



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

Inhaltsübersicht

Eckpunkte für ein zukunftsfähiges Marktdesign (Kurzfassung).....	I
Abbildungsverzeichnis	XXV
Tabellenverzeichnis.....	XXIX
Abkürzungsverzeichnis	XXX
1 Problemstellung und Zielsetzung des Vorhabens.....	1
2 Gegenwärtiges Strommarktdesign.....	4
3 Ausgestaltung von Kapazitätsmechanismen bei verstärkter Einspeisung erneuerbarer Energien.....	18
4 Weiterentwicklung von Regelenenergiemärkten bei verstärkter Einspeisung erneuerbarer Energien	82
5 Netzengpassmanagement und Netztarifizierung bei verstärkter Einspeisung erneuerbarer Energien	140
6 Interdependenzen der Instrumente und abschließende Empfehlungen	195
7 Literaturverzeichnis	209
8 Anhang	221

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 mittelfristige¹ 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.**

¹ 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 Regelennergiebedarf 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.

Regelenenergiemärkte 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 Regelenenergie 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 CO₂-Zertifikaten bis Ende 2012 verursachten Anreize zum Weiterbetrieb alter Kraftwerke² 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 CO₂-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.³ 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-

² Vgl. z. B. Weber/Vogel (2014).

³ 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 Fahrplanteue** 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.

Inhaltsverzeichnis

Eckpunkte für ein zukunftsfähiges Marktdesign (Kurzfassung).....	I
Abbildungsverzeichnis	XXV
Tabellenverzeichnis.....	XXIX
Abkürzungsverzeichnis	XXX
1 Problemstellung und Zielsetzung des Vorhabens.....	1
1.1 Gesamtziel des Vorhabens	1
1.2 Methodisches Vorgehen	1
1.2.1 Empirische und qualitative Analysen	2
1.2.2 Quantitative Marktanalysen	3
2 Gegenwärtiges Strommarktdesign.....	4
2.1 Die Organisation des Strommarktes.....	4
2.1.1 Marktrollen und -akteure	4
2.1.2 Handelsplätze und -produkte	7
2.2 Regulatorische Rahmenbedingungen zum Erreichen der Klimaschutzziele.....	10
2.2.1 Emissionshandel	10
2.2.2 Erneuerbare-Energien-Gesetz	13
2.2.3 Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz	14
2.3 Energiepolitische Ziele und Wechselwirkungen mit dem Markt- und Regulierungsdesign	16
3 Ausgestaltung von Kapazitätsmechanismen bei verstärkter Einspeisung erneuerbarer Energien.....	18
3.1 Notwendigkeit von Kapazitätsmechanismen	19
3.1.1 Gesellschaftliche Optimalität durch Energy-only-Märkte.....	19
3.1.2 Marktversagen verhindert gesellschaftlich optimales Marktergebnis	21
3.2 Anforderungen an Kapazitätsmechanismen.....	23
3.2.1 Kriterien für die Ausgestaltung von Kapazitätsmechanismen.....	24

3.2.2 Anforderungen an die konkrete Ausgestaltung von Kapazitätsmechanismen.....	24
3.2.3 Priorisierung verschiedener Anforderungen an Kapazitätsmechanismen	25
3.2.4 Weitere diskussionswürdige Anforderungen.....	28
3.3 Kompatibilität aktueller Marktdesignvorschläge mit wesentlichen Anforderungen an Kapazitätsmechanismen	32
3.3.1 Strategische Reserve	32
3.3.2 Selektiver Kapazitätsmarkt	33
3.3.3 Zentraler Kapazitätsmarkt.....	33
3.3.4 Dezentraler Kapazitätsmarkt.....	34
3.3.5 Bewertung hinsichtlich der identifizierten wesentlichen Anforderungen	34
3.4 Methodengestützte Untersuchungen und Wirkungsanalysen zur Ausgestaltung von Kapazitätsmechanismen	40
3.4.1 Abweichung von der Erwartung: Energy-only- versus Kapazitätsmarkt	40
3.4.2 Verfahren zur Ermittlung der Kapazitätsnachfrage	46
3.4.3 Nationaler versus europaweiter Kapazitätsmechanismus.....	49
3.4.4 Selektiver versus umfassender Kapazitätsmechanismus	62
3.4.5 Zentraler versus dezentraler Kapazitätsmechanismus	71
3.4.6 Einbeziehung von Lastmanagement, Speichern und anderen Flexibilitäten	74
3.5 Eckpunkte für zukünftige Kapazitätsmechanismen	77
4 Weiterentwicklung von Regelleistungsmärkten bei verstärkter Einspeisung erneuerbarer Energien	82
4.1 Bedeutung von Flexibilität und Regelleistung in einem System mit hohem Anteil an erneuerbaren Energien.....	83
4.2 Quellen von Flexibilität.....	85
4.2.1 Flexibilitätsbereitstellung durch konventionelle und KWK-Kraftwerke.....	86
4.2.2 Flexibilitätsbereitstellung durch erneuerbare Energien	87
4.2.3 Flexibilitätsbereitstellung durch Speicher	89
4.2.4 Flexibilitätsbereitstellung durch nachfrageseitige Verbrauchsanpassung	91
4.2.5 Zusammenfassung und Bewertung.....	94
4.3 Methodengestützte Untersuchung der Ausgestaltungsmöglichkeiten von Regelleistungsmärkten und -produkten.....	96

4.3.1 Abschätzung des zukünftigen Flexibilitäts- und Regelleistungsbedarfs	96
4.3.2 Mikroökonomische und numerische Analysen der Auswirkungen neuer Produktdefinitionen	109
4.4 Weiterentwicklung des aktuellen Regelleistungsmarktdesigns	114
4.5 Alternative Ausgestaltungsmöglichkeiten.....	119
4.5.1 Anreizmechanismen zur Fahrplantreue	119
4.5.2 Relevanz längerfristiger Reserveprodukte.....	124
4.5.3 Verstetigungszertifikate-Handel	130
4.5.4 Integrationsbilanzkreise	131
4.5.5 Dezentrale Regelleistungsmärkte	133
4.6 Eckpunkte zur Weiterentwicklung von Regelenergiemärkten und -produkten	135
5 Netzengpassmanagement und Netztarifierung bei verstärkter Einspeisung erneuerbarer Energien	140
5.1 Bedeutung des Netzengpassmanagements und der Netztarifierung in einem System mit hohem Anteil an EE	140
5.1.1 Internationale Erfahrungen zum Netzengpassmanagement.....	140
5.1.2 Bestandsaufnahme der heutigen Netznutzungstarifierung und der Hemmnisse dezentraler Flexibilitätsbereitstellung	145
5.1.3 Anforderungen an das Netzengpassmanagement	149
5.2 Methodengestützte Untersuchung des Netzengpassmanagements und Netzausbaus im Übertragungsnetz	152
5.2.1 Gesamtwirtschaftliche Kosten-Nutzen-Analyse des Netzausbaus unter unterschiedlichen Zielkriterien	152
5.2.2 Marktsimulation zur Analyse der Häufigkeit von Netzengpässen bei Einführung von Market Splitting.....	167
5.2.3 Netzengpassmanagement und Flexibilitäten in europäischer Perspektive	181
5.3 Analysen von Flexibilitätsmechanismen, Netzengpassmanagement und Netztarifierung im Verteilnetz.....	187
5.4 Eckpunkte für das zukünftige Netzengpassmanagement und zur Anreizsetzung für Flexibilität	192
6 Interdependenzen der Instrumente und abschließende Empfehlungen	195

6.1	Interdependenzen zwischen den betrachteten Instrumenten	195
6.1.1	Interdependenzen mit dem Kapazitätsmarkt.....	196
6.1.2	Interdependenzen mit der Regelreserve.....	198
6.1.3	Interdependenzen mit Engpassbewirtschaftung und Netzen	199
6.2	Interdependenzen bei der Förderung erneuerbarer Energien	200
6.2.1	Interdependenzen mit einem Kapazitätsmarkt.....	200
6.2.2	Interdependenzen mit der Regelreserve.....	201
6.2.3	Interdependenzen mit Engpassbewirtschaftung und Netzen	202
6.2.4	Zwischenfazit.....	203
6.3	Fazit und Schlussbetrachtung.....	204
6.3.1	Herausforderungen und idealisiertes Modell des Energy-only-Marktes	204
6.3.2	Abschließende Empfehlungen	206
7	Literaturverzeichnis.....	209
8	Anhang	221
8.1	Zusätzliche Analysen	221
8.1.1	Herleitung der optimalen Kapazitätsnachfrage.....	221
8.1.2	Bestimmung des Regelleistungspreises im erweiterten Merit-Order-Modell	223
8.2	Modellbeschreibungen	238
8.2.1	Das Marktmodell E2M2s.....	238
8.2.2	Das Joint Market Model (JMM)	241
8.2.3	Das BET-Modell des europäischen Strommarktes	243

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Wertschöpfungskette der Stromwirtschaft.....	4
Abbildung 2: Marktrollen und Gebietsstrukturen in einer Regelzone	6
Abbildung 3: Preisbildung auf dem Strommarkt (Day-Ahead-Auktion).....	8
Abbildung 4: Börsenstruktur	9
Abbildung 5: Phasen und Obergrenzen des EHS der EU	11
Abbildung 6: Energiepolitische Ziele und Instrumente	17
Abbildung 7: Preisbildung am Strommarkt anhand der Merit Order.....	20
Abbildung 8: Priorisierung von Anforderungen an einen Kapazitätsmechanismus	27
Abbildung 9: Grafische Lösung des Peak-Load-Pricing-Problems mit optimalen Erzeugungskapazitäten (K0–K3), Lastdauerlinie, Kostenkurven der Erzeugungstechnologien (G1–G3) und effizienten Stückkosten (rot) in Abhängigkeit von der Nutzungsdauer sowie Preisen als Ableitung der effizienten Stückkosten	41
Abbildung 10: Grafische Lösung des Peak-Load-Pricing-Problems bei Abweichungen zwischen erwarteter Nachfrage (und korrespondierenden Ist- Kapazitäten, oben links) und tatsächlicher Nachfrage (und entsprechenden Gleichgewichtskapazitäten, oben rechts)	43
Abbildung 11: Funktionsweise Kapazitätsmarktmodell: Angebots- (grün) und Nachfragekurve (rot).....	44
Abbildung 12: Ergebnisse der Modellrechnungen Kapazitätsmarkt.....	45
Abbildung 13: Kapazitätsbedarf bei Unter-/Überschätzung der Nachfrage für Deutschland..	48
Abbildung 14: Referenzszenario A – Installierte Leistung und produzierte Strommengen (Europa)	52
Abbildung 15: Referenzszenario A – Installierte Leistung und produzierte Strommengen (Deutschland)	53
Abbildung 16: Referenzszenario A – Außenhandelsaldo (Deutschland) und mittlere Basepreise	54
Abbildung 17: Referenzszenario A versus Szenario A1 – Differenzen zwischen installierter Leistung und produzierten Strommengen (Europa)	55
Abbildung 18: Referenzszenario A und Szenario A1 versus Szenario A2 – Differenzen der installierten Leistung (Europa)	57
Abbildung 19: Kapazitätszubau je Technologie im Betrachtungszeitraum	63

Abbildung 20: Unterstellter Gebotsmechanismus.....	64
Abbildung 21: Vergütung im Kapazitätsmarkt für unterschiedliche Produktlaufzeiten.....	65
Abbildung 22: Kumulierte Kosten des umfassenden Kapazitätsmarktes	66
Abbildung 23: Kapazitätsausbau bei sofortiger Stilllegung.....	67
Abbildung 24: Kapazitätsausbau bei Unterdeckung von 20 % der Fixkosten.....	68
Abbildung 25: Kapazitätsausbau bei Unterdeckung von 80 % der Fixkosten.....	69
Abbildung 26: Kumulierte Kosten des selektiven Kapazitätsmarktes	69
Abbildung 27: Gegenüberstellung der kumulierten Kosten der betrachteten Kapazitätsmärkte.....	70
Abbildung 28: Struktur eines zentralen Kapazitätsmechanismus	71
Abbildung 29: Struktur eines dezentralen Kapazitätsmechanismus	72
Abbildung 30: Übersicht über Flexibilitätsoptionen im Stromversorgungssystem	86
Abbildung 31: Übersicht über die Arten von Stromspeichern	89
Abbildung 32: Entwicklung der Residuallast bis 2030	97
Abbildung 33: Erwartete Laständerung und Quantile der mittleren stündlichen Residuallastgradienten in MW (bereinigt um Wochenend- und Feiertage)	98
Abbildung 34: Erwartete Laständerung und Quantile der mittleren viertelstündlichen Residuallastgradienten in MW (bereinigt um Wochenend- und Feiertage)	99
Abbildung 35: Einspeisung von Energie aus Photovoltaik am 25.5.2012	101
Abbildung 36: Bedeutung des Viertelstundenmarktes – Darstellung der mengengewichteten Viertelstundenpreise gegenüber dem Stundenpreis ..	102
Abbildung 37: Schematische Darstellung der Ermittlung des Reservebedarfs.....	105
Abbildung 38: Ermittlung des positiven und negativen Reservebedarfs für das Jahr 2011 ..	107
Abbildung 39: Ermittlung des positiven und negativen Reservebedarfs für das Jahr 2020 ..	108
Abbildung 40: Möglicher erforderlicher Einsatz von Regelleistung trotz ausgeglichenem Bilanzierungsintervall durch Viertelstundenintervall	109
Abbildung 41: Situativer Reservebedarf 2013	115
Abbildung 42: Regelleistungspotenziale Photovoltaik bei unterschiedlicher Länge der Produktzeitscheiben	118
Abbildung 43: Prinzipskizze zur Blockdefinition mit Leistung P und Zeit t.....	125
Abbildung 44: Abrufdauer und maximale Leistung 2010	126
Abbildung 45: Abrufdauer und maximale Leistung 2011	126

Abbildung 46: Abrufdauer und maximale Leistung 2012	127
Abbildung 47: Abrufdauer und maximale Leistung von Gasturbinen bis 2030	128
Abbildung 48: Abrufdauer und maximale Leistung von Gasturbinen bis 2050	129
Abbildung 49: Organisation der Reservevorhaltung und Systemverantwortung.....	133
Abbildung 50: Netzbereiche und Netznutzungsentgelte	145
Abbildung 51: Netznutzungsentgelte im Jahr 2014 für einen Jahresverbrauch von 4.000 kWh.....	147
Abbildung 52: Modellansatz der gesamtwirtschaftlichen Kosten-Nutzen-Analyse des Netzausbaus	153
Abbildung 53: Netzausbauszenarien „Startnetz“ und „Netzausbau“ im Vergleich.....	155
Abbildung 54: Methodik zur Bestimmung der langfristigen Entwicklung der Kosten für Netzengpassmanagement-Maßnahmen.....	156
Abbildung 55: Allokation zukünftiger Zubauten konventioneller Kraftwerke im Vergleich zwischen Basisfall und Sensitivitätsanalyse	157
Abbildung 56: Gesamtwirtschaftliche Kosten-Nutzen-Analyse des Netzausbaus.....	158
Abbildung 57: Kostenvergleich unter suboptimaler Allokation künftiger Zubauten im Rahmen der Sensitivitätsanalyse.....	159
Abbildung 58: Langfristige Entwicklung von Redispatch-Bedarf und -Kosten im Szenario „Startnetz“	160
Abbildung 59: Langfristige Entwicklung der Engpasssituation bzw. der Engpassstunden zwischen verschiedenen Regionen im Szenario „Startnetz“	162
Abbildung 60: Langfristige Entwicklung von Redispatch-Bedarf und -Kosten im Szenario „Netzausbau“	163
Abbildung 61: Langfristige Entwicklung der Engpasssituation bzw. der Engpassstunden zwischen verschiedenen Regionen im Szenario „Netzausbau“	164
Abbildung 62: Methodische Einschränkungen mit Einfluss auf das Modellergebnis	166
Abbildung 63: Entwicklung der Engpassstunden in Deutschland bis 2020.....	171
Abbildung 64: Entwicklung der Redispatch-Volumen in Deutschland bis 2020	172
Abbildung 65: Engpassmengen und -richtungen für das Simulationsjahr 2020.....	173
Abbildung 66: Redispatch-Mengen nach Regionen für 2020	174
Abbildung 67: Festlegung der Zoneneinteilung für 2020	175
Abbildung 68: Preisdifferenzen in €/MWh – Szenario A	177
Abbildung 69: Verbleibende Engpässe bei Einführung von Market Splitting (Szenario A)	178

Abbildung 70: Verbleibender negativer Redispatch bei Einführung von Market Splitting (Szenario A)	179
Abbildung 71: Rückspeisung MITNETZ 2012	190
Abbildung 72: Rückspeisung E.DIS 2012	191
Abbildung 73: Interdependenzen in zeitlicher Perspektive	196
Abbildung 74: Wechselwirkungen verschiedener Marktinstrumente	204
Abbildung 75: Approximation der Lastdauerlinie	222
Abbildung 76: Erster Fall: Nur Kraftwerk 1 (K_1) bietet Regelleistung an	228
Abbildung 77: Zweiter Fall: Nur Kraftwerk 2 (K_2) bietet Regelleistung an	230
Abbildung 78: Dritter Fall: Beide Kraftwerke bieten Regelleistung an	231
Abbildung 79: Rekombinierende Bäume zur Abbildung stochastischer EE-Einspeisung	239
Abbildung 80: Rollierende Planung	242
Abbildung 81: Geografischer Rahmen und Abbildung von DE im Europamodell	242
Abbildung 82: Strompreisschätzer auf Basis von Grenzkosten	244
Abbildung 83: Einfaches Merit-Order-Modell	247
Abbildung 84: Merit-Order-Modell für den Fall zweier integrierter Märkte	248
Abbildung 85: Merit-Order-Modell mit zwei nicht integrierten Teilmärkten	248
Abbildung 86: Modellregionen Strommarktmodell	249
Abbildung 87: Das Kraftwerkseinsatzoptimierungs-Tool	252

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Systematisierung von Anforderungen an Kapazitätsmechanismen	25
Tabelle 2: Bewertung von Kapazitätsmechanismen hinsichtlich der Zielerreichung	39
Tabelle 3: Kapazitätsnachfrage Referenzszenario A und Szenario A1: Nationaler versus europaweiter Kapazitätsmechanismus	47
Tabelle 4: Kapazitätsnachfrage Referenzszenario B, Szenarien B1 und B2: Asymmetrische Einführung und CWE-weiter Kapazitätsmarkt.....	51
Tabelle 5: Referenzszenario A versus Szenario A1 – Kapazitätskosten.....	56
Tabelle 6: Übersicht über die Eigenschaften konventioneller Kraftwerke	87
Tabelle 7: Übersicht über die Eigenschaften erneuerbarer Energien	88
Tabelle 8: Übersicht über die Eigenschaften von Batterien	90
Tabelle 9: Theoretische Lastverschiebemengen in Haushaltssegment und GHD-Sektor	93
Tabelle 10: Zusammenhang zwischen Residuallast, Gesamtlast und EE-Einspeisung	97
Tabelle 11: Anzahl von Stunden mit Schwachlast und gleichzeitig hohen stündlichen Residuallastgradienten	100
Tabelle 12: Entwicklung der mittleren Prognosegüte Photovoltaik (nRMSE)	103
Tabelle 13: Entwicklung der mittleren Prognosegüte Windenergie onshore (nRMSE)	104
Tabelle 14: Ausfallhäufigkeit von Kraftwerken.....	106
Tabelle 15: Preis der positiven Spinning-Reserve und Spotpreis in Deutschland (Jahresdurchschnitt 2012) und Gesamtsystemkostendifferenz 2012.....	113
Tabelle 16: Veränderter MRL-Bedarf in MW durch situative Reservebemessung 2013	115
Tabelle 17: Einsparpotenziale bei der Vorhaltung der Minutenreserve 2013	117
Tabelle 18: Anteile von Blockabruflängen	127
Tabelle 19: Systematisierung von Anforderungen an das Netzengpassmanagement	150
Tabelle 20: Indikatoren zu den Auswirkungen von Market Splitting in Deutschland 2020..	176
Tabelle 21: Interpretation der Lagrange-Multiplikatoren	225

Abkürzungsverzeichnis

- . AA-CAES
- . AE
- . AEP
- . AI
- . AP
- . BIKO
- . BK
- . BK CCS
- . BKV
- . BMBF
- . BMU

- . BMWi

- . BNetzA
- . CAES
- . CBA
- . CCS
- . CDM
- . CO₂
- . CONE
- . CWE
- . DENA
- . DR
- . DSM
- . ECC
- . EE
- . EEG
- . EHS
- . ENTSO-E

- . EnWG
- . EOM
- . ETS
- . EU
- . EVU
- . EZB

- . Adiabate Speicherkraftwerke
- . Ausgleichsenergie
- . Ausgleichsenergiepreis
- . Ausgleichsintervall
- . Arbeitspreis
- . Bilanzkoordinator
- . Bilanzkreis
- . Braunkohlekraftwerk mit CCS-Technologie
- . Bilanzkreisverantwortlicher
- . Bundesministerium für Bildung und Forschung
- . Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
- . Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
- . Bundesnetzagentur
- . Compressed Air Energy Storage
- . Cost Benefit Analysis
- . Carbon-Dioxide Capture and Storage
- . Clean Development Mechanism
- . Kohlenstoffdioxid
- . Cost of new entry
- . Central Western Europe
- . Deutsche Energie-Agentur
- . Demand-Response
- . Demand Side Management
- . European Commodity Clearing
- . Erneuerbare Energien
- . Erneuerbare-Energien-Gesetz
- . Emissionshandelssystem
- . European Network of Transmission System Operators for Electricity
- . Energiewirtschaftsgesetz
- . Energy-only-Markt
- . Emissions Trading Scheme
- . Europäische Union
- . Energieversorgungsunternehmen
- . Europäische Zentralbank

- . GHD
- . GPKE
- . GT
- . GuD
- . GW
- . HöS
- . HT
- . ID
- . IGCC
- . ISO
- . JI
- . JMM
- . KM
- . KMU
- . kW
- . KWK
- . KWKG
- . LF
- . LP
- . MCP
- . MDL
- . MO
- . MRL
- . MS
- . Ms
- . MSB
- . MW
- . MWh
- . NAP
- . NEP
- . nRMSE
- . NS
- . NT
- . NTC
- . OTC
- . PJM
- . Gewerbe, Handel, Dienstleistungen
- . Geschäftsprozesse zur Kundenbelieferung mit Elektrizität
- . Gasturbine
- . Gas-und-Dampf
- . Gigawatt
- . Höchstspannung
- . Haupttarif
- . Intraday
- . International Grid Control Cooperation
- . Independent System Operator
- . Joint Implementation
- . Joint Market Model
- . Kapazitätsmechanismus
- . Kleine und mittlere Unternehmen
- . Kilowatt
- . Kraft-Wärme-Kopplung
- . Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
- . Lieferant
- . Leistungspreis
- . Market-Clearing-Preis, Market-Clearing Price
- . Messdienstleister
- . Merit Order
- . Minutenregelleistung
- . Mittelspannung
- . Millisekunden
- . Messstellenbetreiber
- . Megawatt
- . Megawattstunde
- . Nationaler Allokationsplan
- . Netzentwicklungsplan
- . normalized Root Mean Square Error, normalisierter mittlerer Prognosefehler
- . Niederspannung
- . Nebentarif
- . Net Transfer Capacity
- . Over-the-Counter
- . Pennsylvania-New Jersey-Maryland Inter-connection

- . PLP
 - . PRL
 - . PSKW
 - . PV
 - . RA
 - . RE
 - . reBAP
 - . RL
 - . RMSE
 - . RZ
 - . SK CCS
 - . SLV
 - . SMES
 - . SRL
 - . SSNIP
 - . StromNZV
 - . TE
 - . TWh
 - . TYNDP
 - . UCTE

 - . ÜN
 - . ÜNB
 - . USV
 - . V
 - . Var.
 - . VGT
 - . VNB
 - . vNNE
 - . VoLL
 - . W
 - . WVoLL
 - . ZP
- . Peak-Load-Pricing
 - . Primärregelleistung
 - . Pumpspeicherkraftwerk
 - . Photovoltaik
 - . Regelarbeit
 - . Regelenergie
 - . Bilanzausgleichsenergiepreis
 - . Regelleistung
 - . Mittlerer Prognosefehler
 - . Regelzone
 - . Steinkohlekraftwerk mit CCS-Technologie
 - . Stromliefervertrag
 - . Supraleitender Magnetischer Energiespeicher
 - . Sekundärregelleistung
 - . Small Significant Nontransitory Increase in Price
 - . Stromnetzzugangsverordnung
 - . Technische Einheit
 - . Terawattstunde
 - . Ten Year Network Development Plan
 - . Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity
 - . Übertragungsnetz
 - . Übertragungsnetzbetreiber
 - . Unterbrechungsfreie Stromversorgung
 - . Volt
 - . Variabel
 - . Vorschaltgasturbine
 - . Verteilnetzbetreiber
 - . Vermiedene Netznutzungsentgelte
 - . Value of Lost Load
 - . Watt
 - . Watt Value of Lost Load
 - . Zählpunkt

1 Problemstellung und Zielsetzung des Vorhabens

1.1 Gesamtziel des Vorhabens

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 Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) mit einer verbesserten Steuerung des Ausbaus der erneuerbaren Energien ist in den kommenden Jahren mit einem weiteren Zubau von dargebotsabhängigen Erzeugungstechnologien aus erneuerbaren Energien wie Photovoltaik und Windenergie zu rechnen. Diese Entwicklung verlangt eine höhere Flexibilität des Energiesystems und stellt neue Anforderungen an die Gewährleistung der Netzstabilität und Versorgungssicherheit.

Daher ist zu untersuchen, wie die bestehenden Regelungen zur Marktausgestaltung verändert werden müssen, um den Übergang in ein flexibles 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 Netzengpassmanagementsystems** 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?

1.2 Methodisches Vorgehen

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

1.2.1 Empirische und qualitative Analysen

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

Als Ausgangspunkt wird ein Überblick über das aktuelle Strommarktdesign mit seinen verschiedenen Akteuren, Produkten und politischen Instrumenten gegeben, auf dem die weiteren Betrachtungen aufsetzen. In diesem Zusammenhang wird auch erörtert, wie die unterschiedlichen Elemente des Strommarktdesigns zum Erreichen der übergeordneten Ziele des energiepolitischen Zieldreiecks zusammenwirken (sollten).

Im Hinblick auf Kapazitätsmechanismen wird zunächst die grundsätzliche Notwendigkeit ihrer Einrichtung diskutiert. Anschließend wird ein Kriterienkatalog entwickelt, der als Bewertungsmaßstab für Kapazitätsmechanismen dienen soll. Dies ermöglicht bereits teils ohne konkrete Simulationen, Aussagen zu bestimmten Mechanismen wie der Strategischen Reserve zu treffen. Da einige Formen von Kapazitätsmechanismen im Rahmen einer Marktsimulation schwierig zu differenzieren sind, wie z. B. zentrale und dezentrale Kapazitätsmechanismen, werden die entscheidenden Unterschiede beschrieben und gegeneinander abgewogen. Hierbei spielt u. a. auch die Einbindung von Lastmanagement, Speichern und anderen Flexibilitäten eine ausschlaggebende Rolle. Abschließend werden bestehende Vorschläge zur Ausgestaltung eines Kapazitätsmechanismus auf Basis der Modellrechnungen und des entwickelten Kriterienkatalogs bewertet.

Für die Weiterentwicklung der Regelreservemärkte werden insbesondere die Quellen von Flexibilität und ihre Bedeutung für die Regelreserve analysiert, um eine solide Ausgangsbasis für anschließende Berechnungen zu schaffen. Hierzu wurden u. a. umfassende Erhebungen zum Demand-Side-Management-Potenzial industrieller Verbraucher angestellt. Diese berücksichtigen insbesondere die Zeit- und Mengenverfügbarkeit verschiedener Industrieprozesse für eine temporäre Reduzierung oder Anhebung der Stromnachfrage. Weiterhin werden auch alternative Ausgestaltungsmöglichkeiten und mögliche zusätzliche Produkte, wie z. B. eine langfristige Reserve für Zeiten mit geringer Einspeisung erneuerbarer Energien, qualitativ diskutiert.

Um derzeitige und alternative Maßnahmen zur Engpassbewirtschaftung bewerten zu können, werden allgemeine Anforderungen an das Netzengpassmanagement formuliert. Dabei werden auch internationale Erfahrungen einbezogen. Über qualitative Analysen sollen Hemmnisse dezentraler Flexibilitätsbereitstellung aufgedeckt und alternative Möglichkeiten zur Netznutzungstarifizierung aufgezeigt werden. Des Weiteren werden alternative Vorschläge zu Flexibilitätsmechanismen, die z. B. eine Verstetigung der Einspeisung auf unterlagerter Netzebene anreizen sollen, vorgestellt und bewertet.

Auf Basis der qualitativen, empirischen sowie quantitativen Untersuchungen werden abschließend die Wechselwirkungen zwischen einzelnen Märkten und Instrumenten betrachtet sowie Empfehlungen für das Vorgehen hinsichtlich der Weiterentwicklung des Strommarktdesigns ausgesprochen.

1.2.2 Quantitative Marktanalysen

Ergänzend zu den empirischen und qualitativen Untersuchungen werden quantitative Marktsimulationen durchgeführt. Hierbei kann zum einen auf bestehende und längerprobte Modelle des Forschungskonsortiums zurückgegriffen werden, zum anderen werden neue Modelle entwickelt, die eine gezielte Analyse der betrachteten Fragestellungen ermöglichen.

Im Bereich Kapazitätsmechanismen wird ein Modell entwickelt, das für verschiedene Regulierungsszenarios die minimal vorzuhaltende Kapazität berechnet. Insbesondere der Vergleich nationaler und europaweit abgestimmter Strategien steht hierbei im Fokus. In einem Peak-Load-Pricing-Modell werden die Auswirkungen eines Kapazitätsmechanismus auf das Investorenrisiko quantifiziert und denen des Energy-only-Markts gegenübergestellt. Darüber hinaus wird der Frage nachgegangen, wie groß die Unterschiede bezüglich des Leistungsentgelts zwischen einem selektiven und einem umfassenden Kapazitätsmechanismus ausfallen.

Quantitative Methoden kommen auch bei der Betrachtung der Regelreserve zum Einsatz. Insbesondere wird der zukünftige Bedarf an Flexibilität und Regelleistung bestimmt. Mikroökonomische und numerische Analysen simulieren darüber hinaus die Auswirkungen neuer Produktzuschnitte auf die benötigte Regelleistungsvorhaltung. Darauf aufbauend werden konkrete Vorschläge zur Weiterentwicklung des Regelleistungsmarktdesigns gemacht.

Im Bereich Netzengpassbewirtschaftung wird eine Kosten-Nutzen-Analyse des Netzausbaus gegenüber dem Redispatch vorgenommen. Weiterhin werden die Auswirkungen der Einführung alternativer Methoden des Netzengpassmanagements wie z. B. des Market Splitting untersucht.

2 Gegenwärtiges Strommarktdesign

2.1 Die Organisation des Strommarktes

Mit Inkrafttreten der Richtlinie 96/92/EG „Gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt“ der Europäischen Union (EU)⁴ kam es seit Mitte der 1990er-Jahre zu einer schrittweisen Verwirklichung eines wettbewerbsorientierten, gesamteuropäischen Elektrizitätsmarktes. Dies führte zu einem Paradigmenwechsel für die bis dato monopolistisch geprägten europäischen Stromwirtschaften.

Im Zuge der Liberalisierung wurden die Erzeugungs- und Versorgungsmärkte für neue Marktteilnehmer geöffnet, um durch Förderung von Wettbewerb Effizienzsteigerungen und niedrigere Stromkosten zu bezwecken. Darüber hinaus wurden die als natürliche Monopole angesehenen Segmente Übertragung und Verteilung unter eine staatliche Regulierung gestellt, um die Entgelte für die Netznutzung zu senken.⁵ Die bis dato aus der Erzeugung, der Übertragung, der Verteilung und der Endkundenversorgung bestehende Wertschöpfungskette wurde um den (Groß-)Handel und den Vertrieb ergänzt, wie Abbildung 1 zeigt.

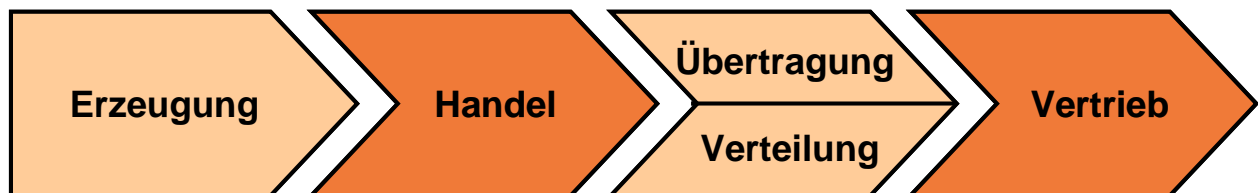


Abbildung 1: Wertschöpfungskette der Stromwirtschaft

2.1.1 Markttrollen und -akteure

Mit der Unabhängigkeit der Versorgung von physikalischen Energieflüssen und der freien Wahl des Lieferanten durch die Endverbraucher erhöhte sich der Abstimmungs- und Informationsbedarf zwischen den Akteuren auf den unterschiedlichen Wertschöpfungsstufen. Um eine korrekte Zurechnung der Energiemengen und der damit verbundenen Preise, Kosten und Erlöse zu gewährleisten, wurden das sogenannte Markttrollenmodell und die Gebietsstrukturen entwickelt. Ersteres bildet die beteiligten Akteure

⁴ Europäisches Parlament und Rat (2003b).

⁵ Netze gelten – anders als Erzeugungsanlagen – als nicht substituierbar für das Erreichen der zu versorgenden Kunden. Aufgrund hoher Investitionen, der Irreversibilität und der Ortsgebundenheit sind sie nicht mit angemessenen Mitteln zu duplizieren. Deshalb erscheint eine Regulierung sinnvoller als das Schaffen von Konkurrenz.

ab; Letztere beschreiben virtuelle Gebilde, in denen Energieflüsse verrechnet werden können.⁶

Folgende Gebietsstrukturen werden nach BDEW (2008) unterschieden:⁷

- **Regelzonen:** Regelzonen beschreiben den Netzbereich, für den ein Übertragungsnetzbetreiber nach den Vorgaben der „Union für die Koordinierung des Transports für Elektrizität“ (UCTE) verantwortlich ist.
- **Netzgebiete:** Diese Netzbereiche, die mehrere Spannungsebenen einschließen können, werden von einem Verteilnetzbetreiber (VNB) betrieben. Sie sind über Messeinrichtungen zähltechnisch abgrenzbar.
- **Bilanzierungsgebiete (BG):** Bilanzierungsgebiete dienen der Plausibilisierung von Netzbilanzen. Eines oder mehrere Netzgebiete, auch verschiedener VNB, können in einem Bilanzierungsgebiet liegen. In der Regel stellt das Netzgebiet eines VNB auch sein Bilanzierungsgebiet dar.
- **Bilanzkreise (BK):** Hierbei handelt es sich um virtuelle Konstrukte in einer Regelzone, durch die Handelsgeschäfte zwischen Marktakteuren ermöglicht werden. In Bilanzkreisen können Einspeise- und Entnahmestellen zu dem Zweck zusammengefasst werden, mittels Durchmischung Abweichungen in Erzeugung und Verbrauch zu minimieren. Darüber hinaus gibt es gesonderte Handelsbilanzkreise, denen keine reale Einspeisung bzw. Entnahme zugrunde liegt. Es besteht ferner die Möglichkeit, Unterbilanzkreise zu bilden, die einem Bilanzkreis zugeordnet werden können.
- **Zählpunkte (ZP):** Einspeise- und Entnahmestellen sind eindeutig definiert durch eine oder mehrere Zählpunktbezeichnungen. Reale Zählpunkte müssen über physikalische Messeinrichtungen zur Erfassung von Energiemengen verfügen. Virtuelle Zählpunkte, bei denen Messwerte oder Zeitreihen auf Basis realer Daten physikalischer Zählpunkte gebildet werden, benötigen dies nicht.

Abbildung 2 verdeutlicht den Zusammenhang zwischen Marktrollen und Gebietsstrukturen innerhalb einer Regelzone.

⁶ Vgl. BDEW (2008), S. 4–6.

⁷ Vgl. BDEW (2008), S. 11–12.

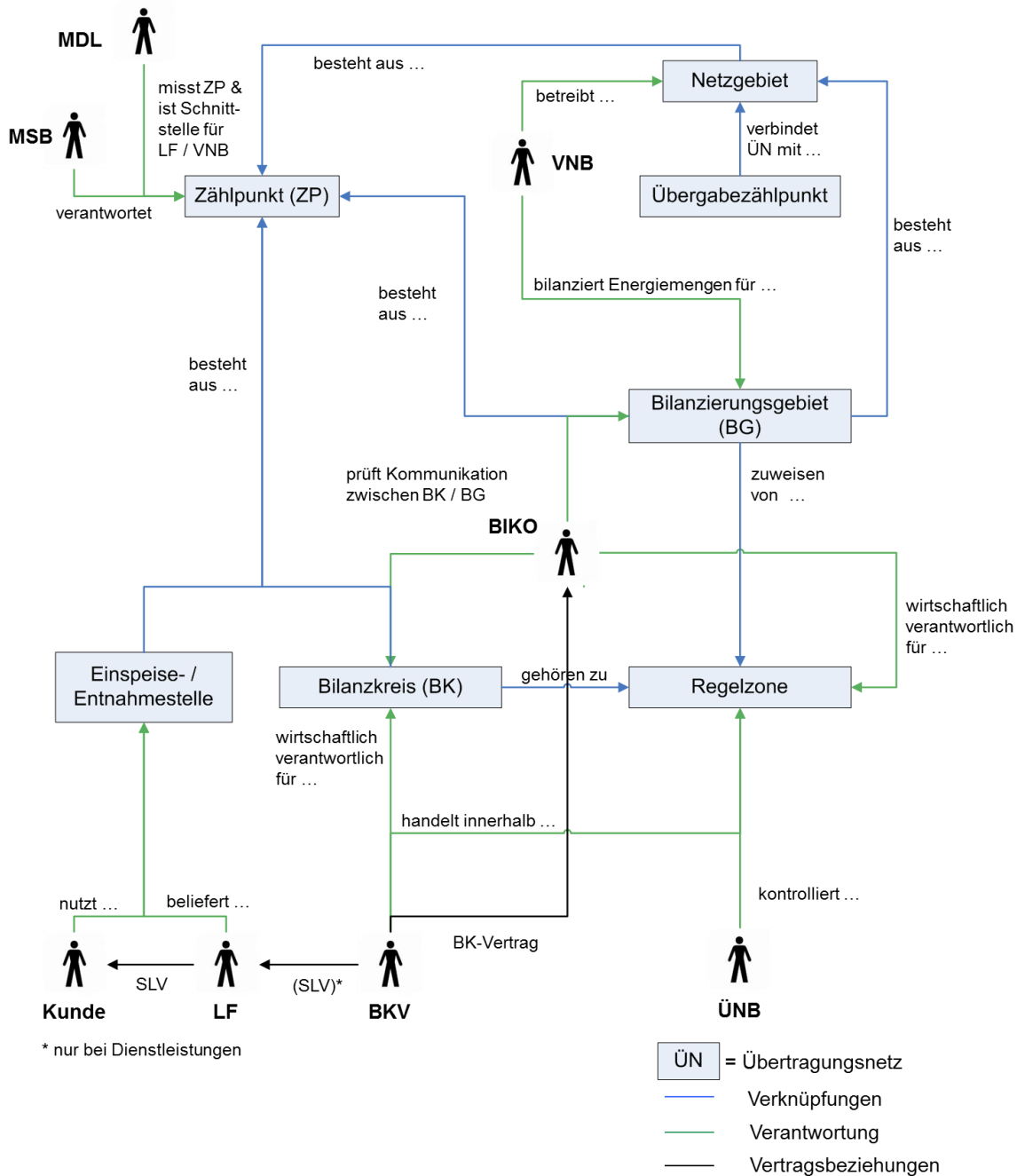


Abbildung 2: Marktrollen und Gebietsstrukturen in einer Regelzone⁸

Das Marktrollenmodell bildet die Akteure auf den verschiedenen Wertschöpfungsstufen bzw. die Verantwortlichen der oben genannten Gebiete ab. Dabei kann ein Marktakteur auch mehrere Rollen einnehmen. Folgende Rollen werden unterschieden:⁹

- Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) und Verteilnetzbetreiber (VNB): ÜNB und VNB sind natürliche, juristische oder rechtlich unselbständige Organisationseinheiten

⁸ Vgl. BDEW (2008), S. 8 und Bundesnetzagentur (2012a,2012b).

⁹ Vgl. BDEW (2008), S. 9f.

eines EVU, deren Aufgabe der Betrieb, die Wartung sowie der Ausbau des Netzes im jeweiligen Netzbereich ist.

- Messstellenbetreiber (MSB): Der Messstellenbetreiber ist zuständig für den Einbau, den Betrieb und die Wartung von Messeinrichtungen.
- Messdienstleister (MDL): Der Messdienstleister nimmt die Ablesung und Energiemessung an den Geräten vor.
- Bilanzkoordinator (BIKO): Als BIKO bezeichnet man die für die Bilanzkreisabrechnung einer Regelzone zuständige Instanz.
- Bilanzkreisverantwortlicher (BKV): Der BKV ist der Ansprechpartner des Bilanzkreisnutzers gegenüber dem BIKO. Er ist dafür verantwortlich, Einspeisungen und Entnahmen in seinem Bilanzkreis in jeder Viertelstunde ausgeglichen zu halten.

Lieferant (LF) und Letztverbraucher: Der Vertrieb von Elektrizität erfolgt durch den Lieferanten, der seinen Kunden, den Letztverbraucher, nach Abschluss eines Stromlieferungsvertrags (SLV) mit Strom beliefert. Darüber hinaus regelt er über einen Lieferantenrahmenvertrag die Netznutzung mit dem Netzbetreiber des Kunden.

2.1.2 Handelsplätze und -produkte

Der Handel von Strom kann entweder über Börsen oder bilaterale Geschäfte, auch Over-the-Counter-Handel (OTC) genannt, erfolgen. Dabei wird zwischen der kurzfristigen und der langfristigen Perspektive unterschieden. Am Spotmarkt können Day-Ahead- (am Tag vor Lieferung) oder Intraday-Produkte (am Liefertag) mit einer oder mehreren Stunden Vorlauf, am Terminmarkt längerfristige Produkte mit größerem Vorlauf (z. B. Wochen, Quartale oder Jahre) gehandelt werden. Um die Preisfindungsprinzipien auf den Märkten zu veranschaulichen, werden zunächst die Börsen und Börsenprodukte vorgestellt.

