig ist. Der Mechanismus ist als langfristige und dauerhafte Lösung gedacht. Ein natürlicher Übergang in einen Energy-Only Markt ist gegebenenfalls nicht möglich. Koordiniert wird das Konzept durch eine zentrale Stelle, die gegebenenfalls neu zu schaffen ist.

Fazit und Empfehlungen

1. Die hier vorgelegten Analysen legen nahe, dass ein Energy-Only Markt zunehmend vor große Herausforderungen gestellt wird. Mit der Einführung eines Kapazitätsmechanismus könnte diesen Herausforderungen begegnet werden, im Besonderen um das in dieser Studie unterstellte Niveau an Versorgungssicherheit zu gewährleisten.
2. Um das vorgegebene Niveau an Versorgungssicherheit effizient und in marktkonformer Weise zu garantieren, ist das im Gutachten skizzierte Modell der Versorgungssicherheitsverträge gut geeignet. Es stellt ein wettbewerbliches Instrument dar, weil Kapazitäten im Bietwettbewerb erworben werden und der Spotmarkt weitgehend unbeeinflusst bleibt. Gleichzeitig reduziert es die Anreize, in Knappheitssituationen Marktmacht auszuüben.
3. Von der Einrichtung einer Strategischen Reserve ist abzuraten. Eine Strategische Reserve führt zu Ineffizienzen im Dispatch. Die Entscheidungsträger könnten sich dadurch genötigt sehen, die Reserve häufiger als im Mechanismus ursprünglich vorgesehen einzusetzen. Dies würde die Investitionsanreize außerhalb der Strategischen Reserve reduzieren.
4. Das Modell der Versorgungssicherheitsverträge ist grundsätzlich kompatibel mit dem deutschen und dem europäischen Strommarktdesign.
5. Wird ein Kapazitätsmechanismus eingeführt, so sollte er so implementiert werden, dass er Anreize schafft, zusätzliche Kapazitäten zu Beginn der 2020er Jahre verfügbar zu haben. Die Detaillierung und die Implementierung sollten hierfür rechtzeitig erfolgen.

www.ewi.uni-koeln.de

**Energiewirtschaftliches Institut
an der Universität zu Köln**

Institute of Energy Economics
at the University of Cologne

Alte Wagenfabrik
Vogelsanger Straße 321
50827 Cologne / Germany

Tel.: +49 (0)221 277 29-100
Fax: +49 (0)221 277 29-400