



# **Marktdesign für zukunftsfähige Elektrizitätsmärkte unter besonderer Berücksichtigung der vermehrten Einspeisung von erneuerbaren Energien**

**- DESIRE -**

*Endbericht*

*Stand: 24.10.2014*

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses  
des Deutschen Bundestages

## ***Arbeitsgruppe***

### **Lehrstuhl für Energiewirtschaft, Universität Duisburg-Essen**

Universitätsstraße 12

45117 Essen

Michael Bucksteeg

Lenja Niesen

Patrick Himmes

Dominik Schober

Christoph Weber

### **Trianel GmbH**

Krefelder Straße 203

52070 Aachen

Bastian Baumgart

Tobias Plöger

David Willemsen

### **BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH**

Alfonsstraße 44

52070 Aachen

Dominic Nailis

Lukas Schuffelen

Micha Bittner

## Eckpunkte für ein zukunftsfähiges Marktdesign (Kurzfassung)

### Hintergrund und Forschungsfragen

Das deutsche Stromversorgungssystem ist durch eine zunehmende Anzahl von Erzeugungsanlagen mit fluktuierender Einspeisung aus erneuerbaren Energien gekennzeichnet. Auch unter dem in der Umsetzung befindlichen reformierten EEG mit einer verbesserten Steuerung des Ausbaus der erneuerbaren Energien ist in den kommenden Jahren mit einem weiteren Zubau von dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien wie Photovoltaik und Windenergie zu rechnen. Diese Entwicklung stellt neue Anforderungen an die Gewährleistung der Versorgungssicherheit und Netzstabilität und verlangt eine höhere Flexibilität des Energiesystems.

Daher ist zu untersuchen, wie die bestehenden Regelungen zur Marktausgestaltung verändert werden müssen, um den Übergang in ein sicheres, flexibles und zukunftsfähiges System mit einem hohen Anteil von Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zu ermöglichen. Dabei sind folgende Fragestellungen von zentraler Bedeutung:

- Welche Anforderungen, Chancen und Risiken sind mit der **Einführung von Kapazitätsmechanismen** verbunden?
- Welche Möglichkeiten zur **Weiterentwicklung von Kurzfrist- und Regelleistungsmärkten** gibt es und wie kann eine verbesserte Integration von Flexibilitäten erfolgen? Sind gegebenenfalls zusätzliche **Flexibilitätsmärkte** einzuführen?
- Welche Möglichkeiten zur **Weiterentwicklung des aktuellen Netzengpassmanagement-Systems** gibt es und wie kann eine verbesserte **Koordination zwischen Netz und Markt** erfolgen?
- Welche **Interdependenzen** zwischen Kurzfrist- und Regelleistungsmärkten, Netzengpassmanagement, Förderung erneuerbarer Energien und möglichen Kapazitätsmärkten sind bei einer Weiterentwicklung des aktuellen Marktdesigns zu berücksichtigen?

### Methodisches Vorgehen und Aufbau der Studie

Das Vorgehen dieser Studie basiert auf einer Kombination unterschiedlicher Methoden. Es werden sowohl empirische und qualitative Analysen als auch quantitative Modellrechnungen angewandt.

Die empirischen und qualitativen Analysen fokussieren auf die Anforderungen an sowie Anreiz- und Wechselwirkungen zwischen den betrachteten Märkten und Mechanismen.

Dabei erfolgt eine Bewertung von Weiterentwicklungsmöglichkeiten des aktuellen Marktdesigns und möglichen Kapazitäts- und Flexibilitätsmärkten.

Ergänzend werden quantitative Marktsimulationen durchgeführt. Dabei liegt der Fokus auf unterschiedlichen Ausgestaltungsformen von Kapazitätsmechanismen, den Auswirkungen neuer Produktdefinitionen in den Regelleistungsmärkten und der Entwicklung der zukünftigen Netzengpasssituation in Deutschland sowie alternativer Netzengpassmanagement-Methoden.

Diese Zusammenfassung gibt die wesentlichen Ergebnisse und Schlussfolgerungen der Studie wieder. Die Studie gliedert sich in **vier Abschnitte** mit folgenden Inhalten und **Themenschwerpunkten**:

1. Ausgestaltung von **Kapazitätsmechanismen** bei verstärkter Einspeisung erneuerbarer Energien
  - Notwendigkeit von Kapazitätsmechanismen
  - Anforderungen an Kapazitätsmechanismen
  - Ermittlung des optimalen Kapazitätsbedarfs
  - Abweichung von der Erwartung: Energy-only- versus Kapazitätsmarkt
  - Unkoordinierter versus koordinierter Kapazitätsmarkt
  - Umfassender versus selektiver Kapazitätsmarkt
  - Zentraler versus dezentraler Kapazitätsmarkt
  - Einbeziehung von Lastmanagement, Speichern und anderen Flexibilitäten
  - Bewertung existierender Vorschläge hinsichtlich der Zielerreichung
  
2. Weiterentwicklung von **Regelenergiemärkten** bei verstärkter Einspeisung erneuerbarer Energien
  - Bedeutung von Flexibilität und Regelleistung in einem System mit hohem Anteil an erneuerbaren Energien
  - Quellen von Flexibilität
  - Abschätzung des zukünftigen Flexibilitäts- und Regelleistungsbedarfs
  - Mikroökonomische und numerische Analysen der Auswirkungen neuer Produktdefinitionen
  - Weiterentwicklung des aktuellen Regelleistungsmarkt-Designs
  - Alternative Ausgestaltungsmöglichkeiten
  
3. Analyse von Maßnahmen zum **Netzengpassmanagement** bei verstärkter Einspeisung erneuerbarer Energien

- Internationale Erfahrungen zum Netzengpassmanagement
- Anforderungen an das Netzengpassmanagement
- Kosten-Nutzen-Analyse des Netzausbaus gegenüber Redispatch
- Auswirkungen der Einführung alternativer Methoden des Netzengpassmanagements wie Market Splitting
- Netznutzungstarifizierung und Hemmnisse dezentraler Flexibilitätsbereitstellung
- Netzengpassmanagement und Flexibilitäten in europäischer Perspektive
- Analysen zu Flexibilitätsmechanismen, Netzengpassmanagement und Netztarifizierung im Verteilnetz

#### 4. Interdependenzen der Instrumente und **abschließende Empfehlungen**

- Wechselwirkungen zwischen den betrachteten Märkten und Mechanismen
- Wechselwirkungen zur Förderung erneuerbarer Energien
- Abschließende Empfehlungen

### **Themenschwerpunkt 1: Kapazitätsmechanismen**

Die Diskussion über das Versagen des Energy-only-Marktes für die Generierung von Investitionssignalen und die Notwendigkeit ergänzender Leistungspreisbestandteile hat in den vergangenen Jahren eine Fülle an Modellen und Ausprägungen von Kapazitätsmechanismen hervorgebracht. Die teilweise konkreten Vorschläge reichen von zusätzlichen Regelenenergieprodukten über eine Strategische Reserve bis hin zu Kapazitätsmarktmodellen. So rücken bestehende Flexibilitätshemmnisse und Fehlanreize des aktuellen Strommarktdesigns zur Gewährleistung der langfristigen Versorgungssicherheit in den Vordergrund der Diskussion.