An der EPEX Spot SE mit Sitz in Paris werden kurzfristige Kontrakte für den deutschen Markt gehandelt. Die Day-Ahead-Auktion findet täglich um 12 Uhr statt. Bis zu diesem Zeitpunkt können Preis-Mengen-Gebote (mit einem Vorlauf von bis zu 45 Tagen vor dem Liefertag) in das Orderbuch gestellt werden. Angebot bzw. Nachfrage sind als ganze Megawatt (MW) mit einer Nachkommastelle anzugeben und mit einem Arbeitspreis in Euro pro Megawattstunde (€/MWh) mit zwei Nachkommastellen zu versehen. Neben Einzelstunden können auch Blockangebote (z. B. Peakload oder Baseload) gehandelt werden.¹⁰

¹⁰ Vgl. EPEX (2012), S. 6.

Nach der Sammlung der Gebote und dem Schluss des Orderbuchs um 12 Uhr ergibt sich der Marktpreis als Schnittpunkt von Angebots- und Nachfragekurve, wobei alle Marktteilnehmer denselben Preis zahlen bzw. erhalten (Market-Clearing Price, MCP). Dabei sind künstliche Preisuntergrenzen und -obergrenzen vorgegeben, die bei $-3000,00 \text{ €/MWh}$ bzw. $3000,00 \text{ €/MWh}$ liegen.¹¹ Abbildung 3 veranschaulicht den Mechanismus der Preisfindung.¹²

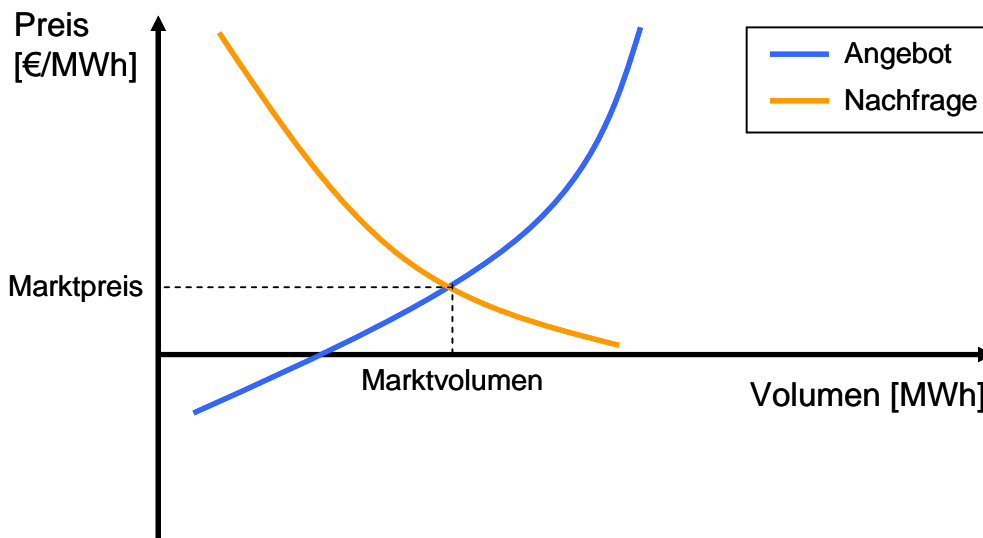


Abbildung 3: Preisbildung auf dem Strommarkt (Day-Ahead-Auktion)

Beim Intraday-Handel werden kontinuierlich Einzel- bzw. Viertelstunden gehandelt. Ein Geschäft kommt zustande, wenn sich Angebots- und Nachfragepreis entsprechen (Pay as Bid).¹³ Der Handel von Stundenkontrakten beginnt um 15 Uhr am Vortag, der von Viertelstundenkontrakten zwei Stunden vor Lieferbeginn der entsprechenden Stunde. Für beide Produkte schließt der Handel 45 Minuten vor Lieferbeginn. Wie bei der Day-Ahead-Auktion gibt es Mindest- und Maximalpreise, die bei $-9999,00$ Euro bzw. $9999,00$ Euro pro MWh liegen und mit zwei Nachkommastellen zu versehen sind. Bei Stundenkontrakten sind Gebote in 1-MW- und 0,1-MW-Schritten ausführbar, wobei bei grenzüberschreitendem Handel nur Orders mit ganzen MW ausgeführt werden. Vordefinierte Blöcke sind Base- und Peakload. Viertelstunden können nicht grenzüberschrei-

¹¹ Vgl. EPEX (2012), S. 6ff.

¹² Anmerkung: Es findet seit 2009 zudem eine Preiskopplung zwischen Deutschland, Österreich, Frankreich, den Niederlanden, Belgien und Skandinavien statt. Ziel ist die Preiskonvergenz in den gekoppelten Märkten. Eine Erläuterung der Marktkopplung gibt z. B. EPEX (2011), S. 52–65.

¹³ Es gibt darüber hinaus Gebotstypen, die eine zeitliche Gültigkeit (z. B. Sofortausführung oder Löschung) oder Beschränkungen hinsichtlich der Menge (z. B. vollständige Ausführung oder Löschung) besitzen. Auf die Gebotstypen wird an dieser Stelle nicht näher eingegangen.

tend und nur in ganzen MW gehandelt werden. Es existieren keine Blöcke für den 15-Minuten-Handel.¹⁴

Dem Geschäftsabschluss folgt die Geschäftserfüllung. Dabei sendet die Börse eine Mitteilung an die Clearingstelle European Commodity Clearing (ECC). Diese tritt als zentraler Vertragspartner auf und übernimmt das Kontrahentenausfallrisiko.¹⁵ Nach Eingang der Mitteilung erfolgt das physikalische und finanzielle Settlement.¹⁶ Durch Versenden eines verbindlichen Fahrplans an den ÜNB findet die physikalische Erfüllung statt. Die finanzielle Erfüllung läuft über ein Clearing-Mitglied, in der Regel eine zugelassene Bank. Über einen Fahrplanaustausch mit dem ÜNB werden Mengen in den BK des Börsenmitglieds ein- bzw. aus seinem BK ausgebucht. Eine Zusammenfassung zeigt Abbildung 4.

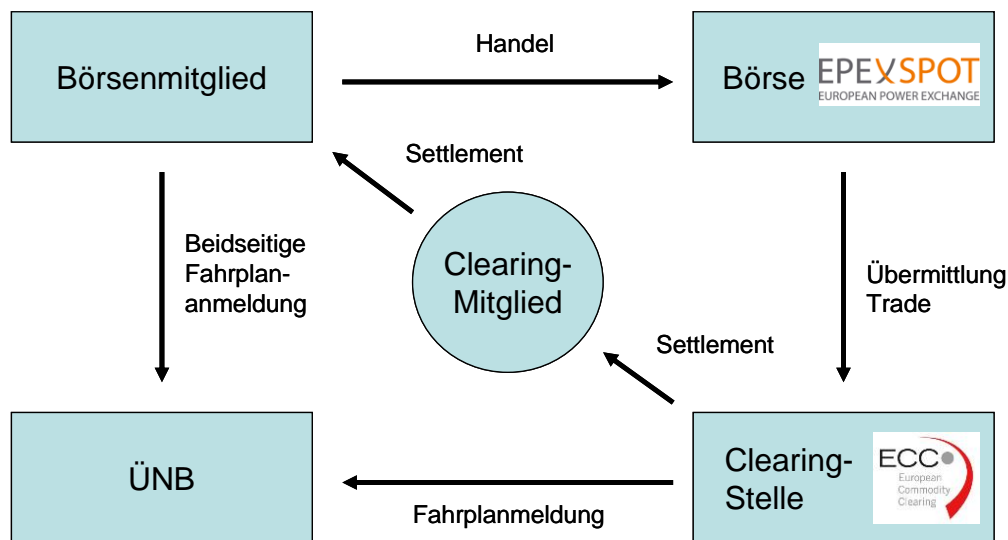


Abbildung 4: Börsenstruktur¹⁷

Am Terminmarkt werden Futures und Optionskontrakte gehandelt. Deren Ziel ist die Neutralisierung von bzw. Absicherung gegen Preisrisiken. Ein Future beschreibt ein unbedingtes Termingeschäft, bei dem der Käufer bzw. Verkäufer die Verpflichtung eingeht, eine Energiemenge an einem zukünftigen Zeitpunkt zu einem heute festgelegten Preis zu kaufen bzw. verkaufen.¹⁸ Futures kann man in der Regel als Base-, Peak- oder Off-Peak-Produkt für Wochen, Monate, Quartale oder Jahre handeln.¹⁹ Als mögliche Lieferperio-

¹⁴ Vgl. EPEX (2012), S. 10.

¹⁵ Vgl. EEX (2011), S. 22.

¹⁶ Vgl. ECC (2012), S. 6.

¹⁷ Vgl. EPEX (2011), S. 9.

¹⁸ Vgl. EEX (2011), S. 5.

¹⁹ Beim Off-Peak-Produkt ist der Wochen-Future nicht handelbar.

den kommen maximal die nächsten sechs vollen Jahre, die nächsten elf Quartale, die nächsten neun Monate sowie die nächsten vier Wochen infrage.²⁰

Der Optionskontrakt unterscheidet sich dahingehend, dass der Käufer der Option am letzten Handelstag (europäische Option) bzw. bis zum letzten Handelstag (amerikanische Option) das Recht hat, eine bestimmte Energiemenge zu einem festgelegten Preis zu kaufen bzw. zu verkaufen.²¹ Man unterscheidet Call- (Kauf-) und Put-Optionen (Verkaufsoptionen). Der Käufer einer Kaufoption hat das Recht, den Basiswert zu einem festgelegten Ausübungspreis zu kaufen; der Verkäufer ist verpflichtet zu verkaufen, falls die Kaufoption ausgeübt wurde. Der Käufer einer Put-Option hat das Recht, den Basiswert zu einem festgelegten Preis zu verkaufen; der Verkäufer der Option ist verpflichtet, den Basiswert bei Ausübung zu kaufen. Für den Kauf einer Option wird eine Optionsprämie fällig. Gehandelt werden Monate, Quartale und Jahre. Dabei sind die nächsten fünf Monate, die nächsten sechs Quartale oder die nächsten drei Jahre handelbare Basiswerte.²²

Nach der Transaktion von Futures oder Optionen findet wie beim Spothandel die Geschäftsabwicklung über die ECC statt. Grundsätzlich können auch bilaterale Geschäfte über die ECC geclart werden, sofern die Kontraktspezifikationen denen von Börsengeschäften entsprechen.

2.2 Regulatorische Rahmenbedingungen zum Erreichen der Klimaschutzziele

2.2.1 Emissionshandel

Ziel der Richtlinie 2003/87/EG vom 13. Oktober 2003 war es, durch ein System für den Handel von Treibhausgas-Emissionszertifikaten auf kosteneffiziente und wirtschaftlich effiziente Weise eine Reduktion von Emissionen zu erreichen.²³ Seit 2005 existiert dieses Emissionshandelssystem (EHS). Dabei müssen Betreiber von industriellen Anlagen und Kraftwerken für jede emittierte Tonne Treibhausgas ein handelbares Zertifikat nachweisen.²⁴ Durch ein Abschmelzen der verfügbaren Zertifikate bis 2050 soll eine

²⁰ Vgl. EEX (2011), S. 6.

²¹ Vgl. EEX (2011), S. 5.

²² Vgl. EEX (2011), S. 12f.

²³ Vgl. Europäisches Parlament und Rat (2003a), Art. 1.

²⁴ Zu den Treibhausgasen gehören z. B. Kohlendioxid, Methan, Distickstoffoxid, Fluorkohlenwasserstoff, perfluorierter Kohlenwasserstoff oder Schwefelhexafluorid. Zu den Anlagen, die dem Emissionshandel unterliegen, zählen neben Anlagen zur Energieumwandlung und -umformung über 20 MW auch industrielle Betriebe der Eisenmetallerzeugung und -verarbeitung, der mineralverarbeitenden Industrie sowie der Holzzellstoff- und Papier-Industrie, die über bestimmte Produktionskapazitäten verfügen. Vgl. Europäisches Parlament und Rat (2003a), Anhang I und II.

Verringerung der Emission um 71 % gegenüber dem Referenzjahr 2005 erwirkt werden.²⁵ Eine Zusammenfassung zeigt Abbildung 5.

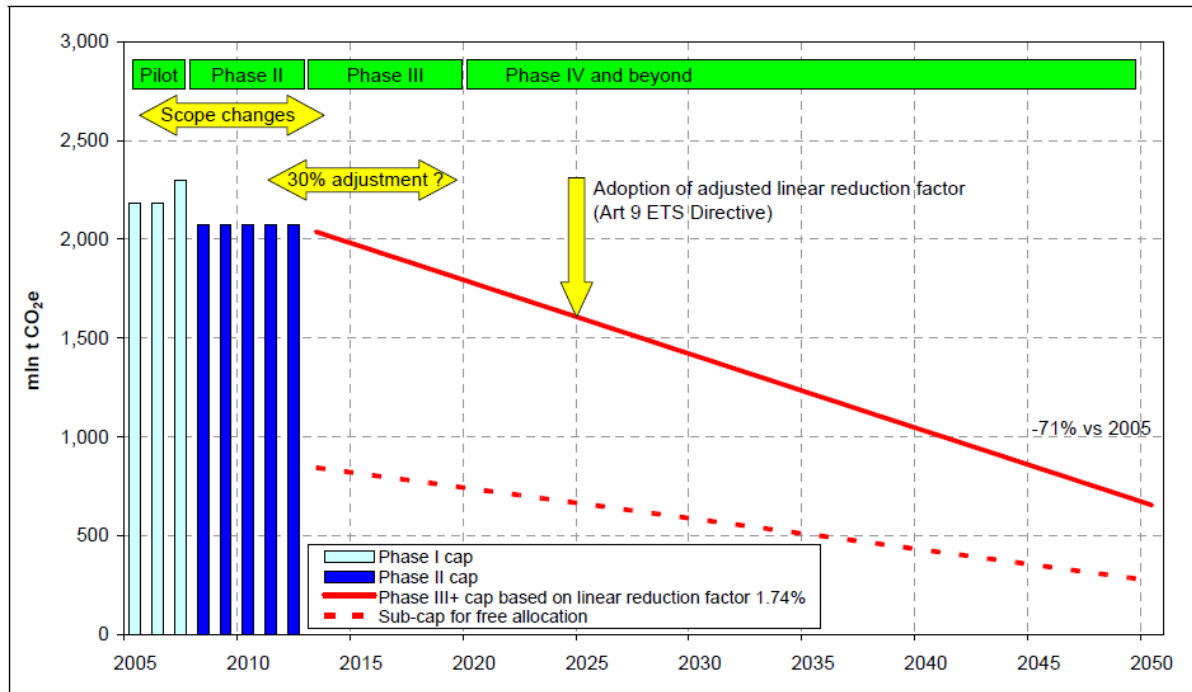


Abbildung 5: Phasen und Obergrenzen des EHS der EU²⁶

Nach Festlegung einer Emissionsobergrenze erhalten emittierende Anlagen Zertifikate zugeteilt. Die Anlagenbetreiber sind verpflichtet, ihren Schadstoffausstoß zu messen und zu melden. Sofern mehr Zertifikate benötigt werden als zugeteilt, müssen die Betreiber zusätzliche Zertifikate am Markt beschaffen. Überschüssige Zertifikate können am Markt veräußert werden. Alternativ können fehlende Berechtigungen durch Emissionsreduzierungen in Drittländern erworben werden, z. B. durch Clean Development Mechanism (CDM) und Joint-Implementation-Projekte (JI).²⁷ Anlagenbetreiber, die die Menge an benötigten Zertifikaten zum Jahresende nicht vorlegen können, werden sanktioniert.²⁸ Die Begrenzung bzw. sukzessive Reduktion der Gesamtmenge gibt den Zertifikaten einen Geldwert. Dieser soll Anreize zur Verringerung von Emissionen setzen.

²⁵ Vgl. Europäisches Parlament (2011), S. 11.

²⁶ Europäisches Parlament (2011), S. 11.

²⁷ Vgl. Europäisches Parlament (2011), S. 6–7.

²⁸ Zwischen 2005 und 2007 lagen die Kosten bei 40 EUR pro Zertifikat, ab 2008 bei 100 EUR. Vgl. Europäisches Parlament und Rat (2003a), Art. 16, Abs. 3 und 4. Ab 2013 erhöhte sich die Strafe entsprechend der jährlichen Inflationsrate in der Eurozone. Vgl. Europäische Gemeinschaften (2009), S. 19.

Das EHS wird regelmäßig überprüft und bei Bedarf angepasst. Die erste Phase (2005 bis 2007) galt als „Erprobungsphase“. Die Zertifikate wurden auf Basis nationaler Allokationspläne (NAP) ausgegeben, die zuvor von der EU-Kommission geprüft worden waren.²⁹ Mindestens 95 % der ca. 2,3 Milliarden Zertifikate wurden unentgeltlich ausgeteilt. Die restlichen konnten durch die Länder in Auktionen versteigert werden.³⁰

Die Festlegung der Obergrenze durch NAP wurde schnell kritisiert, da man vermutete, dass einzelne Länder überhöhte Emissionsprognosen abgegeben hatten. Zum Ende der Periode hin zeigte sich, dass die tatsächlichen Emissionsdaten geringer ausfielen, als zunächst erwartet worden war. Da eine Übertragung der Zertifikate in folgende Handelsperioden untersagt war, sanken die Preise auf ein historisches Tief.³¹

Für Phase 2 (2008 bis 2012) berechnete man daher die Europäische Kommission, die NAP bei Bedarf anzupassen. Emissionsprognosen sollten objektiv auf die Emissionen des Referenzjahres 2005 gestützt werden. Die EU-weite Obergrenze wurde auf 2,09 Milliarden Zertifikate pro Jahr gesenkt.³² Hiervon durften bis zu 10 % versteigert werden; die restlichen Zertifikate wurden per Gratis-Allokation verteilt.³³

In der aktuellen dritten Phase (2013 bis 2020) kommt es zu umfangreichen Anpassungen des EHS. Der Geltungsbereich ist ausgeweitet worden, indem weitere Sektoren und Gase berücksichtigt werden. Darüber hinaus ersetzt eine EU-weite Obergrenze die NAP. Bis 2020 soll so eine Reduktion der Treibhausgas-Emissionen von 20 % gegenüber 1990 und bis 2050 eine Verringerung von 50 % erreicht werden.³⁴

Die Obergrenze von 1,97 Milliarden Zertifikaten wird dabei linear um 1,74 % pro Jahr sinken, um Effizienzmaßnahmen anzureizen. Die Zertifikate werden in der Regel versteigert.³⁵ Allerdings bleibt auch weiterhin eine kostenlose Abgabe von Zertifikaten möglich.³⁶ Um die Preisvolatilität zu dämpfen, führte man einerseits das Banking ein, wodurch man die Übertragung von Zertifikaten aus Phase 2 in Phase 3 ermöglichte. Andererseits wurde der Zugang zur Nutzung internationaler Gutschriften in Form von

²⁹ Vgl. Europäisches Parlament (2011), S. 8.

³⁰ Vgl. Europäische Gemeinschaften (2009), S. 9 und S. 14.

³¹ Vgl. Europäisches Parlament (2011), S. 8.

³² Vgl. Europäische Gemeinschaften (2009), S. 14. Dass es trotz der vermeintlichen besseren Prognosen weiterhin zu einer erheblichen Volatilität kam, lag u. a. an den Auswirkungen der euroweiten Wirtschaftskrise. Vgl. Europäisches Parlament (2011), S. 9.

³³ Vgl. Europäische Gemeinschaften (2009), S. 9.

³⁴ Vgl. Europäisches Parlament (2011), S. 10–12.

³⁵ Vgl. hierzu Europäisches Parlament (2011), S. 10–12.

³⁶ Ausnahmen können z. B. Einschränkungen für den Flugverkehr oder Industrien mit Verlagerungsrisiko darstellen. Vgl. Europäische Gemeinschaften (2009), S. 17–18.

CDM- (Clean Development Mechanism)-Projekten auf 50 % der EU-weiten Emissionsreduktion ausgebaut.³⁷

2.2.2 Erneuerbare-Energien-Gesetz

Mit der Novellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG)³⁸ zum 1. Januar 2012 wurden folgende Ausbauziele im Hinblick auf den Anteil von EE an der Bruttostromerzeugung ausgegeben:

- bis 2020: 35 %
- bis 2030: 50 %
- bis 2040: 65 %
- bis 2050: 80 %

Anreize zum Ausbau resultieren aus einer fixen, technologieabhängigen Förderung für die Erzeugung von Energie aus EE. Abhängig von der Arbeitsmenge einer technischen Einheit (TE) erhält der Anlagenbetreiber eine fixe Einspeisevergütung in Form eines Arbeitspreises (in €/MWh).

Der Fördersatz ist technologieabhängig und ermöglicht so die Realisierung von Projekten verschiedenster Technologien (z. B. zur Nutzung des Wind-, Wasser- oder Sonnendargebots) unter wirtschaftlichen Rahmenparametern. Weiterhin ist der Fördersatz bei einigen Technologien leistungs- bzw. rohstoffabhängig. Die Höhe der Vergütung kann mittels Gesetzesänderung jederzeit an die aktuellen Marktentwicklungen angepasst werden, wodurch eine Überförderung vermieden werden soll.

Allerdings ist die Vergütungszahlung für TE nach Inbetriebnahme für 20 Jahre festgelegt, sodass der Betreiber (nach Abschätzung der Volllaststunden seiner TE) über eine gewisse Planungssicherheit verfügt. Nichtsdestotrotz unterliegt er insbesondere bei dargebotsabhängigen Technologien dem Mengenrisiko und bei Biogasanlagen auch dem Marktpreisrisiko für die Rohstoffe.

Der Betreiber kann sich statt für die fixe Einspeisevergütung auch für eine der folgenden Formen der Direktvermarktung nach § 33b EEG entscheiden:

- Direktvermarktung zum Zweck der Inanspruchnahme der Marktprämie (§ 33g EEG)³⁹
- Direktvermarktung zur Verringerung der EEG-Umlage durch ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU) nach § 39 EEG sowie

³⁷ Vgl. Europäisches Parlament (2011), S. 10–12.

³⁸ Vgl. EEG (2011).

³⁹ Diese stellt die Differenz zwischen Marktpreisniveau und individueller Fixvergütung dar.

- Sonstige Direktvermarktung

Über die Einspeisevergütung hinaus erhalten EE-Betreiber weitere Privilegien, wie z. B. einen vorrangigen Netzzugang bzw. -anschluss (§ 5 EEG) oder Einspeisevorrang (§ 8 EEG).

2.2.3 Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz

Zweck des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes (KWKG) ist es, den Beitrag aus Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) zur Stromerzeugung im Interesse der Erreichung der Klimaschutzziele der Bundesregierung auf 25 % bis zum Jahr 2020 zu erhöhen.⁴⁰

Direkte bzw. indirekte Förderinstrumente zur Vorhaltung bzw. Bereitstellung von Flexibilität sind:

- die Förderung der Modernisierung und des Neubaus von KWK-Anlagen,
- die Förderung des Neu- und Ausbaus von Wärme- und Kältenetzen sowie
- die Förderung des Neu- und Ausbaus von Wärme- und Kältespeichern, in die Wärme oder Kälte aus KWK-Anlagen eingespeist wird.

KWK-Anlagen sind in der Lage, neben Strom auch nutzbare Wärme zu Heizzwecken bzw. Prozesswärme bereitzustellen. Dabei haben sie im Vergleich zu herkömmlichen thermischen Kraftwerken, die die gleiche Menge an Strom bzw. Wärme herstellen würden, einen deutlich höheren Gesamtwirkungsgrad.⁴¹ Deshalb führt ihr Einsatz zu Primärenergieeinsparungen.

Sofern KWK-Anlagen nicht über Speicher verfügen, sind sie in den meisten Fällen verpflichtet, primär den Wärmebedarf ihrer Kunden zu decken. Diese Fahrweise wird als „wärmegeführt“ bezeichnet. 2010 hatte die Erzeugung mit KWK bei der Wärmenetzeinspeisung einen Anteil von 83 %.⁴²

In Kombination mit ausreichend großen Speichern, z. B. durch lokale Wärme-/Kältespeicher oder bei Anschluss an ein Wärme- oder Kältenetz mit entsprechendem Puffer, haben KWK-Anlagen den Vorteil, ihre Fahrweise im Hinblick auf Strompreissignale optimieren zu können. Hier wird von einer „stromgeführten“ Fahrweise gesprochen. Herrscht z. B. ein hohes Strompreinsniveau aufgrund von niedriger Einspeisung aus EE und/oder hoher Nachfrage, kann die Stromproduktion der KWK-Anlagen erhöht werden.

⁴⁰ Vgl. KWKG (2012).

⁴¹ Vgl. Prognos (2011a).

⁴² Vgl. AGFW (2010).

Zur Erhöhung der elektrischen Leistung fährt der Betreiber bei Einsatz von Kondensationsturbinen die Dampfauskopplung zurück, um im Niederdruckbereich zusätzlichen Strom zu generieren.⁴³ Der (zuvor geladene) Wärmespeicher muss für diese Zeit den Wärmebedarf decken können.

Neben Kondensationsturbinen werden auch Gegendruckturbinen (zumeist im Hoch- und Mitteldruck) eingesetzt. Strom und Dampf werden bei diesem Turbinentyp in konstantem Verhältnis erzeugt, sodass bei einer Stromerhöhung der überschüssige Dampf in einem Speicher zwischengespeichert werden muss.

Ein zentraler Vorteil im Kontext der stromgeführten Fahrweise ist, dass KWK-Anlagen (ebenso wie EEG-Anlagen) das Recht auf eine vorrangige Abnahme durch die Netzbetreiber besitzen. Für die erzeugte Leistung erhalten sie neben dem vereinbarten Handelspreis eine auf bestimmte Vollbenutzungsstunden hin begrenzte mengen spezifische Förderung (Zuschlag auf den Arbeitspreis). Der Anteil der KWK an der Stromerzeugung lag 2010 bei etwa 13 %.⁴⁴

Demgegenüber kann eine hohe EE-Einspeisung oder eine geringe Nachfrage zu niedrigen (oder negativen) Strompreisen führen. Ist der Einsatz der KWK-Anlage nicht wirtschaftlich, kann eine Abschaltung sinnvoll sein. Diese steht unter dem Vorbehalt, dass der Wärmebedarf durch Speicher oder den Einsatz von (elektrischen) Hilfsheizkesseln gedeckt werden kann.

Der Einsatz von Speichern wirkt sich jedoch nicht nur positiv auf die zuvor beschriebene strompreisgetriebene Fahrweise aus. Vielmehr kann er bewirken, dass die KWK-Anlagen auch im Hinblick auf die Bereitstellung von Regelenergie flexibler werden. Nicht zuletzt deshalb misst der Gesetzgeber insbesondere dem Speicherausbau im Rahmen der KWKG-Novelle 2012 eine besondere Bedeutung bei. Zur Sicherstellung der Verfügbarkeit der Flexibilitätspotenziale werden darüber hinaus technische und organisatorische Regeln vorgeschrieben und Anforderungen an die Kapazität, die Effizienz oder die Steuerbarkeit gestellt.

Da die Modifikation hin zur Wärme- oder Kältenutzung bzw. deren Speicherung so hohe Investitionsmehrkosten bedeutet, dass sich KWK-Anlagen ohne Förderung (weiterhin) nicht wirtschaftlich betreiben lassen, hat der Gesetzgeber die Förderung von KWK-Anlagen, -Speichern und -Wärmenetzen bis 2020 beschlossen.

⁴³ Entnahme-Kondensationsturbinen.

⁴⁴ Vgl. AGFW (2010).

2.3 Energiepolitische Ziele und Wechselwirkungen mit dem Markt- und Regulierungsdesign

Die bisher dargestellten Marktmechanismen und Regulierungen zielen jeweils auf die Erreichung einzelner energiepolitischer Zielsetzungen ab. Für eine adäquate Weiterentwicklung des Marktdesigns ist es jedoch unumgänglich, das Zusammenwirken der verschiedenen Instrumente im Hinblick auf die übergeordneten Ziele der Energiepolitik zu betrachten. Diese werden üblicherweise in dem Zieldreieck Wirtschaftlichkeit, Umweltverträglichkeit und Versorgungssicherheit zusammengefasst (vgl. Abbildung 6). Die Akzeptanz der entsprechenden Maßnahmen und Technologien wird in der neueren Diskussion gelegentlich als eigenständiges energiepolitisches Ziel definiert. Sie stellt aber eher eine notwendige Randbedingung für die Umsetzung von Maßnahmen dar als ein eigenständiges politisches Ziel.

Eine eindeutige Zuordnung von Elementen des Marktdesigns zu einer Zieldimension ist in der Regel nicht möglich – vor allem, da fast alle Maßnahmen neben einem Beitrag zum Erreichen des intendierten Ziels auch eine kostenseitige Auswirkung haben und damit das Ziel Wirtschaftlichkeit (negativ) beeinflussen. Dennoch können die wesentlichen Markt- und Regulierungselemente wie in Abbildung 6 dargestellt näherungsweise den Zielen zugeordnet werden.

CO₂-Zertifikatehandel und Erneuerbaren-Förderung zielen beide primär auf eine Verbesserung der Umweltverträglichkeit. Daraus resultieren auch zumindest teilweise problematische Interdependenzen, die jedoch im Rahmen dieses Forschungsvorhabens nicht näher thematisiert werden. Vielmehr wird davon ausgegangen, dass entsprechend den Zielen der Bundesregierung die Entwicklung hin zu einer klimafreundlicheren Elektrizitätswirtschaft mit einem höheren Anteil an erneuerbaren Energien einhergeht. Durch welche politischen Instrumente bzw. Marktanreize dies erreicht wird, ist nicht Gegenstand des Forschungsvorhabens. Der Spotmarkt für Elektrizität (Day-Ahead und Intraday) und die davon abgeleiteten Märkte (Terminmarkt) sind die wesentlichen Elemente, um die Wirtschaftlichkeit der Strombereitstellung und -nutzung sicherzustellen. Diese sind jedoch weitgehend etabliert und es ergibt sich allenfalls punktuell Anpassungsbedarf, der zudem überwiegend die grenzüberschreitende, europaweite Integration der Märkte betrifft.

Ein wichtiger Aspekt ist allerdings die Untersuchung der Rückwirkungen der übrigen Markt- und Regulierungselemente auf die Funktionsfähigkeit und die Preisbildung im Spotmarkt. Die Regelungen zur Bereitstellung und Nutzung von Regelleistung sollen wesentlich die kurzfristige Versorgungssicherheit gewährleisten. Diese wird tendenziell durch den Zubau der fluktuierenden erneuerbaren Energien beeinflusst. Die marktbaasierte Beschaffung soll hier wiederum die Wirtschaftlichkeit sicherstellen. Auch das

Netzengpassmanagement zielt hauptsächlich auf die kurzfristige Versorgungssicherheit ab, jedoch mit spezifischem Fokus auf die Bewältigung von Netzengpässen. Kapazitätsmechanismen hingegen haben das Ziel, die langfristig ausreichende Verfügbarkeit von Erzeugungs- und gegebenenfalls flexiblen Nachfragekapazitäten zu sichern.

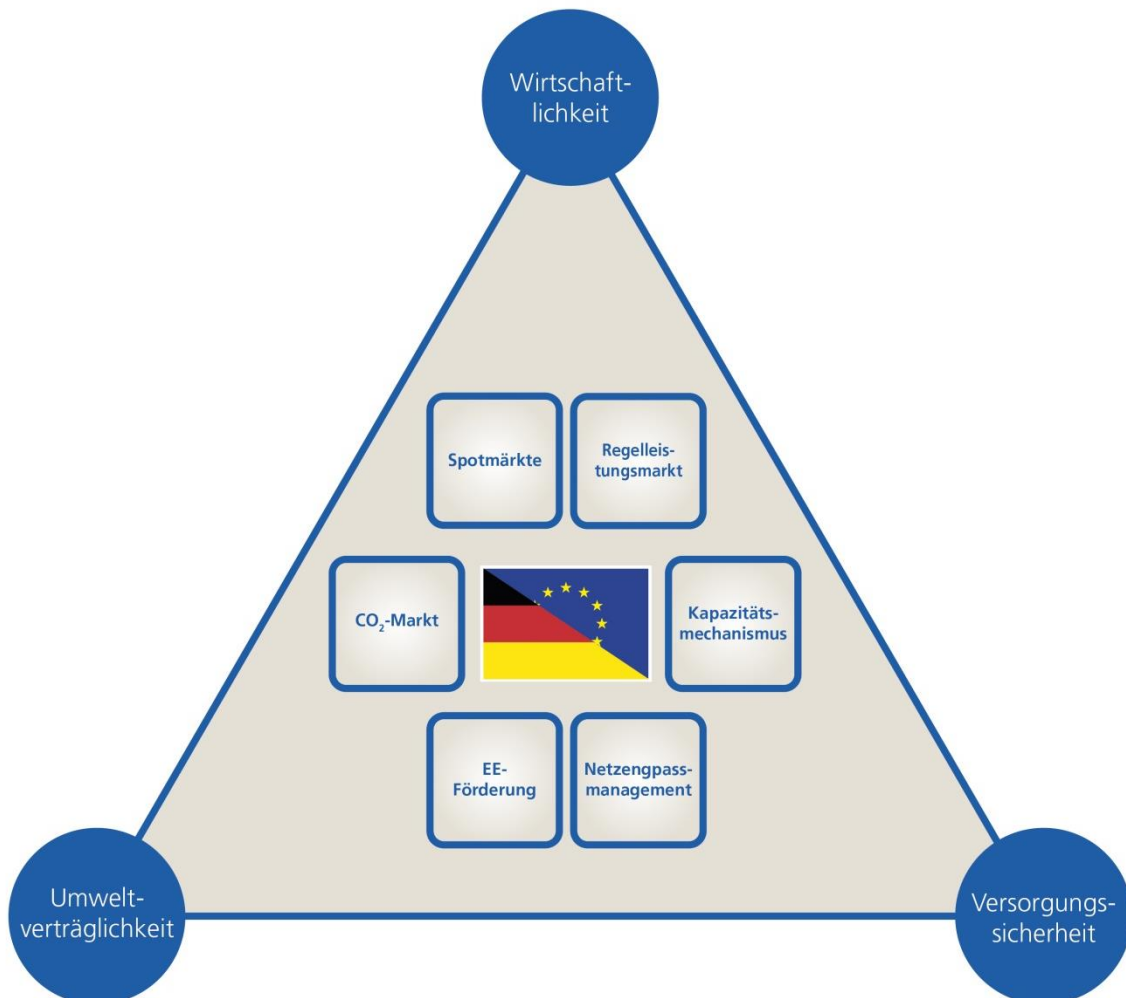


Abbildung 6: Energiepolitische Ziele und Instrumente

In dem Forschungsvorhaben wurden wesentliche Elemente des energiepolitischen Ziel-dreiecks sowohl in deutscher als auch europäischer Perspektive untersucht. Auf Basis der daraus resultierenden wissenschaftlichen Erkenntnisse wurden Ableitungen erarbeitet, die eine systemorientierte und volkswirtschaftlich begründete Weiterentwicklung des Regulierungsrahmens und des Marktdesigns ermöglichen.

3 Ausgestaltung von Kapazitätsmechanismen bei verstärkter Einspeisung erneuerbarer Energien

Zu Beginn der Liberalisierung in Europa und insbesondere auch in Deutschland stellte sich aufgrund der vorhandenen Überkapazitäten nicht die Frage nach Investitionsanreizen. Nach einer Phase plan- und unplanmäßiger Stilllegungen diverser Kraftwerke und Neubauten, die zwischen 2006 und 2008 veranlasst wurden, werden derzeit kaum neue Investitionen für Kraftwerksneubauten angestoßen.

Einerseits ist der Stromverbrauch in den letzten Jahren insgesamt relativ konstant, andererseits hat der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung stark zugenommen, sodass die konventionelle Stromerzeugung rückläufig ist. Besonders entscheidend ist, dass der Zubau der erneuerbaren Energien schneller erfolgte, als es noch vor einigen Jahren erwartet wurde. Dementsprechend ist auch die zukünftige Entwicklung durch eine starke Unsicherheit geprägt, insbesondere hinsichtlich der Geschwindigkeit des weiteren Ausbaus der erneuerbaren Energien, aber auch bezüglich Effekten auf der Nachfrageseite, wie beispielsweise der Entwicklung von Elektromobilität, Wärmepumpen und den Auswirkungen verstärkter Anstrengungen hinsichtlich der Energieeffizienz. Des Weiteren wurde unter dem Stichwort „Energiewende“ insbesondere der Ausstieg aus der Kernenergie beschlossen.

Grundsätzlich hat sich der Fokus bei der Marktgestaltung in den letzten Jahren von einer kurzfristigen zu einer langfristigen Effizienz verändert. Daher stellt sich zurzeit vermehrt die Frage nach der Sicherstellung langfristig ausreichender Kraftwerkskapazitäten.

Die wissenschaftliche und auch die politische Diskussion zeigen, dass Kapazitätsmechanismen hier einen wichtigen Beitrag leisten können bzw. sollen. Internationale Erfahrungen und die Gestaltungsvorschläge in der Literatur zeigen, dass es vielfältige Ausgestaltungsmöglichkeiten bei Kapazitätsmechanismen gibt. Neben zentralen Aspekten, welche Anforderungen sowie welche potenziellen Probleme und Risiken bei der Einführung von Kapazitätsmechanismen abzuwägen sind (vgl. Abschnitt 3.2 und 3.3), ist jedoch zunächst die Notwendigkeit von Kapazitätsmechanismen zu diskutieren (vgl. Abschnitt 3.1). Über qualitative Analysen hinausgehend stehen in diesem Arbeitsbereich vor allem methodengestützte Untersuchungen und Wirkungsanalysen zu verschiedenen Kapazitätsmechanismen im Vordergrund (vgl. Abschnitt 3.4). Abschließend werden konkrete Eckpunkte für zukünftige Kapazitätsmechanismen sowohl auf nationaler als auch europäischer Ebene abgeleitet (vgl. Abschnitt 3.5).

3.1 Notwendigkeit von Kapazitätsmechanismen

3.1.1 Gesellschaftliche Optimalität durch Energy-only-Märkte

Nach gängiger volkswirtschaftlicher, auf neoklassischen Denkansätzen basierender Theorie sollte sich die Ausgestaltung von Märkten an dem erzielbaren sozialen Überschuss bzw. der Wohlfahrt orientieren. Diese wird häufig nach Marshall⁴⁵ in Konsumenten- und Produzentenrente zerlegt.⁴⁶ Die ökonomische Wohlfahrtstheorie hat gezeigt, dass freier Wettbewerb im Markt zu den bestmöglichen Wohlfahrtsergebnissen führt, solange kein Marktversagen vorliegt. Dies gilt grundsätzlich auch für den Strommarkt und für das Idealmodell des Energy-only-Marktes (EOM). Dies führt zum Konzept des sogenannten Peak Load Pricing (PLP), bei dem sich im Gleichgewicht die optimale Erzeugungskapazität bei gegebener Zahlungsbereitschaft der Nachfrager (und damit gegebener Nachfrage) ergibt. Dieses Modell kann auch für den Fall mehrerer Erzeugungstechnologien formuliert werden und ist dann konsistent mit dem kurzfristig orientierten Merit-Order-Modell (MO). Im MO-Modell sind die Kraftwerke nach ihren kurzfristigen Grenzkosten aufsteigend sortiert; daraus ergibt sich die kurzfristige Angebotskurve. Wie in anderen Märkten ist die Produzentenrente als Fläche zwischen dem Marktpreis und der Angebotskurve, die Konsumentenrente als Fläche zwischen den geordneten Zahlungsbereitschaften (Nachfragekurve) und dem Marktpreis zu ermitteln. In Abbildung 7 ist dies an einer stilisierten MO-Kurve veranschaulicht.

⁴⁵ Entsprechend den Ergebnissen von Hicks zur Aggregation individuellen Nutzens kann die Messung der sozialen Wohlfahrt im Rahmen der sogenannten Marshallian Old Welfare Economics erfolgen. Vgl. Mishan (1960). Diese wird als Fläche zwischen den Kurven der sortierten individuellen Zahlungsbereitschaften und der Angebotskurve bestimmt. Siehe auch Willig (1973, 1976) und Hausman (1981).

⁴⁶ Teils ist auch eine stark an der Konsumentenrente orientierte Politik zu beobachten, wie beispielsweise in der amerikanischen Antitrust-Gesetzgebung, die ausschließlich auf die Effekte für Endkunden abhebt. Vgl. Schmalensee (2004).

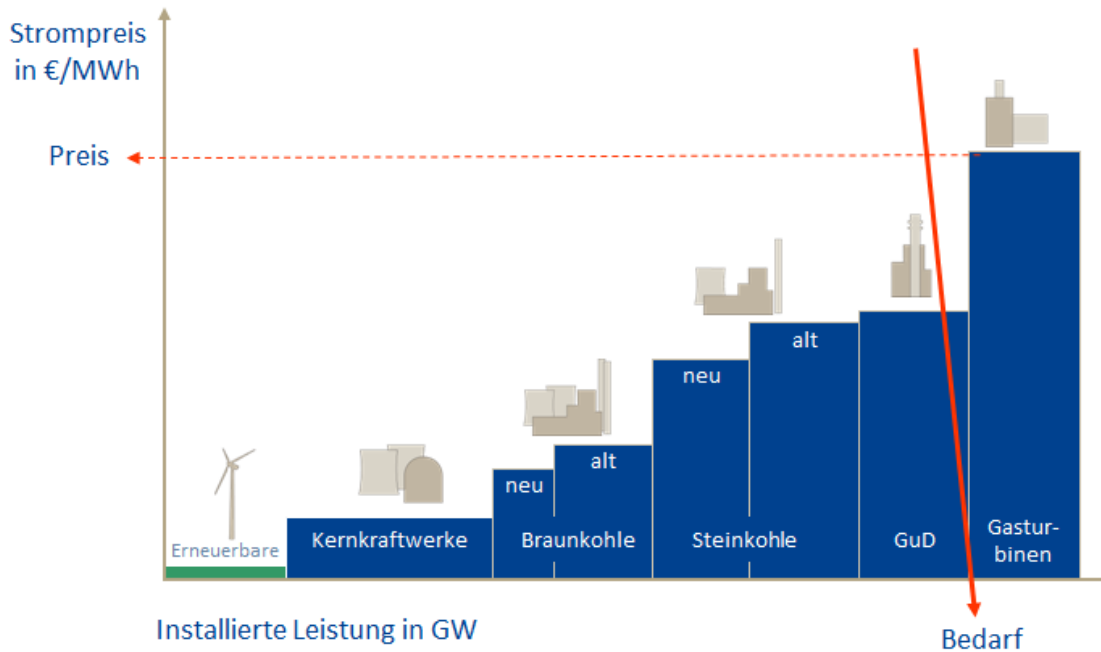


Abbildung 7: Preisbildung am Strommarkt anhand der Merit Order

Der soziale Überschuss setzt sich dann aus Konsumenten- und Produzentenrente zusammen. Die Wahl der optimalen Menge und Qualität der Bereitstellung von Strom bemisst sich demnach sowohl an den Kundenwünschen als auch an den Produktionsmöglichkeiten der Volkswirtschaft.

Im PLP-Modell zeigt sich, dass zwischen Spitzenlastzeiten, in denen die Kapazität knapp ist, und solchen, in denen ausreichend Kapazität zur Verfügung steht, zu unterscheiden ist. In Zeiten ausreichender Kapazität werden echte Fixkosten nicht eingepreist und es ergibt sich lediglich ein Preis, der auf kurzfristigen Grenzkosten beruht (Brennstoffkosten, kurzfristige Fixkosten, Opportunitätskosten). Bei knappen Kapazitäten werden Spitzenlastpreise verlangt, die über den kurzfristigen Grenzkosten des Grenzkraftwerks liegen müssen, um die Fixkosten refinanzieren zu können. Im idealen Markt orientiert sich der Zubau der Kraftwerksbetreiber an den Zahlungsbereitschaften der Kunden und es wird effizient zugebaut. Dies bedeutet einerseits einen der Gesamtnachfrage entsprechenden Zubau und andererseits eine effiziente Allokation. Der kostengünstigste Produktionsmix wird gewählt. Dieser richtet sich an den Preissignalen der Inputgüter wie auch an den Zahlungsbereitschaften der Kunden aus.

Die daraus resultierenden kurzfristigen Preisspitzen sind in dem Sinn als vorübergehend anzusehen, da sie nur in Knappheitszeiten auftreten. Ein Neubau von Kraftwerken erfolgt, wenn Anzahl und Höhe von Preisspitzen ausreichend Erlöse zur Deckung der Fixkosten liefern. In Spitzenlastzeiten determinieren Nachfrage und Produktionskosten die langfristig gesellschaftlich optimale Erzeugungskapazität. Die optimale Erzeugungs-

kapazität ist demzufolge nicht maximal, befriedigt also nicht jede Nachfrage über den kurzfristigen Grenzkosten. Vielmehr verzichten Kunden freiwillig auf den Konsum durch die von den Erzeugern gewählten Spitzenlastpreise. Ohne Marktversagen führt ein funktionsfähiger Wettbewerb zu optimalen Preisauflagen.⁴⁷ Dementsprechend würde ein solcher theoretisch idealisierter EO-Markt ohne Marktversagen zu effizienten, wohlfahrtsmaximierenden Marktergebnissen führen.

3.1.2 Marktversagen verhindert gesellschaftlich optimales Marktergebnis

Verschiedene Formen des Marktversagens verhindern dies jedoch. Als Hauptmarktversagen wird meist die **kurzfristig nicht reagible Nachfrage** angeführt.⁴⁸ Diese verhindert, dass ein kurzfristiger Ausgleich von Angebot und Nachfrage stattfinden kann, da die Zahlungsbereitschaft virtuell gegen unendlich geht. Effektiv existiert für einen großen Teil der Gesamtmenge kein kurzfristiger Preis, da vor allem kleinere Kunden langfristige Durchschnittspreise zahlen und somit nicht auf Börsenpreisschwankungen reagieren. Auch bei Preisen über ihrer maximalen Zahlungsbereitschaft („Value of Lost Load“) werden sie weiter Strom nachfragen. Der Markt kann nicht in ein Gleichgewicht überführt werden, da die Nachfrage das verfügbare Angebot übersteigt. Kurzfristig führt dies zu Preisen mit sehr hohen Aufschlägen über den kurzfristigen Grenzkosten und das System verliert an Versorgungszuverlässigkeit. Langfristig reagieren auf der Nachfrageseite die kurzfristig inflexiblen Kunden mit weniger Konsum, auf der Angebotsseite sind jedoch durch die – in dem sehr vereinfachten Modell – weiterhin sehr hohen kurzfristigen Aufschläge relativ zur schrumpfenden Nachfrage zu hohe Kapazitäten zu verzeichnen.

Einen weiteren Grund für Marktversagen stellen potenziell die im EO-Markt entstehenden **hohen Risiken aufgrund sehr volatiler Preise** dar. Ohne Preisdeckelung entstehen ggf. kurzfristig sehr große Preissprünge, die erhebliche Unsicherheiten induzieren und Investitionen verhindern können. Hinzu kommt, dass in beträchtlichem Maße versunkene Kosten entstehen. Informationsnachteile auf Seiten potenzieller neuer Anbieter erzeugen eine Warteprämie, die eine zusätzliche Eintrittsbarriere darstellt.⁴⁹ Das Marktergebnis weist unter diesen Bedingungen folglich zu geringe Investitionen auf. Darüber

⁴⁷ Diese langfristige Perspektive ist auch der Maßstab, der zur Bewertung der Effizienz bzw. deren Kehrseite, des Missbrauchs von Marktmacht durch zu hohe Preisauflagen, angelegt werden sollte, wenn die Verhältnisse von Preisen und Grenzkosten betrachtet werden. Preise, die die Deckung der Fixkosten ermöglichen, werden langfristige Grenzkosten genannt, und nur sie sollten in Preis-Kosten-Verhältnissen zur Beurteilung von Marktmachtmissbrauch herangezogen werden.

Einer ähnlichen Logik folgt der SSNIP-Test („Small Significant Nontransitory Increase in Price“), der typischerweise in Antitrust-Fällen angewendet wird.

⁴⁸ Für eine ausführlichere Darstellung verschiedener Ursachen für Marktversagen siehe auch Cramton/Ockenfels (2012).

⁴⁹ Vgl. Pindyck (2009).

hinaus entsteht bei den verbleibenden Anbietern ein Spielraum zu Marktmachtmissbrauch bei dauerhaft vorhandenen Unterkapazitäten, sodass sowohl Effektivität als auch Effizienz des Marktergebnisses gefährdet sind.

Die Risiken starker Preisschwankungen werden verstärkt durch die **langen Vorlaufzeiten** bis zur Inbetriebnahme eines Kraftwerks. Ein Investor setzt sich erheblichen Risiken aus, da die ersten Erlöse erst nach Vorlaufzeiten von ca. drei bis sieben Jahren (für konventionelle Kraftwerke wie GuD-Anlagen oder Kohlekraftwerke) erzielt werden. Über diesen Zeitraum sind Preise sehr schwer prognostizierbar, und entsprechend erhöht ist das Risiko der Investition. Infolgedessen kann es zu einer Investitionszurückhaltung kommen, die analoge Nachteile wie die zuvor angesprochenen Aspekte der Preisunsicherheit und des damit verbundenen Risikos mit sich bringt.

Es sei hier noch erwähnt, dass **regulatorische Risiken** weder von EO-Märkten noch von Kapazitätsmärkten vollständig behoben werden können. Diese können in Form von Umweltregulierungen, erzwungenen Kraftwerksstilllegungen oder forciertem Ausbau erneuerbarer Energien auftreten. Insbesondere EO-Märkte sind hier aber anfällig, da kurzfristig hohe Preise, die aufgrund von Investitionsvorlaufzeiten auch über mehrere Jahre auftreten können, dazu führen, dass politische Interventionen sehr wahrscheinlich sind.

Eine weitere Ursache von Marktversagen, die bisher noch relativ wenig diskutiert wurde, aber Einfluss auf den Erfolg von EO-Märkten hat, ist das potenzielle Vorhandensein von marktmächtigen Unternehmen. Dies kann zum Auftreten **strategischen Verhaltens** führen. Ein grundlegendes Problem ist zudem, dass Kraftwerke versunkene Kosten beinhalten.

Auch wenn ein hohes Preisniveau im Markt beobachtbar ist, werden nicht zwingend Eintrittsanreize gesetzt. Durch finanzielle oder produktionstechnologische Vorteile der bereits im Markt agierenden Unternehmen besteht die Gefahr eines Verdrängungswettbewerbs gegenüber den eintretenden Unternehmen. Insbesondere auf der Basis vorhandener und bereits abgeschriebener Kraftwerke können leicht Gebote abgegeben werden, die unter den langfristigen Grenzkosten eines Eintretenden liegen. Antizipiert das eintretende Unternehmen dies, unterlässt es den Eintritt und die marktmächtige Situation bleibt somit bestehen.

Das Verhalten der Hortung von Überkapazitäten zur Erzeugung von glaubwürdigen, eintrittsabschreckenden Drohungen ist seit langem aus der industrieökonomischen Forschung bekannt. Solange Preise über die kurzfristigen Grenzkosten des teuersten Kraftwerks steigen können und ein Marktmachtmissbrauch im Energiemarkt möglich ist, lohnt es sich, diesen auch zu vollziehen.

Als Letztes soll hier die potenziell **zu geringe Flexibilität des Kraftwerksparks** angesprochen werden. Diese stellt kein originäres Marktversagen dar, sondern ergibt sich aus den zu geringen Investitionen in Kraftwerksleistung aufgrund der anderen Aspekte von Marktversagen. Prinzipiell würde der EO-Markt Investitionsanreize durch die entsprechenden Knappheitspreise setzen. Das sich im EO-Markt auswirkende Marktversagen führt jedoch langfristig zu einer Investitionszurückhaltung. Dies wird verstärkt durch den integrierten europäischen Strommarkt, der in Engpassstunden aufgrund von Ausgleichseffekten zwischen den nationalen Märkten zu keinen bzw. geringeren Preispitzen führt. Dies geht mit einer geringeren Versorgungszuverlässigkeit einher, da grundsätzlich Erzeugungskapazität fehlt. Dass dies jedoch speziell flexible Erzeugungskapazität betrifft, wird nicht ohne Weiteres deutlich.

Als **Hauptmarktversagen** lässt sich schließlich die **Risikominderung** bezüglich der erheblich schwankenden Preise ausmachen. Das Risiko schwankender Preise wird durch lange Vorlaufzeiten beim Kraftwerksneubau verstärkt, weshalb eine entsprechend langfristige Gestaltung des Marktes zu berücksichtigen ist.

Grundsätzlich besteht jedoch die Herausforderung einer sozial optimalen Determinierung der Kapazitätsnachfrage bzw. der Kapazitätzahlungen, die durch den Regulierer festgelegt und aus dem nicht vorhandenen, hypothetisch perfekten EO-Markt (mit VoLL-Preisdeckeln) geschätzt werden müssen.

3.2 Anforderungen an Kapazitätsmechanismen

Um die Auswirkungen des zuvor identifizierten Marktversagens zu beseitigen bzw. zu verringern, gilt es die Anforderungen an ein alternatives Marktdesign zu formulieren, insbesondere an Kapazitätsmechanismen. Besonderes Augenmerk ist dabei auf die Frage zu legen, inwiefern Kapazitätsmechanismen und deren Ausgestaltung im Hinblick auf den zunehmenden Einsatz von EE zur Stromerzeugung in Deutschland geeignet sind.

In einem ersten Schritt ist zu untersuchen, welche Kriterien für die Ausgestaltung von Kapazitätsmärkten maßgeblich sind (Abschnitt 3.2.1). Diesen allgemeinen Kriterien werden konkrete Anforderungen an Kapazitätsmechanismen, wie sie in der Literatur formuliert werden, in Abschnitt 3.2.2 gegenübergestellt. Diese Anforderungen sind sodann im Hinblick auf die vorgenannten Kriterien und das übergeordnete Ziel eines adäquaten Strommarktdesigns bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien zu priorisieren (Abschnitt 3.2.3). Darüber hinaus ist der Umgang mit weiteren diskussionswürdigen sowie nicht zielführenden Anforderungen zu klären (Abschnitt 3.2.4). In Abschnitt 3.3 wird schließlich die Kompatibilität aktueller Marktdesignvorschläge mit den wesentlichen Anforderungen an Kapazitätsmechanismen geprüft.

3.2.1 Kriterien für die Ausgestaltung von Kapazitätsmechanismen

Grundsätzlich sollten bei der Bewertung von Kapazitätsmechanismen die Auswirkungen auf die Gesamtwohlfahrt im Vordergrund stehen – ebenso wie dies auch anderweitig bei der ökonomischen Analyse wirtschafts- und umweltpolitischer Maßnahmen der Fall ist.

Dabei ergibt sich als erste konkrete Anforderung an einen Markteingriff, dass er *effektiv* ist, d. h., dass die politische Maßnahme tatsächlich zur Erreichung des damit bezweckten Ziels führt. Im Fall von Kapazitätsmärkten ist das primäre Ziel die Sicherstellung angemessener Erzeugungskapazitäten. Dementsprechend ist die *Effektivität* der Ausgestaltung von Maßnahmen daran zu messen, ob tatsächlich ausreichend Erzeugungskapazitäten bereitgestellt werden.

Die zweite wesentliche Anforderung an politische Instrumente ist die *Effizienz*. Dies bedeutet, dass das angestrebte Ziel mit geringstmöglichen Kosten (d. h. anderweitigen Wohlfahrtsverlusten) erreicht werden soll. Für Kapazitätsmechanismen resultiert aus dieser Anforderung u. a., dass sie keine übermäßigen Investitionen induzieren sollten.

Schließlich ist bei allen politischen Einzelmaßnahmen wie auch bei der Implementierung von Kapazitätsmechanismen zu prüfen, inwiefern sie mit dem bisherigen Regulierungsrahmen kompatibel sind. Dieses pragmatische Kriterium der *Praktikabilität* induziert, dass eine möglicherweise erforderliche tiefgreifende Anpassung anderer Regelungen zu vielfältigen direkten und indirekten Kosten, aber auch zu potenziellen nicht intendierten Sekundäreffekten führen kann.

3.2.2 Anforderungen an die konkrete Ausgestaltung von Kapazitätsmechanismen

In der Literatur werden wiederholt konkrete Anforderungen an Kapazitätsmechanismen formuliert, so etwa bei Cramton/Ockenfels (2012), Süßenbacher/Schwaiger/Stigler (2011), LBD (2011), DICE (2011), Ecofys (2012), WWF (2012), EWI (2012), Öko-Institut/LBD/RAUE LLP (2012). Einige dieser Anforderungen entsprechen den zuvor aufgestellten allgemeinen Kriterien, andere sind jedoch sehr viel spezifischer. Diese sollen nachfolgend kurz zusammengestellt werden, um anschließend eine Priorisierung vorzunehmen. Dabei lassen sich fünf Gruppen von Anforderungen unterscheiden: systemseitige Anforderungen, Anforderungen aus Sicht der Erzeuger, Anforderungen aus Sicht der Nachfrager, wirtschaftspolitische Anforderungen und umweltseitige Anforderungen (siehe Tabelle 1).

Tabelle 1: Systematisierung von Anforderungen an Kapazitätsmechanismen

Gruppe	Anforderungen
<i>Systemseitige Anforderungen</i>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Sicherstellung einer zuverlässigen Versorgung ▪ Ortsgerechte Investitionsanreize ▪ Zeitgerechte Investitionsanreize ▪ Anlagenspezifische Investitionsanreize
<i>Erzeugerseitige Anforderungen</i>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Langfristige Planungssicherheit ▪ Flexibilisierung des konventionellen Kraftwerksparks ▪ Vollkostendeckung
<i>Nachfrageseitige Anforderungen</i>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Berücksichtigung von Verbraucherinteressen ▪ Erhöhung der Nachfrageflexibilität ▪ Reduktion von Markteintrittsbarrieren
<i>Wirtschaftspolitische Anforderungen</i>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Keine unangemessenen Verteilungseffekte ▪ Vermeidung von Wettbewerbsverzerrungen ▪ Erhalt von Wettbewerbsintensität auf Spot- und Regelleistungsmärkten ▪ Begrenzung von Marktmacht ▪ Vermeidung von Regulierungsrisiken ▪ Internationale Einbettung ▪ Eignung für ein dezentrales Marktsystem
<i>Umweltseitige Anforderungen</i>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Umweltverträglichkeit, Klimaschutz ▪ Weiterer Ausbau der erneuerbaren Energien

3.2.3 Priorisierung verschiedener Anforderungen an Kapazitätsmechanismen

Primäres Ziel von Kapazitätsmechanismen ist die Sicherstellung einer angemessenen **Versorgungssicherheit**. Dementsprechend ist die Effektivität eines Kapazitätsmechanismus daran zu messen, ob dadurch tatsächlich jederzeit ausreichend Erzeugungskapazitäten bereitgestellt werden.

In diesem Zusammenhang muss auf eine **stringente Ausrichtung auf das primäre Ziel** geachtet werden, da sonst Fehlallokationen und Wettbewerbsverzerrungen drohen. Dies

wird am Beispiel der Kapazitätsbereitstellung durch konventionelle Kraftwerke gegenüber der durch Speicher deutlich: Reizt ein Kapazitätsmechanismus nur die reine Bereitstellung von Erzeugungsleistung an, so werden konventionelle Kraftwerke und Speicher gleich behandelt. Bei einem geringen Speichervolumen (Energieinhalt) und einer hohen Ausspeicherleistung ist der Beitrag von Speichern zur Versorgungssicherheit jedoch aufgrund der geringen Arbeitsverfügbarkeit begrenzt. Um folglich inadäquate Anreize zu vermeiden, ist zu prüfen, ob neben der Einspeiseleistung auch die Dauer des Kapazitätsbeitrags berücksichtigt werden sollte.⁵⁰

Da die Systemsicherheit auch von der räumlichen Verteilung der Erzeugungskapazitäten abhängig ist, ist weiterhin zu prüfen, inwiefern das Zusammenspiel zwischen Energiemärkten, Kapazitätsmechanismen und ggf. weiteren Maßnahmen ausreichend ist, um eine **passende räumliche Verteilung** der Erzeugung sicherzustellen.

Die **Praktikabilität** weist als pragmatisches Kriterium darauf hin, dass eine eventuell erforderliche tiefgreifende Anpassung anderer Rechtsnormen zu vielfältigen direkten und indirekten Auswirkungen und Kosten, aber auch zu potenziellen, nicht intendierten Sekundäreffekten führen kann. Unter diesem Aspekt ist zudem die **Kompatibilität mit den politischen Rahmenbedingungen** zu berücksichtigen. Auf Deutschland bezogen ist z. B. sicherzustellen, dass der Kapazitätsmechanismus nicht die Erreichung der CO₂-Reduktionsziele erschwert. Auf EU-Ebene muss insbesondere gewährleistet sein, dass die wesentlichen Aspekte des Strom-Binnenmarktes nicht konterkariert werden, etwa das ‚Market Coupling‘. Weiterhin ist zu gewährleisten, dass die Ausgestaltung des Kapazitätsmechanismus **international kompatibel** erfolgt. Dazu gehört auch die Berücksichtigung internationaler Synergieeffekte bei der Kapazitätshaltung (wie dies bereits bei der Primärregelung erfolgt). Andererseits ist zu bedenken, dass die europäische Verflechtung bei einer nicht abgestimmten Einführung von Kapazitätsmechanismen die Effektivität eines deutschen Kapazitätsmechanismus beeinträchtigen kann.⁵¹

Hinsichtlich der Effizienz eines Kapazitätsmechanismus ist eine **effiziente Allokation** der Investitionsmittel in adäquate Kapazitäten von zentraler Bedeutung. Im Strommarkt bedeutet das bezogen auf die zeitliche Allokation, dass lange Vorlaufzeiten für Planung, Genehmigung und Errichtung von Erzeugungsanlagen in der Ausgestaltung des Kapazitätsmechanismus berücksichtigt werden. Ein Kapazitätsmechanismus muss dementsprechend **Investitionsanreize zeitgerecht** setzen.

⁵⁰ Ergebnisse von Böcker/Weber (2012) legen nahe, dass für Speichertechnologien, die nicht die Spitzenlasttechnologie darstellen, der gleiche Kapazitätspreis gezahlt werden sollte wie für andere Erzeugungsanlagen.

⁵¹ Hier kann der sogenannte Trittbrettfahreneffekt (englisch: Freeridership) auftreten: von den in Deutschland vorgehaltenen Kapazitäten profitieren im Knappheitsfall nicht nur die deutschen Abnehmer, sondern auch Nachbarländer ohne Kapazitätsmechanismus.

Außerdem sind angemessene **Anreize für ortsgerechte Investitionen** zu setzen, insofern als die damit verbundenen Mehrkosten aufgrund ungünstigerer Erzeugungsstandorte geringer sind als die zu erzielenden Einsparungen bei der Netzengpassbehebung bzw. beim Netzausbau.

Neben der allokativen Effizienz ist auch die **produktive Effizienz** von Bedeutung. Diese erfordert insbesondere, dass die **Transaktionskosten** im Kapazitätsmechanismus **gering** sind, damit die aufgebrachten Mittel effizient für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit eingesetzt werden.

Weiterhin kommt der Informationseffizienz des Marktes eine große Bedeutung zu. Der Markt muss sowohl in der kurzen als auch in der langen Frist gewährleisten, dass die notwendigen Knappheitssignale marktendogen von den Akteuren gesendet bzw. empfangen werden. Diese **Informationseffizienz** erfordert auch **geringe Markteintrittsbarrieren**, um eine ausreichende **Anzahl an Marktteilnehmern** sicherzustellen.

Ein gut funktionierender Markt sorgt zudem für **Innovationseffizienz (dynamische Effizienz)**, indem er ausreichend Wettbewerbsdruck aufbaut. Die Marktteilnehmer versuchen aus eigenem Antrieb, entweder kostengünstiger zu produzieren (und so günstiger als die anderen anbieten zu können) oder sich über innovative Produkte wie beispielsweise flexiblere Technologien von Mitbewerbern abzuheben. Dieser Druck entsteht nur, wenn hinreichend viele Akteure an einem Markt tätig sind.

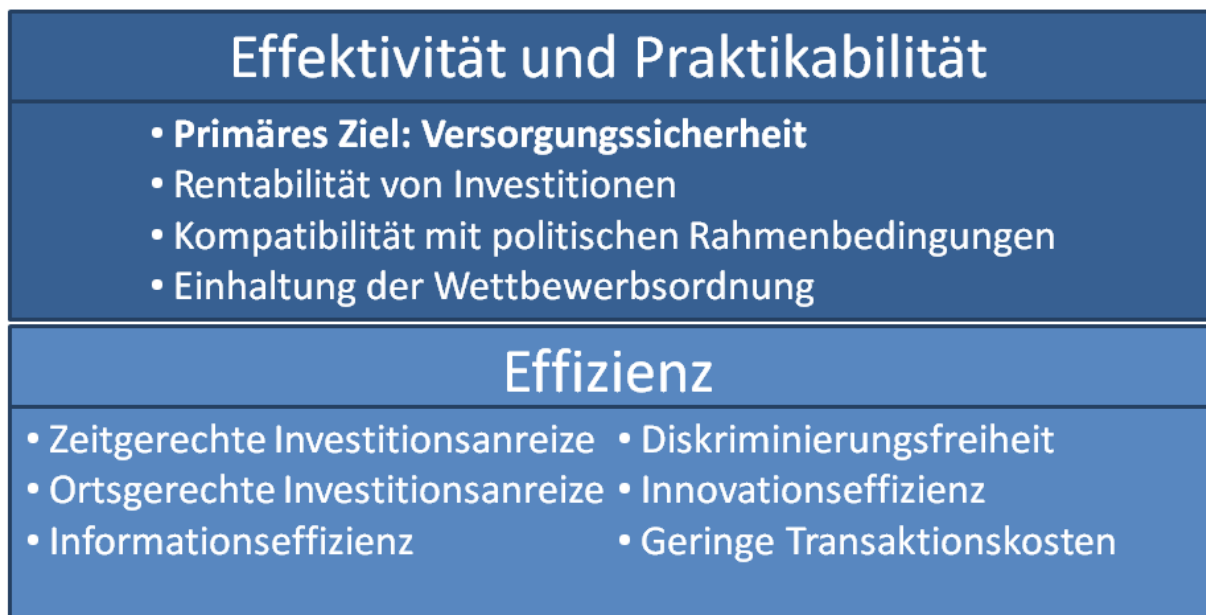


Abbildung 8: Priorisierung von Anforderungen an einen Kapazitätsmechanismus

Die geschilderten primären Anforderungen an einen Kapazitätsmechanismus sind in Abbildung 8 zusammengestellt. Diese Anforderungen muss ein geeigneter Kapazitätsmechanismus in jedem Fall erfüllen. Falls ein Vorschlag bereits diese grundlegenden Anforderungen nicht erfüllt, ist er nicht dazu geeignet, das gewünschte Ziel zu erfüllen.

3.2.4 Weitere diskussionswürdige Anforderungen

Die vorangehenden Ausführungen haben wesentliche Anforderungen an die Ausgestaltung von Kapazitätsmechanismen identifiziert. In der aktuellen Diskussion werden jedoch noch etliche weitere Anforderungen und Wünsche formuliert. Nachfolgend wird aufgezeigt, welche dieser Anforderungen

- durch adäquat ausgestaltete Kapazitätsmechanismen indirekt gewährleistet werden,
- sinnvollerweise besser durch andere Instrumente gewährleistet werden sollten oder
- aus grundsätzlichen Überlegungen als problematisch einzustufen sind und deshalb fallengelassen werden sollten.

Die im Kontext der erzeugerseitigen Anforderungen genannte **Reduzierung der Preisrisiken** kann durch stabile Randbedingungen und längerfristige Wirkungszeiträume (z. B. lange Ausschreibungsdauern) erreicht werden. Dieses Ziel sollte jedoch nicht uneingeschränkt im Vordergrund stehen. Im Hinblick auf die Informationseffizienz des Marktes muss vielmehr eine flexible Anpassung an neue Informationen gewährleistet sein. Hierzu kann ein Sekundärhandel einen Beitrag leisten, bei dem bereits eingegangene Kapazitätsverpflichtungen an andere Akteure weiterveräußert werden können, um eigene, veränderte Risikopräferenzen oder Lagebeurteilungen abbilden zu können.

Die Anforderung einer **langfristigen Planbarkeit der Erlöse** erscheint hingegen aus grundsätzlichen Überlegungen **problematisch**, sofern sie über die Forderung nach zeitgerechten Investitionsanreizen mit reduzierten Preisrisiken hinausgeht. Zum einen führen planbare Erlöse bei gleichzeitig schwankenden Kosten nicht zu einer Reduzierung der Risiken für die Wirtschaftlichkeit von Investitionen. Zum anderen sollte es nicht Ziel eines Kapazitätsmechanismus sein, Investoren „risikofrei“ zu stellen, wenn es im Marktumfeld erhebliche fundamentale Risiken gibt (z. B. Brennstoffpreis- und CO₂-Preisschwankungen). Denn diese Risiken werden dann nur auf andere Akteure (z. B. Verbraucher) verlagert, die häufig noch weniger Möglichkeiten haben, Einfluss auf deren Bewältigung respektive Reduzierung zu nehmen. Es gilt daher einen Mechanismus zu

finden, der die Planungssicherheit erhöht, nicht aber fundamentale Risiken vollständig beseitigt bzw. verlagert.

Nachfrageseitige Maßnahmen, im Englischen auch Demand-Side-Management (DSM) genannt, 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 Knappheitspreise im Markt gefunden und die in Kapitel 3.1 angesprochenen Folgen eines fehlenden Marktgleichgewichts gemildert.

Bei einer (zu empfehlenden) Integration nachfrageseitiger Maßnahmen in den Kapazitätsmechanismus sollten die Beiträge des Demand Side Management (DSM) differenziert betrachtet werden. Es muss unterschieden werden, wann sie verfügbar sind (Zeitverfügbarkeit), über welchen Zeitraum sie aktiviert werden können (Mengenverfügbarkeit) und ob es sich um einen Verbrauchsverzicht oder eine zeitliche Verschiebung des Verbrauchs handelt. Bei einer Verschiebung des Verbrauchs ist zu prüfen, über welchen Zeitraum sie erfolgen darf, bis der Verbrauch z. B. aus Produktionsgründen nachgeholt werden muss. Denn in der Regel hängen Spitzenlaststunden zusammen, sodass eine Leistungsreduktion mit kurzfristig nachzuholender Nachfrage nur begrenzt Mehrwerte liefert. Dementsprechend ist die vom Endkunden im Rahmen des DSM zur Verfügung gestellte unterbrechbare Leistung nicht ohne Weiteres mit der gesicherten Leistung von Erzeugungsanlagen gleichzusetzen. Zu diesem Punkt sind weiterführende Analysen zur Präzisierung der Randbedingungen und Wirkungen erforderlich.

In der politischen Praxis zeigt sich, dass Regeländerungen nur dann akzeptiert werden, wenn die **Verteilungseffekte begrenzt sind**. In der wohlfahrtsökonomischen Diskussion werden Verteilungseffekte zumeist nachrangig betrachtet, da im Rahmen der zwei Hauptsätze der Wohlfahrtsökonomik aufgezeigt wird, dass allokatonspolitische und distributionspolitische Maßnahmen getrennt werden können.⁵² Diese Simplifizierung trägt allerdings in der politischen Praxis kaum; es kommt vielmehr darauf an, welche Akteursgruppen in welchem Umfang zu „Gewinnern“ oder zu „Verlierern“ werden. Deshalb ist bei Kapazitätsmechanismen von besonderer Bedeutung, inwiefern Windfall-Profits für einige oder alle Produzenten vermieden werden können. Denn diese zusätzlichen Gewinne für die Erzeuger werden in der Regel zu Lasten der Verbraucher gehen.

⁵² Vgl. etwa Musgrave (1959).

In einem fair gestalteten Markt sollten alle Beteiligten gleichermaßen an Chancen und Risiken partizipieren. Somit wird ein gut ausgestalteter Kapazitätsmechanismus die Verteilungseffekte indirekt begrenzen.

Als weitere Anforderung an die Ausgestaltung eines Kapazitätsmechanismus wird häufig die **Marktliquidität** angeführt. In diesem Kontext ist diese Forderung jedoch differenziert zu betrachten. Ein Markt ist liquide, wenn sich zum einen Angebot und Nachfrage in ausreichendem Maße gegenüberstehen und zum anderen eine bestimmte Menge des entsprechenden Gutes jederzeit gehandelt werden kann, ohne dass der Marktpreis durch eine einzelne Transaktion beeinflusst wird (Preiskontinuität). Damit können die Akteure das Gut ‚Kapazität‘ jederzeit ohne Einhaltung von Fristen und ohne Werteinbuße am Markt tauschen. Kapazität im Sinne einer ‚gesicherten Leistung‘ stellen in erster Linie die konventionellen Kraftwerke bereit. Der Verbraucher fragt aber ‚Versorgungssicherheit‘ nach. Somit muss eine Stelle die Transformation von der gewünschten ‚Versorgungssicherheit‘ zur erforderlichen ‚gesicherten Leistung‘ vornehmen; dies könnte der Lieferant übernehmen, der heute eine analoge Transformation zwischen Endkunden- und Großhandelsprodukten vornimmt. Nun stellt sich noch die Frage, ob die Händler das Gut ‚gesicherte Leistung‘ tatsächlich ausreichend bereitstellen – bzw. ob Sanktionen für ein unzureichendes Maß an ‚gesicherter Leistung‘ hinreichend abschreckend wirken. Die Marktgängigkeit des Gutes ‚gesicherte Leistung‘ ist daher im Hinblick auf die intendierte Zielsetzung als durchaus ambivalent einzustufen.

Weiterhin wird oft gefordert, den Kapazitätsmechanismus so auszugestalten, dass eine Ausübung von **Marktmacht begrenzt** wird, da diese ebenfalls zu Marktversagen und damit Wohlfahrtsverlusten führt. Hinsichtlich dieser wirtschaftspolitischen Anforderung sind zwei grundsätzliche Anmerkungen angebracht. Zum einen werden Maßnahmen zur Nachfrageflexibilisierung im Energiemarkt auch dort Marktmacht begrenzen und somit Effizienz und Effektivität des gesamten Marktdesigns positiv beeinflussen. Auf der anderen Seite ist zu bedenken, dass das Bundeskartellamt Marktmachtmissbrauch grundsätzlich und unabhängig von den betrachteten Märkten zu verhindern trachtet. Daher gilt auch hier, dass ein gut ausgestalteter Kapazitätsmechanismus die Marktmacht indirekt begrenzen wird.

Da ein Marktdesign immer auch von exogenen Schocks beeinträchtigt werden kann, muss der gewählte Kapazitätsmechanismus über eine ausreichende **Robustheit** verfügen. Der Markt muss also auch in extremen Situationen funktionsfähig bleiben, ohne dass der Regulator intervenieren muss. Ein häufiges Eingreifen würde die Marktakteure verunsichern und dadurch zu Investitionszurückhaltung oder Marktverzerrung führen. Trotz dieses Anspruchs an Kontinuität muss der Markt ein gewisses Maß an **Flexibilität** besitzen, um selbstgesteuert auf neu aufkommende Situationen reagieren zu können. In diesem Fall werden die Marktakteure und Marktplatzbetreiber die notwendigen Pro-

duktanpassungen und die Weiterentwicklung von Abwicklungsprozessen und Sicherheitsanforderungen einvernehmlich vorantreiben. Die Anforderung einer Eindämmung von **Regulierungsrisiken** wird dadurch erfüllt, dass der zu entwickelnde Kapazitätsmechanismus die zuvor dargestellten Anforderungen bestmöglich berücksichtigt.

Eine **explizite Berücksichtigung der umweltseitigen Anforderungen** im Rahmen der Ausgestaltung von Kapazitätsmärkten erscheint **wenig zielführend**. Denn es gilt hier wie anderswo die Regel, dass möglichst für jedes Ziel ein eigenes Instrument eingesetzt werden sollte.⁵³ Wenn ein Ziel mit mehreren Instrumenten verfolgt wird, besteht zum einen die Gefahr unerwünschter Wechselwirkungen zwischen den Instrumenten, zum anderen wird die Komplexität unnötig gesteigert. Umgekehrt wird ein Instrument kaum geeignet sein, unterschiedliche Ziele gleichermaßen zu erreichen, wenn die Ziele nicht exakt kongruent sind. Da es mit dem Emissionszertifikatehandel und dem EEG bereits zwei Instrumente gibt, um Ziele des Klimaschutzes und des Ausbaus der Erneuerbaren zu erreichen, ist eine Einbeziehung von Kriterien zu Klimaschutz und Erneuerbaren in einen Kapazitätsmechanismus kaum zielführend. Das heißt nicht, dass **erneuerbare Anlagen** vom Kapazitätsmechanismus ausgeschlossen werden sollten. Vielmehr sollte ihr spezifischer Beitrag zur Versorgungssicherheit über das Konzept des Kapazitätskredits, gemessen durch die gesicherte Leistung oder (besser) über den **Zugewinn an freier Leistung**, bestimmt werden.

In Zusammenhang mit der verstärkten Einspeisung fluktuierender erneuerbarer Energien wird auch die Forderung nach einer speziellen **Förderung hochflexibler Erzeugungskapazitäten** erhoben. Dies impliziert, dass zukünftig spezielle, hochflexible Erzeugungskapazitäten erforderlich sind, um die starken Schwankungen bei der regenerativen Erzeugung auszugleichen. Es ist jedoch zu erwarten, dass inflexible Kraftwerke am stündlichen Spotmarkt niedrigere Erlöse erzielen werden als hochflexible Kraftwerke am viertelstündlichen Markt. Da für ein stabil funktionierendes System die Flexibilität der konventionellen Erzeugung wichtig ist, sollten **weitergehende Untersuchungen** überprüfen, ob analoge Formen des Marktversagens zu erwarten sind wie bei den Gesamterzeugungskapazitäten und demnach eine Flexibilisierung der Erzeugung speziell angereizt werden muss oder nicht.

⁵³ Die gleiche Begründung führt dazu, dass die EZB (bzw. früher die Bundesbank) als einziges maßgebliches Ziel die Geldwertstabilität verfolgt. Vgl. Tinbergen (1952).

3.3 Kompatibilität aktueller Marktdesignvorschläge mit wesentlichen Anforderungen an Kapazitätsmechanismen

Die zuvor diskutierte Priorisierung der Anforderungen bildet die Fundierung für eine adäquate Ausgestaltung von Kapazitätsmechanismen. Die Systematisierung der Anforderungen nach den Kriterien Effektivität, Effizienz und Praktikabilität ermöglicht eine konsistente Ausrichtung des Kapazitätsmechanismus auf das primäre Ziel der Versorgungssicherheit.

Die wissenschaftliche und politische Diskussion der vergangenen Jahre hat eine Vielzahl von Vorschlägen für das zukünftige Marktdesign und insbesondere die Einführung von Kapazitätsmechanismen in Deutschland hervorgebracht. Dabei sind nicht alle vorgestellten Mechanismen geeignet, die zuvor dargestellten wesentlichen Anforderungen an Kapazitätsmechanismen zu erfüllen.

Zunächst werden die wichtigsten Designvorschläge kurz charakterisiert, um sie anschließend hinsichtlich der Zielerreichung zu bewerten.

3.3.1 Strategische Reserve

Die Strategische Reserve erfordert nur geringe Eingriffe in das bestehende Marktdesign. Hierbei werden Kraftwerkskapazitäten von einer zentralen Instanz, z. B. den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB), für Knappheitszeiten vorgehalten. Es bestehen verschiedene Möglichkeiten zur Beschaffung von Reservekapazitäten. Neben langfristigen Verträgen zwischen ÜNB und Kraftwerksbetreibern kann eine Strategische Reserve über ein marktbasierendes Auktionsverfahren allokiert werden. Letztere Option bietet eine erhöhte Transparenz und führt zu geringeren Transaktionskosten. Je nach Marktdesign wäre ein Einsatz der Anlagen aus technischen oder wirtschaftlichen Gründen denkbar. Ein technischer Antrieb könnte die Gefährdung der Versorgungssicherheit durch ein unzureichendes Angebot von Kraftwerksleistung auf dem Strommarkt sein. Ein ökonomisches Motiv für die Einführung einer strategischen Reserve wäre das Schaffen einer künstlichen Preisobergrenze im Strommarkt. Dabei würde die Reserve bei Überschreiten eines bestimmten Marktpreises in der Merit Order zum Zuge kommen und preissetzend wirken. Somit könnte eine Stabilisierung der Preise auf einem bestimmten Niveau erreicht werden, wobei eine zu geringe Preisobergrenze sich wiederum nachteilig auf das Investitionsverhalten auswirken würde.⁵⁴

⁵⁴ Vgl. De Vries (2004), S.112.

3.3.2 Selektiver Kapazitätsmarkt

Bei einem selektiven Kapazitätsmarkt werden lediglich ausgewählte Kapazitäten (in der Regel Neubauten) gefördert. Eine zentrale Instanz ermittelt die zukünftig benötigte Gesamtkapazität sowie die voraussichtlich vorhandene Kapazität im Zukunftsjahr. Die Differenz bestimmt dann den zusätzlichen Kapazitätsbedarf, der über den selektiven Kapazitätsmarkt beschafft wird. Durch das Fehlen von Zahlungen an Bestandsanlagen werden die Probleme der Windfall Profits und marktmachtgetriebener Preise eliminiert. Die Differenzierung zwischen Neubauten und Bestandsanlagen bei diesem Ansatz kann jedoch für junge Bestandsanlagen mit hohem Kapitaldienst zu finanziellen Nachteilen führen. Des Weiteren werden ältere Bestandsanlagen von moderneren Neubauten, die Erlöse aus dem Kapazitätsmarkt erzielen und tendenziell niedrigere Grenzkosten aufweisen, verstärkt an den rechten Rand der Merit Order gedrängt (Slippery-Slope-Effekt). Als Konsequenz ergeben sich geringere Einsatzzeiten bei potenziell niedrigeren Strompreisen, sodass die wirtschaftliche Situation dieser Anlagen verschlechtert wird. Zudem kann es zu Investitionszurückhaltung in Grund- und Mittellasttechnologien kommen. Insgesamt führt ein selektiver Kapazitätsmarkt zu einem beschleunigten Umbau des Kraftwerksparks.

3.3.3 Zentraler Kapazitätsmarkt

Bei einem zentralen Kapazitätsmarkt ermittelt eine zentrale Instanz den Kapazitätsbedarf und beschafft die sicher verfügbare Leistung über eine zentrale Auktion. Dabei können alle Bieter, ob Bestandskraftwerke oder Investoren, an der Auktion teilnehmen. Übersteigt die Summe der installierten Kapazitäten den Kapazitätsbedarf, stellt sich am Kapazitätsmarkt, unter der Annahme vollkommenen Wettbewerbs, ein Leistungspreis von null ein. Sind bei diesem Szenario Bestandskraftwerke von der Stilllegung bedroht, würde sich ein Kapazitätspreis in Höhe des Missing Money aus Stromvermarktung und fixen Betriebskosten ebendieser Kraftwerke einstellen. Die Obergrenze für Gebote am Kapazitätsmarkt wird hierbei durch die fixen Betriebskosten der günstigsten Neubautechnologie gesetzt, die zu diesem Preis auf jeden Fall in den Markt eintreten würde. Auch die Gebote für Neuinvestitionen ergeben sich durch analoge Überlegungen. Aufgrund der geringen Investitions- und fixen Betriebskosten würden (unter der Annahme eines Einheitspreisverfahrens) vorwiegend Spitzenlastkraftwerke wie Gasturbinen preissetzend sein. Da es sich um einen umfassenden Kapazitätsmarkt handelt, würden alle Kraftwerke im Markt für die Vorhaltung sicher verfügbarer Leistung mit dem daraus resultierenden Leistungspreis vergütet. Je nach bestehender Kraftwerksparkstruktur werden in einem umfassenden Kapazitätsmarkt auch Neubaumentscheidungen in Grund-

und Mittellastkraftwerke motiviert. Zusätzliche Kapazität kommt in den Markt, wodurch sich niedrigere Marktpreise ergeben.

3.3.4 Dezentraler Kapazitätsmarkt

Beim dezentralen Kapazitätsmarkt ist eine Ergänzung des Energy-only-Marktes um einen dezentralen, umfassenden Leistungsmarkt vorgesehen. Daran können alle Anbieter gesicherter Leistung und die Nachfrager teilnehmen. Strukturierung und Integration können beispielsweise analog zum Energy-only-Markt in Leistungs-Bilanzkreisen durch die Vertriebsunternehmen übernommen werden. Dies ermöglicht eine parallele Organisation von Stromlieferung und Absicherung.

Die Stromvertriebe ermitteln ihren Kapazitätsbedarf auf Basis der Verbrauchsdaten ihrer Kunden und optimalerweise unter Einbeziehung von Vergleichmäßigungseffekten zwischen anderen Vertriebsportfolien auf dezentraler Ebene. Hierbei können sie ihren Bedarf an gesicherter Leistung durch die Nutzung von DSM-Maßnahmen absenken. Die jeweils ermittelte Kapazitätsnachfrage wird dann an einer zentralen Kapazitätsbörse gebündelt und trifft auf Anbieter gesicherter Leistung.