Auf dieser Basis wurden im Forschungsprojekt DESIRE wesentliche Aspekte einer Einführung von Kapazitätsmechanismen sowohl qualitativ als auch modellgestützt untersucht. Die Ergebnisse lassen sich in folgenden Kernaussagen zusammenfassen:

#### **1. Kapazitätsmechanismen sind langfristig vorteilhaft.**

Verschiedene Formen des **Markt- und Regulierungsversagens** können die Effizienz des Energy-only-Marktes beeinträchtigen. Neben der **kurzfristig nicht reagiblen Nachfrage** induzieren insbesondere die potenziell im Energy-only-Markt entstehenden **hohen Risiken aufgrund sehr volatiler Preise** möglicherweise ein Marktversagen oder ineffiziente regulatorische Eingriffe. Diese Risiken wer-

den verstärkt durch die **langen Vorlaufzeiten** bis zur Inbetriebnahme eines Kraftwerks. Es gibt keinen unwiderlegbaren wissenschaftlichen Beweis, dass ein Energy-only-Markt zu Marktversagen führen muss. Der Energy-only-Markt ist ein starkes marktwirtschaftliches Instrument, aber dennoch deuten die genannten Aspekte langfristig auf ein Marktversagen (z. B. unfreiwillige Abschaltung von Kunden) hin, insbesondere wenn in einem zukünftigen regenerativ dominierten Energiemarkt in großem Umfang gesicherte Leistung für wenige Stunden im Jahr vorgehalten werden muss. Dann sind Erzeugungsinvestitionen mit sehr hohen Risiken behaftet und die Gefahr von Abweichungen vom gesamtwirtschaftlichen Optimum mit unter Umständen dramatischen Konsequenzen wird groß. Dementsprechend sollte durch einen Kapazitätsmechanismus eine **Risikominderung** für Investoren und damit auch für die Gesamtwirtschaft erfolgen.

- 2. Um das hohe Niveau an Versorgungssicherheit in Deutschland auch zukünftig gewährleisten zu können, müssen bereits heute nachhaltige Entscheidungen getroffen werden, um Kapazitätsmechanismen zeitgerecht einzuführen. Für die kurze Frist braucht Deutschland keinen Kapazitätsmechanismus, aber bereits jetzt eine Entscheidung über das mittelfristige Vorgehen.**

In der **aktuellen Situation mit Überkapazitäten** ist für die kurze Frist eine **Einführung von Kapazitätsmechanismen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit nicht erforderlich**. Denn theoretisch führt ein **effizienter Energy-only-Markt** nach dem Peak-Load-Pricing-Modell bei gegebener Zahlungsbereitschaft der Nachfrager und damit gegebener Nachfrage im Gleichgewicht zur **optimalen Erzeugungskapazität**. Dabei stellen die aktuell diskutierten Kraftwerksstilllegungen einen Weg zur Erreichung des Marktgleichgewichts dar. Eine Überreaktion der Märkte ist ohne Kapazitätsmechanismus aber nicht ausgeschlossen. Bei Versagen des Energy-only-Marktes als Investitionssignal wird die Versorgungssicherheit zudem aufgrund der langen Vorlaufzeiten beim Kraftwerksbau gefährdet. Eine mittelfristige<sup>1</sup> Einführung von Kapazitätsmechanismen könnte gegebenenfalls zu spät ihre Wirkung entfalten. Aus diesem Grund ist zu empfehlen, sich bis Ende 2016 auf ein System zu verständigen.

- 3. Eine Strategische Reserve gewährleistet mittelfristig die Versorgungssicherheit, trägt jedoch nicht zur Reduzierung von Investitionsrisiken bei.**

---

<sup>1</sup> Unter „mittelfristig“ wird ein Zeitraum von 3 bis zu 10 Jahren verstanden.

Durch ihre Konzeption bedingt, **verhindert** eine Strategische Reserve **kostengünstig in der kurzen und mittleren Frist (lokale) Versorgungsengpässe**. Sie ist aber nicht dafür geeignet, die langfristig wünschenswerten, über den Energy-only-Markt hinausgehenden Investitionssignale zu schaffen. Somit ist sie nicht geeignet, auch zukünftig Investitionen in konventionelle Kraftwerke oder Speichertechnologien, für die eine notwendige und hinreichend prognostizierbare Rentabilität wesentlich ist, zu ermöglichen. Zudem entfaltet eine Strategische Reserve in Deutschland erst ihre Wirkung, wenn die Kapazitäten außerhalb des Reservepools ausgeschöpft sind und eine Deckung der inländischen Nachfrage durch Importe aufgrund von Netzengpässen an Grenzkuppelstellen nicht möglich ist. Dies wird insbesondere im Fall eines starken Rückgangs inländischer Kapazitäten relevant.

**4. Kapazitätsmärkte senken das Investitionsrisiko und erhöhen dadurch langfristig die Versorgungssicherheit, die Ausgestaltung ist aber hierbei wesentlich.**

Ein **Kapazitätsmarkt** hat den Effekt, notwendige Deckungsbeiträge für Kraftwerksinvestitionen besser planbar zu machen. Hierdurch steigen die Investitionsanreize, die langfristig in einer erhöhten Versorgungssicherheit resultieren. Modellrechnungen verdeutlichen, dass das Investitionsrisiko mit Kapazitätsmarkt deutlich zurückgeht. Die **Ausgestaltung des Kapazitätsmarktes** hinsichtlich der **Vertragsdauer und systematischer Überkapazitäten** hat jedoch einen großen **Einfluss auf die Höhe der Risikominderung**.