Der Verkauf von Leistungszertifikaten ermöglicht dem Anbieter gesicherter Leistung zusätzliche Erlöse zum Stromverkauf und somit eine Vollkostendeckung. Letztlich erhält die gesicherte Leistung einen Preis, der auch in Endkundenprodukten wirksam wird.

3.3.5 Bewertung hinsichtlich der identifizierten wesentlichen Anforderungen

3.3.5.1 Versorgungssicherheit und Rentabilität von Investitionen

Die Gewährleistung der Systemstabilität bei gleichzeitigem Ausbau von fluktuierenden EE und Ausstieg aus der Kernenergie kann nur gelingen, wenn dem System ausreichend gesicherte Leistung zur Verfügung steht. Dies erfordert auch zukünftig Investitionen in konventionelle oder Speichertechnologien, die im Wesentlichen durch die Rentabilität bzw. Vollkostendeckung dieser Alternativen determiniert werden. Wie bereits erläutert, ist die Gewährleistung der Versorgungssicherheit untrennbar mit der Rentabilität von Investitionen verbunden.

In der aktuellen Situation in Deutschland setzt der **Energy-only-Markt** aufgrund von Überkapazitäten und damit einhergehender nicht ausreichender Kraftwerksdeckungsbeiträge keine Investitionsanreize. Grundsätzlich ist jedoch nicht bewiesen, dass der Energy-only-Markt seine Funktion als Investitionssignal zukünftig bei knappen Kapazitäten nicht gewährleistet. Um jedoch der Gefahr unzureichender Investitionsanreize bedingt durch starke Preisschwankungen und lange Vorlaufzeiten beim Kraftwerksbau

entgegenzuwirken, wurden in Deutschland vor allem die Einführung einer Strategischen Reserve und von Kapazitätsmärkten diskutiert.

Bei einer **Strategischen Reserve** werden die Reservekraftwerke ausschließlich in Knappheitssituationen eingesetzt, um zusätzliche Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Investitionssignale werden daher auch nur – analog zum EO-Markt – in diesen Knappheitssituationen, die auch von der Situation im europäischen Ausland abhängen, ausgesendet.⁵⁵ In der bisherigen Diskussion wurde in diesem Zusammenhang die Knappheit üblicherweise über den Spotmarkt definiert: Käme dort in der ersten Auktion keine Markträumung zustande, wäre dies der Knappheitsfall und die Strategische Reserve käme zum Einsatz. Aufgrund der gewollten engen – und zunehmenden – Vernetzung der europäischen Energiemärkte und -systeme würde dieser Knappheitsfall in der Realität eine absolute Ausnahme darstellen und wäre daher selten und zugleich schlecht prognostizierbar. Als erster Befund kann daraus gefolgert werden, dass die Strategische Reserve nicht geeignet wäre, zusätzliche valide Investitionssignale auszusenden.

Die Vorhaltung einer zusätzlichen Reserve könnte dennoch als Übergangslösung helfen, eine Phase knapper Erzeugungskapazitäten zu überbrücken. In diesem Fall muss allerdings das Problem der sachgerechten Dimensionierung der Strategischen Reserve adressiert werden: Derzeit ist der politische Wille erkennbar, dass Deutschland „leistungsautark“ werden soll, also so viel installierte Erzeugungskapazität vorhält, wie zur Abdeckung der Lastspitze auch ohne Importe notwendig wäre. Kurzfristig ist denkbar, einem Abdriften in den Kapazitätsmangel entgegenzuwirken, indem Kraftwerke in die Strategische Reserve überführt werden statt stillgelegt zu werden. Würde man dieses Ziel mit dem Mittel einer strategischen Reserve allerdings mittel- bis langfristig verfolgen, würde dies aufgrund der Sterbelinie konventioneller Kraftwerke zu einer großen, wegen der effizienten Importe im EU-Binnenmarkt aber ungenutzten Kapazität führen. Auch hieran wird deutlich, dass die Strategische Reserve nur als Übergangsinstrument konzipiert werden kann.

Die Gewährleistung der Versorgungssicherheit ist eng mit der Sicherung eines stabilen (aber nicht risikofreien) Investitionsumfelds verbunden. Grundsätzlich können Kapazitätsmärkte zu einer Stabilisierung schwankender Erlöse bedingt durch volatile Strommarktpreise beitragen. Dabei wird dem **zentralen Kapazitätsmarkt** die höchste Zielerreichung im Vergleich zum selektiven oder dezentralen Kapazitätsmarkt zugeordnet, da die diskutierten Modelle gesicherte Kapazitätzahlungen über bis zu 15 Jahre garantieren. Insbesondere beim **dezentralen Kapazitätsmarkt** ist zu erwarten, dass gesicherte Kapazitäten bzw. Leistungszertifikate lediglich über zwei bis drei Jahre im Voraus liquide gehandelt werden. Somit ist die Schaffung langfristiger Preissignale beim dezentralen

⁵⁵ Vgl. Süßenbacher/Schwaiger/Stigler (2011), S. 10.

Kapazitätsmarkt kritisch zu sehen. Beim **selektiven Kapazitätsmarkt** ist davon auszugehen, dass die Zielerreichung bedingt durch den Slippery-Slope-Effekt und den damit verbundenen schnelleren Umbau des Kraftwerksparks sowie geringere Investitionsanreize für Grund- und Mittellasttechnologien mit erhöhten Kosten einhergeht. Dennoch kann das Erreichen der Versorgungssicherheit im selektiven Kapazitätsmarkt positiv bewertet werden.

3.3.5.2 Kompatibilität mit den politischen Rahmenbedingungen und Einhaltung der Wettbewerbsordnung

Kapazitätsmechanismen müssen als primäres Ziel die Gewährleistung der Versorgungssicherheit verfolgen. Dabei dürfen sie jedoch nationale und europäische Ziele nicht konterkarieren. Grundsätzlich besteht die Möglichkeit, **alle betrachteten Kapazitätsmechanismen** kompatibel mit politischen Rahmenbedingungen auszugestalten. Hierbei müssen insbesondere die Wechselwirkungen mit den Strommärkten, Förderregimen und dem CO₂-Zertifikatehandel sowohl in nationaler als auch europäischer Perspektive beachtet werden. Bei allen Kapazitätsmechanismen ist eine marktbasiertere Lösung von Vorteil. Unabhängig von den betrachteten Mechanismen ist eine asymmetrische Einführung von Kapazitätsmechanismen kritisch zu sehen. In diesem Fall wäre eine Abwanderung von Investitionen in Länder mit Kapazitätsmechanismus zu erwarten, was wiederum zu Wettbewerbsverzerrungen und unerwünschten Verteilungseffekten führen kann.

3.3.5.3 Zeitgerechte und ortsgerechte Investitionsanreize

Die Gewährleistung zeitgerechter Investitionsanreize hängt im Wesentlichen von den langen Vorlaufzeiten beim Kraftwerksbau ab. Internationale Erfahrungen zeigen, dass ein Kapazitätsmechanismus einige Jahre vor dem Zeitpunkt eingeführt werden muss, zu dem er seine Wirkung entfalten soll. Gerade für Neuinvestitionen haben sich in zentralen Mechanismen lange Vorlaufzeiten von mehreren Jahren eingestellt. In Kolumbien finden beispielsweise die Auktionen drei bzw. sieben Jahre vor dem Erfüllungszeitraum statt; die siebenjährige Vorlaufzeit ist dabei speziell für Grund- und Mittellastkraftwerke vorgesehen.⁵⁶ Bezüglich der Verpflichtungsdauern wird in der international gängigen Praxis meist zwischen Neu- und Bestandsanlagen unterschieden. Während Bestandsanlagen für kurze Zeiträume (z. B. 1 Jahr) bieten, können Neuinvestitionen den Preis einer Kapazitätsauktion direkt für mehrere Jahre sichern, um ihre Investitionsrisiken zu senken.

Sendet eine **Strategische Reserve** die notwendigen Investitionssignale lediglich in Engpasssituationen und damit nur begrenzt zeitgerecht aus, erreichen die betrachteten **Ka-**

⁵⁶ Vgl. Frontier Economics (2011).

kapazitätsmarktmodelle abhängig von der gewählten Vorlaufdauer der Auktionen und den Vertragsdauern grundsätzlich das Ziel zeitgerechter Investitionsanreize. Gleiches gilt für ortsgerechte Investitionsanreize: diese Anforderung lässt sich beispielsweise über Kapazitätzonen oder andere geografische Komponenten bei den Kapazitätsauktionen bei allen **Kapazitätsmarktmodellen** berücksichtigen. Grundsätzlich ist auch beim dezentralen Kapazitätsmarkt denkbar, die Leistungszertifikate mit einer geografischen Zuordnung der jeweiligen Kapazitätsbedürfnisse zu versehen.

3.3.5.4 Informations- und Innovationseffizienz

Wesentliche Voraussetzung für informationseffiziente Kapazitätsmechanismen ist deren transparente Ausgestaltung. Aus diesem Grund sind zunächst ganz allgemein transparente und wettbewerbliche Vergabeverfahren bei der Allokation gesicherter Kapazität zu bevorzugen. Unter der Annahme, dass beim dezentralen Kapazitätsmarkt eine Bündelung der Kapazitätsnachfrage an einer Börse erfolgt, sind sowohl **bei dezentralen als auch bei zentralen Mechanismen** Marktinformationen für alle Marktteilnehmer zugänglich. Hinsichtlich der Innovationseffizienz sind Kapazitätsmärkte gegenüber einer Strategischen Reserve von Vorteil, da letzterer Kapazitätsmechanismus eine geringe Eingriffstiefe aufweist und tendenziell von der Stilllegung bedrohte Bestandskraftwerke den Zuschlag erhalten. Marktgetriebene Innovationen sind allgemein vor allem bei technologieoffenen und wettbewerblich organisierten Kapazitätsmärkten zu erwarten. Eine Steigerung der Innovationseffizienz ist durch die Integration von Nachfrageflexibilitäten, aber auch Kapazitäten aus Erneuerbaren zu erwarten. Sowohl der zentrale und der selektive als auch der dezentrale Kapazitätsmarkt erfüllen diese Anforderungen grundsätzlich.

3.3.5.5 Diskriminierungsfreiheit

Die Einführung eines Kapazitätsmechanismus eröffnet prinzipiell neue Möglichkeiten zum Missbrauch von Marktmacht. Als Beispiele zu nennen sind hier strategische Gebote zur Vermeidung von Neueintritten durch Konkurrenten, Kapazitätzurückhaltung zur Anhebung des Preisniveaus und Marktmacht durch mangelnde Liquidität, z. B. bei kleinteiliger regionaler Ausgestaltung. Während es in Deutschland Regulierungsbehörden wie das Bundeskartellamt, die Monopolkommission und die Bundesnetzagentur gibt, die solche Aktivitäten überwachen und sanktionieren könnten, scheint die internationale Erfahrung zu zeigen, dass Marktmacht in (auktionsbasierten) Kapazitätsmärkten schwerer zu bekämpfen ist als im Energy-only-Markt. Hierzu werden zumeist zusätzliche Instrumente eingeführt.⁵⁷

⁵⁷ Vgl. Monitoring Analytics (2014).

Wesentlicher Designparameter hinsichtlich Markteintrittsbarrieren sind vor allem vorab festzulegende Präqualifikationsanforderungen. Zu hohe Anforderungen würden dabei den Markteintritt kleinerer Investoren erschweren.

3.3.5.6 Geringe Transaktionskosten

Transaktionskosten setzen sich aus den anfallenden Kosten für Anbahnung und Informationsbeschaffung, Vereinbarung und Abwicklung sowie Kontrolle und Änderung zusammen.

Bei den betrachteten Modellen mit zentraler Ausschreibung (**strategische Reserve, zentraler und selektiver Kapazitätsmarkt**) sind die Kosten für Anbahnung und Informationsbeschaffung tendenziell geringer als beim **dezentralen Kapazitätsmarkt**. Eine dezentrale Ermittlung des optimalen Kapazitätsbedarfs unter Einbeziehung von Ausgleichseffekten zwischen Vertriebsportfolien führt zu zusätzlichen Kosten, da jedes Vertriebsunternehmen hierfür zusätzliche Informationen beschaffen muss. Wesentlicher Treiber der gesamten Transaktionskosten ist dabei die Anzahl der Nachfrager nach gesicherter Leistung, die bei einem dezentralen Mechanismus per se höher ist.

Bedingt durch die Produkt- und Vertragsfreiheit beim dezentralen Ansatz können sich abhängig von der Ausgestaltung (insb. wenn keine Bündelung der Kapazitätsnachfrage an einem zentralen Börsenplatz erfolgt) höhere Vereinbarungs- und Abwicklungskosten ergeben.

Die Kosten für die Kontrolle der Kapazitätsvorhaltung und Anpassungen des Kapazitätsbedarfs sind hingegen bei **zentralen Kapazitätsmärkten** höher, da entsprechende Kontrollen und Anpassungen beim dezentralen Kapazitätsmarkt durch bestehende Marktmechanismen (Bilanzkreismanagement und Ausgleichsmechanismen) kurzfristig und kostengünstiger erfolgen können. Durch die vergleichsweise geringe Kapazität bei der **strategischen Reserve** erfüllt dieser Kapazitätsmechanismus die Anforderung geringer Transaktionskosten am besten.

3.3.5.7 Zusammenfassung

Tabelle 2 fasst die Bewertung der einzelnen Kapazitätsmechanismen abschließend zusammen:

Tabelle 2: Bewertung von Kapazitätsmechanismen hinsichtlich der Zielerreichung

Kriterien/ Anforderungen	Energy-only- Markt/ Aktuelles Marktdesign	Strategische Reserve ⁵⁸	Selektiver Kapazitäts- markt ⁵⁹	Zentraler Kapazitäts- markt ⁶⁰	Dezentraler Kapazitäts- markt ⁶¹
Effektivität und Praktikabilität					
Versorgungssicherheit	-	-	+	+	+
Rentabilität von Investitionen	-	-	+	++	+
Kompatibilität mit den politischen Rahmenbedingungen	++	+	+	+	+
Einhaltung der Wettbewerbsordnung	+	+	--	+	+
Effizienz					
Zeitgerechte Investitionsanreize	--	--	+	+	+
Ortsgerechte Investitionsanreize	-	--	+	+	++
Informationseffizienz	+	+	+	+	+
Innovationseffizienz	+	-	+	+	+
Diskriminierungs- freiheit	+	--	-	+	+
Geringe Transaktionskosten	++	++	+	+	-
Legende:	++	Anforderung grundsätzlich erfüllbar	--	Anforderung grundsätzlich nicht erfüllbar	
	+	Anforderung abhängig von Ausgestaltung erfüllbar	-	Anforderung abhängig von Aus- gestaltung bedingt erfüllbar	

⁵⁸ Vgl. Öko-Institut/LBD/RAUE LLP (2012), S. 47 f; Süßenbacher/Schwaigler/Stigler (2011), S. 10 f; Ecofys (2012), S. 59.

⁵⁹ Vgl. BET (2011).

⁶⁰ Vgl. Süßenbacher/Schwaigler/Stigler (2011), S. 6 f.

⁶¹ Vgl. VKU (2013).

3.4 Methodengestützte Untersuchungen und Wirkungsanalysen zur Ausgestaltung von Kapazitätsmechanismen

Die vorangegangene qualitative Analyse hat deutlich gemacht, dass eine Strategische Reserve langfristig keine Investitionsanreize setzen kann und damit nicht in der Lage ist, ausreichend sicher verfügbare Leistung zu gewährleisten. Im Folgenden wird zunächst gezeigt, dass Kapazitätsmärkte zur Reduzierung von Investitionsrisiken beitragen können. Daran anknüpfend werden verschiedene Dimensionen von Kapazitätsmärkten methodengestützt untersucht. Neben einer Betrachtung koordinierter Kapazitätsmärkte auf europäischer Ebene werden vergleichende Analysen von selektiven, umfassenden und dezentralen Kapazitätsmärkten durchgeführt. Darüber hinaus wird die Einbeziehung von Lastmanagement, Speichern und anderen Flexibilitäten diskutiert.

3.4.1 Abweichung von der Erwartung: Energy-only- versus Kapazitätsmarkt

Das in Abschnitt 3.1.2 identifizierte Marktversagen aufgrund der starken Preisvolatilität als Konsequenz der langen Bauvorlaufzeiten kann ein wesentliches Argument für die Einführung eines Kapazitätsmechanismus darstellen. Da die Rentabilität von Investitionen in hohem Maße von den Preis- bzw. Erlösschwankungen abhängt und diese zudem mit der Gewährleistung der Versorgungssicherheit untrennbar verbunden ist, soll daher untersucht werden, ob ein Kapazitätsmarkt zur Reduzierung des Investitionsrisikos bei Abweichungen von erwarteten zukünftigen Entwicklungen beitragen und somit Investitionen anreizen kann.

Zur quantitativen Untersuchung des Effekts wird ein dynamischer Ansatz entwickelt, mit dem es möglich ist, theoretisch konsistent die Auswirkungen unterschiedlicher Ausgestaltungsformen von Kapazitätsmärkten auf die Marktpreise und die Profitabilität von Kraftwerksinvestitionen zu analysieren.

Basis ist das sogenannte Peak-Load-Pricing-Modell, welches das langfristige Gleichgewicht von Kapazitäten, Erzeugung und Preisen im Strommarkt theoretisch beschreibt. In einer (leicht vereinfachten) Version kann das Peak-Load-Pricing-Modell wie in Abbildung 9 grafisch dargestellt werden.

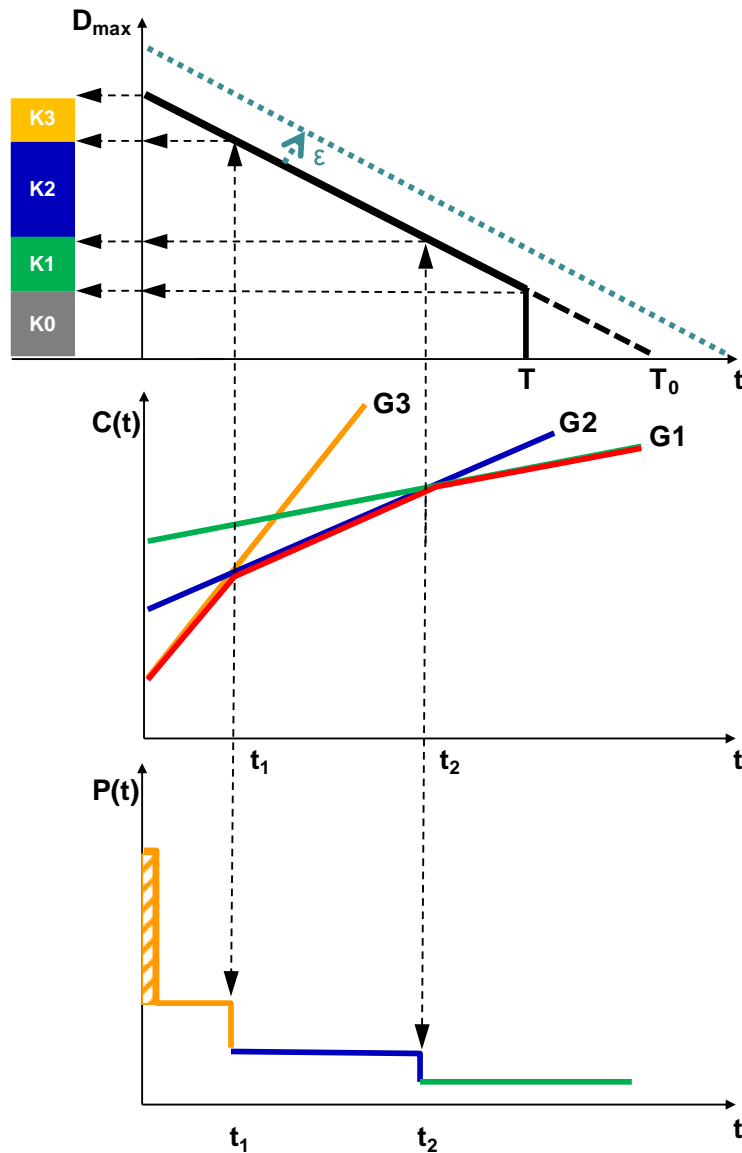


Abbildung 9: Grafische Lösung des Peak-Load-Pricing-Problems mit optimalen Erzeugungskapazitäten (K0–K3), Lastdauerlinie, Kostenkurven der Erzeugungstechnologien (G1–G3) und effizienten Stückkosten (rot) in Abhängigkeit von der Nutzungsdauer sowie Preisen als Ableitung der effizienten Stückkosten

Die Theorie legt nahe, dass im dargestellten Gleichgewicht sämtliche Kraftwerke ihre Vollkosten erwirtschaften, aber keine Übergewinne realisieren. Zugleich werden in allen Zeitpunkten außerhalb des Spitzenlastsegments die Preise den kurzfristigen Grenzkosten des Grenzkraftwerks entsprechen (wie im Merit-Order-Modell). Wenn kein Kapazitätsmarkt vorhanden ist, steigen die Preise (nur) im Spitzenlastsegment über die kurzfristigen Grenzkosten. Dies erfolgt ausschließlich bis auf ein Preisniveau, das erforderlich ist, um die Kapital- und sonstigen Fixkosten der Spitzenlasttechnologie zu decken. Es lässt sich zeigen, dass dann auch die übrigen Technologien genau Erlöse in Höhe ihrer Fixkosten erzielen.

Gleichwertig zu dieser Lösung mit einem reinen Energiemarkt ist eine Gleichgewichtslösung, bei der in allen Zeitsegmenten der Preis den kurzfristigen Grenzkosten des letzten Kraftwerks entspricht. In diesem Fall wird die Deckung der Investitions- und sonstigen Fixkosten durch einen Kapazitätspreis (oder eine Kapazitätzahlung) erfolgen, der bei allen verfügbaren Kapazitäten in gleicher Höhe gezahlt wird.

Grundsätzlich ist davon auszugehen, dass die Marktmechanismen von Angebot und Nachfrage dazu führen, dass Abweichungen vom Gleichgewicht durch entsprechende Gegenreaktionen ausgeglichen werden, sodass eine vorübergehende Abweichung vom Gleichgewicht selbsttätig kompensiert wird.

Diese marktgetriebene Rückkehr zum Gleichgewicht wird allerdings durch die langen Planungs- und Bauzeiten für Kraftwerke und die geringe Nachfrageflexibilität erschwert. Dadurch kann es kurzfristig zu erheblichen Über- oder Unterdeckungen bei den Kraftwerkskapazitäten mit den entsprechenden Rückwirkungen auf die Strompreise kommen.

Dieser grundsätzliche Zusammenhang wird in dem Modell vereinfacht abgebildet, indem davon ausgegangen wird, dass Kraftwerksinvestitionsentscheidungen vier Jahre im Voraus auf der Basis der zu diesem Zeitpunkt erwarteten Nachfrage getroffen werden.

Im Sinne einer Fokussierung auf die wesentlichen Zusammenhänge wird angenommen, dass die Nachfrage im Zeitverlauf nur zufällig schwankt und dass bei der Ermittlung der erwarteten Nachfrage für den Inbetriebnahmezeitpunkt in vier Jahren die jeweilige Nachfrage des aktuellen Jahres zugrunde gelegt wird. Auf der Basis dieser erwarteten Nachfrage erfolgt dann die Kapazitätsplanung. Zum tatsächlichen Zeitpunkt der Nutzung der neu gebauten Kapazitäten kann aber die Nachfrage durchaus von der zuvor erwarteten abweichen (fette schwarze Linie in Abbildung 10). Die dazugehörigen, optimalen Kapazitäten sind in Abbildung 10 nach rechts aufgezeichnet. Relevant für die Preisbildung sind jedoch die (vier Jahre zuvor geplanten) Ist-Kapazitäten. Entsprechend der unerwartet hohen Nachfrage ergeben sich bei diesen Kapazitäten deutlich höhere Preise, wie dies durch die dicken roten Linien in Abbildung 10 aufgezeigt wird. Im dargestellten Beispiel führt dies zu Übergewinnen für die installierten Kraftwerkskapazitäten. Genauso ist der umgekehrte Fall möglich, dass bei unerwartet niedriger Nachfrage die Preise nicht ausreichen, um die Kapitalkosten der Kraftwerke zu decken.

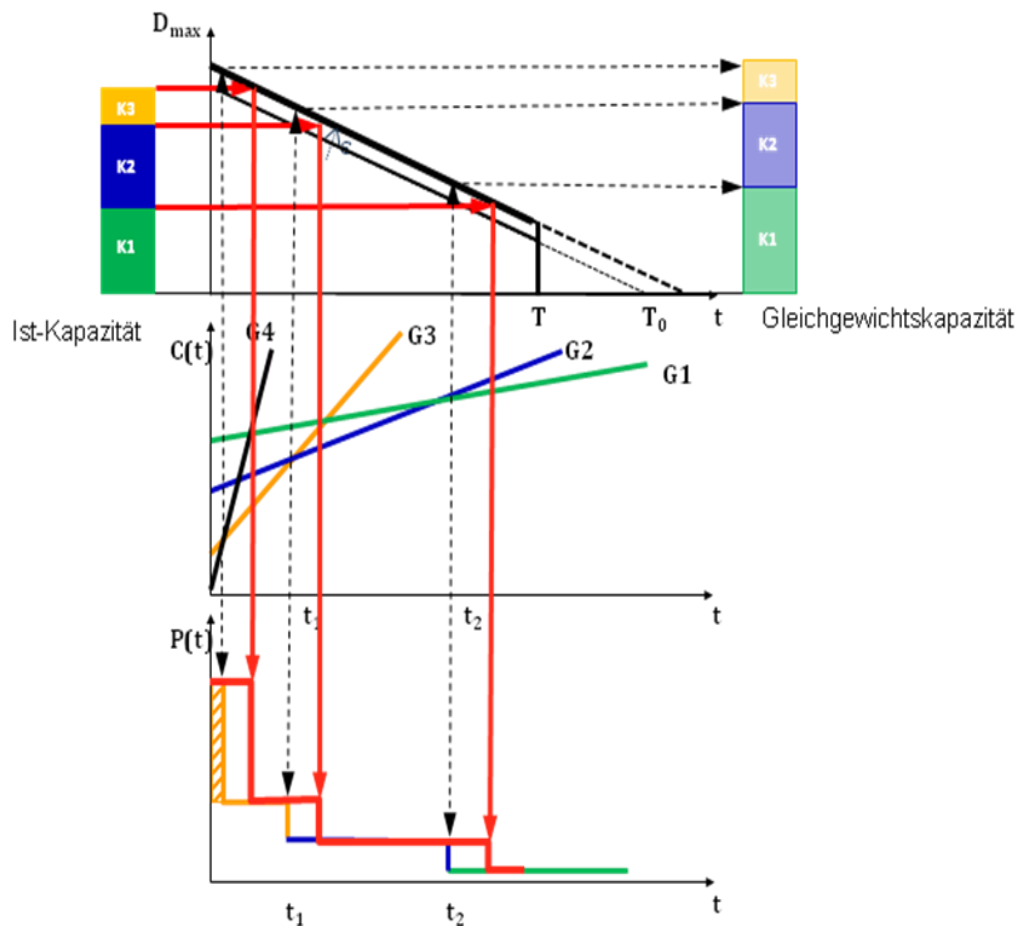


Abbildung 10: Grafische Lösung des Peak-Load-Pricing-Problems bei Abweichungen zwischen erwarteter Nachfrage (und korrespondierenden Ist-Kapazitäten, oben links) und tatsächlicher Nachfrage (und entsprechenden Gleichgewichtskapazitäten, oben rechts)

Die Auswirkungen dieser Erlösschwankungen führen dazu, dass die eher risikoaversen Kraftwerksbetreiber ihre Investitionstätigkeiten verringern. In dem vorgestellten Modell wird nun alternativ angenommen, dass die im Gleichgewicht erforderliche Deckung der Fixkosten durch einen Kapazitätsmarkt statt durch Preise über den kurzfristigen Grenzkosten garantiert wird. Dabei bleibt jedoch die Unsicherheit bezüglich der zukünftigen Nachfrageentwicklung bestehen, und bei Unterdeckung werden auch hier Knappheitspreise auftreten. Dies könnte durch systematische Überkapazitäten in einem Kapazitätsmarkt gelöst werden.

Das hierzu entwickelte Modell soll den Einfluss von Kapazitätsmärkten auf das Risiko der Investoren zeigen. Abbildung 11 gibt das hier genutzte Modell schematisch wieder. Durch die Integration einer künstlichen Nachfragekurve wird der zukünftige Zubaubedarf abgebildet. Das Angebot wird durch eine Angebotskurve für die Peak-Technologie dargestellt; wird die Spitzenlast P_D erreicht, entspricht der Zuschussbedarf genau dem

sogenannten CONE (Cost of New Entry⁶²). Angebot sowie Nachfrage können stochastisch schwanken, was zu schwankenden Kapazitätspreisen führt. Diese werden vor allem dann niedriger ausfallen, wenn die Anbieter mit höheren Deckungsbeiträgen aus dem Energiemarkt rechnen.

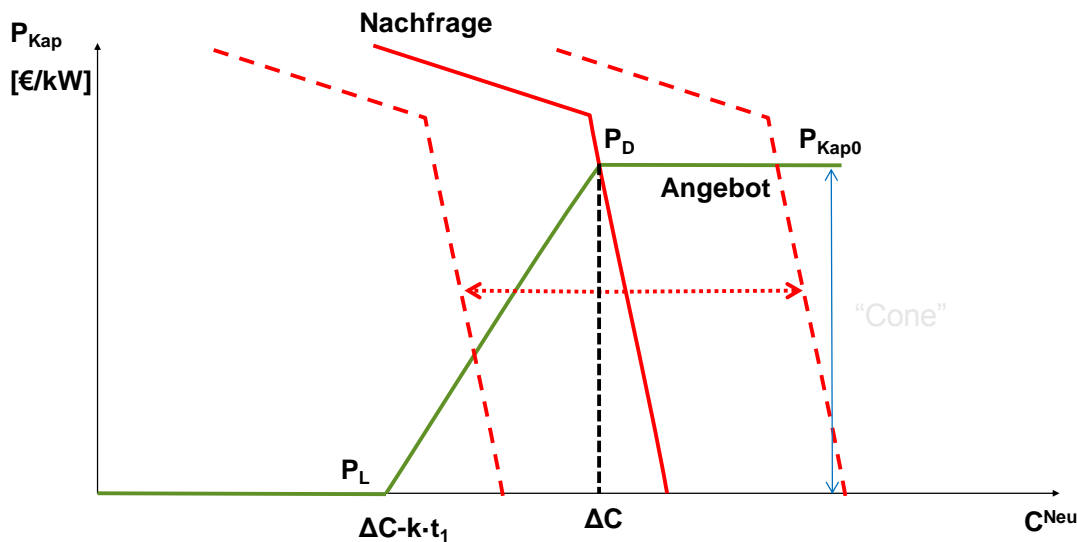


Abbildung 11: Funktionsweise Kapazitätsmarktmodell: Angebots- (grün) und Nachfragekurve (rot)

Untersucht wurde in diesem Zusammenhang ein umfassender Kapazitätsmarkt, bei dem als Ausgestaltungsparameter die Kontraktdauer für Neukraftwerke sowie die insgesamt kontrahierte Kapazität variiert wurde. Als Kontrakt Dauern wurden exemplarisch jeweils einjährige Laufzeiten als kurzfristiger Markt sowie einmalig siebenjährige Kontrakt dauern für Neubauten und anschließend einjährige Kontrakte als Markt mit langen Laufzeiten gewählt. Da zu erwarten ist, dass in einem Markt mit systematischen Überkapazitäten die Schwankungsbreite geringer ausfällt, wurde dies als weitere Sensitivität mit aufgenommen.

Als Referenz dienen die Ergebnisse für einen Energy-only-Markt. Zentraler Untersuchungsgegenstand ist hierbei das sich für den Investor ergebende Risiko (im erweiterten Sinne von Risiko und Chance) hinsichtlich der von der Erwartung abweichenden Profitabilität der Kraftwerke, gemessen an der Standardabweichung der Gewinne.

Die in Abbildung 12 dargestellten Modellergebnisse (hier für ein GuD-Kraftwerk) zeigen, dass das Risiko in einem System mit Kapazitätsmarkt geringer ist und somit erwartet werden kann, dass Investitionen eher angestoßen werden als in einem reinen EO-Markt

⁶² CONE berechnet sich als die annuitätischen Fixkosten des günstigsten neu zu errichtenden Kraftwerks abzüglich der zu erwartenden Deckungsbeiträge dieser Anlagen aus dem Energie- und Regelleistungsmarkt.

mit erheblicher Unsicherheit. Zusätzlich ist zu sehen, dass das Design des Kapazitätsmarkts einen großen Einfluss auf die Höhe der Risikominderung hat. Jährliche Zahlungen in Höhe des jeweils aktuellen Kapazitätspreises führen zu Reduzierungen der Erlösschwankungen um den Faktor 4. Hierbei werden die Erlösschwankungen durch die Standardabweichung des Barwerts der Erlöse über 20 Jahre Nutzungszeit beschrieben. Bei systematischen Überkapazitäten ist dieser Effekt sogar noch stärker ausgeprägt, wohingegen ein Design mit garantierten Preisen für Neuanlagen über sieben Jahre zu einer weniger ausgeprägten Verringerung führt. Dies ist insbesondere dadurch zu erklären, dass manche Anlagen niedrigere Preise für die kommenden sieben Jahre garantiert bekommen als eventuell der Durchschnitt in einem jährlichen Modell.

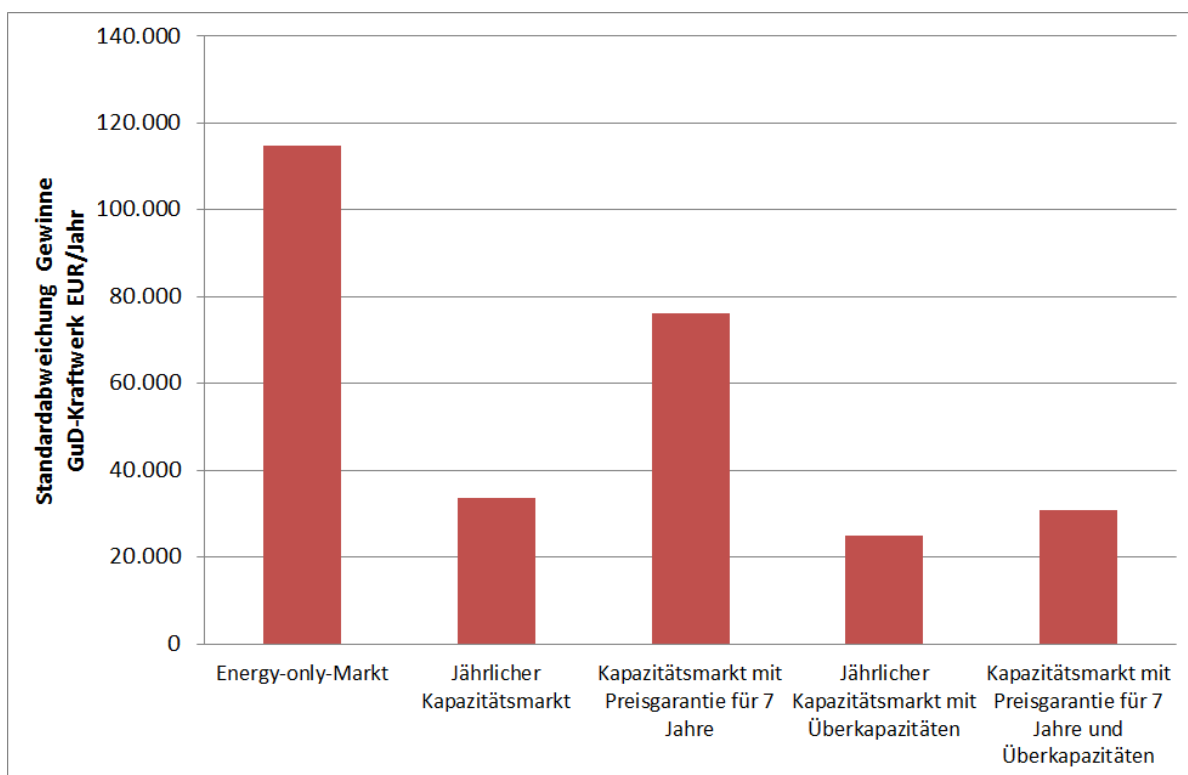


Abbildung 12: Ergebnisse der Modellrechnungen Kapazitätsmarkt

Die theoretische Analyse der Auswirkungen von Kapazitätsmärkten auf das Investitionsrisiko zeigt, dass der Effekt abhängig von der Ausgestaltung hinsichtlich Vertragsdauer und Kapazitätsnachfrage deutlich zur Reduzierung von Unsicherheiten beitragen kann. In der Realität spielen jedoch weitere Einflussfaktoren wie beispielsweise heterogene Erwartungen von Marktteilnehmern und das damit verbundene Bietverhalten eine Rolle.

3.4.2 Verfahren zur Ermittlung der Kapazitätsnachfrage

Eine zentrale Herausforderung bei der Einführung von Kapazitätsmechanismen ist die Ermittlung des zukünftigen bzw. optimalen Kapazitätsbedarfs. Aufgrund der Vorlaufzeiten beim Kraftwerksbau ergibt sich somit ein Prognosehorizont von drei bis fünf Jahren. Die Auslegung des Kraftwerksparks zur Sicherstellung einer ausreichenden Leistungsdeckung im Spitzenlastfall hängt von den erwarteten Verfügbarkeiten bzw. Ausfallwahrscheinlichkeiten des (zukünftigen) Bestandskraftwerksparks sowie der prognostizierten Nachfrageentwicklung ab. Als wesentliche Determinanten der Nachfrage sind wirtschaftliche und technologische Entwicklungen sowie Wetter- und Klimaverhältnisse zu nennen.

Während in realen Kapazitätsmärkten, wie beispielsweise Pennsylvania–New Jersey–Maryland (PJM), aber auch in wissenschaftlichen Untersuchungen der Kapazitätsbedarf in der Regel als Aufschlag auf die erwartete Jahreshöchstlast ermittelt wird, wurde im Rahmen dieses Forschungsprojekts ein stochastischer Ansatz zur Herleitung der Kapazitätsnachfrage entwickelt. Der Kapazitätsbedarf ergibt sich dabei durch eine Überlagerung der Verteilungen der Nachfrage, der Einspeisung aus Erneuerbaren und der verfügbaren Leistung der Kraftwerke. Die zentrale Forderung bei der Bestimmung der Kapazitätsnachfrage ist, dass die verfügbare Kapazität nahezu immer zur Deckung der momentanen Last ausreichen muss.

Die Berechnung der Kapazitätsnachfrage wird nachfolgend für die europäischen Länder durchgeführt. Dabei erfolgt eine Schätzung der Verteilung der Nachfrage auf Basis des stündlichen Nettostromverbrauchs in den Jahren 2010 bis 2012.⁶³ Zur Berechnung der Kapazitätsnachfrage P_0 werden folgende Annahmen getroffen:

1. Sicherheitsniveau: Versorgungsunterbrechung für eine Stunde in zehn Jahren. Dies entspricht einem $\alpha = 1,14155 \cdot 10^{-5}$
2. Größe eines Kraftwerksblocks P_{Block} : Durchschnittliche Leistung der zehn größten Kraftwerksblöcke je EU-Land⁶⁴
3. Nichtverfügbarkeit eines Kraftwerksblocks $\alpha_p = 0,05$
4. Freie Leistung $\psi = 0 \text{ GW}$
5. Der sichere Beitrag von Nachfrageflexibilität und Transportkapazitäten zur Deckung der Kapazitätsnachfrage wird vernachlässigt

⁶³ Vgl. Entso-E (2013) und IEA (2013).

⁶⁴ Der Ausfall der großen Blöcke beeinflusst die freie Leistung viel stärker als die kleinen, bei denen das Gesetz der großen Zahl für eine stärkere Vergleichmäßigung der verfügbaren Leistung sorgt.

Zunächst wird ein Referenzfall betrachtet. Im „**Referenzszenario A:** nationale, unkoordinierte Einführung“ (Tabelle 3) wird die Kapazitätsnachfrage für das Jahr 2012 und für jedes Land separat berechnet. Für Deutschland ergibt sich ein Kapazitätsbedarf von 99,1 GW. Für Frankreich ergibt sich ein relativ höherer Kapazitätsbedarf von 123,5 GW. Wesentliche Ursache sind hohe Nachfragespitzen in den Wintermonaten durch weit verbreitete Elektroheizungen, die sich durch den stochastischen Ansatz im Kapazitätsbedarf niederschlagen.

Tabelle 3: Kapazitätsnachfrage Referenzszenario A und Szenario A1:
Nationaler versus europaweiter Kapazitätsmechanismus

Land	P ₀ in GW	Land	P ₀ in GW	Land	P ₀ in GW
AL	1,24	ES	52,37	JI	12,13
AT	15,98	FI	20,36	NL	21,99
BA	4,16	FR	123,49	NO	29,78
BE	18,80	GB	77,45	PL	28,65
BG	10,63	GR	13,78	PT	12,87
CH	11,86	HR	5,53	RO	12,31
CZ	14,34	HU	8,87	SE	37,14
DE	99,10	IE	7,66	SI	4,18
DK	11,12	IT	64,06	SK	7,03
Summe nat. Kapazitätsmärkte: 726,90					
Summe europ. Kapazitätsmarkt: 660,98					

Im „**Szenario A1:** Europaweiter Kapazitätsmechanismus“ wird die Versorgungssicherheit nicht über national unabhängige Kapazitätsmärkte, sondern durch einen europaweit gemeinsamen Kapazitätsmarkt gewährleistet. Szenario A1 mag in politischer Hinsicht aufgrund der zumeist nationalen Autarkiegedanken in naher Zukunft nicht realistisch sein. Aufgrund des Ziels eines einheitlichen europäischen Strombinnenmarktes soll diese Option jedoch nicht vernachlässigt werden. Es wird daher eine Kapazitätsnachfrage für Gesamteuropa berechnet. Beim europaweiten Kapazitätsmechanismus ergibt sich aufgrund der gemeinsamen Vorhaltung gesicherter Leistung eine geringere Kapazitätsnachfrage (661 GW gegenüber 727 GW).

Wie bereits eingangs erwähnt, hängt der Kapazitätsbedarf maßgeblich von der prognostizierten Nachfrageentwicklung ab. Anders argumentiert haben die Prognosegüte und

der damit einhergehende prognostizierte Kapazitätsbedarf einen erheblichen Einfluss auf das zukünftige Niveau der Versorgungssicherheit.

Um die Auswirkungen einer Unter- bzw. Überschätzung der Nachfrage auf den Kapazitätsbedarf zu analysieren, wurden Sensitivitäten mit einer um 3 %, 5 % und 10 % reduzierten bzw. erhöhten Nachfrage für Deutschland exemplarisch berechnet (vgl. Abbildung 13). Dabei wurden die stündlichen Nachfragewerte aus den Jahren 2010–2012 um den jeweiligen Anteil der Unterschätzung (Überschätzung) erniedrigt (erhöht).

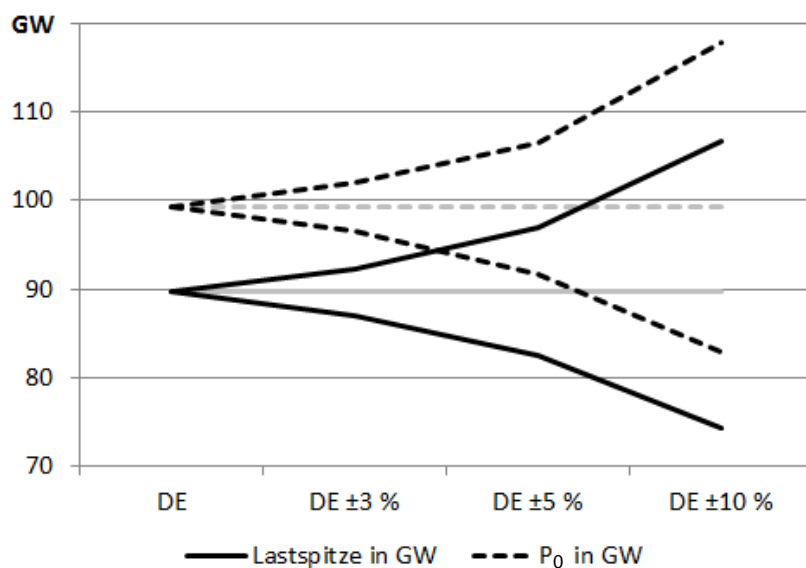


Abbildung 13: Kapazitätsbedarf bei Unter-/Überschätzung der Nachfrage für Deutschland

Während der stochastische Ansatz zur Berechnung der Kapazitätsnachfrage für den Referenzfall (DE) bei einer Nachfragespitze von 89,7 GW zu einem Kapazitätsbedarf von 99,1 GW führt, verdeutlicht Abbildung 13 das Risiko hinsichtlich einer Gewährleistung der Versorgungssicherheit bei einer Abweichung von der Nachfrageprognose. Besonders kritisch zu sehen sind Unterschätzungen der Nachfrageentwicklung bzw. Spitzennachfrage, da bereits bei einer Abweichung von -5 % (in Abhängigkeit von der in dieser Stunde tatsächlich verfügbaren Kraftwerksleistung) das Risiko einer Kapazitätsunterdeckung stark ansteigt. Somit ergibt sich bei einer erwarteten Spitzennachfrage von 82,6 GW (Nachfrageunterschätzung um -5 %) ein Kapazitätsbedarf von rund 91,7 GW. Tritt nun die Spitzennachfrage des Referenzfalls von 89,7 GW ein, führt dies zu einem stark erhöhten Versorgungssicherheitsrisiko von $\alpha = 706,05 \cdot 10^{-5}$ gegenüber $\alpha = 1,14 \cdot 10^{-5}$. Dies entspricht der Wahrscheinlichkeit einer Versorgungsunterbrechung von 62 Stunden gegenüber 1 Stunde in zehn Jahren.

Eine Analyse der Abweichungen der jährlichen Spitzennachfrage zwischen 2006 und 2013 verdeutlicht die Herausforderung der Nachfrageprognose. In der Vergangenheit kam es durchaus zu Schwankungen der Spitzenlast von -5 bis $+10$ % gegenüber dem jeweiligen Vorjahreswert.⁶⁵

Letztlich ist zu erwarten, dass ein zentral organisierter Kapazitätsmechanismus zu Überkapazitäten führen würde, um dem beschriebenen Problem unsicherer Erwartungen (hier hinsichtlich der Nachfrageentwicklung) und damit verbundenen nicht reduzierbaren Risiken entgegenzuwirken und Situationen mit einem stark erhöhten Versorgungssicherheitsrisiko zu vermeiden.

Darüber hinaus ist anzumerken, dass die vorangegangene Betrachtung den sicheren Beitrag von Nachfrageflexibilität und Transportkapazitäten zwischen Deutschland und dem benachbarten Ausland zur Deckung der Kapazitätsnachfrage vernachlässigt. Eine Einbeziehung würde ebenfalls einem steigenden Versorgungssicherheitsrisiko entgegenwirken.

In den bisherigen Rechnungen wurde der Beitrag der fluktuierenden erneuerbaren Energien zur Reduzierung der Kapazitätsnachfrage ignoriert. Deren Berücksichtigung kann durch Einbeziehung der Residuallast statt der Gesamlast bei der Schätzung der Lastverteilung erfolgen.

Am Beispiel von Deutschland zeigt sich, dass sich der Kapazitätsbedarf gegenüber dem Referenzfall theoretisch von 99,1 auf 95,7 GW ($-3,4$ GW) reduzieren lässt. Insbesondere die Windeinspeisung trägt hier zur sicher verfügbaren Leistung bei, da Stunden mit hoher Nachfrage tendenziell abends im Winter auftreten, wo Photovoltaikeinspeisung keinen Beitrag leistet. Bei einer installierten Windnennleistung 2012 von 31,3 GW entspricht die Reduzierung des Kapazitätsbedarfs von 3,4 GW einem (historischen) Leistungskredit von rund 10,9 %.⁶⁶ Ob ein zentraler Planer diesen auf Ex-post-Daten ermittelten Leistungskredit jedoch in seine Bedarfsschätzung einfließen lassen würde, ist unsicher, da für die Zukunft nicht sichergestellt ist, dass dieser Leistungskredit tatsächlich in jedem Jahr abgerufen werden kann.

3.4.3 Nationaler versus europaweiter Kapazitätsmechanismus

Aktuell wird in verschiedenen europäischen Ländern die Einführung bzw. Weiterentwicklung von Kapazitätsmechanismen diskutiert. Vor allem in Frankreich, Großbritannien und Polen sind die Überlegungen weit vorangeschritten. Aufgrund der Entwicklun-

⁶⁵ Vgl. Entso-E (2013).

⁶⁶ Andere Studien kommen zu einem geringeren Leistungskredit (beispielsweise dena (2010a): 5–6 % der installierten Nennleistung). Dort werden zusätzlich die Verfügbarkeit von Windanlagen sowie elektrische Verluste einbezogen.

gen hin zu einem europäischen Strombinnenmarkt und der damit einhergehenden Integration der nationalen Versorgungssysteme ist eine rein nationale Betrachtung der Auswirkungen von Kapazitätsmechanismen nicht zielführend. In diesem Abschnitt sollen daher die Auswirkungen verschiedener Szenarien im Hinblick auf die Einführung von Kapazitätsmechanismen und die Koordination zwischen europäischen Ländern modellgestützt untersucht werden:

- Referenzszenario A: Nationale, unkoordinierte Einführung
 - Szenario A1: Europaweiter Kapazitätsmechanismus
 - Szenario A2: Nationale Einführung mit europaweit koordinierter Kapazitätsnachfrage
- Referenzszenario B: Asymmetrische Einführung gemäß aktuellen nationalen Plänen ohne Kapazitätsmarkt in Deutschland
 - Szenario B1: Asymmetrische Einführung gemäß aktuellen nationalen Plänen mit Kapazitätsmarkt in Deutschland
 - Szenario B2: Asymmetrische Einführung mit gemeinsamem Kapazitätsmechanismus in Zentralwesteuropa (CWE)

Dabei werden die Auswirkungen von Kapazitätsmechanismen auf Kraftwerkszubaute, Kapazitätspreise und -kosten, Strompreise, Außenhandelsaldi, Produktion und Gesamtsystemkosten mit dem stochastischen Strommarktmodell E2M2s⁶⁷ analysiert. Das Marktmodell ist ein strategisches Planungs-Tool zur Analyse langfristiger Entwicklungen auf dem europäischen Strommarkt. Es berücksichtigt die Spezifika des Betriebs von thermischen Kraftwerken und Wasserkraftwerken sowie die stochastische Fluktuation der Erneuerbaren mittels rekombinierender Bäume. Investitionen werden als modellendogene Entscheidungen abgebildet, aber auch exogen vorgegebener Zubau von beispielsweise erneuerbaren Energien kann berücksichtigt werden.

3.4.3.1 Modellierung von Kapazitätsmärkten

Die Modellierung umfassender Kapazitätsmärkte erfolgt durch die Implementierung einer linearen Kapazitätsrestriktion in das E2M2s-Modell. Die Kapazitätsbedingung kann dabei für einzelne Länder, aber auch für Marktgebiete wie das CWE-Gebiet und schließlich für Gesamteuropa vorgegeben werden. Auf diese Weise lassen sich die Auswirkungen koordinierter Kapazitätsmärkte auf den europäischen Strommarkt analysieren. Die Vorgabe des Kapazitätsbedarfs erfolgt für das Referenzszenario A und Szenario A1 auf Basis der in Abschnitt 3.4.2 berechneten Kapazitätsnachfrage (vgl. Tabelle 3). Bei Szenario A2 mit nationaler Einführung von Kapazitätsmärkten und europaweit ko-

⁶⁷ Für eine Modellbeschreibung siehe Anhang 8.2.1

ordinierter Kapazitätsnachfrage wird die Kapazitätsnachfrage des europaweiten Kapazitätsmarktes (661 GW) anteilig auf Basis des Kapazitätsbedarfs des Referenzszenarios (Summe 727 GW) umgelegt. Für Deutschland resultiert daraus eine Kapazitätsnachfrage von 90,1 GW statt 99,1 GW.

Bei den Szenarien mit asymmetrischer Einführung von Kapazitätsmärkten nach aktuellen nationalen Plänen wird die Kapazitätsnachfrage lediglich für die entsprechenden Länder vorgegeben (vgl. Tabelle 4):

Tabelle 4: Kapazitätsnachfrage Referenzszenario B, Szenarien B1 und B2: Asymmetrische Einführung und CWE-weiter Kapazitätsmarkt

Land	P ₀ in GW	Land	P ₀ in GW	Land	P ₀ in GW
AL	-	ES	52,37	JI	-
AT	-	FI	-	NL	-
BA	-	FR	123,49	NO	-
BE	-	GB	77,45	PL	28,65
BG	-	GR	13,78	PT	-
CH	-	HR	-	RO	-
CZ	-	HU	-	SE	-
DE	99,10	IE	7,66	SI	-
DK	-	IT	64,06	SK	-
CWE (FR, DE, BE, NE, LUX):			251,94		

Die Kapazitätsnachfrage für einen gemeinsamen Kapazitätsmarkt im CWE-Gebiet (Szenario B2) liegt bei 252 GW. Bei diesem Szenario werden darüber hinaus auch die Kapazitätsmechanismen in Spanien, Großbritannien, Irland, Italien und Polen berücksichtigt.

Eine Übersicht über weitere relevante Eingangsdaten sowie die Herleitung der linearen Kapazitätsrestriktion findet sich in Anhang 8.1.1.

3.4.3.2 Modellergebnisse – Szenariogruppe A

Referenzszenario A: Einführung nationaler Kapazitätsmärkte

Installierte Leistung und produzierte Strommengen (Europa)

Die Kapazitätsmärkte werden in dem Modell ab 2020 eingeführt. Ab 2030 erfolgt der Zubau von Kapazitäten in erneuerbaren Energien modellendogen⁶⁸, wobei auch Biomassekraftwerke zur gesicherten Leistung im Kapazitätsmarkt beitragen. Bis 2050 wird bei einem CO₂-Minderungsziel von 95 % im Vergleich zu 1990 für Gesamteuropa ein Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromproduktion von 60 % erreicht. Während die installierte Leistung konventioneller Kapazitäten bis 2050 in Summe rückläufig ist, werden bei Einführung nationaler Kapazitätsmärkte vor allem flexible Gasturbinenkraftwerke (in den folgenden Grafiken unter Erdgas mit GuDs zusammengefasst) zugebaut. Bei den produzierten Strommengen in Abbildung 14 ist zu erkennen, dass die Auslastung der konventionellen Kraftwerke (insbesondere Gas und Steinkohle) bis 2050 zurückgeht.⁶⁹

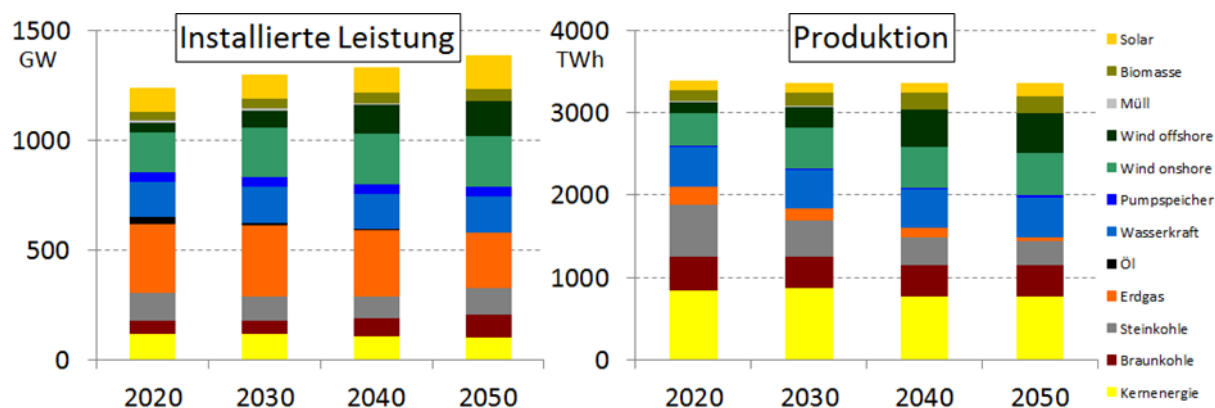


Abbildung 14: Referenzszenario A – Installierte Leistung und produzierte Strommengen (Europa)

Installierte Leistung und produzierte Strommengen (Deutschland)

In Deutschland erfolgt bei nationalen Kapazitätsmärkten ebenfalls ein verstärkter Zubau von Spitzenlastkapazitäten, wobei auch hier die Laufzeiten der Kraftwerke bis 2050 rückläufig sind (vgl. Abbildung 15). Der Anstieg von Braunkohlekapazitäten ist auf einen Zubau von Kraftwerken mit CCS-Technologie zurückzuführen, die nach 2040 eine kos-

⁶⁸ Eine frühere Einbeziehung des endogenen EE-Zubaus ist nicht zielführend, da eine Abschaffung des EEG oder anderer Fördermechanismen erst nach 2020 realistisch erscheint. Auch nach 2020 erfolgt zusätzlich ein subventionsgetriebener exogener Zubau von EE-Kapazitäten.

⁶⁹ Die Produktion aus Braunkohle verändert sich vom Niveau kaum – allerdings werden alte Braunkohlekapazitäten 2040 und 2050 durch moderne CCS-Kraftwerke ersetzt. Hier ist anzumerken, dass bei Rechnungen ohne CCS-Technologie die Zubauten aufgrund des vorgegebenen CO₂-Minderungsziels von Braunkohlekapazitäten durch Biomasse- oder Steinkohlekraftwerke in Kombination mit Wind offshore substituiert werden.

tengünstige Alternative zur Erreichung des CO₂-Minderungsziels darstellen. Bis 2050 wird somit in Deutschland ein Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromproduktion von 71 % erreicht. Bei Modellrechnungen ohne CCS-Technologie werden die Zubauten von Braunkohlekapazitäten durch Biomasse- oder Steinkohlekraftwerke in Kombination mit Wind offshore substituiert.

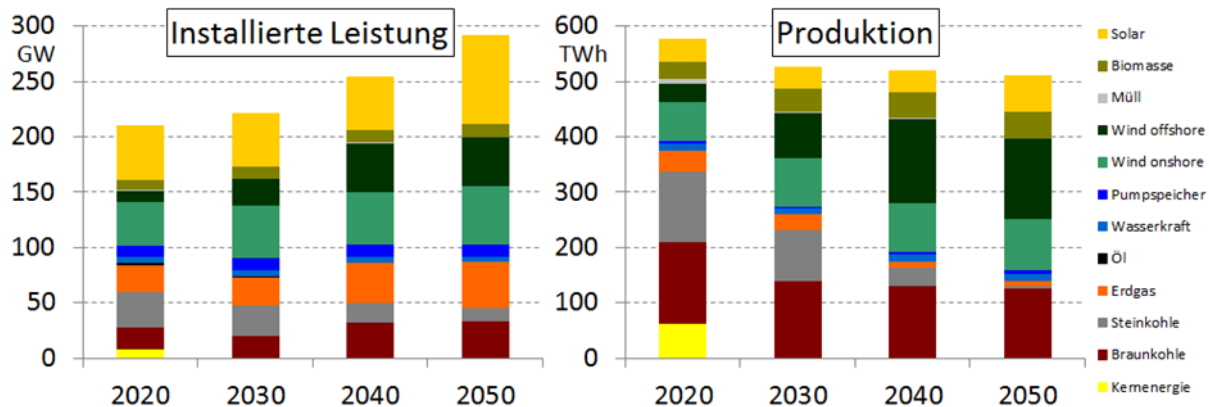


Abbildung 15: Referenzszenario A – Installierte Leistung und produzierte Strommengen (Deutschland)

Außenhandelsaldo (Deutschland) und mittlere Basepreise

Wie in Abbildung 16 zu erkennen, geht die jährlich produzierte Strommenge in Deutschland bis 2050 zurück. Ab 2030 wird Deutschland somit zum Stromimportland. In Stunden mit geringer Einspeisung aus erneuerbaren Energien und gleichzeitig hoher Nachfrage wird insbesondere aus Frankreich, aber auch den Niederlanden, Polen und später auch aus Norwegen importiert. Demgegenüber wird in Stunden mit hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien vorwiegend in die Schweiz und nach Österreich exportiert. Wesentliche Treiber sind hier die Wasserspeicher in den Alpenregionen sowie Transitflüsse in Richtung Südeuropa.

Der bereits heute zu beobachtende Nord-Süd-Transit zwischen den skandinavischen Ländern über Deutschland in die Schweiz und Italien ist den Modellergebnissen zufolge auch in Zukunft noch relevant. Mit Ausbau der Kuppelkapazität zwischen Norwegen und Deutschland wird eine verstärkte Nutzung von norwegischen Wasserkapazitäten ermöglicht. Zudem werden ab 2030 in Norwegen kostengünstige Wind-Offshore-Standorte mit einem Zubau von rund 5 GW erschlossen.

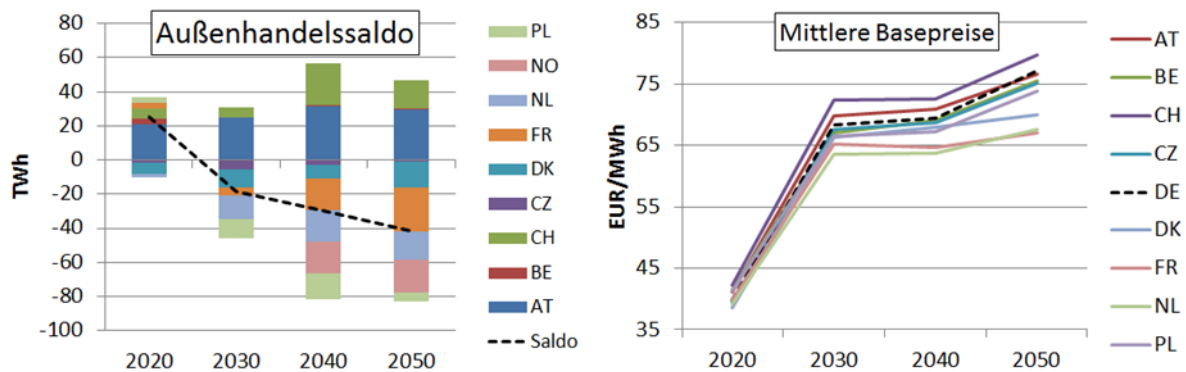


Abbildung 16: Referenzszenario A – Außenhandelssaldo (Deutschland) und mittlere Basepreise

Ab 2020 ergeben sich im Modell steigende Basepreise. Wesentliche Ursachen sind Veränderungen im Kraftwerkspark (insbesondere die Stilllegung von Kernkraftwerken) sowie der steigende modellendogene CO₂-Preis. Letzterer wird getrieben durch den ab 2030 modellendogenen Zubau von Kapazitäten aus erneuerbaren Energien. Während der CO₂-Preis 2020 noch bei rund 10 €/t liegt, steigt dieser im Betrachtungszeitraum über rund 38 €/t für 2030 auf bis zu 65 €/t im Jahr 2050.

Referenzszenario A versus Szenario A1: Einführung nationaler Kapazitätsmärkte versus europaweiter Kapazitätsmarkt

Differenzen zwischen installierter Leistung und produzierten Strommengen (Europa)

Der wesentlich geringere Kapazitätsbedarf (661 GW gegenüber 727 GW) beim europaweiten Kapazitätsmarkt führt zu einem stark verringerten Zubau von Gasturbinenkraftwerken. Darüber hinaus werden weitere Gaskapazitäten eingespart. Zum einen erfolgt im Modell eine stärkere Auslastung von Bestandskraftwerken (insbesondere Steinkohle). Zum anderen ergeben sich Synergieeffekte durch die Ungleichzeitigkeit von Nachfragespitzen und die gemeinsame Vorhaltung von Spitzenlastkapazitäten. Des Weiteren ist eine geografische Verlagerung von Investitionen zu beobachten. Am Beispiel von Frankreich lässt sich dieser Effekt gut nachvollziehen. Während bei nationalen Kapazitätsmärkten der hohe Kapazitätsbedarf in Frankreich zu einem starken Zubau von Gasturbinen führt, ermöglicht der europaweite Kapazitätsmarkt mit gemeinsamer Vorhaltung sicher verfügbarer Leistung eine Verlagerung von Kraftwerksinvestitionen an günstigere (bedingt durch geringere Transport- und Brennstoffkosten) und zentraler gelegene Standorte. Somit werden Spitzenlastkapazitäten verstärkt in Deutschland, den Niederlanden und auch der Schweiz zugebaut. 2020 und 2030 steigt zudem die Auslastung bestehender Gaskraftwerke in den genannten Ländern (vgl. Abbildung 17).

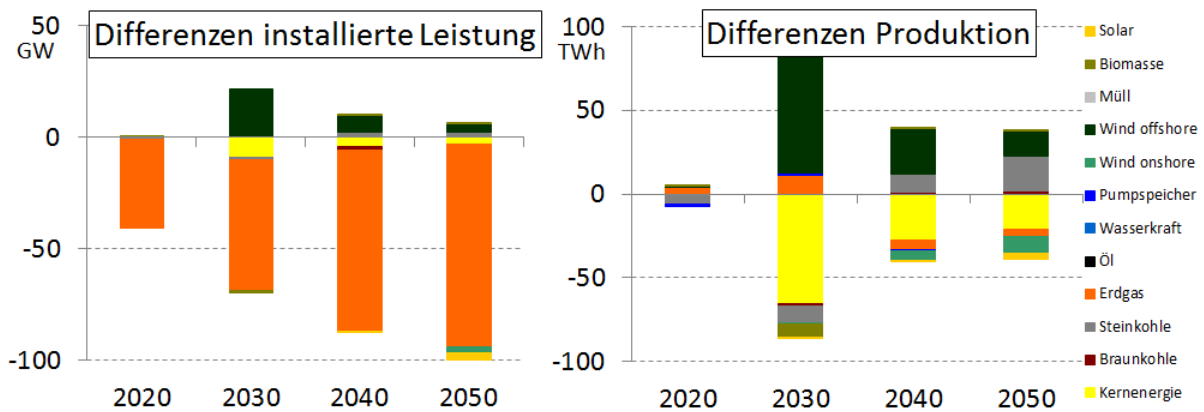


Abbildung 17: Referenzszenario A versus Szenario A1 – Differenzen zwischen installierter Leistung und produzierten Strommengen (Europa)

Darüber hinaus ermöglicht ein europaweiter Kapazitätsmarkt eine verbesserte Integration von Wind offshore. Der erhöhte (endogene) Zubau von Wind offshore und flexiblen Steinkohlekraftwerken in Deutschland, Großbritannien und später Norwegen substituiert den Zubau von Kernkraftwerken in Frankreich und der Tschechischen Republik.

Vergleich der Gesamtsystem- und Kapazitätskosten

Der geringere Kapazitätsbedarf und die Synergieeffekte beim europaweiten Kapazitätsmarkt führen zu geringeren Gesamtsystemkosten auf europäischer Ebene. Dabei liegt die Ersparnis bei rund 4 Mrd. Euro pro Jahr bzw. 1,5 % der Gesamtsystemkosten.⁷⁰

Ergänzend zum Energy-only-Markt können die Kraftwerksbetreiber Erlöse über den Kapazitätsmarkt erwirtschaften. Dabei hängt die Höhe der Kapazitätspreise und somit auch der Erlöse am Kapazitätsmarkt vom Deckungsbeitrag bzw. umgekehrt argumentiert vom Missing Money der Kraftwerke im Energy-only-Markt ab.

Bei nationalen Kapazitätsmärkten liegen die Kapazitätskosten in Deutschland zwischen 4,4 und 5,4 Mrd. Euro in den betrachteten Stützjahren. Preissetzend sind Gasturbinenkraftwerke mit Annuitäten von 42,50 und 51,70 €/kW, wobei Schwankungen der Kapazitätspreise bedingt durch Ersatzinvestitionen in den entsprechenden Stützjahren zu beobachten sind. Die Entwicklung der Kapazitätspreise in Deutschland ist vor allem durch den Zubau erneuerbarer Energien sowie den Ausstieg aus der Kernenergie und die damit verbundenen Ersatzinvestitionen getrieben. Während 2020 die verbleibenden Kernkraftwerke noch zur sicher verfügbaren Leistung beitragen, erfordern die Stilllegungen (8,2 GW) bis 2022 im nächsten betrachteten Stützjahr 2030 einen verstärkten Zubau konventioneller Kapazitäten. Aufgrund der geringen Einsatzdauern der konventionellen Kraftwerke bedingt durch den Zubau erneuerbarer Energien erfolgt 2030 eine

⁷⁰ Unter der Annahme eines Kalkulationszinssatzes von 9 % und einer Refinanzierung der Kraftwerke über die technische Nutzungsdauer.

verstärkte Refinanzierung über den Kapazitätsmarkt. Von 2020 nach 2030 steigt der Kapazitätspreis somit von jährlich 42,50 €/kW auf jährlich 51,70 €/kW an.

Für das Gesamtsystem bzw. Europa liegen die Kapazitätskosten bei einem Kapazitätsbedarf von 727 GW in den betrachteten Stützjahren zwischen 24,9 und 31,4 Mrd. Euro pro Jahr. Dabei sind die Kosten stark davon abhängig, in welchem Land und welchem Jahr Zubaubedarf besteht. Bei ausreichenden Kraftwerkskapazitäten resultiert im Modell ein Kapazitätspreis von null, sodass auch keine Kapazitätskosten anfallen. Dies ist beispielsweise in Norwegen der Fall, wo auch 2030 noch ausreichend sicher verfügbare Leistung zur Verfügung steht und die Bestandskraftwerke (insbesondere Wasserkraftwerke) ihre fixen Betriebskosten durch die Erlöse am Energy-only-Markt decken können.

Vor allem aufgrund des geringeren Kapazitätsbedarfs beim europaweiten Kapazitätsmarkt reduzieren sich die Kapazitätskosten auf durchschnittlich 21,3 Mrd. Euro pro Jahr. 2020 und 2030 sind die Kapazitätskosten um rund 50 % geringer, da in diesen Stützjahren zwischen den betrachteten Szenarien ein relativ höheres Preisniveau und eine verstärkte Refinanzierung der Kraftwerke über den Energy-only-Markt zu beobachten sind.⁷¹ Dafür werden beim europaweiten Kapazitätsmarkt 2040 und 2050 verstärkt Ersatzinvestitionen notwendig, sodass die Kapazitätskosten hier leicht über denen nationaler Kapazitätsmärkte liegen (vgl. Tabelle 5).

Tabelle 5: Referenzszenario A versus Szenario A1 – Kapazitätskosten

Referenzszenario A			Szenario A1	
Jahr	Kapazitätsnachfrage in GW	Kosten in Mrd. €/Jahr	Kapazitätsnachfrage in GW	Kosten in Mrd. €/Jahr
2020	726,90	24,8	660,98	12,6
2030	726,90	26,9	660,98	12,6
2040	726,90	26,5	660,98	26,6
2050	726,90	30,8	660,98	33,2

⁷¹ Aufgrund der geringeren Kapazitätsnachfrage und den damit verbundenen relativ knappen Kapazitäten sind insbesondere in Spitzenlastzeiten in den ersten beiden Stützjahren höhere Preise zu beobachten. Die Peak-Preise sind hier nicht explizit abgebildet. Die Differenz der mittleren Peak-Preise zwischen beiden Szenarien liegt 2020 bei 0,36 €/MWh und 2030 bei 1,71 €/MWh.

Die Entwicklung der Kapazitätspreise beim europaweiten Kapazitätsmarkt lässt sich zudem durch den steigenden Anteil erneuerbarer Energien und die stark sinkenden Einsatzdauern von sowohl Spitzen- als auch Mittel- und Grundlastkraftwerken erklären. Bis 2050 sinken beispielsweise die Volllaststunden von Gaskraftwerken und Kohlekraftwerken von durchschnittlich 3.000 bzw. 6.500 auf nur 200 bzw. 1.400 Stunden pro Jahr. Die Deckungsbeitragslücken aus dem Energy-only-Markt müssen folglich durch Erlöse am Kapazitätsmarkt ausgeglichen werden.

Referenzszenario A und Szenario A1 versus Szenario A2: Einführung nationaler Kapazitätsmärkte und europaweiter Kapazitätsmarkt versus nationale Kapazitätsmärkte mit koordinierter Kapazitätsnachfrage

Differenzen zwischen installierter Leistung und produzierten Strommengen (Europa)

Die koordinierte Festlegung der Kapazitätsnachfrage führt auf europäischer Ebene zu einem identischen Kapazitätsbedarf von 661 GW. Dennoch ergibt sich gegenüber einem europaweiten Kapazitätsmarkt ein vergleichsweise höherer Zubau von Gasturbinenkraftwerken (vgl. Abbildung 18). Trotz Koordination bei der Festlegung des jeweils nationalen Kapazitätsbedarfs wird in Szenario A2 die Einführung nationaler Kapazitätsmärkte zugrunde gelegt. Demnach ist keine Deckung der Kapazitätsnachfrage durch ausländische Kraftwerke möglich, sodass die geografische Verlagerung von Kraftwerksinvestitionen an günstigere und zentrale Standorte unterbleibt. Der Effekt einer verstärkten Auslastung von Bestandskraftwerken ist zudem geringer als beim europäischen Kapazitätsmarkt, da die nationalen Kapazitätsmärkte mit koordiniertem Kapazitätsbedarf abgesehen vom geringeren Zubau von Gasturbinen zu einem mit dem Referenzszenario vergleichbaren Kraftwerkspark führen.

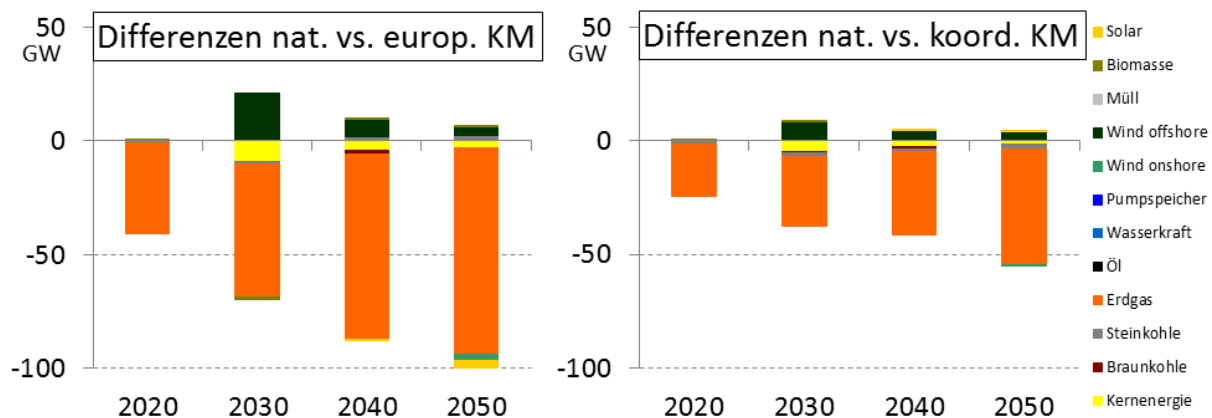


Abbildung 18: Referenzszenario A und Szenario A1 versus Szenario A2 – Differenzen der installierten Leistung (Europa)

Vergleich der Gesamtsystem- und Kapazitätskosten

Aufgrund des Ausbleibens der Synergieeffekte (geografische Verlagerung von Kraftwerksinvestitionen und stärkere Auslastung von Bestandskraftwerken) eines europäischen Kapazitätsmarktes sind die Ersparnisse nationaler Kapazitätsmärkte mit koordiniertem Kapazitätsbedarf für die betrachteten Stützjahre mit durchschnittlich rund 2,6 Mrd. Euro pro Jahr um 2,2 Mrd. Euro pro Jahr geringer. Hier lassen sich die Ersparnisse im Wesentlichen auf den gegenüber nationalen unkoordinierten Kapazitätsmärkten geringeren Kapazitätsbedarf (661 gegenüber 727 GW) zurückführen. Trotz der Effizienzverluste bieten nationale Kapazitätsmärkte mit koordiniertem Kapazitätsbedarf die Möglichkeit, einen großen Teil der Potenziale eines europäischen Kapazitätsmarktes zu heben. Zentraler Vorteil des Szenarios A2 ist zudem die Möglichkeit der national unabhängigen Ausgestaltung der Kapazitätsmärkte, solange die Vorhaltung des koordinierten Kapazitätsbedarfs über einen Kontrollmechanismus sichergestellt wird.

3.4.3.3 Modellergebnisse – Szenariogruppe B

Die bisher betrachtete Szenariogruppe A stellt von aktuell verfolgten nationalen Zielen unabhängige Szenarien zur Einführung von Kapazitätsmärkten dar. Wie bereits erwähnt, existieren in einzelnen Ländern konkrete Pläne zur Einführung von Kapazitätsmärkten. Im Referenzszenario B wird daher die aktuell wahrscheinlichste Konstellation untersucht. Dabei ist von Interesse, wie sich die Einführung von Kapazitätsmärkten insbesondere in Frankreich und Polen auf den deutschen Strommarkt auswirken würde. Zudem stellt sich die Frage, welche Verteilungseffekte auftreten würden, wenn zusätzlich auch in Deutschland 2020 ein Kapazitätsmarkt eingeführt wird (Szenario B1). Schließlich wird eine koordinierte Lösung auf der Ebene des CWE-Marktgebiets vergleichend analysiert (Szenario B2).

Referenzszenario B versus Szenario B1: Asymmetrische Einführung gemäß aktuellen nationalen Plänen ohne Deutschland versus asymmetrische Einführung gemäß aktuellen nationalen Plänen mit Deutschland

Auswirkungen auf installierte Leistung und produzierte Strommengen

Verzichtet Deutschland auf die Einführung eines Kapazitätsmarktes, während vor allem die Nachbarländer Frankreich und Polen einen nationalen Kapazitätsmarkt einführen, so wird dies in den Ländern mit Kapazitätsmarkt zu einem Zubau von Gasturbinenkraftwerken führen. In Deutschland hingegen ist sogar ein Rückbau von Gaskapazitäten zu beobachten. Diese gehen von rund 25 GW im Jahr 2020 auf 8 GW im Jahr 2050 zurück. Dem gegenüber steht eine erhöhte Auslastung von Kohlekraftwerken in Deutschland zusammen mit einem früheren bzw. stärkeren Ausbau von Windkapazitäten insbe-

sondere 2020 und 2030. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die Kapazitätsmärkte in den Nachbarländern für einen verstärkten Ausbau von Gasturbinenkraftwerken und einen gleichzeitig verringerten Zubau von Grund- und Mittellastkraftwerken sorgen. Dadurch rutschen die deutschen Bestandskraftwerke in der europäischen Merit Order nach vorne und werden stärker ausgelastet.

Führt Deutschland 2020 doch einen Kapazitätsmarkt ein, erfolgt auch hier ein Zubau von Gasturbinenkraftwerken zur Deckung des Kapazitätsbedarfs. Der daraus resultierende Energiemix in den Ländern mit Kapazitätsmarkt entspricht schließlich abgesehen von kleinen Abweichungen dem des Referenzszenarios A (vgl. Abschnitt 0).

Auswirkungen auf Außenhandelsaldo (Deutschland) und mittlere Basepreise

Bei einer asymmetrischen Einführung nationaler Kapazitätsmärkte ohne Deutschland zieht der ausbleibende Zubau moderner Gasturbinenkraftwerke in Deutschland ein relativ gesehen höheres Preisniveau nach sich. Dies kann darauf zurückgeführt werden, dass in Spitzenlastzeiten eher ältere und weniger effiziente Gaskraftwerke preissetzend sind. Der verstärkte Zubau von Kapazitäten in erneuerbaren Energien hat zudem einen geringeren Importbedarf in den späteren Stützjahren (2040, 2050) zur Folge. Dabei wird Deutschland, ob nun ohne oder mit Einführung eines Kapazitätsmarktes, ab 2040 zum Stromimportland.

Führt Deutschland zusätzlich einen Kapazitätsmarkt ein, sind insbesondere in Spitzenlastzeiten Exporte in Länder ohne Kapazitätsmarkt zu beobachten, wohingegen Mittellaststunden für eine verstärkte Auslastung von Bestandskraftwerken in Ländern ohne Kapazitätsmarkt und somit umgekehrte Austauschflüsse sorgen. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die ausländischen Bestandskraftwerke in der europäischen Merit Order nach vorne rutschen und somit stärker ausgelastet werden.

Auswirkungen auf Gesamtsystem- und Kapazitätskosten

Die zusätzliche Einführung eines Kapazitätsmarktes in Deutschland führt auf gesamteuropäischer Ebene zu zusätzlichen Kosten von durchschnittlich 1,4 Mrd. Euro pro Jahr. Dabei liegen die Kapazitätskosten für den deutschen Kapazitätsmarkt mit durchschnittlich rund 5,2 Mrd. Euro pro Jahr wesentlich höher. Dem gegenüber steht der Effekt geringerer Preise im Energy-only-Markt (-0,45 bis -7,26 €/MWh), wovon vor allem die benachbarten Länder ohne Kapazitätsmarkt profitieren. Dort sinkt das mittlere Strompreisniveau zwischen 0,30 und 3,90 €/MWh, sodass sich dies ebenfalls senkend auf die Gesamtsystemkosten auswirkt.

Szenario B1 versus Szenario B2: Asymmetrische Einführung gemäß aktuellen nationalen Plänen mit Deutschland versus asymmetrische Einführung mit gemeinsamem Kapazitätsmarkt im CWE-Gebiet

Auswirkungen auf installierte Leistung und produzierte Strommengen

Die koordinierte Lösung eines gemeinsamen Kapazitätsmarktes im CWE-Gebiet ermöglicht ähnlich wie beim europaweiten Kapazitätsmarkt die Nutzung von Synergieeffekten. Zum einen reduziert sich der Kapazitätsbedarf von 263 auf 252 GW. Zum anderen führt die koordinierte Lösung ebenfalls zu einer Verlagerung von Kraftwerksinvestitionen an günstigere Standorte verbunden mit einer vergleichsweise höheren Auslastung von Bestandskraftwerken.

Auswirkungen auf Außenhandelsaldo (Deutschland) und mittlere Basepreise

Die Verlagerung von Kraftwerksinvestitionen führt in Deutschland zu einer erhöhten Produktion aus günstigen und modernen Gaskraftwerken. Damit gehen ein um rund 10 % verringerter Importbedarf in Deutschland sowie ein späterer Wechsel zum Stromimportland einher. Dieser Effekt wirkt sich zudem positiv auf das Strompreisniveau aus, das in Deutschland um rund 0,20 €/MWh sinkt.

Auswirkungen auf Gesamtsystem- und Kapazitätskosten

Aufgrund der beschriebenen Synergieeffekte (geringer Kapazitätsbedarf und Standortverlagerung von Investitionen) ergibt sich durch einen CWE-weiten Kapazitätsmarkt gegenüber einer asymmetrischen Einführung gemäß aktuellen nationalen Plänen ein Einsparpotenzial bezüglich der Gesamtsystemkosten von rund 1 Mrd. Euro pro Jahr gegenüber Szenario B1. Dabei lassen sich im CWE-Gebiet die Kapazitätskosten um rund 0,65 Mrd. Euro pro Jahr reduzieren. Dennoch ist zu beachten, dass es durch den CWE-weiten Kapazitätsmarkt ähnlich wie bei der asymmetrischen Einführung von Kapazitätsmärkten zu unerwünschten Verteilungseffekten kommen kann, wenn benachbarte Länder wie beispielweise die Tschechische Republik keinen Kapazitätsmechanismus einführen. Auch hier würde über die Kapazitätskosten indirekt eine kostengünstigere Stromversorgung in den Nachbarländern mitfinanziert.

3.4.3.4 Schlussfolgerungen

Die Vorteilhaftigkeit eines europaweiten Kapazitätsmechanismus muss differenziert betrachtet werden. Zum einen lassen sich Synergien heben, da die Kapazitäten nicht national und autark vorgehalten werden müssen. Damit gehen auf europäischer Ebene geringere Kapazitäts- und Systemkosten von mehreren Milliarden Euro einher. Zum anderen stellt ein europaweiter Mechanismus hohe Anforderungen an die Koordination und erfordert die Aufgabe des nationalen Autarkiegedankens hinsichtlich der Versorgungssicherheit.

Demgegenüber wurde ein Szenario mit einer europaweit koordinierten Festlegung des Kapazitätsbedarfs analysiert. Dabei kann ein großer Teil der Synergieeffekte eines europaweiten Kapazitätsmarktes gehoben werden. Jedoch kommt es zu Effizienzverlusten, da weiterhin nationale Kapazitätsmärkte eingeführt werden, wodurch eine Verlagerung an günstigere Standorte sowie eine verstärkte Auslastung von Bestandskraftwerken ausbleiben. Zentraler Vorteil dieses Szenarios ist die weiterhin bestehende Möglichkeit der national unabhängigen Ausgestaltung der Kapazitätsmechanismen, solange der Kapazitätsbedarf gewährleistet werden kann.