**5. Kapazitätsmechanismen müssen effektiv, effizient und international kompatibel sein.**

Die *Effektivität* von Kapazitätsmechanismen bemisst sich an der Erreichung des primären Ziels einer vollständigen **Gewährleistung angemessener Versorgungssicherheit**. Bei einem wettbewerblich organisierten Kapazitätsmechanismus ist die Möglichkeit zur **Rentabilität von Investitionen** untrennbar mit der Bereitstellung der Kapazität und damit mit der Versorgungssicherheit verbunden. Da die Systemsicherheit bei knappen Übertragungskapazitäten auch von der räumlichen Verteilung der Kraftwerke abhängig ist, ist eine passende räumliche Verteilung der Erzeugung über gezielte Standortanreize sinnvoll. Hinsichtlich der *Effizienz* eines Kapazitätsmechanismus ist eine **effiziente Allokation** der Investitionsmittel in adäquate Kapazitäten von zentraler Bedeutung. Aufgrund langer Vorlaufzeiten muss ein Kapazitätsmechanismus daher die **Investitionsanreize**

**zeitgerecht** setzen. Darüber hinaus ist auch bedeutsam, dass die Ausgestaltung **international kompatibel** erfolgt. Dazu gehört auch die Berücksichtigung internationaler Synergieeffekte bei der Kapazitätsvorhaltung im Hinblick auf den europäischen Strombinnenmarkt. Nationale Alleingänge können schließlich die Effektivität und Effizienz von Kapazitätsmechanismen beeinträchtigen.

6. **Es sollte sorgfältig zwischen einem selektiven und einem umfassenden Kapazitätsmarkt abgewogen werden. Aus Effizienzgesichtspunkten sollten keinerlei Einschränkungen hinsichtlich der teilnehmenden Technologien vorgenommen werden.**

Die Kapitalkosten eines **selektiven Kapazitätsmarktes**, der z. B. beschränkt ist auf neu gebaute Kraftwerke, sind geringer als bei einem umfassenden Kapazitätsmarkt. Zugleich sind jedoch neben den Kapitalkosten auch die Rückkoppelungen zum Energy-only-Markt zu beachten. Bei Einführung eines **selektiven Kapazitätsmarktes** stellt hierbei der „**Slippery-Slope-Effekt**“ ein **zentrales Problem** dar, da er zu einem beschleunigten Umbau des Erzeugungsparks führen kann. Grundsätzlich sind bei der Einführung von Kapazitätsmechanismen die Wechselwirkungen mit bestehenden Märkten und Mechanismen auch im Hinblick auf die übergeordneten Ziele der Energiewende zu reflektieren. Auswirkungen auf den Marktwert der Erneuerbaren Energien sowie mit einem **umfassenden Kapazitätsmarkt** einhergehende **Umverteilungseffekte** wurden in dieser Studie nicht näher betrachtet und sind daher ein Anknüpfungspunkt für weitere Untersuchungen.

Ein **technologiespezifischer Mechanismus** führt aufgrund von **Ineffizienzen** grundsätzlich zu höheren volkswirtschaftlichen Gesamtkosten als ein Mechanismus, der den Wettbewerb zwischen den Technologien zulässt. Eine Technologiespezifizierung kann dabei theoretisch die Erreichung politischer Ziele (z. B. bezüglich bestimmter Energieträger) unterstützen. Primäres Ziel eines Kapazitätsmechanismus sollte die Gewährleistung der Versorgungssicherheit sein. Eine gleichzeitige Verfolgung unterschiedlicher Ziele mit einem Instrument widerspricht dem Grundsatz „**Ein Instrument pro verfolgtem Zweck**“. Zur Wahrung der Klarheit und Nachvollziehbarkeit des Markt- und Regulierungsdesigns sollte eine technologische Einschränkung daher nach Möglichkeit vermieden werden.

7. **Die sachgerechte Festlegung der Kapazitätsnachfrage ist für die Effizienz des Kapazitätsmechanismus essenziell.**

Hierzu bedarf es des **europaweit koordinierten Vorgehens**, aber auch innerhalb Deutschlands einer adäquaten Methodik. Letztere muss die **stochastische Überlagerung von Nachfrageschwankungen, Einspeisung aus erneuerbaren Energien und Kraftwerksausfällen** berücksichtigen. So wird verhindert, dass übermäßige Kapazitätsreserven vorgehalten werden, die die Effizienz des Mechanismus negativ beeinflussen. Bei einer dezentralen Ausgestaltung des Kapazitätsmechanismus ist es eine zusätzliche Herausforderung, die Synergien zwischen den Angebots- und Nachfrageportfolien bezüglich der Versorgungssicherheit zu berücksichtigen.

#### **8. Eine europäisch koordinierte Kapazitätsvorhaltung senkt die Kosten und verhindert Trittbrettfahrerverhalten.**

Aktuell wird auch in anderen europäischen Ländern die Einführung bzw. Weiterentwicklung von Kapazitätsmechanismen ins Auge gefasst oder ist bereits beschlossen. Neben regulatorischen Risiken muss das gemeinsame Ziel eines europäischen Strombinnenmarktes bei der Einführung von Kapazitätsmechanismen berücksichtigt werden. Während **nationale Alleingänge** zu **übermäßiger Kapazitätsvorhaltung** und somit zu **Effizienzverlusten** von mehreren Milliarden Euro pro Jahr führen, erlauben (möglichst europaweit) **koordinierte Kapazitätsmechanismen** eine **Reduzierung der Systemkosten** und eine angemessene Gewährleistung der Versorgungssicherheit durch eine **gemeinsame Kapazitätsvorhaltung**. Wesentliche Ursache ist eine Verlagerung von Investitionen an günstigere und zentraler gelegene Standorte. Dabei ist zu bedenken, dass die Vorteile koordinierter Kapazitätsmechanismen gegenüber nationaler Autarkie hinsichtlich der Versorgungssicherheit angemessen abgewogen werden müssen.

#### **9. Bei asymmetrischer Einführung von Kapazitätsmechanismen besteht die Gefahr unerwünschter Verteilungseffekte.**

Wenn Deutschland einen Kapazitätsmechanismus einführt, während benachbarte Länder auf eine Einführung verzichten, führt dies zu einer **einseitigen nationalen Belastung**. Bei einem umfassenden Kapazitätsmarkt wären Kapazitätskosten von mehreren Milliarden Euro pro Jahr zu tragen, während benachbarte Länder ohne Kapazitätsmarkt durch geringere Preise im Energy-only-Markt profitieren würden (**Trittbrettfahrerverhalten**). Die Überwindung dieses unerwünschten Verteilungseffekts erfordert eine **grenzüberschreitende Koordination** bei der Einführung von Kapazitätsmechanismen. Dies gilt sowohl für eine mögliche Ein-

führung in Deutschland als auch für die geplante Einführung in Nachbarländern wie Frankreich.