Ausgehend von aktuell geplanten Kapazitätsmärkten in Frankreich, Polen und weiteren europäischen Ländern wurde zudem untersucht, welche Auswirkungen sich für das deutsche Versorgungssystem ergeben. Dabei wurde festgestellt, dass bei asymmetrischer Einführung von Kapazitätsmärkten in Europa auch Nachbarländer ohne Kapazitätsmarkt profitieren. Insbesondere in Spitzenlastzeiten sind Exporte in Länder ohne Kapazitätsmarkt zu beobachten. Hinzu kommt, dass über einen deutschen Kapazitätsmarkt das sinkende Strompreisniveau in benachbarten Ländern mitfinanziert würde. Dies stellt einen unerwünschten Verteilungseffekt dar. Zu beachten ist jedoch auch, dass mit den zusätzlichen Kapazitätskosten ein erhöhtes Versorgungssicherheitsniveau einhergeht.

Im Hinblick auf eine koordinierte Lösung bietet ein CWE-weiter Kapazitätsmarkt eine denkbare Alternative. Mit den größten Stromnachfragern Frankreich und Deutschland sind bereits auf dieser Ebene Synergiepotenziale zu erwarten. Neben dem geringeren Kapazitätsbedarf sind ähnlich wie beim europaweiten Kapazitätsmarkt Verlagerungen von Kraftwerksinvestitionen an günstigere Standorte zu beobachten. Das Problem unerwünschter Verteilungseffekte ergibt sich auch hier, wenn benachbarte Länder auf die Einführung eines Kapazitätsmarktes verzichten.

Ein nicht zu vernachlässigender Punkt ist die Einbeziehung der sicher verfügbaren Leistung aus EE. In den Modellrechnungen wurde die Refinanzierung des modellendogenen bzw. marktgetriebenen Zubaus von Kapazitäten aus erneuerbaren Energien über den Kapazitätsmarkt ausgeschlossen. Dies führt dazu, dass bei Einführung von Kapazitätsmärkten im Modell tendenziell weniger EE zugebaut werden, da die Kapazitätsnachfrage lediglich durch konventionelle Kapazitäten gedeckt werden kann. Die Ausgestaltung eines Kapazitätsmarktes hinsichtlich einer Teilnahme von Kapazitäten aus erneuerbaren Energien kann demnach abhängig von weiteren Faktoren wie der Förderung der erneuerbaren Energien Einfluss auf die Erreichung der Ausbauziele der Erneuerbaren nehmen.

3.4.4 Selektiver versus umfassender Kapazitätsmechanismus

Um die Auswirkungen von Kapazitätsmechanismen abschätzen zu können, sind diverse grundsätzliche Annahmen zu treffen. Zum einen sind dies allgemeine Entwicklungen wie z. B. die Rohstoffpreise, die maßgeblich die Strompreise bestimmen. Die politischen Rahmenbedingungen haben einen immensen Einfluss auf den Ausbau der erneuerbaren Energien und somit indirekt auf den Bedarf an konventionellen Kraftwerken. Mit dem BET-EuroMod⁷² wird unter diesen gegebenen Rahmenbedingungen die Entwicklung des europäischen Strommarktes simuliert. Als Resultat werden für jedes betrachtete Jahr (8760 Stunden) die Strompreise sowie die erzeugenden Kapazitäten ausgegeben.

Im nächsten Schritt kann daraus die Wirtschaftlichkeit der unterschiedlichen Kraftwerke berechnet werden. Die jährlichen Erlöse unterschiedlicher Technologien ergeben sich aus der Summe ihrer jeweiligen stündlichen Produktion mit dem jeweiligen Strompreis. Neben den variablen Kosten für z. B. Brennstoff kommen bei der jährlichen Betrachtung noch die fixen Betriebskosten für z. B. Personal, Versicherung etc. hinzu. Ein Spezialfall von anfallenden Fixkosten sind die Investitionskosten, die für neue Kraftwerke über einen definierten Zeitraum anfallen. Wenn die Erlöse alle Kosten übersteigen, erzielt das Kraftwerk Gewinne. Sollten die Kosten überwiegen, macht der Kraftwerksbetreiber Verluste. Diese Verluste werden in der Literatur oft auch als ‚Missing Money‘ bezeichnet. In der hier folgenden Betrachtung wird das Missing Money tendenziell überschätzt, da Erlöse aus weiteren Marktstufen, wie z. B. dem Regelenergiemarkt, nicht berücksichtigt werden. Die Grundaussage wird von dieser Einschränkung jedoch nicht beeinflusst.

Die Berechnungen basieren auf der Annahme, dass die Kraftwerksbetreiber das Missing Money als Gebot in einen Kapazitätsmarkt stellen. Strategisches Bieten wird somit nicht betrachtet, sondern es wird ein perfekter Markt unterstellt. Einer in der Zukunft steigenden Unsicherheit geschuldet, wurde nicht für jedes Jahr eine Berechnung durchgeführt. Daraus resultierend wurden Berechnungen bis 2016 im Jahresrhythmus, bis 2030 im Zwei-Jahres-Rhythmus und bis 2050 im Fünf-Jahres-Rhythmus erstellt. Dabei wird von einer Einführung des Kapazitätsmarktes im Jahr 2020 ausgegangen.

Im Folgenden werden drei unterschiedliche Ausgestaltungsformen von Kapazitätsmechanismen untersucht: ein umfassender Kapazitätsmechanismus, ein selektiver Kapazitätsmechanismus und eine Strategische Reserve.

3.4.4.1 Umfassender Kapazitätsmechanismus

In einem umfassenden Kapazitätsmechanismus wird eine definierte Menge an konventioneller Kraftwerksleistung ausgeschrieben. In dieser Untersuchung wird als für Deutschland notwendige ‚sichere Kapazität‘ eine Menge von 85 GW definiert. In dieser

⁷² Vgl. vollständige Beschreibung in Anhang 8.2.3.

Betrachtung wird davon ausgegangen, dass erneuerbare Energien mit einem Leistungskredit zu dieser sicheren Kapazität beitragen. Der Beitrag konventioneller Kapazitäten wird mit einer Verfügbarkeitswahrscheinlichkeit gewichtet. Alle Bieter, ob Bestandskraftwerke oder Investoren, können daraufhin an der Auktion teilnehmen. Im Modell wird in einem ersten Schritt sichergestellt, dass in jedem Jahr mindestens die gewünschte Menge an konventioneller Kapazität vorhanden ist. Das Modell nimmt den kostenminimalen Kraftwerkspark aus volkswirtschaftlicher Perspektive an. Diese unterscheidet sich von der realen betriebswirtschaftlichen Perspektive des eigentlichen Investors, da die getätigten Investments nicht zwangsläufig gewinnbringend sein müssen. Annahme ist in allen Betrachtungen die Einführung eines Kapazitätsmechanismus im Jahr 2020. Es ergibt sich auf dieser Basis der in Abbildung 19 dargestellte Ausbau⁷³:

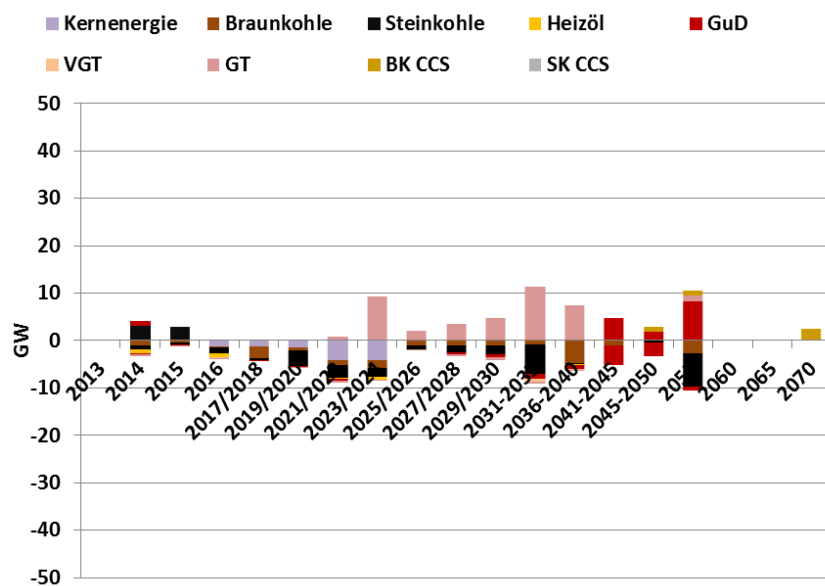


Abbildung 19: Kapazitätzzubau je Technologie im Betrachtungszeitraum

Im zweiten Schritt wird nun für jedes Betrachtungsjahr eine Deckungsbeitragsrechnung durchgeführt. Die entstandenen Großhandelspreise werden mit den Einsatzstunden für alle 8760 Stunden eines Jahres für alle Betrachtungsjahre berechnet. Diesen Erlösen stehen sowohl die variablen als auch die fixen Kosten gegenüber. Die diversen Kraftwerke werden entsprechend ihrem Missing Money aufsteigend sortiert, sodass das Kraftwerk mit dem größten Verlust am Ende steht. Wie in Abbildung 20 dargestellt, bestimmt sich der Markträumungspreis durch Schnittpunkt von Angebot (kumulierte spez. Missing-Money-Kurve [€/MW]) und Nachfrage [GW]. Dieser Grenzpreis ergibt im ange-

⁷³ Der Zubau von bereits in Bau befindlichen Kraftwerken erfolgt exogen; dies sind die Ausbauten für 2014 und 2015. Danach erfolgt der Zubau endogen.

nommenen Einheitspreisverfahren für alle Bestandskraftwerke den Erlös. Sollten mehrere unterschiedliche Kraftwerkstypen zugebaut werden und unterschiedliche Deckungsbeitragsanforderungen haben, erhalten diese alle ihr Gebot (Preise E, F und G) und alle Bestandskraftwerke das Gebot des günstigsten Neubauinvestments (Preis E).

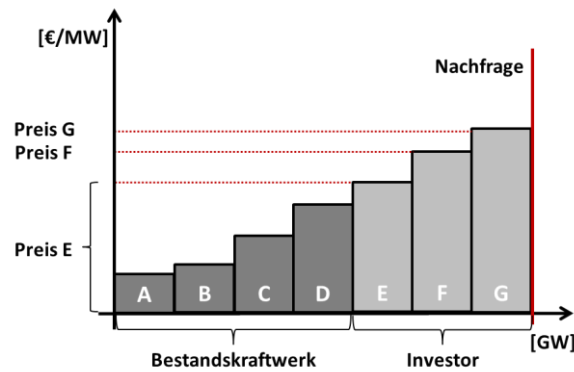


Abbildung 20: Unterstellter Gebotsmechanismus

Hinweis zu Abbildung 20: Der Grundansatz dieser Untersuchung besteht darin, die grundsätzlichen Effekte des umfassenden und des selektiven Kapazitätsmarktes einander gegenüberzustellen. Möchte man diesen Ansatz quantitativ umsetzen, besteht die Notwendigkeit, eine Vielzahl von Setzungen durchzuführen, die letztlich die Ausprägung des jeweiligen Instrumenten-Designs maßgeblich bestimmen. In gewissen Grenzen zeigen die Untersuchungen die Sensitivität auf genau diese Setzungen auf, zugleich können nicht alle Varianten abgebildet werden.

Vor diesem Hintergrund ist es wichtig zu bedenken, dass jede gewählte Festlegung nur eine Möglichkeit unter vielen repräsentiert. So ist z. B. die Festlegung, dass sich die Vergütung für Bestandskraftwerke am billigsten Neubaukraftwerk orientiert, lediglich eine Setzung, die die Windfall Profits abschmelzen soll, und keineswegs ein Analyseergebnis. Gleiches gilt für viele weitere Ausgestaltungsdetails, deren optimale Ausprägung noch zu untersuchen wäre und zudem immer vom verfolgten Ziel abhängt.

In der ganzheitlichen Kostenbetrachtung ist es notwendig, jedes Jahr zu prüfen, obwohl im Modell nicht alle Jahre betrachtet werden. Dies wird annahmegemäß dadurch umgesetzt, dass in den Modellzwischenjahren das unrentabelste Bestandskraftwerk des vorhergehenden Modelljahres den Preis setzt. Falls es zu Neuinvestitionen kommt und diese preissetzend sind, kommt es daher maßgeblich darauf an, was für eine Annuität berücksichtigt wird, d. h. in wie viel Jahren die Investitionskosten mit einem angenommenen Zins von 7,3 % zurückgezahlt werden. Beispielhaft sind hier Zeiträume von 5, 10, 15 und 20 Jahren untersucht worden, um den Unterschied diverser Erwartungen von Investoren aufzuzeigen (Abbildung 21).

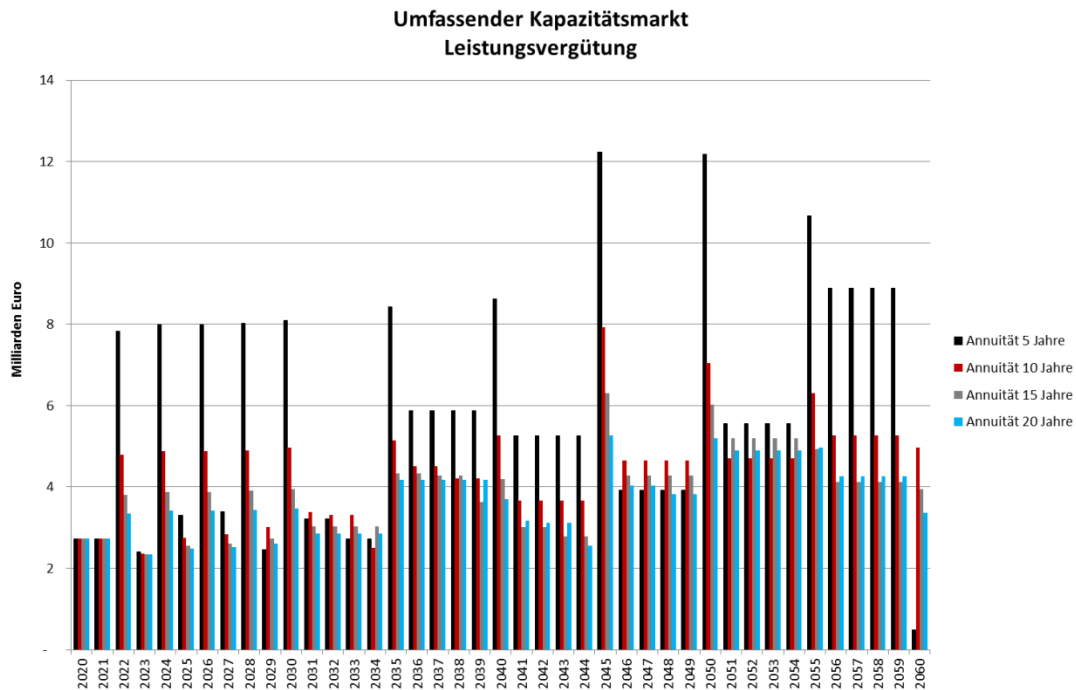


Abbildung 21: Vergütung im Kapazitätsmarkt für unterschiedliche Produktlaufzeiten

Aufgrund des immensen Hebels, den eine unterschiedliche Annahme der Annuität auf die Preise und damit die Vergütung des gesamten Marktes hat, sind die entstehenden Kosten des umfassenden Kapazitätsmarktes auch sehr unterschiedlich.⁷⁴ In Abbildung 22 sind sie für die vier verschiedenen Varianten kumuliert dargestellt.

⁷⁴ Agentenbasierte Modellrechnungen mit einer detaillierteren Abbildung des Investitionsverhaltens von Agenten bestätigen dieses Ergebnis. Bei kurzen Kapazitätsperioden (Zeitraum, über den die Kapazitätszahlung garantiert wird) von 5–10 Jahren neigen Investoren dazu, die Investitionskosten des Projekts innerhalb dieser kurzen Zeit zu refinanzieren, da die Deckungsbeiträge in der Zukunft unsicher sind. Dies führt zu höheren Geboten und somit höheren Preisen im Kapazitätsmarkt.

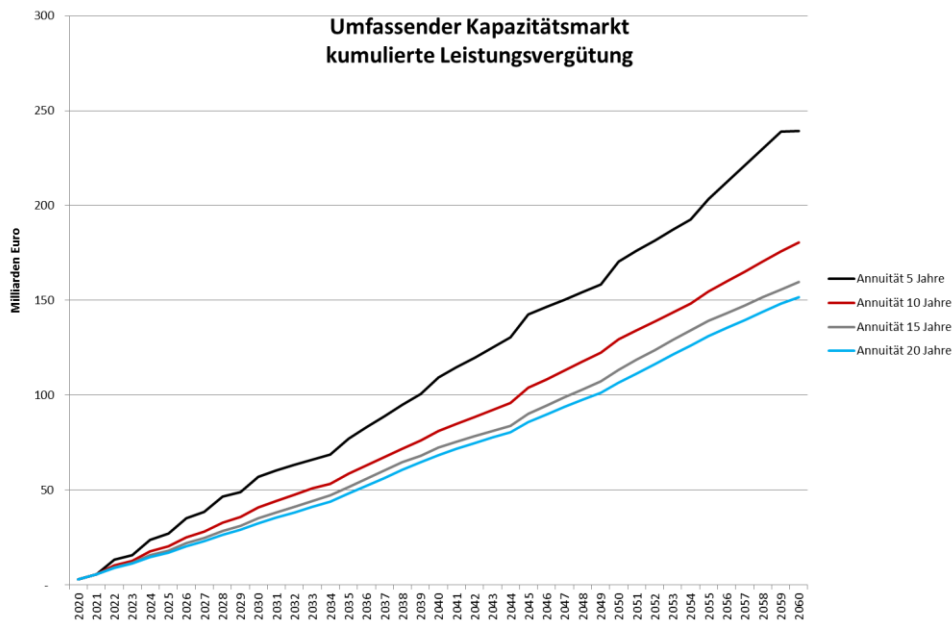


Abbildung 22: Kumulierte Kosten des umfassenden Kapazitätsmarktes

3.4.4.2 Selektiver Kapazitätsmechanismus

In einem selektiven Kapazitätsmarkt haben nicht alle konventionellen Kapazitäten die Möglichkeit, Erlöse zu erzielen: In der hier ausgeführten Betrachtung ist das ausschließlich für Investitionsprojekte realisierbar. Es wird dieselbe Menge an konventioneller Kapazität bereitgehalten wie im umfassenden Kapazitätsmarkt, jedoch wird nur Einfluss auf die neuen Investments genommen, indem diese gezielt ausgeschrieben werden. Dies stellt den fundamentalen Unterschied zu einem umfassenden Kapazitätsmarkt dar. In der Modellierung mussten daher andere Effekte beachtet werden.

Ein Phänomen, das als Schwäche des selektiven Kapazitätsmarktes angeführt wird, ist der sogenannte ‚Slippery-Slope-Effekt‘. Dieser beschreibt die systematische Schlechterstellung von Bestandskraftwerken gegenüber Neubauten. Werden durch den selektiven Kapazitätsmarkt neue Kraftwerke angereizt, ordnen sie sich aufgrund des technologischen Fortschritts in der Merit Order tendenziell weiter vorne ein als ältere Kraftwerke desselben Brennstofftyps. Damit werden Bestandskraftwerke tendenziell schlechter gestellt, als sie es ohne die Neubauten wären. In der Folge werden sie schneller/früher unrentabel und schließlich stillgelegt. Dadurch werden wieder neue Neubauten über den selektiven Kapazitätsmarkt angereizt und der Effekt setzt sich weiter fort.

Bei der Bestimmung der Kosten wird grundsätzlich wie folgt vorgegangen: Das BET Euro-Mod ermittelt endogen den notwendigen Zubau, um die gesetzten Reserveverpflichtungen einzuhalten. Da es jedoch Bestandskraftwerke gibt, die Verluste machen und keine Erlöse aus dem selektiven Kapazitätsmarkt erzielen, würden diese in der Realität stillgelegt. Um diesen Umstand abzubilden, werden die Deckungsbeiträge der Kraftwer-

ke ermittelt und die unrentablen Kraftwerkskapazitäten stillgelegt. Anschließend wird der nächste Modellzeitschritt berechnet. Dadurch ergeben sich sowohl ein anderer Ausbaubedarf als auch andere Strompreise. Dieses Vorgehen wird iterativ bis zum Betrachtungsende wiederholt.

Hier wurden drei Fälle unterstellt, die das unterschiedliche ‚Durchhalten‘ am Markt darstellen:

1. Alle Kraftwerke, die Verluste erzielen, werden sofort stillgelegt.
2. Da Marktteilnehmer in der Realität auf das Geschehen reagieren würden, wird eine Obergrenze von 2 GW je Modelljahr eingeführt, die maximal stillgelegt wird. Dazu zählen Kraftwerke, die
 - a. 20 % ihrer fixen Betriebskosten nicht decken können oder
 - b. 80 % ihrer fixen Betriebskosten nicht decken können.

Dies führt zwangsläufig zu unterschiedlichen Kraftwerksparks über die Zeit und soll in der Analyse die Spreizung aufzeigen, die eine solche Betrachtung in Abhängigkeit von der Erwartung von Kraftwerksbetreibern besitzt.

Variante 1. führt zu einem schnellen Umbau des Kraftwerksparks nach Einführung des Kapazitätsmarktes. Mit dem Erreichen der technischen Nutzungsdauer der jeweiligen Kraftwerke (besonders deutlich bei Gasturbinen) werden Reinvestitionen fällig, weshalb sich der Umbau in 2045 und 2065 wiederholt (vgl. Abbildung 23).

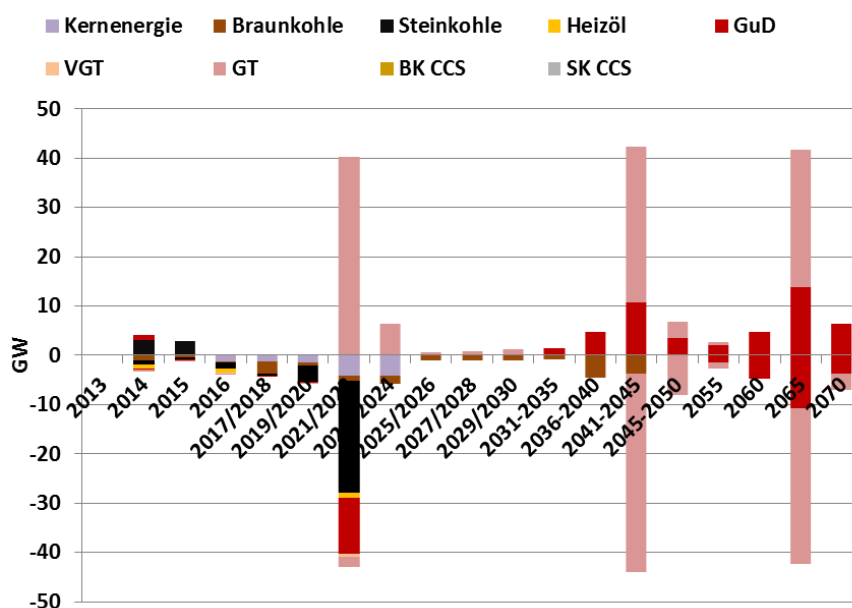


Abbildung 23: Kapazitätsausbau bei sofortiger Stilllegung

Die großen Sprünge erfolgen aufgrund der begrenzten Lebenszeit von Gasturbinen. Nach der ersten Investitionswelle sind diese nach Ablauf ihrer technischen Lebenszeit zu ersetzen. Dies sorgt für die wiederkehrenden hohen Ausschläge.

Variante 2a (Kraftwerke können 20 % ihrer Fixkosten in dem Jahr nicht decken und maximal 2 GW insgesamt pro Jahr können vom Netz gehen) ergibt folgenden Ausbau (vgl. Abbildung 24):

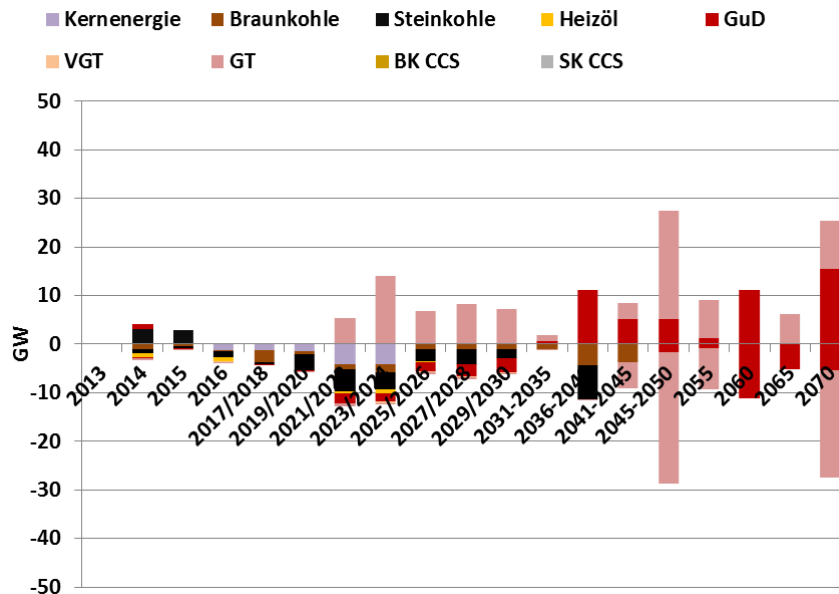


Abbildung 24: Kapazitätsausbau bei Unterdeckung von 20 % der Fixkosten

Ein schon deutlich konstanterer Ausbau ist die Folge. Dennoch findet ein beschleunigter Ausbau des Erzeugungsparks statt. Falls die „Leidensgrenze“ noch höher gesetzt wird und die Betreiber akzeptieren, mehr als 80 % ihrer Fixkosten nicht decken zu können und ggf. auf bessere Zeiten zu spekulieren, ergibt sich für Variante 2b folgender Ausbau (vgl. Abbildung 25):

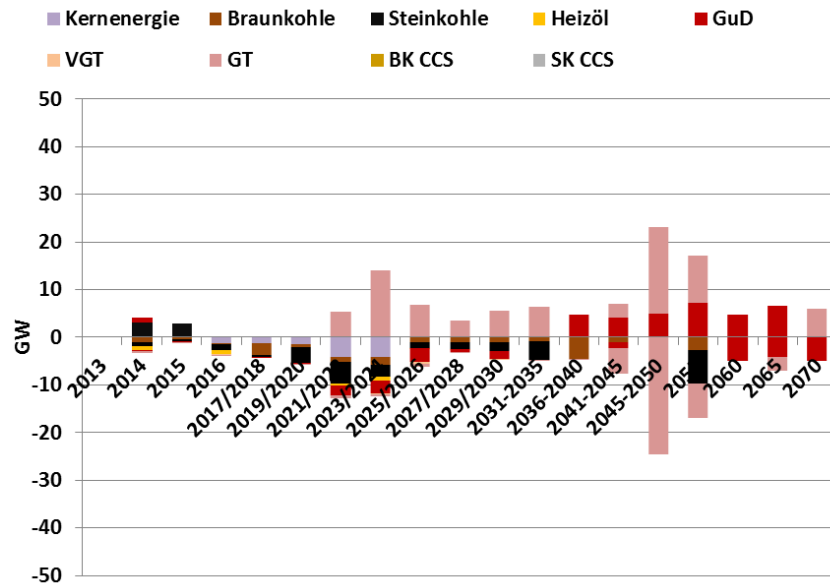


Abbildung 25: Kapazitätsausbau bei Unterdeckung von 80 % der Fixkosten

Die Erlöse der Neubauten in den nächsten 20 Jahren werden aufsummiert und den gesamten Kosten (variabel und fix) zuzüglich der Investitionskosten gegenübergestellt. Der daraus entstehende Fehlbetrag wird als Missing Money betrachtet und im Sinne eines Investitionszuschusses den Investoren ausgezahlt. Die entstandenen Kosten werden in dem jeweiligen Jahr komplett ausgewiesen. Dadurch kommt es nur zu Kosten, wenn es auch tatsächlich einen Neubau gibt. Damit ergeben sich folgende kumulierte Kosten (vgl. Abbildung 26):

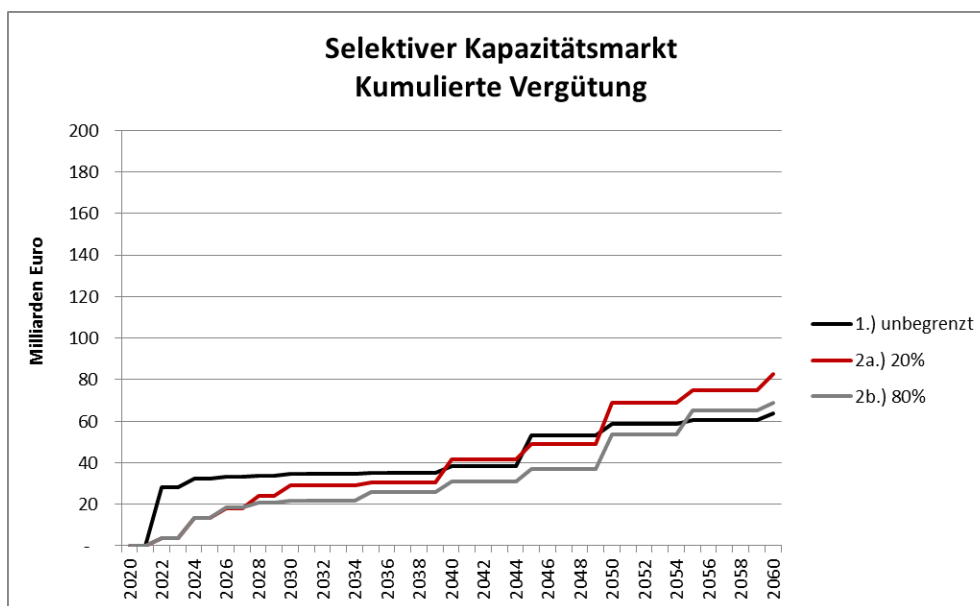


Abbildung 26: Kumulierte Kosten des selektiven Kapazitätsmarktes

Aus der Darstellung werden zwei interessante Aspekte deutlich:

- Die graue und die rote Kurve liegen zu Beginn aufeinander, da jedes Jahr die maximale Menge von GW stillgelegt wird, weil es vielen Kraftwerken so schlecht geht, dass beide Kriterien (Kraftwerke, die 20 % oder 80 % ihrer fixen Betriebskosten nicht decken können) erfüllt sind.
- Langfristig sind die Kosten durch einen schnellen Umbau des Kraftwerksparks geringer, wenn man lediglich die Kosten des Kapazitätsmarktes betrachtet.

3.4.4.3 Fazit

Der Vergleich der grundlegenden Designansätze ab 2020, dem Jahr des Inkrafttretens, zeigt, dass im langen Betrachtungszeitraum die Zahlungsströme aus den betrachteten Kapazitätsmärkten bei selektiven Kapazitätsmärkten geringer sind als bei umfassenden Kapazitätsmärkten (Abbildung 27).

Ein zweiter Befund ist, dass innerhalb des jeweiligen Instruments relevante Unterschiede auftreten, die in ihrer Höhe stark von der konkreten Ausgestaltung abhängen.

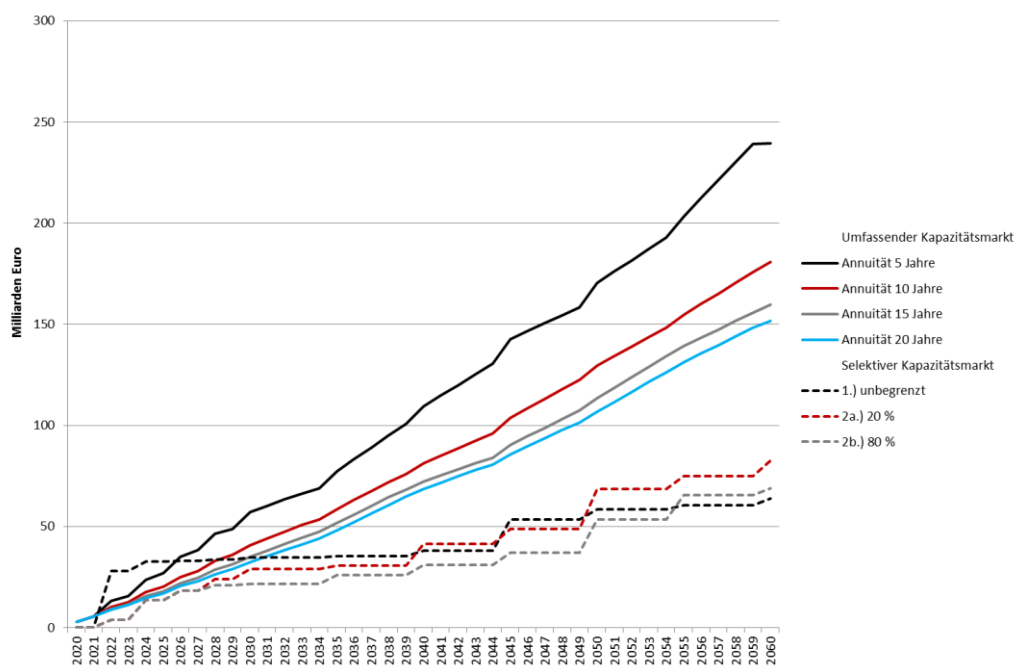


Abbildung 27: Gegenüberstellung der kumulierten Kosten der betrachteten Kapazitätsmärkte

Eine offene Frage, die Gegenstand weiterer Forschung werden sollte, ist, inwieweit es Wechselwirkungen mit anderen relevanten Zahlungsströmen gibt, insbesondere aus dem Energy-only-Markt. Diese sind durch die Begrenzung des Betrachtungsraumes auf die Kapazitätsmechanismen hier nicht erkennbar, sodass insofern der dargestellte Vergleich nur ein unvollständiges Bild zeigt. Um ein vollständigeres Bild zu zeichnen, wäre

in weiteren Untersuchungen diese Grenze zu erweitern und vor allem die Rückwirkung auf den EOM mit zu modellieren. Im Weiteren wären auch die Rückwirkungen auf andere Sektoren (Kraftwerksbau, Beschäftigte in energieintensiven Betrieben etc.) ein lohnender Untersuchungsgegenstand, der aber mit dem hier verwendeten Modellansatz nicht bearbeitet werden kann.

3.4.5 Zentraler versus dezentraler Kapazitätsmechanismus

Neben dem Umfang der teilnehmenden Kapazitäten am Kapazitätsmechanismus ist die Koordination und Beschaffung von Kapazitäten ein wesentlicher Designparameter. Dabei kann zwischen zentralen und dezentralen (umfassenden) Kapazitätsmechanismen unterschieden werden.

Ein zentraler Mechanismus zeichnet sich durch einen einzelnen Nachfrager aus, der gleichzeitig die Koordination und Überwachung des Mechanismus übernimmt. In der Regel werden langfristige Kontrakte über ein Einheitspreisverfahren geschlossen, ein darüber hinausgehender Handel unter den Teilnehmern findet nicht statt. In verschiedenen Varianten findet dieser Typ in einigen Marktgebieten der USA, z. B. PJM⁷⁵ und New York ISO⁷⁶ Anwendung. Abbildung 28 verdeutlicht die Struktur eines zentralen Kapazitätsmechanismus.

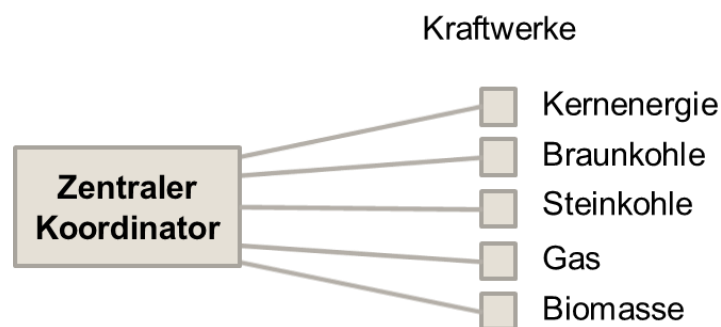


Abbildung 28: Struktur eines zentralen Kapazitätsmechanismus

In einem dezentralen Kapazitätsmechanismus besteht für eine Gruppe verpflichteter Marktakteure (in der Regel Versorger/Stromvertriebe) ein Anreiz oder die Pflicht zur Eindeckung mit ausreichend gesicherter Leistung. Diese Verpflichtung kann durch eigene Anlagen, bilaterale Verträge oder über zentrale Handelsplattformen erfüllt werden. Die Preisfindung ist individuell und erfolgt über kontinuierlichen Handel. Ein solches

⁷⁵ Vgl. The Brattle Group (2011).

⁷⁶ Vgl. Newell/Bhattacharyya/Madjarov (2009); Harvey/Hogan/Pope (2013).

Modell wird aktuell in Frankreich eingeführt. Die erste Lieferperiode ist für Winter 2016 geplant.⁷⁷ Die Struktur eines dezentralen Kapazitätsmechanismus wird in Abbildung 29 schematisch dargestellt.

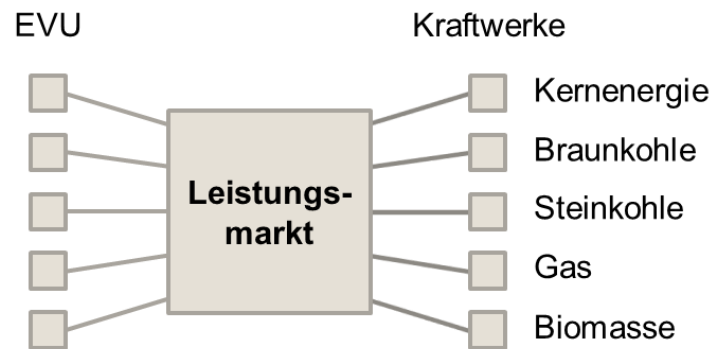


Abbildung 29: Struktur eines dezentralen Kapazitätsmechanismus

Ein quantitativer Vergleich beider Modelle gestaltet sich schwierig, da die Ergebnisse im Wesentlichen von der Parametrierung des Modells abhängen. Die zentralen Unterschiede (Ansatz zur Bestimmung der Nachfrage, Transaktionskosten, Informationseffizienz, Innovationseffizienz, Einbindung von DR/DSM-Potenzialen) können nicht oder nicht befriedigend modelliert werden. Daher werden zu den oben genannten Punkten vor allem qualitative Aussagen getroffen.

3.4.5.1 Ansatz zur Bestimmung der Nachfrage

In umfassenden Kapazitätsmechanismen wird durch staatliche Regulierung eine Nachfrage nach gesicherter Leistung geschaffen bzw. angereizt. In einem zentralen System beschafft eine verantwortliche Institution diese Kapazität. Die zu beschaffende Höhe wird in einem Top-down-Ansatz bestimmt, beispielsweise durch die Schätzung der erwarteten Spitzenlast zuzüglich einer Sicherheitsmarge. In einem dezentralen System besteht neben dem Top-down-Ansatz auch die Möglichkeit, die verpflichteten Unternehmen ihre benötigte Leistung in einem Bottom-up-Ansatz selbst ermitteln zu lassen. Dabei sind verschiedene Kriterien denkbar. Das effizienteste Maß stellt dabei wohl die anteilige Versorgerlast an der Systemspitze dar, da so Gleichzeitigkeitseffekte entsprechend berücksichtigt werden und eine Überabsicherung vermieden wird.

Ein weiterer wichtiger Aspekt ist die Kontrolle und Sanktionierung der Nachfrager. Im dezentralen Ansatz geschieht dies über eine administrativ festzulegende Pönale, die eine Unterdeckung unterbinden bzw. Sanktionierungen festlegen soll. Die Pönale muss dabei mit Sorgfalt gewählt werden, um einerseits eine effektive Anreizwirkung zu entfalten,

⁷⁷ Vgl. RTE (2014).

andererseits jedoch eine Überabsicherung allein wegen extrem hoher Pönalen zu vermeiden.

Im zentralen Ansatz erscheint die Möglichkeit einer Pönalisierung der zentralen, möglicherweise staatlichen, Instanz unwahrscheinlich. Andererseits ist zu erwarten, dass eine Instanz mit der Verantwortung für die Versorgungssicherheit eher zu einem zu großen als einem zu kleinen Sicherheitspuffer tendiert und eine Unterdeckung unwahrscheinlich ist.

3.4.5.2 Informationseffizienz und Innovationseffizienz

Als gewichtiger weicher Faktor eines dezentralen Kapazitätsmechanismus wird von Fürsprechern vor allem die Nutzung „dezentraler Intelligenz“ der Marktteilnehmer genannt.⁷⁸ Diese soll dazu führen, dass nicht nur die oben beschriebene Festlegung der benötigten Menge gesicherter Leistung optimal abgestimmt wird. Darüber hinaus soll die freiere Produktgestaltung und Handelbarkeit der Leistungszertifikate im Vergleich zu einem zentralen System die Innovationskräfte des Marktes nutzen und zur Entwicklung von Lösungen führen, die in einem System mit nur einem Nachfrager nicht entstehen würden. Als Vorteile sind hier vor allem auch der bestehende Kundenkontakt zu Endverbrauchern zu nennen sowie die geringere Hürde, gemeinsam Projekte im Bereich Demand Side Management durchzuführen, die zu einer Reduzierung der benötigten gesicherten Leistung führen.

3.4.5.3 Transaktionskosten

Im dezentralen Ansatz soll prinzipiell die Möglichkeit bestehen, auf sich ergebende Veränderungen der Nachfrage, z. B. durch Veränderung des Kundenstamms, zu reagieren und seine Zertifikatsmenge über die Vorlauf- und Erfüllungsperiode anzupassen. Dazu sollen sich ähnlich dem Energiehandel Handelsplätze sowie bilaterale Geschäftsprozesse entwickeln. Im Gegensatz zu einem zentralen Mechanismus ohne solche Anpassungsmöglichkeiten sind dabei jedoch Transaktionskosten zu erwarten, die zu den bestehenden Transaktionskosten für Energiegeschäfte hinzukommen.⁷⁹ Entscheidend und nicht abschließend zu bewerten wird die Frage sein, ob die zusätzlichen Transaktionskosten geringer sind als die Effizienzvorteile, die beispielsweise durch eine geschicktere Bestimmung und Verteilung der gesicherten Kapazität zu heben sind.

3.4.5.4 Einbindung von Demand-Side-Management-Potenzialen

Zentrale und dezentrale Kapazitätsmechanismen unterscheiden sich grundsätzlich in ihrer Art und Weise, steuerbare Lasten zu berücksichtigen. In zentralen Regimen können Verbraucher von der zentralen Instanz direkt eine Vergütung für eine „gesicherte“

⁷⁸ Vgl. VKU (2013).