### **10. Die Einbeziehung von Flexibilitäten wie Lastmanagement und Speichern in Kapazitätsmechanismen ist wichtig, vorausgesetzt deren Steuerung erfolgt in Abhängigkeit von Knappheitssignalen.**

Nachfrageseitige Maßnahmen können in Knappheitssituationen einen wertvollen **Beitrag zur Systemstabilisierung** und damit zur Versorgungssicherheit leisten. Da das Problem einer geringen Elastizität der Nachfrage nicht durch einen Kapazitätsmechanismus überwunden werden kann, sollten Maßnahmen zur Erhöhung der Nachfrageflexibilität unabhängig und möglichst vor der Implementierung eines Kapazitätsmechanismus umgesetzt werden. Dadurch würden die Folgen eines fehlenden Marktgleichgewichts gemildert und Knappheitspreise im Sinne von nicht grenzkostenbasierten Preisen im Markt gefunden. Bei einer Integration in den Kapazitätsmarkt muss zudem die **Zeit- und Mengenverfügbarkeit von nachfrageseitigen Maßnahmen (und auch Speichern)** berücksichtigt werden.

## **Themenschwerpunkt 2: Regelleistungsmärkte**

Mit dem weiteren Ausbau der volatil einspeisenden erneuerbaren Energien steigen in Zukunft die Herausforderungen bei der Gewährleistung von Versorgungssicherheit und Systemstabilität. Eine wesentliche Rolle kommt dabei den Regelleistungsmärkten zu, die den kurzfristigen Ausgleich von Schwankungen sicherstellen. Hier ist besonderes Augenmerk auf die Ausgestaltung der Produkte bzw. deren Qualitätsanforderungen zu legen. Der Bedarf an Flexibilität in den Kurzfrist- und Regelleistungsmärkten wiederum wird außer durch Nachfrageschwankungen und ungeplante Produktionsausfälle durch die zunehmende Einspeisung fluktuierender erneuerbarer Energien determiniert.

Vor diesem Hintergrund wurden im Forschungsprojekt DESIRE Möglichkeiten zur Weiterentwicklung von Kurzfrist- und Regelleistungsmärkten untersucht. Neben einer Analyse des zukünftigen Flexibilitäts- und Regelleistungsbedarfs wurden Quellen von Flexibilität sowie alternative Ausgestaltungsmöglichkeiten sowohl qualitativ als auch quantitativ bewertet. Die Untersuchungsergebnisse lassen sich in folgenden Kernaussagen zusammenfassen:

- 1. Ein System mit einem hohen Anteil erneuerbarer Energien benötigt ausreichende Flexibilitäten.**

Der steigende Anteil dargebotsabhängiger Erzeugung und die damit verbundenen Schwankungen erhöhen die vom System zu bewältigenden Gradienten. Durch den stetigen Zubau erhöhen sich sowohl die Erzeugungsgradienten der erneuerbaren Energien als auch die Residuallastgradienten, die vom Versorgungssystem auszugleichen sind. Besonders unsicher sind derzeit die Auswirkungen des Ausbaus der Offshore-Windenergie. Hier ist zu prüfen, wie sich die Prognosegüte der Windleistungsprognosen sowie die Gradienten entwickeln.

Abweichungen der Wind- und Photovoltaikeinspeisung von der Einspeiseprognose verursachen untätigen Anpassungsbedarf. Bei steigendem Anteil der erneuerbaren Energien gewinnen daher effiziente Intraday-Märkte an Bedeutung. Die Effizienz der Märkte wird neben dem Markt- und Produktdesign auch durch die Prognosegüte und Verfahren zur Regelleistungsbemessung determiniert.

## **2. Das deutsche Energieversorgungssystem verfügt bereits über ein hohes Maß an flexiblen Kraftwerken, Speichern und Verbrauchern.**

Zentrale und dezentrale Erzeugungsanlagen und ebenso erneuerbare Energien können wesentliche Flexibilitäten zur Verfügung stellen. Durch die Weiterentwicklung der Kraftwerkstechnologien und der Informations- und Steuerungssysteme wird die Flexibilität insbesondere über größere Gradienten und einen niedrigeren Teillastbetriebspunkt gesteigert. Durch die Dargebotsabhängigkeit sind bei Windenergie und Photovoltaik nur einseitige, nicht dauerhaft planbare Flexibilitäten vorhanden (Einspeisereduktion). Ein gedrosselter Betrieb wird aus klimapolitischen und ökonomischen Gründen nur in Ausnahmefällen sinnvoll sein.

Speicher können aufgrund ihrer schnellen Regelfähigkeit sowie der großen Leistungsbandbreite zwischen Vollbezug und Volleinspeisung einen wertvollen Beitrag zur Systemstabilität und Marktoptimierung leisten. Derzeit ist bei den Speichern zwischen technisch ausgereiften und wirtschaftlich nutzbaren Technologien (z. B. Pumpspeicherkraftwerke), technisch ausgereiften und derzeit noch unwirtschaftlichen Systemen (z. B. Batterien) sowie Technologien im Entwicklungsstadium (z. B. Power-to-Gas) zu unterscheiden. Auch das Speichervolumen ist ein wesentliches Unterscheidungselement, da z. B. große Wasserspeicher über Monate, Schwungradspeicher aber nur über kurze Zeiträume speichern.

Ebenso können Verbraucher durch Zu- und Abschaltung Flexibilität zur Verfügung stellen. Zu unterscheiden sind industrielle Großprozesse, die punktuell hohe Flexibilitäten bereitstellen können, und andere Verbrauchergruppen wie Haushalte oder Gewerbe, die durch Speicherheizungen, Wärmepumpen und neue Anwendungen wie Elektromobilität regelbare Lasten bereithalten.

### **3. Eine verbesserte Prognosegüte der Einspeisung aus erneuerbaren Energien und effiziente Kurzfristmärkte reduzieren den Regelleistungsbedarf.**

Der tatsächliche Regelleistungsbedarf ist stark von der Effizienz der Kurzfristmärkte (z. B. 15-Minuten-Handel) und der internationalen Vernetzung abhängig. Durch grenzüberschreitende Ausgleichseffekte und untertägige Handelsmöglichkeiten können Prognoseabweichungen vor Einsatz der Regelleistung kompensiert werden.

Der Regelleistungsbedarf wird in Zukunft weniger durch Lastprognosefehler und ungeplante Kraftwerksausfälle, sondern zunehmend von den Prognosefehlern der erneuerbaren Energien bestimmt. Ohne die Weiterentwicklung von Prognoseverfahren ist bis 2020 mit einem deutlich steigenden Regelleistungsbedarf zu rechnen. Darüber hinaus tragen verbesserte Verfahren zur Regelleistungsbemessung (beispielsweise dynamische bzw. adaptive Ansätze) zur Reduzierung der ausgeschriebenen Regelleistungsbedarfe bei.

### **4. Lange Produktzeitscheiben führen zu Opportunitätskosten bei der Vorhaltung positiver Regelleistung und damit zu höheren Regelleistungspreisen.**

Bei einem funktionierenden Markt wird der Regelleistungspreis wesentlich durch die Opportunitätskosten der Kraftwerksbetreiber bestimmt. Da das Grenzkraftwerk keine Opportunitätskosten im Spotmarkt aufweist, ist es a priori das kosteneffizienteste Kraftwerk, um die Reservevorhaltung zu erfüllen. Kraftwerke mit niedrigeren variablen Kosten haben Opportunitätskosten durch entgangene Erlöse, Kraftwerke mit höheren variablen Kosten Opportunitätskosten durch Verkauf im Spotmarkt unter Grenzkosten. Bei längeren Produktzeitscheiben wechselt das Grenzkraftwerk im Spotmarkt innerhalb des Produktzeitraums, daher wird jedes einzelne Kraftwerk einen positiven Regelleistungspreis zur Kompensation seiner Opportunitätskosten verlangen. Bei kurzen Produktzeitscheiben, z. B. stündlich, ergibt sich hingegen ein niedrigerer Regelleistungspreis für positive Regelleistung, da jeweils ein effizienter Dispatch realisiert werden kann.

### **5. Neu strukturierte Ausschreibungsbedingungen ermöglichen eine effizientere Regelleistungsvorhaltung.**

Eine weitere Verkleinerung von Produktzeitscheiben, Vorlauf- und Vorhaltedauern sowie Mindestlosgrößen erhöht die Anbietervielfalt und den Wettbewerb. Durch die damit verbundene verbesserte Integration von Flexibilitäten ist mit einer weiteren Kostendegression zu rechnen.

Die Verfahren zur Regelleistungsbemessung und somit die dauerhaft kontinuierliche Ausschreibung des Regelleistungsvolumens sind zeitabhängig auszugestalten. Hierdurch können die Vorhalteleistung vor allem in den Nebenzeiten reduziert und damit die volkswirtschaftlichen Kosten gesenkt werden.

Weiterhin können durch veränderte Produktzeitscheiben situative Anpassungen der Reservevorhaltung an den tatsächlichen Regelenergiebedarf vorgenommen werden. In Summe wird hier durch einen Angebots- (Erhöhung) und Nachfrageeffekt (situative Ausschreibung) eine deutliche Effizienzsteigerung ermöglicht.

Die zeitlich entkoppelte Ausschreibung positiver sowie negativer Regelleistung kann durch die bessere Ausnutzung der Kapazitäten von Marktteilnehmern im Teillastbereich zu einer Angebotserhöhung führen. Hier sind weitere Untersuchungen über die Reihenfolge anzustellen, da erste Analysen technologieabhängige Vor- und Nachteile aufgezeigt haben.

## **6. Regelleistungsprodukte mit einem Zeithorizont von über einem Tag sind für die Versorgungssicherheit nicht erforderlich.**

Regelenergiemärkte sind nicht zur Gewährleistung der langfristigen Versorgungssicherheit und adäquater Erzeugungskapazitäten im europäischen Verbundsystem verantwortlich. Die Notwendigkeit einer „Windreserve“ im Sinne eines speziellen Regelleistungsmarkt-Produktes zur Überbrückung einer „Dunklen Flaute“ konnte nicht bestätigt werden. Davon unbenommen muss im technischen Sinne ausreichend flexible und verfügbare Reserve im System vorgehalten werden. Die Bereitstellung langfristig ausreichender Kraftwerkskapazitäten ist über einen effizienten Energy-only-Markt und gegebenenfalls weitere marktbasierende Mechanismen (vgl. Kapazitätsmechanismen) anzureizen. Weiterhin bietet das deutsche bzw. europäische Versorgungssystem ausreichend Flexibilitäten zum Ausgleich entsprechender Ereignisse. Das Marktprodukt einer langlaufenden Regelenergie ist dementsprechend nicht erforderlich.

## **7. Dezentrale Regelleistungs- und Verstetigungsmechanismen sind von volkswirtschaftlicher Ineffizienz geprägt und aus diesen Gründen abzulehnen.**

Die Effizienz dezentraler Regelleistungsmärkte sowie vorgeschalteter Verstärkungskonzepte wurde im Rahmen der Untersuchungen negativ beurteilt. Wesentlich sind dabei die teilweise vorherrschende Marktmacht und verloren gehende ausgleichende Portfolioeffekte. Weiterhin konterkarieren dezentrale Märkte die übergeordneten Entwicklungen zu einem europaweiten Regelverbund. So hat die Praxis in Bezug auf den in Deutschland gestarteten Netzregelverbund eine hohe Effizienz gezeigt. Auch ein übergreifender Handel von Flexibilitäten auf einem „Flexibilitätsmarkt“ erscheint nicht zielführend. Zum einen ist der Ausgleich von Prognosefehlern durch Kurzfrist- und Regelenergiemärkte geregelt. Zum anderen zielen auch Verstärkungszertifikate auf eine lokale Verstärkung ab, die aufgrund von Redundanzen zu Ineffizienzen führt.

#### **8. Anreizmechanismen zur Fahrplantreue stützen einen geringen Regelleistungseinsatz.**

Eine hohe Fahrplantreue je Bilanzierungseinheit reduziert den Regelleistungsbedarf deutlich. Es sind somit Anreizmechanismen beizubehalten und weiterzuentwickeln, die diese Treue incentivieren. Besonders geeignet sind hierbei Pönalisierungssysteme und Ausgleichsmechanismen, die besonders hohe absolute Abweichungen vom Fahrplan bestrafen. Jedoch ist darauf zu achten, dass keine Eintrittsbarrieren für neue Marktteilnehmer geschaffen werden. Im Wesentlichen sind dafür in Deutschland die Regeln zur Berechnung der Ausgleichsenergiepreise weiterzuentwickeln.