⁷⁹ Als ein- und weiterführende Literatur für Transaktionskostentheorie vgl. Ebers/Gotsch (1995).

Lastreduktion, das Äquivalent einer gesicherten Leistung bei Stromerzeugern, erhalten. Die Teilnahme am Kapazitätsmechanismus erfolgt also aktiv.

In dezentralen Mechanismen hingegen decken sich Versorger mit Zertifikaten ein, die ausweisen, dass jederzeit ausreichend Leistung vorgehalten wird, um ihre Kunden versorgen zu können. Hier besteht der Anreiz für Verbraucher darin, Vereinbarungen mit ihrem Versorger zu treffen, etwaige Lastreduktionen in Engpasssituationen hinzunehmen. Der Versorger wiederum kann im Umfang der möglichen Leistungsreduktion entsprechend weniger Leistungszertifikate beschaffen und die vermiedenen Kosten in Form günstiger Lieferkonditionen an den Verbraucher weitergeben.

Insgesamt lassen sich Vorteile bei der dezentralen Variante erkennen, da Verbraucher nicht selbst am Kapazitätsmarkt tätig werden müssen. Zum einen entfallen so ggf. notwendige, administrativ vorgeschriebene Präqualifikationsbedingungen. Zum anderen lassen sich somit perspektivisch einfacher individuellere und kleinteiligere Lösungen entwickeln – als Beispiele hierfür sind unterbrechbare oder leistungsmäßig begrenzte Tarife im Endkundensegment zu nennen. Die Nähe von Versorgern zu ihren Kunden ist hier ein zentraler Aspekt.

Für eine detailliertere Ausführung zur Integration von DSM-Maßnahmen in Kapazitätsmechanismen siehe Abschnitt 3.4.6.

3.4.5.5 Fazit

Dezentrale Mechanismen besitzen an vielen Stellen Effizienzpotenzial, das sie von zentralen Ansätzen abhebt. Zu nennen, jedoch im Rahmen dieser Arbeit nicht zu quantifizieren sind hier vor allem Vorteile hinsichtlich der Informations- und Innovationseffizienz sowie bei der Einbindung steuerbarer Verbraucher. Dagegen können jedoch erhöhte Transaktionskosten stehen, die durch die zuvor genannten Potenziale überkompensiert werden müssen.

3.4.6 Einbeziehung von Lastmanagement, Speichern und anderen Flexibilitäten

Durch die Nutzung nachfrageseitiger Laststeuerung können potenziell erhebliche volkswirtschaftliche Vorteile erzielt werden. Zum einen kann so der zusätzliche Ausbau von Erzeugungs- und Transportkapazitäten verringert werden. Zum anderen stellt die Flexibilisierung der Nachfrageseite einen entscheidenden Faktor für eine effiziente Preisfindung auf dem Energy-only-Markt dar.

Zwar sind in Deutschland bereits Verbraucher mit einer Gesamtnachfrage von über 30 GW leistungsgemessen, genutzt wird die teils vorhandene Flexibilität allerdings nur

in sehr geringem Umfang.⁸⁰ Die Gründe dafür sind vielfältig. Der Strompreis als primärer Anreizfaktor ist bisher nicht ausreichend, um eine signifikante Entwicklung der Nachfragesteuerung zu fördern. Darüber hinaus gibt es vor allem im Industriesektor technische Restriktionen sowie Rückwirkungen auf vor- und nachgelagerte Produktionsprozesse, die bei komplexen Systemen ein erhebliches Hemmnis darstellen.

In Debatten um die Einführung von Kapazitätsmechanismen wird daher oft eine Integration steuerbarer Lasten in den jeweiligen Mechanismus gefordert, um auch dieser Kapazität einen expliziten Wert beizumessen. Hierbei würden Verbraucher über ein Leistungsentgelt angereizt, in Spitzenlastzeiten ihre Nachfrage zu beschränken.

Die Art der Teilnahme steuerbarer Lasten an einem Kapazitätsmechanismus kann dabei abhängig von dessen Ausgestaltung in zwei Kategorien eingeteilt werden:

1. Aktive Teilnahme am Vergabeprozess der Kapazitätsentgelte
2. Indirekte Teilnahme am Kapazitätsmechanismus durch Befreiung (z. B. eines Versorgers) von einer Eindeckungspflicht mit gesicherter Leistung

Bei einer aktiven Teilnahme, z. B. in einem zentralen Kapazitätsmarkt⁸¹, können die Verbrauchseinheiten selbstständig auf eine Kapazitätsprämie bieten. Diese bieten im Gegenzug eine „gesicherte Leistungsreduktion“ in Knappheitssituationen an. Diese Knappheit kann sowohl physikalisch als auch preislich definiert werden.

Wichtig hierbei ist, dass gewisse Mindestanforderungen an die veräußerte „Leistungsreduktion“ gestellt werden, um Mitnahmeeffekte und Missbrauch zu vermeiden. Sonst wäre es beispielsweise denkbar, einen Verbraucher mit geringen Investitionskosten und hoher potenzieller Leistungsaufnahme, wie z. B. ein Elektrokessel, zu installieren und die Kapazitätsprämie zu erhalten, ohne diesen jedoch tatsächlich zu nutzen. Daher ist es bei dieser Art der Teilnahme an einem Kapazitätsmechanismus unabdingbar, Präqualifikationskriterien wie Mindestlaufzeiten oder Volllaststunden anzusetzen, die für eine Teilnahme nachgewiesen werden müssen und darlegen, dass eine Nichtnutzung/Abschaltung des Verbrauchers tatsächlich eine Entlastung des Systems bewirkt. Dabei kann es sinnvoll sein, die Erfüllung dieser Kriterien ex post nachzuhalten, da ein Nachweis vor dem Zuschlag auf Basis historischer Lastgänge ggf. ein Hemmnis für Neuinvestitionen darstellen kann. Andererseits stellt eine nachträgliche Bestimmung, ob ein Verbraucher die kalkulierte Vergütung erhält, auch ein Risiko dar, das ggf. entsprechend eingepreist wird.

Eine weitere Variante des Einsatzes von DSM-Maßnahmen in Kapazitätsmechanismen ergibt sich in dezentralen Modellen, in denen eine bestimmte Wertschöpfungsstufe sich

⁸⁰ Vgl. Winkler et al. (2013).

⁸¹ Vgl. EWI (2012).

mit gesicherter Leistung eindecken muss.⁸² Am Beispiel einer Eindeckungspflicht der Versorger könnten diese entweder entsprechende Nachweise von Erzeugungskapazitäten erwerben oder durch Vereinbarungen mit Verbrauchern ihre Absicherungsquote verringern. Im Gegenzug müssen diese in Knappheitssituationen ihre Leistungsaufnahme entsprechend reduzieren. Der maximale Preis, den Versorger für eine solche Vereinbarung zahlen würden, orientiert sich durch Opportunitätskostenüberlegungen am Preis der Leistungsnachweise für Erzeugungskapazitäten.

Im Gegensatz zur aktiven Teilnahme ist lediglich der Nachweis der Möglichkeit zur Leistungsreduktion zu erbringen, um das Stromnetz in Knappheitssituationen nicht durch einen nicht abgesicherten Verbraucher zu belasten. Ein Nachweis der Belastung, die der Verbraucher im Spitzenlastfall auf das System hat, ist daher von nachrangiger Bedeutung. Darüber hinaus kann in einem dezentralen System die in der Regel enge Kundenbindung und der vertriebliche Zugang regionaler Versorger zu ihren (Groß-)Kunden genutzt werden, um diese direkt anzusprechen und gemeinsam individuelle Lösungen zu erarbeiten.

Während in beiden Modellen eine Nichteinhaltung der eingegangenen Verpflichtung zur Lastreduktion in Spitzenlastzeiten pönalisiert werden muss, bietet sich für Großverbraucher bereits heute eine weitere interessante Alternative: Auch ohne Teilnahme am Kapazitätsmarkt können die Last in Abhängigkeit von Preisspitzen reduziert und damit Kosten eingespart bzw. Erlöse (aus dem Verkauf des Stromes) erwirtschaftet werden. Im Vergleich zur Teilnahme an einem Kapazitätsmechanismus geht man hier kein Risiko ein, zu ungünstigen Zeitpunkten die Leistungsaufnahme reduzieren zu müssen. Im Umkehrschluss bedeutet dies, dass das zu erwartende Kapazitätsentgelt, das Verbraucher für die Teilnahme an einem Kapazitätsmechanismus verlangen würden, die entsprechende Risikoprämie darstellt.

Ein weiteres Hemmnis für die Teilnahme an einem Kapazitätsmechanismus kann die Vorlaufzeit sein, mit der man sich auf potenzielle Lastreaktionen einlassen muss. Während einige Produktionsprozesse z. B. über längere Zeiten flexibel steuerbar sind und somit auch für langfristige Verpflichtungen genutzt werden können, sind viele Prozesse so tief in die Wertschöpfungskette integriert, dass lediglich kurze und zeitlich planbare Anpassungen möglich sind. Klassische Beispiele ausländischer Strommärkte zeigen, dass eine Aufteilung in verschiedene Produkte dazu beitragen kann, das Angebot an Lastreduzierungsmaßnahmen zu erhöhen. Im Marktgebiet PJM wird beispielsweise zwischen jährlichen, halbjährlichen und zehntägigen Kontrakten unterschieden, wobei die zeh-

⁸² Vgl. VKU (2013).

tägigen auch eine kürzere maximale Aktivierungsdauer (sechs im Vergleich zu zehn Stunden) aufweisen.⁸³

Abschließend bleibt festzuhalten, dass die Einbindung von DSM in Kapazitätsmechanismen durchaus möglich, aber nicht alternativlos ist. Die Teilnahme am Kapazitätsmechanismus könnte aufgrund der sicheren Einnahme von Kapazitätzahlungen jedoch eine Anschubfinanzierung darstellen, die hilft, Anlagen entsprechend zu „flexibilisieren“.

3.5 Eckpunkte für zukünftige Kapazitätsmechanismen

Abschließend werden die im vorangegangenen Kapitel untersuchten Aspekte und Fragestellungen noch einmal zusammenfassend dargestellt. Wesentliche Ergebnisse werden hierbei in Form von Eckpunkten für die Ausgestaltung von Kapazitätsmechanismen wiedergegeben.

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 werden 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 einzu-

⁸³ Vgl. PJM (2014).

führen. 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 mittelfristige⁸⁴ 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.

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.

⁸⁴ Unter „mittelfristig“ wird ein Zeitraum von 3 bis zu 10 Jahren verstanden.

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 Kapazitätskosten eines **selektiven Kapazitätsmarktes**, der z. B. beschränkt ist auf neu gebaute Kraftwerke, sind geringer als bei einem umfassenden Kapazitätsmarkt. Zugleich sind jedoch neben den Kapazitätskosten auch die Rückkopplungen 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 Einführung 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.

4 Weiterentwicklung von Regelenenergiemärkten bei verstärkter Einspeisung erneuerbarer Energien

Mit dem weiteren Ausbau der volatil einspeisenden EE steigen in Zukunft die Anforderungen an die Versorgungssicherheit und Aufrechterhaltung des Stromversorgungssystems. Zentral sind dabei die Ausgestaltung der Produkte bzw. deren Qualitätsanforderungen, die die System- und Frequenzstabilität gewährleisten sollen. Die Bedeutung von Kurzfrist- und Regelleistungsmärkten wiederum wird neben Nachfrageschwankungen und ungeplanten Produktionsausfällen durch die zunehmende Einspeisung fluktuierender EE sowie den damit einhergehenden Flexibilitäts- und Reservebedarf determiniert.

Das derzeitige System der Reserveleistungen und Regelenenergien mit Primär-, Sekundär- und Minuten-/Tertiärreserve ist in den 1960er-Jahren entwickelt worden. Zahlreiche technische Normen auf europäischer Ebene organisieren das Zusammenwirken der Kraftwerke und der ÜNB. Dabei stehen die Sicherstellung der nationalen und der im Bereich der European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) aufgestellten Leistungsbilanz und somit der Ausgleich kurzfristiger, ungeplanter Abweichungen im Vordergrund, um der Alternative – einem Versorgungsausfall – entgegenzuwirken. Dieser geht in der Regel mit hohen Kosten einher. In der Wissenschaft wird zur Bewertung der Kosten der „Value of Lost Load“ (VoLL) angeführt. Die genaue Abschätzung und Abgrenzung der Schäden eines Versorgungsausfalls ist nur bedingt möglich. Verschiedene Schätzungen der Schäden kommen zu einem VoLL von 1,3 Milliarden Euro pro Stunde bzw. 30 Milliarden Euro pro Tag in Deutschland.⁸⁵ Neben den wirtschaftlichen Schäden ist im Falle Deutschlands insbesondere auch die zentrale Lage im europäischen ENTSO-E-Verbund zu nennen. Deutschland kommt somit eine besondere Bedeutung zur Sicherung der gesamteuropäischen Netzstabilität zu. Denn eine Versorgungsunterbrechung in einzelnen Ländern oder Regionen kann zu Stromausfällen in Teilen des gesamteuropäischen Verbundnetzes führen (wie beim Stromausfall in Westeuropa am 4. November 2006⁸⁶).

Aktuell optimieren drei Regelzonenkonglomerate ihren Regelleistungseinsatz untereinander. Der Netzregelverbund hat dabei die weitestgehende Reglementierungsbefugnis und ermöglicht für Deutschland einen einheitlichen Ausgleichsenergiepreis. Weiterhin

⁸⁵ Vgl. Praktiknjo/Hähnel/Erdmann (2011). Bliem (2005) ermittelte für Österreich einen VoLL von 8,60 €/kWh. Die Folgeschäden der großen Stromausfälle in Nordamerika in den Jahren 2001 und 2003, die mehr als 50 Millionen Menschen betrafen, werden auf Werte zwischen 4,5 und 10 Milliarden Dollar geschätzt. Vgl. ICF Consulting (2003) und Anderson/Geckil (2003). Vgl. Frontier Economics für RWE (2008): VoLL (Metaanalyse 27 internationale Studien): 8–16 EUR/kWh; Deutschland 1 Stunde Blackout = 80 GWh = 0,6–1,3 Milliarden Euro Schaden; Deutschland 1 Werktag im Winter Blackout = 1.800 GWh = 14–30 Milliarden Euro. Vgl. van der Welle/van der Zwaan (2007).

⁸⁶ Vgl. Bundesnetzagentur (2007).

sind die vier deutschen ÜNB zusammen mit denen Österreichs, der Schweiz, der Niederlande, Belgiens und Dänemarks in der International Grid Control Cooperation (IGCC) zusammengeschlossen. Diese verhindert gegenläufigen Regelleistungseinsatz zwischen den Regelzonen und führt damit zu erhöhter Systemsicherheit bei niedrigeren Kosten. Der IGCC sollte nach dem Vorbild des skandinavischen Regelleistungsmarktes (Nordic Regulating Power Market) weiter ausgebaut werden und mittelfristig in einem eigenen Markt für Regelleistung (RL) aufgehen.

Zunächst wird im Folgenden auf die Bedeutung von Flexibilität und Regelleistung in einem System mit einem hohen Anteil an EE eingegangen. Wesentlich ist zudem, welche Ressourcen Flexibilität und Regelleistung bereitstellen können. Nach methodengestützten Untersuchungen zum zukünftigen Regelleistungsbedarf sowie modellgestützten Simulationen von Regelleistungsmärkten werden Weiterentwicklungsmöglichkeiten des deutschen Regelleistungsmarktes diskutiert. Darüber hinaus werden alternative Gestaltungsmöglichkeiten wie die Einführung längerfristiger Regelleistungsprodukte oder dezentraler Regelleistungsmärkte analysiert. Abschließend werden Eckpunkte zur Weiterentwicklung von Regelenergiemärkten und -produkten gegeben.

4.1 Bedeutung von Flexibilität und Regelleistung in einem System mit hohem Anteil an erneuerbaren Energien

Aufgrund der begrenzten Speicherbarkeit von Strom und der Flexibilität der Nachfrage muss die Leistungsbilanz in einem Elektrizitätsversorgungssystem stets ausgeglichen sein. Bei der Aufrechterhaltung der Leistungsbilanz kann zwischen dem Ausgleich von prognostizierten Schwankungen und Prognoseabweichungen unterschieden werden. Dabei muss die Flexibilität des Kraftwerksparks ausreichen, um beides abzudecken. Prognostizierte Schwankungen können auf die Gradienten von Nachfrage und Erneuerbaren-Einspeisung bzw. auf die Residuallastgradienten zurückgeführt werden. Der Ausgleich der prognostizierten Schwankungen erfolgt in der Regel durch die Kurzfristmärkte (Day-Ahead und Intraday) und entsprechende Anpassungen der Fahrpläne. Zusätzliche Reserven sind damit nur für Prognoseabweichungen erforderlich. Diese Leistungsabweichungen resultieren aus den stochastischen Eigenschaften der Einflussfaktoren und können durch Kraftwerks- bzw. Betriebsmittelausfälle, aber auch durch eine unsichere Antizipation der Nachfrage oder der Einspeisung aus fluktuierenden EE verursacht werden. Zusätzlich ergeben sich Regelbedarfe durch Handelsaktivitäten in Form von Fahrplan-⁸⁷ und (Viertel-)Stundensprüngen⁸⁸.

⁸⁷ Nicht vollständige Synchronizität der Veränderung der physikalischen Einspeiseleistung (Kraftwerksrampen) und der Veränderung des Sekundärreglers.

Im Sinne einer effektiven Ausgestaltung von Kurzfrist- und Regelenergiemärkten ist es substanziell, die sich im Zeitablauf ergebenden Leistungsschwankungen kontrollieren zu können, um so die **System- und Spannungsstabilität** zu gewährleisten. Die optimale Ausgestaltung der **Produkte** hinsichtlich ihrer **Qualität** ist deshalb von zentraler Bedeutung, um auch zukünftig den Anforderungen an die Sicherung der System- und Spannungsstabilität gerecht werden zu können. Die Qualität selbst lässt sich an der kategorialen Einteilung nach den Ansprüchen an die Regelungsfähigkeit festmachen. Die Produkte Primär-, Sekundär- und Tertiärregelung stellen unterschiedliche Anforderungen hinsichtlich der Art und der Aufgabe zur Frequenzregelung.

Die mit diesen kategorialen Einteilungen verbundenen unterschiedlichen Qualitäten der Produkte lassen sich im Wesentlichen durch die jeweiligen technischen Anforderungen determinieren. Hauptkriterium stellt hier die Reagibilität bzw. Flexibilität der vorgehaltenen Reserven dar. Diese wird hauptsächlich an der Aktivierbarkeit und Leistungsänderungsgeschwindigkeit bemessen. Grundsätzlich bedeutet dies, dass einerseits eine bestimmte Reserveleistung in einem bestimmten Zeitraum zugriffsbereit (aktivierbar) sein muss und andererseits sich zeitlich verändernde Lastverläufe nachgefahren werden können müssen (mit einer bestimmten Leistungsänderungsgeschwindigkeit). Darüber hinaus ist die Dauer der Leistungsabgabe relevant. Je nach Flexibilität der über den Spotmarkt eingesetzten Kraftwerke wird eine gewisse Länge der Leistungsabgabe von Reservekraftwerken benötigt, um alle Kraftwerke nach einer Regelabweichung innerhalb eines durch Stabilitäts- und Sicherheitsanforderungen determinierten Zeitintervalls wieder in ihren optimalen Arbeitspunkt zu bringen.

Ein weiteres Kriterium stellt die **Mindestangebotsgröße der Angebotsabgabe** dar. Kleinere Losgrößen können die Zuverlässigkeit der Bereitstellung von Regelleistung positiv beeinflussen (Gesetz der großen Zahl), führen aber zugleich zu größeren organisatorischen Aufwänden bei den Übertragungsnetzbetreibern (Anbindung und Steuerung).

Grundsätzlich besteht demzufolge ein Zusammenhang zwischen der Produktgestaltung und den Qualitätsanforderungen. Dem vorgelagert, beeinflusst die Zusammensetzung des Kraftwerksparks die Flexibilität, mit der entsprechende Lastschwankungen nachgefahren werden können. Das Ergebnis der Kurzfristmärkte bestimmt den kurzfristigen Residualbedarf an nicht gesicherter oder überschüssiger Last. Reicht der Handelszeitraum in den Kurzfristmärkten bis nahe an den Lieferzeitpunkt heran und ist die Kraftwerkskapazität bzw. die Nachfrage in diesen Märkten ausreichend flexibel, besteht wenig Bedarf zur Nachregelung. Umgekehrt steigen die Anforderungen an die Flexibilität der Regelleistungskraftwerke, insbesondere in Bezug auf Aktivierbarkeit und Leistungs-

⁸⁸ Bewirtschaftung von Bilanzkreisen im Stundenraster bei kontinuierlichen Leistungsänderungen.

änderungsgeschwindigkeit. Dies muss sich in einer entsprechenden Produktgestaltung niederschlagen.

Die Produkte werden optimal ausgestaltet, indem sie die in Wechselwirkung mit den Kurzfristmärkten entstehenden technischen Anforderungen erfüllen.⁸⁹ Ist beispielsweise der übrige Kraftwerkspark hinreichend flexibel – wie beispielsweise im norwegischen System –, kann auf einzelne Produkte der Regelleistung verzichtet werden und stattdessen ein Produkt mit geringeren qualitativen Anforderungen gewählt werden (in Norwegen die in 15 Minuten aktivierbare Fast Reserve). Ähnliches gilt mit Einschränkungen für flexiblere Erzeugungsparks, die beispielsweise hohe Gasanteile aufweisen. Die Ausgestaltung vor allem bezüglich der Sekundär- und Tertiärregelung ist deshalb stark systemabhängig. Ein ähnlicher Effekt tritt in Bezug auf die Nachfrageseite auf. Ist diese sehr volatil, können die Anforderungen an die Flexibilität des Kraftwerksparks in den Kurzfristmärkten steigen. Bei fehlender Flexibilität können dann auch die Volumen und Leistungsänderungsgeschwindigkeiten auf dem Regelleistungsmarkt steigen und höhere Anforderungen an die Produktqualität gestellt werden. Ein analoger Effekt tritt bei der Einspeisung volatiler EE auf.

Die Ausgestaltung der Produkte mit den zugehörigen Qualitäten ist von diesen Faktoren abhängig und sollte entsprechend festgelegt werden, um die gewünschte Systemstabilität zu gewährleisten.

Die **Beschaffung** von Regelleistung kann auf unterschiedliche Weise erfolgen. Zum einen bestehen mit der obligatorischen Bereitstellung, der Beschaffung über bilaterale Verträge und den dezentralen marktbasierten Mechanismen Möglichkeiten, aus zentralen bis hin zu dezentralen Organisationsformen des Marktes zu wählen. Zum anderen ergeben sich verschiedene Möglichkeiten zur zeitlichen Koordination des Marktgeschehens. Für eine vertiefende Analyse der zeitlichen Koordination sei auf Abschnitt 4.3.2 und 4.4 verwiesen.

4.2 Quellen von Flexibilität

In der Folge werden diverse Technologien vorgestellt, die zur Ausregelung der Netze und zur Kurzfristflexibilität beitragen können. Hierzu gehören konventionelle Kraftwerke, EE, Speicher und nachfrageseitige Lastverlagerung. Diese lassen sich gemäß Abbildung 30 in unflexible Technologien (volatile EE und wärmegeführte KWK) sowie flexible

⁸⁹ Diese können optimal festgelegt werden, indem eine probabilistische Optimierung über die Ausfallwahrscheinlichkeiten bei verschiedenen Produktausgestaltungen und zugehörigen Regelleistungsgeboten mit den erwarteten Schäden gewichtet werden. So können die erwarteten Kosten minimiert werden.

Technologien (steuerbare EE, stromgeführte KWK, konventionelle Kraftwerke, Speicher, Lastmanagement sowie Im- und Exporte) unterteilen.

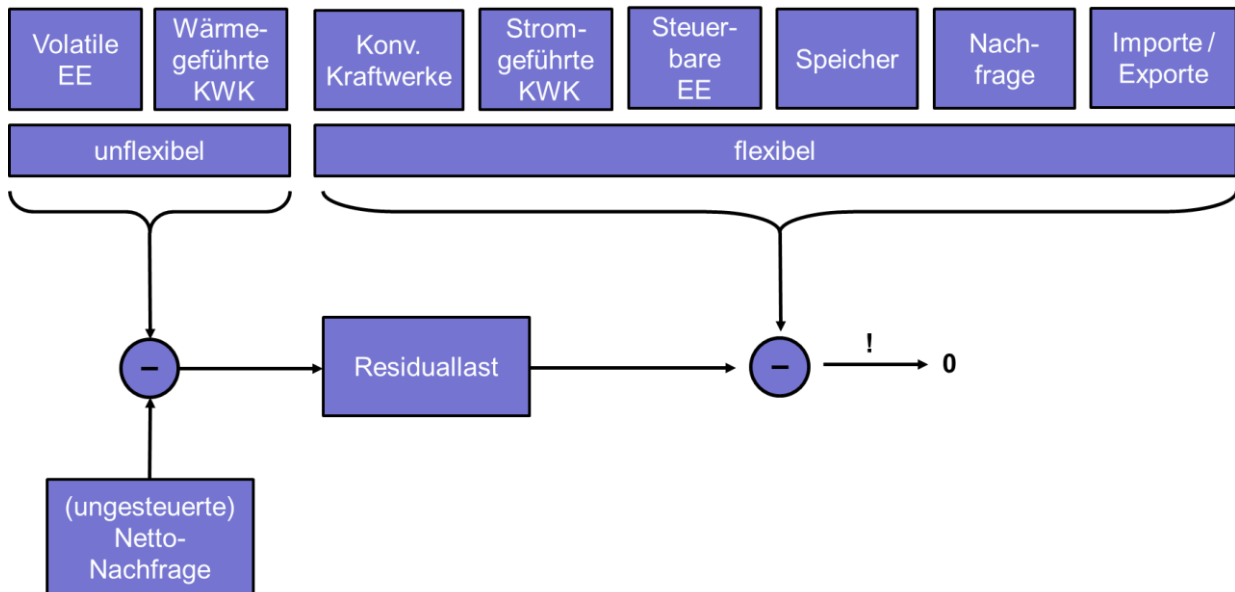


Abbildung 30: Übersicht über Flexibilitätsoptionen im Stromversorgungssystem⁹⁰

Als Indikatoren für Flexibilität werden herangezogen:

- Gradienten/Laständerungsgeschwindigkeiten,
- technische Grenzen (minimale/maximale Last),
- Vorlauf- bzw. Reaktionszeit sowie
- Speicherrestriktionen (Energienmenge) und sonstige Verfügbarkeit.

4.2.1 Flexibilitätsoptionen durch konventionelle und KWK-Kraftwerke

Zu den untersuchten Kraftwerkstypen gehören Kernkraftwerke, Kohlekraftwerke, Gas- und Dampfturbinen- sowie Gasturbinen-Kraftwerke. Sie unterscheiden sich hinsichtlich ihrer Eigenschaften wie folgt (siehe Tabelle 6).

Es zeigt sich, dass Gaskraftwerke und Gasturbinen die höchsten Gradienten bereitstellen können. Die niedrigste Mindestlast bei Anlagen, die sich im Betrieb befinden, stellen hingegen neue Steinkohlekraftwerke bereit.⁹¹

⁹⁰ In Anlehnung an Consentec (2011), S. 5.

⁹¹ Anmerkung: Es wurden an dieser Stelle keine Kosten (Investition bzw. variable Kosten des Einsatzes) berücksichtigt.

Tabelle 6: Übersicht über die Eigenschaften konventioneller Kraftwerke⁹²

Kraftwerkstyp/ Eigenschaft	Gradient [% der Nennleistung pro Minute]	Mindestlast [% der Nenn- leistung]	Vorlaufzeit bis Regelung
Kernkraftwerk	2–10	40–55	Sekunden*
Braunkohlekraftwerk (vor 1990)	0,5–2	60–70	Sekunden*
Braunkohlekraftwerk (nach 1990)	2–6	25–50	Sekunden*
Steinkohlekraftwerk (vor 1990)	1,5–2,5	40–50	Sekunden*
Steinkohlekraftwerk (nach 1990)	3–6	20–40	Sekunden*
Gaskraftwerk (älter)	3–5	40–60	Sekunden*
Gaskraftwerk (jünger)	4–7	40–50	Sekunden*
Gasturbinen	15–25	0	30 Sekunden
* Annahme: Anlage befindet sich im Betrieb			

4.2.2 Flexibilitätsbereitstellung durch erneuerbare Energien

Es wird in der Regel disponible und nicht disponible Einspeisung aus EE unterschieden. Zu den disponiblen (steuerbaren) Einheiten gehören Biogas- und Biomasseanlagen. Nicht disponibel (fluktuierend) einspeisende Einheiten sind PV- und Windenergieanlagen.⁹³ Die diversen Technologien werden im Folgenden hinsichtlich ihrer Flexibilität vorgestellt (siehe Tabelle 7):

⁹² Vgl. Weltenergieatlas – Deutschland (2011), S. 37; vgl. dena (2010a), S. 451; vgl. Lambert et al. (2012), S. 20; vgl. Elsen/Körber/Kulik (2013), S. 72; vgl. Energiewirtschaftliche Tagesfragen (2012), S. 59.

⁹³ Anmerkung: Wasserkraftwerke sind bereits etablierte Anbieter von Regelenergie und wurden nicht berücksichtigt. Geothermieanlagen werden aufgrund ihrer Größe und fehlenden Relevanz im Energiemix nicht explizit betrachtet.

Tabelle 7: Übersicht über die Eigenschaften erneuerbarer Energien⁹⁴

Kraftwerkstyp/ Eigenschaft	Gradient [% der Nennleistung pro Minute]	Mindestlast [% der Nennleistung]	Vorlaufzeit bis Regelung
Biogasanlagen	3–30	40–50	Sekunden*
Biomasse- Heizkraftwerke	2–10	60–70	Sekunden*
Windenergieanlagen	100	0	Millisekunden
Photovoltaikanlagen	100	0	Millisekunden
* Annahme: Anlage befindet sich im Betrieb			

Bei Biogas- und Biomasseanlagen können sich nachgelagerte Rohstoff- oder Wärmespeicher als Restriktionen für eine Flexibilitätsbereitstellung auswirken.

Eine Regelung von Windenergieanlagen kann entweder über das Verstellen des Blatteinstellwinkels oder die Anpassung der Schnelllaufzahl erfolgen. Im ersten Fall werden die Rotorblätter in Richtung der Anströmung gedreht. Bei Bedarf kann es so innerhalb von wenigen Sekunden zu einer absoluten Leistungsreduktion kommen. Etwa 87 % der Anlagen können über eine Veränderung des Blatteinstellwinkels geregelt werden.⁹⁵

Bei einer Veränderung der Schnelllaufzahl, die das Verhältnis der Umlaufgeschwindigkeit des Rotors zur Windgeschwindigkeit beschreibt, kann durch eine kurzzeitige Entkopplung des elektrischen Generatormoments vom Antriebsmoment des Rotors die Einspeiseleistung geglättet werden.⁹⁶ Durch die einstellbare Rotordrehzahl kann die Leistungsentnahme aus dem Wind optimiert werden. Die Anregelzeiten liegen im Bereich von 10 Millisekunden.⁹⁷ Etwa 83 % der Anlagen können auf diese Weise geregelt und somit für negative Regelleistung grundsätzlich genutzt werden.⁹⁸

In Deutschland installierte Photovoltaikanlagen haben Leistungen von unter 1 kW_{peak} und über 30 MW_{peak}.⁹⁹ Grundsätzlich sind die Anlagen über steuerbare Wechselrichter schnell regelfähig (Leistungselektronik), sodass die Erbringung negativer Regelleistung technisch gegeben ist.

⁹⁴ Eigene Auswertungen im Rahmen der Direkt- und Regelenergievermarktung.

⁹⁵ Auswertung nach Fraunhofer IWES (2012), S. 25.

⁹⁶ Vgl. Heier (2007), S. 96.

⁹⁷ Vgl. Geyler/Caselitz (2008), S. 614.

⁹⁸ Auswertung nach Fraunhofer IWES (2012), S. 25.

⁹⁹ Vgl. Bundesnetzagentur (2014).

4.2.3 Flexibilitätsbereitstellung durch Speicher

Es gibt zahlreiche Speichertechnologien, die elektrische Energie aus dem Netz aufnehmen oder an das Netz abgeben können. Unterschieden werden hierbei u. a. elektrische, elektrochemische und mechanische Speicher. Eine Übersicht bietet Abbildung 31, in der Speicherformen in Abhängigkeit von der Entladungszeit bei Nennleistung sowie installierter Leistung dargestellt werden.

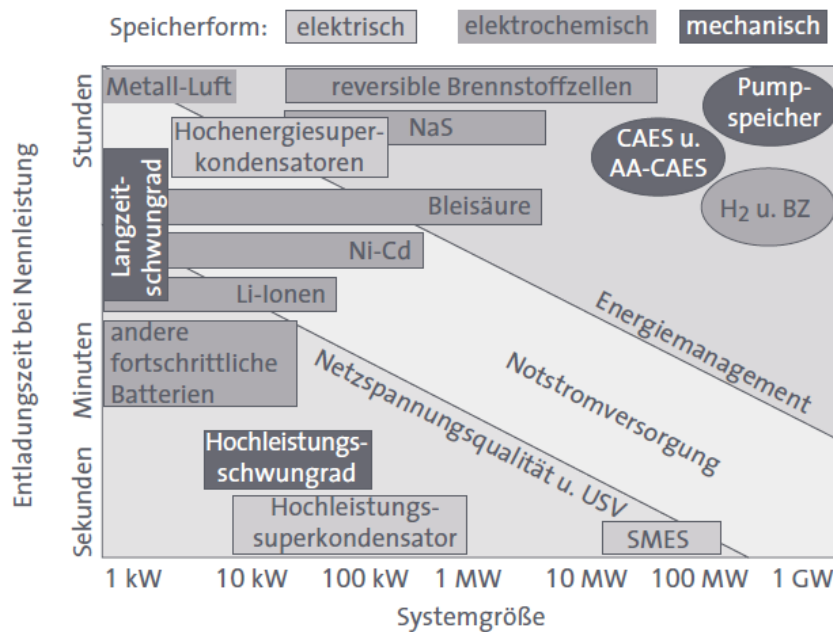


Abbildung 31: Übersicht über die Arten von Stromspeichern¹⁰⁰

Im folgenden Kapitel werden ausgewählte Technologien vorgestellt, die durch ihre Regelbarkeit Beiträge zu Kurzfristflexibilität liefern können. Hierzu gehören Batterie-, Druckluft- und Pumpspeicher.

Batteriespeicher gehören zur Gruppe der elektrochemischen Speicher. Der elektrische Ladestrom wird hierbei in chemische Energie umgewandelt und in einem Elektrolyt (zwischen-)gespeichert. Bei Bedarf kann Entladestrom ausgespeichert werden. Üblicherweise eingesetzt werden Blei-Säure-, Natrium-basierte- bzw. Lithium-Ionen- sowie Redox-Flow-Batterien (mit externen energiespeichernden Materialien).¹⁰¹ Sie unterscheiden sich hinsichtlich ihrer Eigenschaften wie in Tabelle 8 dargestellt.

¹⁰⁰ Vgl. Oertel (2008), S. 98.

¹⁰¹ Vgl. Oertel (2008), S. 54ff.

Tabelle 8: Übersicht über die Eigenschaften von Batterien¹⁰²

Batterietyp/ Eigenschaft	Zyklenzahl [#]	Ladedauer [h]	Wirkungs- grad [%]	Selbstentladung [% pro Monat]
Blei-Säure	200–2000	8–16	80	5
Natrium-basiert	2.500–10.000		80–90	
Lithium-Ionen	5.000–10.000	2–4	85–95	10
Redox-Flow	Je nach Material 1.000–13.000		70–80	

Druckluftspeicher sind mechanische Speicher, die Umgebungsluft komprimieren und anschließend in einer unterirdischen Kaverne einspeichern. Beim Ausspeichervorgang kann die Expansionsenergie der Druckluft eine Turbine antreiben und so elektrische Energie erzeugen.¹⁰³

Man unterscheidet das diabate und adiabate Verfahren. Diabate Anlagen benötigen eine prozessexterne Wärmequelle, um die Turbine vor zu niedrigen Temperaturen zu schützen. Aus diesem Grund wird der Turbine Erdgas zugefeuert. Der Wirkungsgrad liegt bei ca. 54 %. Die Anfahrtdauer der Turbine bis zur Nennleistung beträgt 9–15 Minuten. In Deutschland ist bisher eine Anlage mit einer Nennleistung von 321 MW installiert.

Die adiabate Technologie speichert die entstehende thermische Energie beim Komprimierungsprozess in einem Wärmespeicher zwischen. Bei der anschließenden Expansion in der Turbine wird diese Wärmeenergie über einen Wärmetauscher genutzt, um die Turbine zu wärmen. Hierdurch kann der Wirkungsgrad auf bis zu 70 % gesteigert werden. Diese Speichertechnologie befindet sich derzeit noch nicht im Einsatz.

Das Speichervolumen ist abhängig von der Größe der Speicherkaverne. Das Ausbaupotenzial ist dementsprechend beschränkt auf die Verfügbarkeit von Speicherplätzen. Laut einer Untersuchung des Zentrums für Energieforschung Stuttgart liegt das nutzbare Volumen aller freien Kavernenspeicher bei ca. 9 Milliarden Kubikmeter. Dies entspricht bei einer Speicherkapazität von 2,9 kWh/m³ einem Gesamtspeicherpotenzial von 27 TWh. Da Kavernenspeicher heutzutage hauptsächlich zur Erdgasspeicherung verwendet werden, kommt es jedoch zu einem Nutzungskonflikt. Die begrenzte Zahl der noch freien Standorte könnte bei einer zukünftigen Einführung der CCS-Technologie oder der Ein-

¹⁰² Vgl. Oertel (2008), S. 55ff. sowie S. 162f; Grünwald et al. (2012), S. 74ff; VDE (2008), S. 41ff.

¹⁰³ Vgl. hier und im Folgenden Hartmann et al. (2012) und E.ON (2014).

speicherung von Wasserstoff bzw. Methan (s. u.) sogar noch von weiteren Nutzergruppen benötigt werden.¹⁰⁴

In einem Pumpspeicherkraftwerk (PSKW) wird elektrische Energie in potenzielle Energie umgewandelt. Dies geschieht durch Hochpumpen einer Wassermenge aus einem Unterbecken in ein höher gelegenes Oberbecken. Das hochgepumpte Wasser kann bei Bedarf wieder in das Unterbecken abgeleitet werden. Die durch die Masse des Wassers und die Erdbeschleunigung freigesetzte kinetische Energie wird mit Hilfe einer Turbine in mechanische Energie umgewandelt. Diese wiederum treibt einen Generator an, der elektrische Energie erzeugt. Verluste bei der Umwandlung entstehen im Wesentlichen durch den Wirkungsgrad der Pumpen, der Turbine, des Generators und des Transformators sowie durch die Rohrreibung beim Ein- und Ausspeichern. Der Gesamtwirkungsgrad von der Einspeicherung bis zur Netzeinspeisung beträgt bei modernen Anlagen ca. 80 %.¹⁰⁵

Die speicherbare Energiemenge eines PSKW wird von der Größe des Ober- und Unterbeckens definiert. Je nach Auslegungsgröße der Pumpen, der Turbine und der Fallhöhe können Einspeicherungs- und Ausspeicherungsleistung individuell dimensioniert werden. In Deutschland sind Nennleistungen von 43 MW bis 1.045 MW installiert. Die gesamte installierte Leistung beträgt über 6.300 MW bei einem Einspeichervolumen von ca. 44 GWh, wobei weitere Projekte in Planung sind.¹⁰⁶

Die Umschaltdauer aus dem Pumpbetrieb in Erzeugungs-Volllast dauert weniger als fünf Minuten. Zudem sind PSKW schwarzstartfähig, sodass sie im Falle eines Blackouts und gefülltem Oberbecken keine Energie zum Starten des Kraftwerks benötigen und zum Versorgungsaufbau genutzt werden können. Im Leerlaufbetrieb kann diese Speichertechnologie zusätzlich einen Beitrag zur Aufrechterhaltung des Spannungsniveaus im Stromnetz leisten und Blindleistung aufnehmen oder abgeben.¹⁰⁷

4.2.4 Flexibilitätsbereitstellung durch nachfrageseitige Verbrauchsanpassung

Zur nachfrageseitigen Lastanpassung gibt es diverse Veröffentlichungen, die konkrete Potenziale benennen, jedoch auf zum Teil erhebliche Unterschiede hinsichtlich der Höhe kommen. Im Folgenden werden die Ergebnisse ausgewählter Studien vorgestellt. Explizit betrachtet werden in diesem Zusammenhang die Industrie, Haushalte sowie Gewer-

¹⁰⁴ Vgl. dena (2010b), S. 64f. und Hartmann et al. (2012).

¹⁰⁵ Vgl. Giesecke/Mosonyi (2005).

¹⁰⁶ Vgl. Bundesnetzagentur (2013b) und Hartmann et al. (2012).

¹⁰⁷ Vgl. dena (2014).

be, Handel und Dienstleistungen (GHD), da sie die größten Verbrauchsgruppen darstellen.¹⁰⁸

Stadler (2006) untersucht Leistungsverschiebungspotenziale mehrerer Querschnittstechnologien in den Segmenten Haushalt, Gewerbe, Handel und Dienstleistungen in Abhängigkeit von der Anlagenanzahl, der Anschlussleistung sowie des Stromverbrauchs. Hierunter fallen u. a. (Nacht-)Speicherheizungen, elektrische Warmwasserversorgung, Lüftungsanlagen sowie elektrisch betriebene Kühl- und Gefriergeräte. Es zeigt sich, dass für eine kurze Zeit bis zu 30 GW abgeschaltet werden können, sofern ein technischer Zugriff möglich ist. Mit zunehmender Dauer der Abrufe und steigender Temperatur sinken die Abschaltpotenziale.¹⁰⁹ Bei den Zuschaltpotenzialen verhält es sich ähnlich. Es können kurzfristig bis zu 70 GW an Verbrauchslast hinzugeschaltet werden. Mit steigender Erbringungsdauer und Temperatur sinken die Potenziale auf bis zu 0 GW.¹¹⁰

Klobasa (2007) identifiziert im Haushaltskundensegment Lastverschiebepotenziale bei großen Haushaltsgeräten sowie in der Wärme- und Kälteerzeugung. Hierzu gehören z. B. Kühl- und Gefrierschränke, Wasch- und Geschirrspülmaschinen, Wäschetrockner, Elektro-speicherheizungen, Warmwasserbereiter oder Wärmepumpen. Klobasa kommt auf Potenziale von bis zu 20,6 GW, wobei eine Differenzierung zwischen Sommer (ca. 3,7 GW) und Winter (ca. 20,6 GW) vorgenommen wird.¹¹¹

Im GHD-Sektor identifiziert Klobasa insbesondere die Querschnittstechnologien Kühl- und Klimatisierungsanwendungen in Handel, büroähnlichen Betrieben sowie im Beherbergungs- und Gaststättengewerbe. Darüber hinaus untersucht der Autor elektrische Heizsysteme (mit Speichervorrichtung). Für die Bestimmung der Potenziale für Raumheizung und Prozesswärme (Warmwasser) stützt er sich auf die Annahmen von Stadler (2006). Als letzten Bereich des GHD-Sektors prüft Klobasa Potenziale von Notstromsystemen (z. B. bei Mobilfunkbasisstationen oder in Rechenzentren). Die gesamten Regelpotenziale im GHD-Sektor liegen demnach bei bis zu 10 GW, wobei erneut nach Sommer (8 GW) und Winter (5 GW) unterschieden wird. Die Gesamtpotenziale liegen somit, insbesondere unter Berücksichtigung der saisonalen Schwankungen, deutlich unterhalb von denen nach Stadler.¹¹²

¹⁰⁸ Die Industrie stellt mit 46 % den Großteil des Gesamtstromverbrauchs. Haushalte kommen auf ca. 26 % und der GHD-Sektor auf ungefähr 23 %. Im Vergleich hierzu sind der Verkehr und die Landwirtschaft mit 3 % bzw. 2 % vernachlässigbar klein.