#### **9. Eine gemeinsame Beschaffung von Leistung für Redispatch und Regelleistung über eine kraftwerksscharfe Plattform könnte dazu beitragen, Ineffizienzen zu vermeiden.**

Sowohl für den Redispatch zur Behebung von Netzengpässen als auch für die Erbringung von Regelleistung werden flexible Erzeugungs-, Speicher- und Nachfragekapazitäten benötigt. Wenn Kapazitäten für beide Maßnahmen separat beschafft werden, besteht die Gefahr von Ineffizienzen, da z. B. Kraftwerke bereits für die Regelleistungsbereitstellung verplant worden sind, deren Leistung im Rahmen des Redispatch verändert werden soll.

Eine gemeinsame Beschaffung von Leistung für Redispatch und Regelleistung über eine kraftwerksscharfe Plattform analog zum Regulating Power Market in Skandinavien wurde im vorliegenden Projekt nicht detailliert untersucht, stellt

aber gleichwohl einen vielversprechenden Anknüpfungspunkt für weitere Forschungsarbeiten dar.

### **Themenschwerpunkt 3: Engpassbewirtschaftung und Netze**

Die zukünftige Ausgestaltung des Netzenspassmanagements ist ein wesentlicher Aspekt des europäischen Strommarktdesigns. Nicht zuletzt wegen des starken Anstiegs der Kapazitäten aus erneuerbaren Energien und der damit einhergehenden Netzenspässe im deutschen Übertragungsnetz gewinnen Netzausbau und ein effizientes Engpassmanagement verstärkt an Bedeutung.

Im Vordergrund der Untersuchung standen daher eine gesamtwirtschaftliche Kosten-Nutzen-Analyse des Netzausbaus sowie eine Analyse alternativer Netzenspassmanagement-Methoden. Die Untersuchungsergebnisse lassen sich in folgenden Kernaussagen zusammenfassen:

- 1. Das Stromnetz ist das Rückgrat der Versorgungssicherheit. Für die Umsetzung der Energiewende ist daher eine Überwindung der Netzausbauverzögerungen in Verbindung mit einem effizienten Netzenspassmanagement dringend geboten.**

Verzögerungen beim Netzausbau können in Verbindung mit dem Ausbau dezentraler erneuerbarer Energien insbesondere in lastfernen Regionen und der Abschaltung von Kernkraftwerken zu kritischen Netzenspasssituationen und letztlich zu einer Gefährdung der Systemstabilität führen.

Auch wenn der Netzausbau gegenüber dem Redispatch als vorteilhaft bestätigt wird, erfordern die auftretenden Verzögerungen beim Netzausbau ein effektives und effizientes Management von Netzenspässen zur Gewährleistung der Systemstabilität.

- 2. In Übergangsphasen kann Redispatch eine Lösung darstellen, um kritische Netzsituationen zu beherrschen.**

Die Abwägung zwischen Netzausbau und der Inkaufnahme von **Redispatch ist nicht nur, aber auch eine wirtschaftliche Frage.**

Im Einzelfall kann die Abwägung stark unterschiedlich ausfallen, da z. B. die örtlichen Gegebenheiten den Netzausbau erschweren oder verteuern.

Das Maß der notwendigen Redispatch-Maßnahmen bei gegebenem Netz ist stark von der räumlichen Ansiedlung der Erzeugungseinheiten abhängig.

Langfristig und grundsätzlich betrachtet weisen die Modellrechnungen deutlich auf einen finanziellen **Vorteil des Netzausbaus gegenüber dem Redispatch** hin.

**3. Netzausbauverzögerungen in Verbindung mit Kraftwerksstilllegungen vor allem in Süddeutschland und Kraftwerksneubauten in den nördlichen Regionen führen zu strukturellen Engpässen in Richtung Süddeutschland. Die Einführung von Preiszonen innerhalb Deutschlands kann dabei einen Beitrag zur Reduzierung des verbleibenden Redispatch-Bedarfs und somit zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit leisten.**

Bis 2020 ist bei weiteren Netzausbauverzögerungen mit einem Anstieg des Redispatch-Bedarfs auf rund 7 TWh pro Jahr zu rechnen. Eine Betrachtung alternativer Netzengpassmanagement-Methoden hat ergeben, dass die **Einführung von Zonal Pricing bzw. Market Splitting in Deutschland strukturelle Engpässe entlasten** kann.

Die dann regionalen Strompreise wirken sich gegenläufig auf Verbraucher und Erzeuger aus. Diese Verteilungseffekte wurden hier nicht näher untersucht, sollten aber bei der Ausgestaltung gegenüber dem Zugewinn an Versorgungssicherheit sorgfältig abgewogen werden.

Es wurde gezeigt, dass bereits durch Einführung von zwei Preiszonen und den damit verbundenen optimierten Kraftwerkseinsatz **der Bedarf an manuellen Eingriffen** und damit das Versorgungssicherheitsrisiko durch einen erleichterten Netzbetrieb **reduziert werden können**. Des Weiteren lassen sich in Stunden mit hoher Windeinspeisung Transit- und Ringflüsse über die benachbarten Länder verringern.

**4. Die Integration europäischer Flexibilitäten erfordert aufgrund begrenzter Kuppelkapazitäten eine räumlich differenzierte Betrachtung und Einbeziehung des Netzengpassmanagements.**

Bereits heute erfolgt ein grenzüberschreitender Austausch von Flexibilitäten in Form von Fahrplanenergie und Systemdienstleistungen. Die voranschreitende Integration der nationalen Strommärkte eröffnet zusätzliche Möglichkeiten zur Einbeziehung grenzüberschreitender Flexibilitätsoptionen.

Da die verschiedenen Flexibilitätsoptionen substituierbar sind, ist ein wettbewerbliches Umfeld zur Allokation eines effizienten Portfolios von Flexibilitäten

Grundvoraussetzung. Mit dem aktuellen europäischen Marktdesign besteht ein prinzipiell geeigneter Rahmen.

Dabei sind kurzfristig ökonomische und regulatorische Hemmnisse abzubauen. Vor allem kurzfristigere Produkte, Ausschreibungsdauern und Handelsschlusszeiten in den einzelnen Märkten begünstigen die Bereitstellung von Flexibilitätsoptionen. Bei langfristigen Investitionsanreizen sind einseitige Förderungen zum Abbau technischer Hemmnisse zu vermeiden, da diese zu Verzerrungen und Ineffizienzen führen können.

## 5. Die Einführung eines „Verstetigungszertifikatehandels“ wurde geprüft und negativ bewertet.

„Verstetigungszertifikatehandel“ ist ein Oberbegriff für Maßnahmen zur unterlagerten Vergleichmäßigung der Auslastung der Bilanzkreise (Erzeuger und Verbraucher).

Prognosefehler hinsichtlich der Nachfrage und der Einspeisung von fluktuierenden erneuerbaren Energien verursachen Bilanzkreisabweichungen und Ausgleichsenergiebedarf.

Ein Handel von Flexibilitäten mittels Verstetigungszertifikaten als Produkt auf einem „Flexibilitätsmarkt“ als eine alternative Anpassung der Netznutzung und des Bilanzkreis-Wesens erscheint nicht zielführend. Zum einen ist der Ausgleich von Prognosefehlern durch Kurzfrist- und Regelenergiemärkte geregelt. Zum anderen zielen Verstetigungszertifikate auf eine dezentrale Verstetigung ab, die aufgrund von Redundanzen zu Ineffizienzen führt.

## Schlussfolgerungen und Empfehlungen

Mit dem weiteren Ausbau fluktuierender erneuerbarer Energien steigen in Zukunft die Herausforderungen für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit und Systemstabilität. Bei der Fortführung des Transformationsprozesses hin zu einem System mit (nahezu) 100 % erneuerbaren Energien kommt der Weiterentwicklung des aktuellen **Markt- und Regulierungsdesigns** eine wesentliche Bedeutung zu. Denn nur wenn Markt und Regulierung nicht falsche oder inkonsistente Anreize setzen, wird es möglich sein, den Umbau des Elektrizitätssystems erfolgreich abzuschließen, ohne Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit zu vernachlässigen.

Diese Studie untersucht daher ausgehend vom aktuellen Marktdesign mögliche Anpassungen und Weiterentwicklungen. Dabei wird auf **Kapazitäts- und Flexibilitätsmärkte** sowie auf **Kurzfrist- und Regelleistungsmärkte** und das **Netzengpassmanagement** fokussiert.

### **Herausforderungen und idealisiertes Modell des Energy-only-Marktes**

Der teilweise **unerwartet hohe Ausbau erneuerbarer Energien**, insbesondere der Photovoltaik, in den vergangenen Jahren hat zu Verwerfungen im deutschen Strommarkt geführt. Auch weitere Faktoren wie die Finanz- und Wirtschaftskrise und ihre Nachwirkungen mit verringertem Wirtschaftswachstum in Europa oder die durch die kostenfreie Allokation von CO<sub>2</sub>-Zertifikaten bis Ende 2012 verursachten Anreize zum Weiterbetrieb alter Kraftwerke<sup>2</sup> tragen dazu bei, dass der Strommarkt derzeit durch starke Ungleichgewichte geprägt ist. Zusammen mit dem **beschleunigten Kernenergieausstieg, Veränderungen bei der Förderung der erneuerbaren Energien, geplanten weiteren Kraftwerksstilllegungen** und erheblichen Preisschwankungen auf den Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Märkten – die teilweise mit den anderen Faktoren verbunden sind – hat dies zu einem **hohen Maß an Unsicherheit** bezüglich der **zukünftigen Entwicklung** geführt.

Zudem ist deutlich geworden, dass die Verfolgung langfristiger Ziele – wie der Umbau des deutschen Energiesystems – nicht ausschließt, dass es kurzfristig zu erheblichen Abweichungen kommt. Daraus folgt, dass Marktdesign und Regulierung sowohl kurzfristig als auch langfristig angemessene Anreize setzen müssen, um gravierende Konsequenzen im Strommarkt zu verhindern und trotz der teilweise irreduktiblen Unsicherheiten ein effizientes Funktionieren des Systems zu ermöglichen. Die Realität weicht also in verschiedenen Aspekten teils erheblich von einem idealtypischen Markt ab.

Nach dem Konzept des sogenannten Peak-Load-Pricing ergibt sich im idealisierten Markt bei gegebener Zahlungsbereitschaft der Nachfrager und damit gegebener Nachfrage im Gleichgewicht die optimale Erzeugungskapazität.<sup>3</sup> Ohne Marktversagen führt ein funktionsfähiger Wettbewerb in Knappheitszeiten zu optimalen Preisaufschlägen und ermöglicht damit die Refinanzierung von Erzeugungskapazitäten. Dementsprechend würde ein solcher theoretisch idealisierter Energy-only-Markt ohne Marktversa-

---

<sup>2</sup> Vgl. z. B. Weber/Vogel (2014).

<sup>3</sup> Die ökonomische Wohlfahrtstheorie hat grundsätzlich gezeigt, dass freier Wettbewerb im Markt zu den bestmöglichen Wohlfahrtsergebnissen führt, solange gewisse Prämissen erfüllt sind und es nicht zu Marktversagen kommt. Zu diesen Prämissen gehören insbesondere die Abwesenheit von Marktmacht, die Subadditivität, die vollständige Information der Akteure und die eindeutige Zuordnung von Eigentumsrechten. Dies gilt auch für den Strommarkt, sofern man davon ausgeht, dass die Ausschließbarkeit bei der Stromlieferung in jeder Situation gegeben ist. Dies führt hier zum idealisierten Modell des Energy-only-Marktes.

gen adäquate Investitionsanreize setzen und zu effizienten, wohlfahrtsmaximierenden Marktergebnissen führen.

Neben den angedeuteten Marktverzerrungen durch den unerwartet hohen Ausbau von erneuerbaren Energien und die damit einhergehenden Überkapazitäten sind jedoch zukünftig weitere Aspekte für das Funktionieren des Energy-only-Marktes wesentlich. Ein mögliches **Versagen des Energy-only-Marktes als Investitionssignal** lässt sich dabei auf drei wesentliche Probleme reduzieren:

- Eine kurzfristig nicht reagible bzw. **inflexible Nachfrage**,
- hohe **Risiken** aufgrund sehr volatiler Preise sowie
- **lange Vorlaufzeiten** beim Kraftwerksneubau.

Dabei kann eine inflexible Nachfrage dazu führen, dass der Markt nicht in ein Gleichgewicht überführt werden kann, da die Nachfrage das kurzfristig verfügbare Angebot übersteigt. Zudem können volatile Preise erhebliche Unsicherheiten induzieren und Investitionen verhindern. Die Risiken starker Preisschwankungen werden durch die langen Vorlaufzeiten bis zur Inbetriebnahme eines Kraftwerks verstärkt.

Neben der langfristigen Allokation von Erzeugungskapazitäten bzw. Flexibilitäten steigt in Zukunft die Bedeutung der kurzfristigen Koordination des Kraftwerkseinsatzes und der Nutzung weiterer Flexibilitäten. Dabei sind **effiziente Anreize** sowohl in **zeitlicher** als auch **räumlicher Perspektive** wesentlich. In einem System mit hohem Anteil an erneuerbaren Energien ist die **Ausgestaltung von Kurzfrist- und Regelleistungsmärkten** sowie dem **Netzengpassmanagement** somit nicht nur auf die langfristige, sondern auch auf die **kurzfristige Effizienz** auszurichten.

## **Abschließende Empfehlungen**

Vor diesem Hintergrund ergeben sich folgende Empfehlungen für das zukünftige Markt- und Regulierungsdesign.

Die **Einführung von Kapazitätsmechanismen** in Deutschland ist **langfristig vorteilhaft**. Viele Aspekte deuten darauf hin, dass der Energy-Only-Markt scheitern kann, insbesondere wenn in einem zukünftigen regenerativ dominierten Energiemarkt in großem Umfang gesicherte Leistung für wenige Stunden im Jahr vorgehalten werden muss. Dann sind Erzeugungsinvestitionen mit sehr hohen Risiken verbunden. Durch einen Kapazitätsmechanismus kann eine **Risikominderung** bezüglich der erheblich schwankenden Preise erfolgen.

Eine **Strategische Reserve** gewährleistet zwar **mittelfristig die Versorgungssicherheit**, trägt jedoch nicht zur Reduzierung von Investitionsrisiken bei. Demgegenüber senken **Kapazitätsmärkte** abhängig von der Ausgestaltung hinsichtlich Vertragsdauer und systematischer Überkapazitäten das Investitionsrisiko und tragen zur **langfristigen Gewährleistung der Versorgungssicherheit** bei.

Die **sachgerechte Festlegung der Kapazitätsnachfrage** ist für die Effizienz von Kapazitätsmechanismen essenziell. Hierzu bedarf es eines **europaweit koordinierten Vorgehens**, aber auch innerhalb Deutschlands einer adäquaten Methodik. Dabei sollte in einem System mit hohem Anteil an erneuerbaren Energien eine ausreichende freie Leistung in jeder Stunde und weniger die gesicherte Leistung für die Bewertung der Versorgungssicherheit herangezogen werden.

Grundsätzlich können nachfrageseitige Maßnahmen in Knappheitssituationen einen wertvollen Beitrag zum Ausgleich von Angebot und Nachfrage und damit zur Versorgungssicherheit leisten. Aus diesem Grund ist die **Erschließung von Flexibilitätspotenzialen** und deren Steuerbarkeit in Abhängigkeit von Knappheitssignalen **bei Einführung eines Kapazitätsmechanismus** (und auch sonst) **wesentlich**.

Das deutsche Energieversorgungssystem verfügt aktuell über ein hohes Maß an flexiblen Kraftwerken, sodass kurzfristig lediglich bedingt durch Netzengpässe lokale Knappheiten an Flexibilität auftreten. Der weitere Ausbau erneuerbarer Energien in Verbindung mit Netzausbauverzögerungen wird diese lokalen Knappheiten wahrscheinlich verstärken, sodass die **Einbeziehung europäischer Flexibilitätspotenziale** an Bedeutung gewinnt.

Zur Deckung des zukünftigen Flexibilitätsbedarfs durch zusätzliche nachfrageseitige Maßnahmen ist bereits heute ein beachtliches **technisches Flexibilitätspotenzial** vorhanden. Das tatsächlich **erschließbare Marktpotenzial** hängt bei gegebener Steuerbarkeit stark von den Anreizen zur Bereitstellung von Flexibilität ab. Zur verbesserten Integration von Flexibilitäten stellen die bereits geplante Einführung von **Viertelstundenprodukten auch im Day-Ahead-Markt** sowie eine **Verkürzung der Ausschreibungszeiträume und Produktlaufzeiten an den Regelleistungsmärkten** vielversprechende Maßnahmen dar.

Neben einer Weiterentwicklung von Regelleistungsmärkten hinsichtlich Ausschreibungs- und Produktdauern können alternative (situative oder adaptive) **Verfahren zur Bemessung des Reservebedarfs** sowie **verbesserte Anreizmechanismen zur Fahrplanreue** den Regelleistungs- und Regelennergiebedarf reduzieren.

Für die Umsetzung der Energiewende ist eine **Überwindung von Netzausbauverzögerungen** in Verbindung mit einem **effizienten Netzengpassmanagement** von zentraler Bedeutung. Dabei wird **Redispatch in Übergangsphasen eine Lösung** darstellen, um kritische Netzsituationen zu beherrschen. Die **Einführung von Preiszonen** innerhalb Deutschlands kann zudem in einer Übergangsphase einen Beitrag zur **Reduzierung des Redispatch-Bedarfs** bereits im Vorfeld und somit zur Sicherstellung der Systemstabilität leisten. Vor einer möglichen Entscheidung für Preiszonen sollten die erwähnten positiven Effekte auf die Versorgungssicherheit im Einzelnen quantifiziert und anderen, möglicherweise negativen Auswirkungen z. B. auf Transaktionskosten, Liquidität der entstehenden Teilmärkte und Entkopplung von Spot- und Terminmarkt sowie Umverteilungseffekten innerhalb der Preiszonen sorgfältig gegenübergestellt werden.

Eine gemeinsame Beschaffung von Leistung für Redispatch und Regelleistung über eine kraftwerksscharfe Plattform könnte zudem dazu beitragen, Ineffizienzen zu vermeiden.

Bei der **Weiterentwicklung des Markt- und Regulierungsdesigns** sind schließlich die **Wechselwirkungen zwischen den genannten Märkten und Mechanismen** wesentlich. Denn das Verhalten der Akteure und damit die Wechselwirkungen werden durch die zeitliche Abfolge und auch durch die relevanten Knappheiten und Opportunitäten beeinflusst. So steht das Gebot für Sekundärregelleistung bei wöchentlicher Ausschreibung beispielsweise in Wechselwirkung mit den erwarteten Opportunitäten im Spotmarkt.

Auf dem Weg hin zu einem System mit hohem Anteil an erneuerbaren Energien sind auch die **Interdependenzen der Förderung erneuerbarer Energien** mit Kurzfrist- und Regelleistungsmärkten, Netzengpassmanagement sowie mit möglichen Kapazitäts- und Flexibilitätsmärkten zu berücksichtigen. Dies gilt insbesondere bei tiefen und irreversiblen Markteingriffen wie im Falle der Einführung eines Kapazitätsmechanismus. Daher sollten die verschiedenen Anpassungen im Marktdesign gemeinschaftlich und aufeinander abgestimmt umgesetzt werden, sodass ein neues, integriertes Marktdesign erreicht wird.