¹⁰⁹ Vgl. Stadler (2005), S. 198.

¹¹⁰ Vgl. Stadler (2005), S. 198.

¹¹¹ Vgl. Klobasa (2007), S. 84.

¹¹² Vgl. Klobasa (2007), S. 69–79.

VDE (2012) wiederum untersucht die theoretischen Potenziale der Anwendungsbereiche Waschen, Trocknen, Spülen, Kühlen, Gefrieren, Wärmen und Klimatisieren.¹¹³ Unterschieden wird zwischen Technologien ohne bzw. mit Speicherfähigkeit. Zur Klasse der Erstgenannten gehören Waschmaschinen, Wäschetrockner und Geschirrspülmaschinen. Bei Verbrauchern mit Speicherfähigkeit werden nach VDE (2012) Kälte- und Wärmeanwendungen sowie Klimatisierung unterschieden. Zu den Kälteanwendungen gehören Kühl- und Gefrierschränke im Haushaltskundensegment und Prozesskälte im GHD-Sektor. Eine Zusammenfassung der Ergebnisse von VDE (2012) für das Referenzjahr 2010 zeigt Tabelle 9:

Tabelle 9: Theoretische Lastverschiebemengen in Haushaltssegment und GHD-Sektor

Segment	Art des Lastmanagements	Anwendungsbereich	Referenzjahr	Durchdringung	Durchdringung Haushalte	Aktivierung p. a.	Strombedarf pro Aktivierung	Strombedarf p. a.
				[%]	[Mio.]	[Anzahl]	[kWh]	[TWh]
Haushalte	Lastverschiebung (ohne Speicher)	Waschen	2010	93,5	37,68	146,4	0,847	4,7
		Trocknen	2010	39,9	16,08	116,0	2,180	4,1
		Spülen	2010	65,7	26,48	198,0	1,1	5,8
		Kühlen	2010	119,9	48,32			
	Lastverschiebung (mit Speicher)	Kühl-Gefrier-Kombination	2010	97,8	39,41			13,6
		Gefrieren	2010	114,6	46,18			5,9
		Warmwasser	2010	38,0	15,31			3,9
		Einzelraumspeicherheizung	2010	3,2	1,28			11,3
		Zentralspeicherheizung	2010	71,6	28,85			248,6
		Wärmepumpen	2010		0,39			3,0
		Raumklimatisierung	2010		0,56			1,6
GHD	Lastverschiebung (ohne Speicher)	Waschen	2008					0,3
		Trocknen	2008					
	Lastverschiebung (mit Speicher)	Prozesskälte	2010					15,0
		Prozesswärme	2010					8,7
		Raumheizung	2010					7,0
		Klimatisierung	2010		1,4			2,2

Im Industriesektor untersucht Klobasa (2007) Lastverlagerungspotenziale ausgewählter industrieller Prozesse. Die Abschätzung erfolgt meist unter Nutzung des Jahresenergieverbrauchs, der Ausbringungsmenge und des spezifischen Energieeinsatzes pro hergestellter Einheit. Es werden die Chlorindustrie, die Luftzerlegung in der Chemieindustrie, die Aluminiumindustrie, die Kupfer- und Zink-Blei-Industrie, die Stahlindustrie, die Papierindustrie, die Zementindustrie und Querschnittstechnologien betrachtet. Dabei ist der flexible Betrieb nach Klobasa jedoch nur eingeschränkt durchführbar, da die Anlagen aufgrund hoher Kapitalkosten auf eine hohe Auslastung ausgelegt sind. Zu berücksichtigen seien außerdem Rückwirkungen auf die Qualität der Produktion oder zusätzliche Kosten beim An- bzw. Abfahren.¹¹⁴ Insgesamt identifiziert Klobasa (2007) ein Verschiebepotenzial von 2.800 MW bei einer verlagerbaren Energie von 1.344 GWh.¹¹⁵

¹¹³ Das in der Folge ermittelte theoretische Potenzial unterscheidet sich vom technisch nutzbaren Potenzial. Letzteres wird mit Hilfe eines Tools zur Lastprofil-Optimierung ermittelt.

¹¹⁴ Vgl. Klobasa (2007), S. 50.

¹¹⁵ Vgl. Klobasa (2007), S. 68.

In der Netzstudie DENA II werden ebenfalls technische Potenziale im Industriesektor untersucht. Untersucht wurden die Prozesse Chlorelektrolyse, Aluminiumelektrolyse, Stahlschmelze, Papierherstellung, Zementherstellung sowie Querschnittstechnologien (Prozesskälte, Druckluft und Belüftung). In Summe wird ein durchschnittliches positives Potenzial von ca. 2 GW und ein durchschnittlich negatives von 485 MW gesehen.¹¹⁶

In VDE (2012) werden theoretische Verschiebepotenziale¹¹⁷ industrieller Prozesse mittels Fragebogen erfasst und auf die entsprechenden Branchen hochgerechnet. Referenzjahr ist das Jahr 2010. Als relevant wurden die chemische Industrie, die Metallindustrie, die Papierindustrie sowie Steine und Erden eingeschätzt. Bei der Bestimmung der Potenziale wird unterschieden nach:

- Lastabwurfpotenzial in Abhängigkeit von der installierten Leistung und den Volllaststunden
- Lastmanagementpotenzial unter Berücksichtigung eventueller Anforderungen an einen Teillastbetrieb

Für das Referenzjahr 2010 ergibt sich ein theoretisches Gesamtpotenzial von ca. 0,5 GW zuschaltbarer Leistung und etwa 4,5 GW abschaltbarer Leistung bei einer maximalen Speicherkapazität von rund 77 GWh.¹¹⁸

4.2.5 Zusammenfassung und Bewertung

Konventionelle Kraftwerke sind im Rahmen ihrer Regelbereiche und je nach aktuellem Arbeitspunkt in der Lage, große Mengen Flexibilität in kurzer Zeit bereitzustellen. Mindest- und Maximallasten sind einzuhalten. Diese variieren nach Kraftwerkstechnologie und Alter der Anlage. Zu beachten ist, dass ein Kraftwerk, das (längere Zeit) nicht in Betrieb ist, eine gewisse Anfahrzeit von zum Teil mehreren Stunden benötigt, bis sich wieder eine stabile Fahrweise einstellt. Sofern sich ein Kraftwerk am Netz befindet, kann es als sicher verfügbar angenommen werden.

Biogasanlagen und Biomassekraftwerke unterscheiden sich nur bedingt von konventionellen Kraftwerken. Durch sie wird heute bereits Flexibilität (z. B. am Strom- oder Regelleistungsmarkt) bereitgestellt.

Durch die sekundschnelle Regelung sind auch für Windenergie- und Photovoltaikanlagen die Anforderungen aller Regellenergiequalitäten hinsichtlich Reaktionszeit und

¹¹⁶ Ein positives DSM-Potenzial ist hierbei definiert als eine temporäre Lastreduktion mit oder ohne nachträgliche Lasterhöhung, ein negatives DSM-Potenzial beschreibt eine temporäre Lasterhöhung (vgl. dena (2010a), S. 421 und S. 524.

¹¹⁷ Das in der Folge ermittelte theoretische Potenzial entspricht weitestgehend dem technisch nutzbaren Potenzial. Dabei muss berücksichtigt werden, dass die Lagerwirtschaft in der Regel auf ein Minimum reduziert wird. Vgl. VDE (2012), S. 114.

¹¹⁸ Vgl. VDE (2012), S. 110.

Leistungsgradient erfüllbar. Allerdings steht die Leistung nur bei entsprechendem Darangebot zur Verfügung. Sofern man eine Leistungszuschaltung (positive Regelleistung) durchführen möchte, muss dauerhaft ein Leistungsband vorgehalten werden. In diesen Fällen wird die Regelleistungsvorhaltung dadurch gewährleistet, dass die kostenlose Primärenergie nicht in elektrische Energie umgewandelt wird und somit verloren geht. Technokratisch ist dieses Vorgehen möglich. In Systemen mit weiterhin vorhandener konventioneller Erzeugung ist ein solches Vorgehen jedoch volkswirtschaftlich nicht effizient.

Speicher können wertvolle Flexibilitätsbeiträge liefern. Die Dauer einer Ein- bzw. Auspeicherung sind jedoch in der Regel begrenzt. Zudem gelten Speicher als vergleichsweise teure Flexibilitätsoptionen.¹¹⁹

Diverse Studien unterstellen zudem der Nachfrage erhebliche Potenziale zur Lastverlagerung bzw. zum Lastverzicht. Umgesetzt wird davon bisher vergleichsweise wenig. Dies liegt einerseits daran, dass Haushalts- und kleinere Gewerbekunden häufig den Verbrauch nicht steuern können (z. B. aufgrund fehlender Infrastruktur wie Smart Metering) oder Anreize zur Lastanpassung (z. B. zeitvariable Tarife statt Abrechnung nach Standardlastprofilen) fehlen.

Ein Teil der Potenziale könnte jedoch in Zukunft gehoben werden, sofern intelligente Zähler oder (Haushalts-)Geräte nachgerüstet werden. Allerdings lassen erste Auswertungen (z. B. im Rahmen der E-energy-Projekte) darauf schließen, dass die Ersparnisse insbesondere für Haushaltskunden gering sein werden. Man kommt zudem zu der Erkenntnis, dass das Interesse der Endverbraucher an einer strompreisgeführten Fahrweise nach einer initialen Motivationsphase mit der Zeit abnimmt.¹²⁰

Industriekunden und größere Gewerbekunden wiederum nehmen bereits heute direkt als Vermarkter oder indirekt über Pools am Regelenergiemarkt teil.¹²¹ Auch die Ergebnisse zur Vermarktung nach Abschaltverordnung zeigen, dass es durchaus Industriepotenziale gibt, bei denen eine Abschaltung wirtschaftlich attraktiv sein kann. Es wird erwartet, dass zukünftig weiterhin Potenziale für die Märkte bereitgestellt werden können. Ob diese die in den Studien genannten Höhen der maximalen technischen Potenziale erreichen, ist allerdings fraglich.

¹¹⁹ Vgl. Drake (2013) und Krzikalla/Achner/Brühl (2013), S. 59ff.

¹²⁰ Vgl. Krzikalla/Achner/Brühl (2013), S. 31f.

¹²¹ Vgl. z. B. die Liste der präqualifizierten Anbieter unter www.regelleistung.net.

4.3 Methodengestützte Untersuchung der Ausgestaltungsmöglichkeiten von Regelleistungsmärkten und -produkten

4.3.1 Abschätzung des zukünftigen Flexibilitäts- und Regelleistungsbedarfs

In diesem Abschnitt soll der zukünftige Bedarf an Flexibilität zunächst anhand der stündlichen und viertelstündlichen Gradienten der Residuallast abgeschätzt werden. Da sich bei dieser aggregierten Betrachtung Einspeiseschwankungen aus Photovoltaik und Wind mit den Schwankungen der Nachfrage überlagern und in einzelnen Stunden eines Jahres bzw. Tages ausgleichen können, erfolgt anschließend eine isolierte Analyse der EE-Einspeisung.

4.3.1.1 Quantifizierung des zukünftigen Bedarfs an Flexibilität

Die Lastverläufe und Einspeisezeitreihen der untersuchten Stützjahre ergeben sich auf Basis der Ganglinien des Jahres 2011 und der Nachfrageprognosen sowie der Jahresenergiemengen der Stromerzeugung aus EE für 2015, 2020 und 2030.¹²²

In Abbildung 32 sind die Dauerlinien der Residuallast bis 2030 dargestellt. Dabei berechnet sich die Residuallast als Differenz aus der stündlichen Gesamtnachfrage und der jeweiligen Einspeisemenge aus Photovoltaik und Wind. Es ist deutlich zu erkennen, dass durch die verstärkte Einspeisung aus EE die durch die konventionellen Kraftwerke zu deckende residuale Nachfrage in den kommenden zwei Dekaden sinken wird und dass bereits 2020 in einzelnen Stunden mit einer negativen Residuallast zu rechnen ist.

¹²² Vgl. BMU (2011), S. 115 sowie ÜNB (2014a).

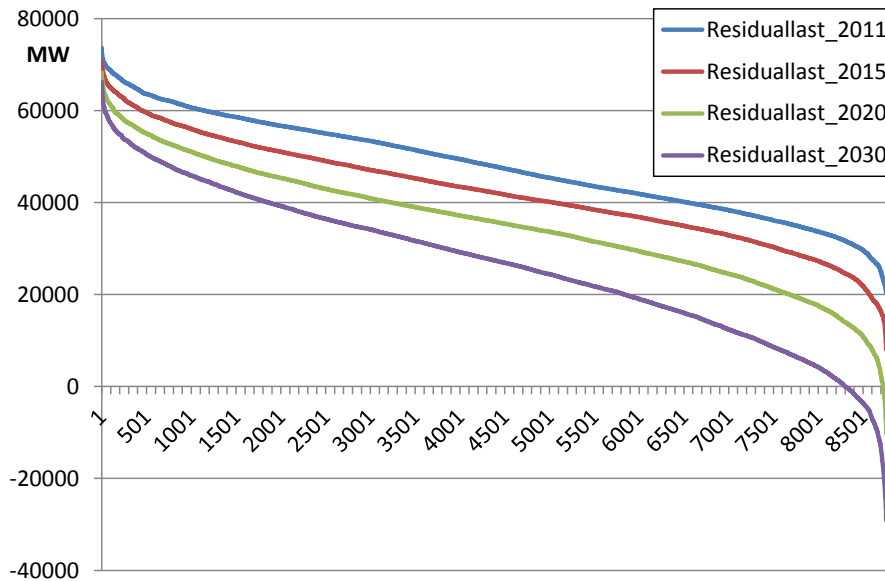


Abbildung 32: Entwicklung der Residuallast bis 2030

In Tabelle 10 wird ersichtlich, dass die Korrelationen zwischen Residuallast und Gesamtlast in den kommenden Jahren abnehmen wird. Gleichzeitig nimmt der Zusammenhang zwischen Residuallast und EE-Einspeisung zu. Ist folglich die Residuallast 2011 noch verstärkt durch die Schwankungen der Gesamtlast geprägt, nimmt vor allem der Einfluss der volatilen Windeinspeisung auf die Residuallast in den Jahren 2020 bzw. 2030 stark zu.

Tabelle 10: Zusammenhang zwischen Residuallast, Gesamtlast und EE-Einspeisung

	2011	2015	2020	2030
Korrelation Residuallast - Last	0,8688	0,6943	0,5081	0,3668
Korrelation Residuallast - Wind	-0,3478	-0,4219	-0,5318	-0,6963
Korrelation Residuallast - PV	0,0819	-0,2115	-0,3564	-0,3304
Korrelation Residuallast - Wind+PV	-0,2531	-0,4748	-0,6736	-0,8099

Maßgeblich für den zukünftigen Flexibilitätsbedarf sind die prognostizierten Schwankungen bzw. die erwarteten Änderungen der Residuallast. Diese berechnen sich in erster Näherung als Mittelwert der Residuallastgradienten der Stunden 1 bis 24 und sind in Abbildung 33 dargestellt. Die Mittelwerte geben den durchschnittlich erwarteten Wert der Lastveränderung an. Dieser ist prognostiziert und sollte durch den Kraftwerkseinsatz in den Kurzfristmärkten (Day-Ahead- und Intraday-Märkte) gedeckt werden. Der typische Verlauf aus Lastanstieg in den Morgen- und Abendstunden sowie den anschließend abfallenden Lastverläufen ist zu erkennen. Während der großen Lastanstiege ist

eine größere Schwankungsbreite als in den relativ stabilen Phasen zu beobachten. Die Quantile geben, als Funktion des vorzugebenden Sicherheitsniveaus, den notwendigen Flexibilitätsbedarf an.

Um demzufolge 99 % der Residuallastschwankungen einer Stunde mit den konventionellen Kraftwerken nachfahren zu können, waren 2011 knapp 11 GW positive und 7 GW negative verfügbare Erzeugungskapazität notwendig. Diese starken Schwankungen sind insbesondere in den Morgenstunden zu beobachten (vgl. Abbildung 33: Jahr 2011). Mit dem Voranschreiten des EE-Ausbaus verändern sich auch die Anforderungen an den Flexibilitätsbedarf. Demnach sind bei einem Absicherungsniveau von 99 % 2030 jeweils rund 12 GW positiver und negativer Kapazität zum Ausgleich der kurzfristigen prognostizierten Schwankungen erforderlich. Hinzu kommt, dass die Streuung um die mittleren Abweichungen aufgrund der volatilen EE-Einspeisung in den einzelnen Stunden stark zunimmt (Standardabweichung: 2011: 2.714 MW; 2020: 4.114 MW).¹²³

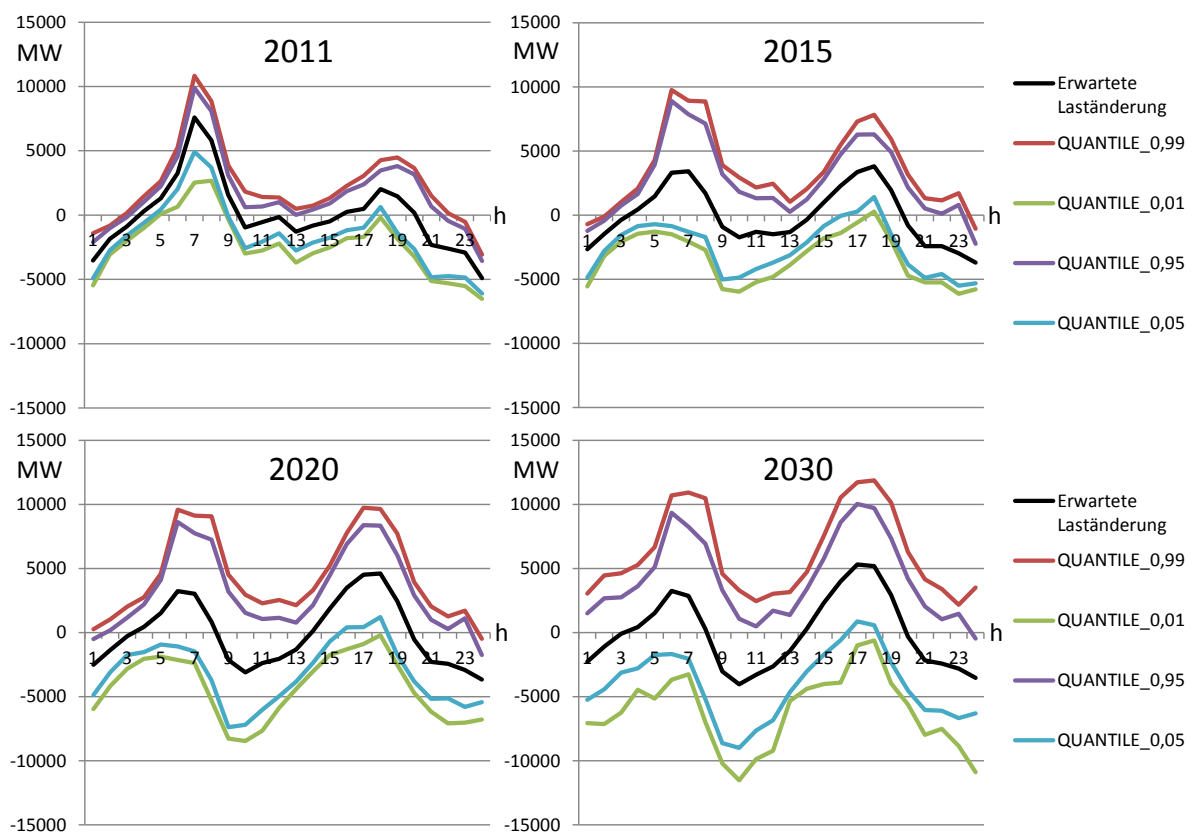


Abbildung 33: Erwartete Laständerung und Quantile der mittleren stündlichen Residuallastgradienten in MW (bereinigt um Wochenend- und Feiertage)

¹²³ Eigene Berechnungen.

Ein ähnliches Bild zeigt sich bei der Analyse der viertelstündlichen Residuallastgradienten (vgl. Abbildung 34). Diese sehr kurzfristigen Schwankungen können allenfalls an den Intraday-Märkten ausgeglichen werden. Während sich die mittleren Gradienten in den Morgenstunden nur geringfügig erhöhen, nehmen vor allem die Laständerungen in den Abendstunden zu, wobei bis 2030 auch ein starker Anstieg der Streuung zu erkennen ist (Standardabweichung: 2011: 815 MW; 2020: 1.265 MW). Um die prognostizierten viertelstündlichen Schwankungen der Residuallast ausgleichen zu können, lag der Flexibilitätsbedarf bei einem Absicherungsniveau von 99 % 2011 noch bei rund 2.750 MW positiver und 1.800 MW negativer Leistungsänderung pro Viertelstunde. Bis 2030 erhöht sich der Flexibilitätsbedarf auf 3.610 MW positiver und 3.565 MW negativer Leistungsänderung.

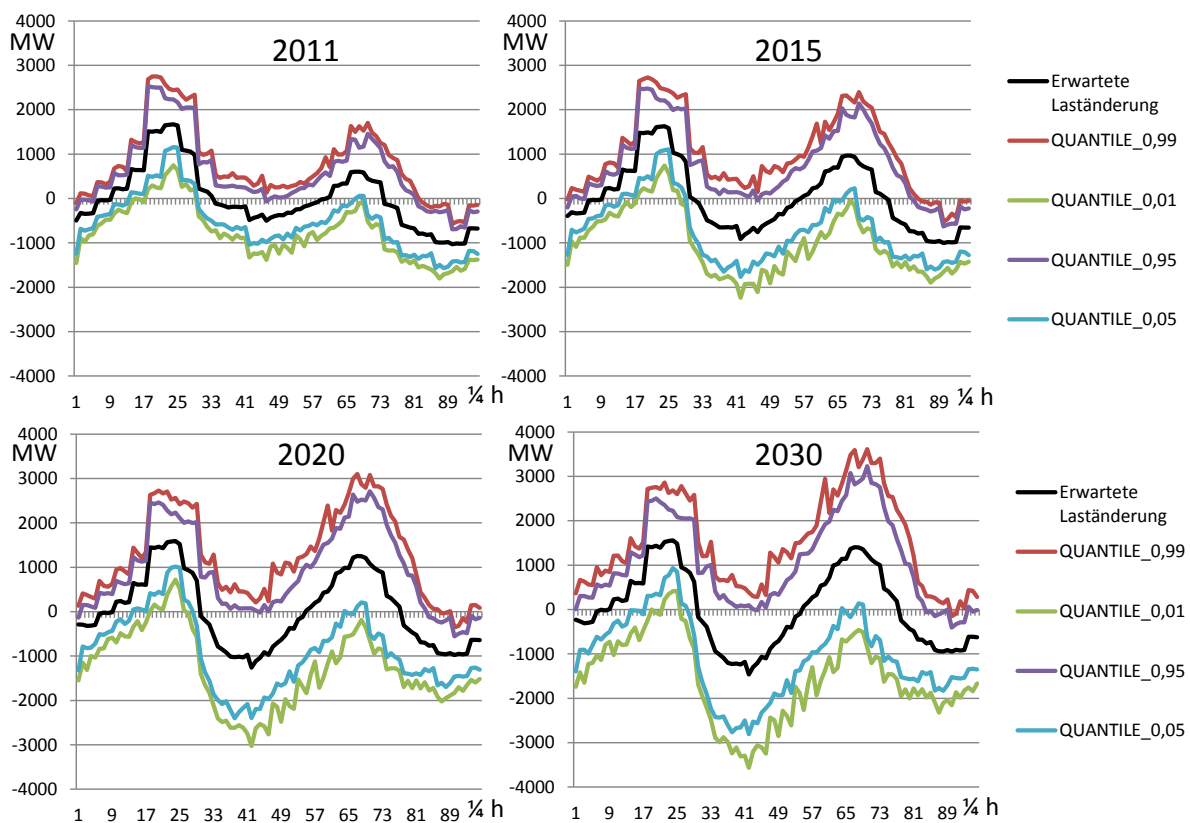


Abbildung 34: Erwartete Laständerung und Quantile der mittleren viertelstündlichen Residuallastgradienten in MW (bereinigt um Wochenend- und Feiertage)

Gleichzeitig gibt die Häufigkeit hoher Residuallastgradienten Aufschluss über die benötigte Flexibilität. Hierbei ist von besonderem Interesse, in wie vielen Stunden eines Jahres hohe Residuallastgradienten mit Schwachlastphasen zusammenfallen. Als Schwachlaststunden werden ausgehend vom Referenzjahr 2011 Stunden mit einer Residuallast kleiner gleich 17.750 MW betrachtet. Dabei wird davon ausgegangen, dass die Grund-

lastkraftwerke (Braunkohle, Wasser, ohne Kernkraft: 35.500 MW) ihre Leistung kurzfristig um bis zu 50 % absenken können. Beobachtet man also eine Stunde mit einer Residuallast kleiner gleich 17.750 MW und einem gleichzeitig hohen negativen Residuallastgradienten, kann dies dazu führen, dass Grundlastkraftwerke, die sich bereits im Teillastbetrieb befinden, ihre Produktion noch weiter absenken bzw. vom Netz genommen werden müssen. Umgekehrt kommt es in Stunden mit einer sehr geringen Residuallast und hohen positiven Gradienten zu der Situation, dass entweder sich im Teillastbetrieb befindliche Grundlastkraftwerke ihre Produktion in kurzer Zeit hochfahren müssen oder aber sich ein Großteil der Grundlastkraftwerke im Stillstand befindet und theoretisch innerhalb einer Stunde angefahren werden müssen. Letzterem stehen Anfahrzeiten bei Braunkohlekraftwerken von rund zwei Stunden bei einem Heißstart bzw. von sechs bis acht Stunden bei einem Kaltstart gegenüber.

In Tabelle 11 ist die Entwicklung der Häufigkeiten von Stunden mit einer Residuallast unter 17.750 MW und hohen positiven bzw. negativen Residuallastgradienten bis 2030 eingetragen. Es wird deutlich, dass heute noch nicht relevante stündliche Gradienten von über 7.500 MW bereits 2020 in einzelnen Stunden des Jahres mit einer schwachen residualen Last zusammenfallen. Dabei fällt auf, dass die Bedeutung von hohen positiven Gradienten überwiegt. Das heißt, dass Grundlastkraftwerke in Zukunft in einer nennenswerten Anzahl von Stunden (2030: 116) um mehr als 7.500 MW aus dem Stillstand oder Teillastbetrieb hochgefahren werden müssen.

Tabelle 11: Anzahl von Stunden mit Schwachlast und gleichzeitig hohen stündlichen Residuallastgradienten

Häufigkeit von stündlichen Residuallastgradienten	2011	2015	2020	2030
größer 3.197 MW	0	14	151	590
Kleiner -3.302 MW	0	2	73	384
größer 5.000 MW	0	5	79	335
kleiner -5.000 MW	0	0	13	161
größer 7.500 MW	0	1	24	116
kleiner -7.500 MW	0	0	3	45

Bei der vorherigen Analyse lag der Fokus auf stündlichen bzw. viertelstündlichen Schwankungen, die bereits heute zum größten Teil über den Handel an Kurzfristmärkten ausgeglichen werden können. Wie bereits erwähnt, vernachlässigt die aggregierte Betrachtung der Residuallastgradienten unterschiedliche Ausgleichsmechanismen bei

Nachfrageschwankungen und bei der Erzeugung aus (dargebotsabhängigen) erneuerbaren Energien. Diese sollen daher im Folgenden technologiespezifisch behandelt werden.

Die **solare Einstrahlung** gemessen durch die (unverschattete) Globalstrahlung ist naturgegeben sehr gleichmäßig und es existieren wenige verstetigende Effekte innerhalb Deutschlands, da der Sonnenstand innerhalb Deutschlands nur wenig voneinander abweicht. Verstetigende Effekte treten allerdings durch die geografische Verteilung bei dem Durchzug von Wolkenfeldern auf und glätten die nationale Einspeisekurve im Vergleich zu einer Einzelanlage deutlich. Abbildung 35 zeigt die nationale Einspeisung aus Photovoltaik am 25. Mai 2012. Durch die Zunahme der Globalstrahlung über den Tag erhöht sich der Einspeisegradient auf ein Maximum von 4.920 MW/h bzw. 1.381 MW/Viertelstunde. An der EpexSpot wird seitens der Vermarkter (ÜNB/Händler) der Stundenmittelwert verkauft (blaue Linie). Demnach werden in den ersten beiden Viertelstunden einer Stunde zu wenig und in den letzten beiden zu viel Energie produziert (vgl. dunkelgrüne Linie). Mit der Einführung des Viertelstundenhandels am 14. Dezember 2011 können diese Differenzen am Intraday-Markt gehandelt und somit ausgeglichen werden (vgl. Abbildung 35).

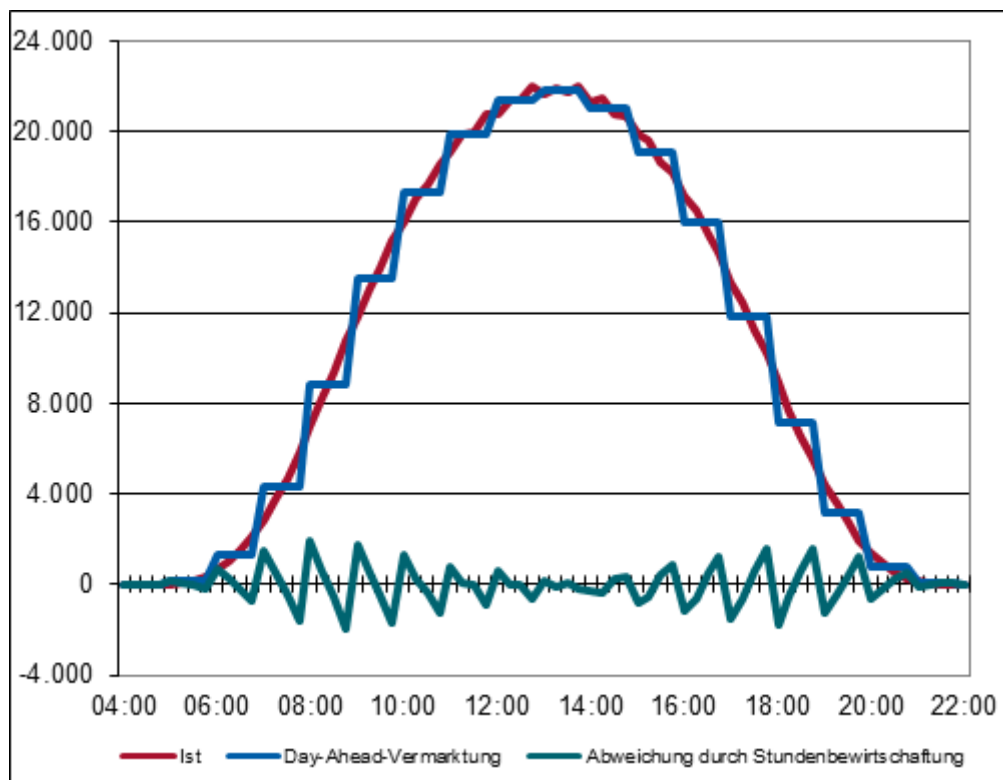


Abbildung 35: Einspeisung von Energie aus Photovoltaik am 25.5.2012¹²⁴

¹²⁴ Eigene Auswertung nach eeg-kwk.net.

Allerdings existiert innerhalb dieser Viertelstunden ebenfalls die Problematik der zuvor beschriebenen Mittelwertbildung. Denn innerhalb einer Viertelstunde können Leistungsänderungen von über 1.300 MW sowohl positiv (vormittags) als auch negativ (nachmittags) auftreten, die trotz idealen Handels von Beginn der Viertelstunde bis zum Ende der Viertelstunde ausgeglichen werden müssen. Dies entspricht einer Leistungsänderung von 260 MW innerhalb von 5 Minuten.

Da die Bilanzkreisverantwortlichen nach Bilanzkreisvertrag verpflichtet sind, ihren Bilanzkreis viertelstundenscharf auszugleichen, hat die Bedeutung des Viertelstundenhandels bereits stark zugenommen.

Die Auswirkungen des kontinuierlichen Leistungsänderungsgradienten der **Photovoltaik** spiegeln sich in den deutlichen Preisunterschieden zwischen den Viertelstunden einer Stunde wider. Die Preisstruktur zeigt eine hohe Korrelation mit der Abweichung durch Stundenbewirtschaftung (vgl. Abbildung 36) der Photovoltaikeinspeisung.

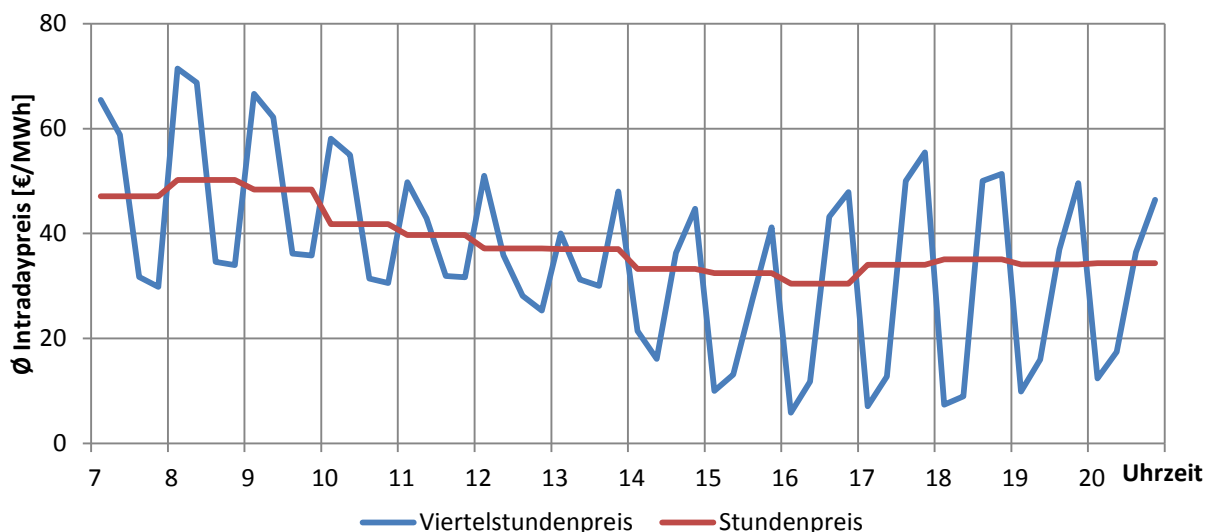


Abbildung 36: Bedeutung des Viertelstundenmarktes – Darstellung der mengengewichteten Viertelstundenpreise gegenüber dem Stundenpreis¹²⁵

Ein Rückblick in die Zeit vor der Einführung des Viertelstundenhandels zeigt deutlich, dass die Einspeisung aus Photovoltaik durch die kontinuierlichen, steilen und naturgegebenen Gradienten Auswirkungen auf den Abruf von Regelleistung hat. Dies wurde mit einer beispielhaften Untersuchung des Betriebssaldos mit dem um den Photovoltaik-Gradienten bereinigten Betriebssaldo gezeigt. Aufgrund der sich überlagernden Effekte ist eine explizite Darstellung und Quantifizierung nicht möglich. Durch das kontinuierliche

¹²⁵ Eigene Auswertung nach EPEX Spot, März 2012.

che Wachstum des Viertelstundenhandels wird die Notwendigkeit der verbesserten Bilanzkreisbewirtschaftung im Vergleich zur vortägigen Stundenbewirtschaftung deutlich. Auch zukünftig wird der Regelleistungsbedarf innerhalb von Viertelstunden durch den weiteren Ausbau der Photovoltaik geprägt. Eine Skalierung des maximalen Viertelstundengradienten von 1.300 MW vom 25. Mai 2012 bei einer installierten Leistung von 27.383 MW (im Mai 2012)¹²⁶ unter Berücksichtigung des erklärten Ziels einer installierten Leistung aus Photovoltaik von 52.000 MW ergibt regelmäßige Viertelstundengradienten von 2.469 MW (822 MW pro 5 Minuten).

Neben den zuvor beschriebenen naturgegebenen Einspeisecharakteristika entstehen prognosebedingte Abweichungen bei der Einspeisung aus Photovoltaikanlagen. Die Prognosegüte ist in den letzten Jahren durch Optimierung der mathematischen Modelle deutlich verbessert worden. Der mittlere Prognosefehler (nRMSE) ist im Zeitraum 2009 bis 2012 im Day-Ahead um über 2 Prozentpunkte und im Intraday um über 3 Prozentpunkte reduziert worden (siehe Tabelle 12).

Tabelle 12: Entwicklung der mittleren Prognosegüte Photovoltaik (nRMSE)¹²⁷

	2009	2010	2011	2012
Day-Ahead	6,69 %	4,82 %	4,90 %	4,21 %
Intraday	6,60 %	4,29 %	3,50 %	3,11 %

Neben den geringen Prognoseabweichungen können bei zwei Wetterlagen nennenswerte Abweichungen auftreten, die die Systemsicherheit ernsthaft gefährden. Die Wettermodelle können Nebelfelder und bleibende Schneebedeckung (anhaltende Kaltwetterlage nach Schneefall) derzeit nicht sicher prognostizieren. Beide Prognoseabweichungen führen zu einer deutlichen Mindereinspeisung und zu einer Aktivierung positiver Reserve. Beide Effekte treten jedoch nicht ad hoc auf, sodass durch eine große Anzahl online aufgeschalteter Anlagen und kontinuierlichen Abgleich von Messung und Prognose die ausbleibende Einspeisung identifiziert und über Intraday-Handelsgeschäfte kompensiert werden kann.

Die Prognosegüte für Windenergie onshore hat sich ebenfalls deutlich verbessert, wobei hier durch mehr Erfahrungswerte aufgrund des früheren starken Zubaus bereits eine höhere Güte vorliegt (siehe Tabelle 13). So ist die Intraday-Prognosegüte noch 1,5 Prozentpunkte besser als derzeit bei Photovoltaik. Dies wird auch durch die Tatsa-

¹²⁶ Vgl. Bundesnetzagentur (2014).

¹²⁷ TenneT (2012).

che unterstützt, dass bei der Windenergie naturgegeben höhere Portfolioeffekte existieren.¹²⁸

Tabelle 13: Entwicklung der mittleren Prognosegüte Windenergie onshore (nRMSE)¹²⁹

	2009	2010	2011	2012
Day-Ahead	4,86 %	3,93 %	3,69 %	3,53 %
Intraday	3,67 %	2,48 %	2,08 %	1,81 %

Zukünftig wird die Windenergie offshore ebenfalls relevant für den Prognosefehler der erneuerbaren Energien sein. Mit einem erklärten Ausbauziel von 6,5 GW bis 2020 und einer hohen Leistungsdichte in den einzelnen Offshore-Clustern wird von Experten eine schlechtere Prognosegüte als bei Windenergie onshore erwartet.¹³⁰ Besondere Herausforderung werden die steilen Leistungsgradienten bei Windfronten und etwaige Sturmabschaltungen sein. Für eine analysengestützte Bewertung fehlen noch mehrjährige Daten verschiedener Windpark-Cluster.

4.3.1.2 Prognoseabweichungen und untertägiger Anpassungsbedarf

Im vorherigen Abschnitt wurde bereits auf den Zusammenhang von Prognoseabweichungen und Kurzfrist- bzw. Regelleistungsmärkte eingegangen. Dabei wurde zwischen Day-Ahead- und Intraday-Prognosen unterschieden. Um den zukünftigen untertägigen Anpassungsbedarf, verursacht durch Prognosefehler, genauer quantifizieren zu können, wird in diesem Abschnitt zunächst ein Überblick über das verwendete Verfahren zur Ermittlung des Reservebedarfs gegeben.

Anschließend wird auf Basis von Prognose- und Ist-Zeitreihen für Last, Wind- und Photovoltaikeinspeisung sowie Informationen über ungeplante Kraftwerksausfälle eine Abschätzung des zukünftigen untertägigen Anpassungsbedarfs (Day-Ahead) bzw. Reservebedarfs (1h-Ahead) berechnet.

Zur Ermittlung des Reservebedarfs bieten sich unterschiedliche Verfahren an. Neben statistischen und deterministischen Methoden haben sich vor allem probabilistische Verfahren durchgesetzt. Letztere sehen eine Überführung der jeweiligen Wahrscheinlichkeitsdichteverteilungen der Prognosefehler und Abweichungen durch eine Faltung in eine gemeinsame Fehlerverteilung vor. Nach Wahl eines Sicherheitsniveaus bzw. einer nicht tolerierten Wahrscheinlichkeit von Abweichungen (Überschuss- und Defizit-

¹²⁸ Vgl. Mono/Glasstetter (2012).

¹²⁹ TenneT (2012).

¹³⁰ Diverse Gespräche mit Meteorologen von Windleistungsprognoseanbietern 2012 und 2013.

wahrscheinlichkeit) von beispielsweise 99 % lassen sich dann die benötigten positiven und negativen Reservekapazitäten als 1-%- bzw. 99-%-Quantil der gemeinsamen Wahrscheinlichkeitsverteilung berechnen (vgl. hierzu Abbildung 37). Diese Methode wird von den deutschen ÜNB zur Dimensionierung des Reservebedarfs eingesetzt.¹³¹

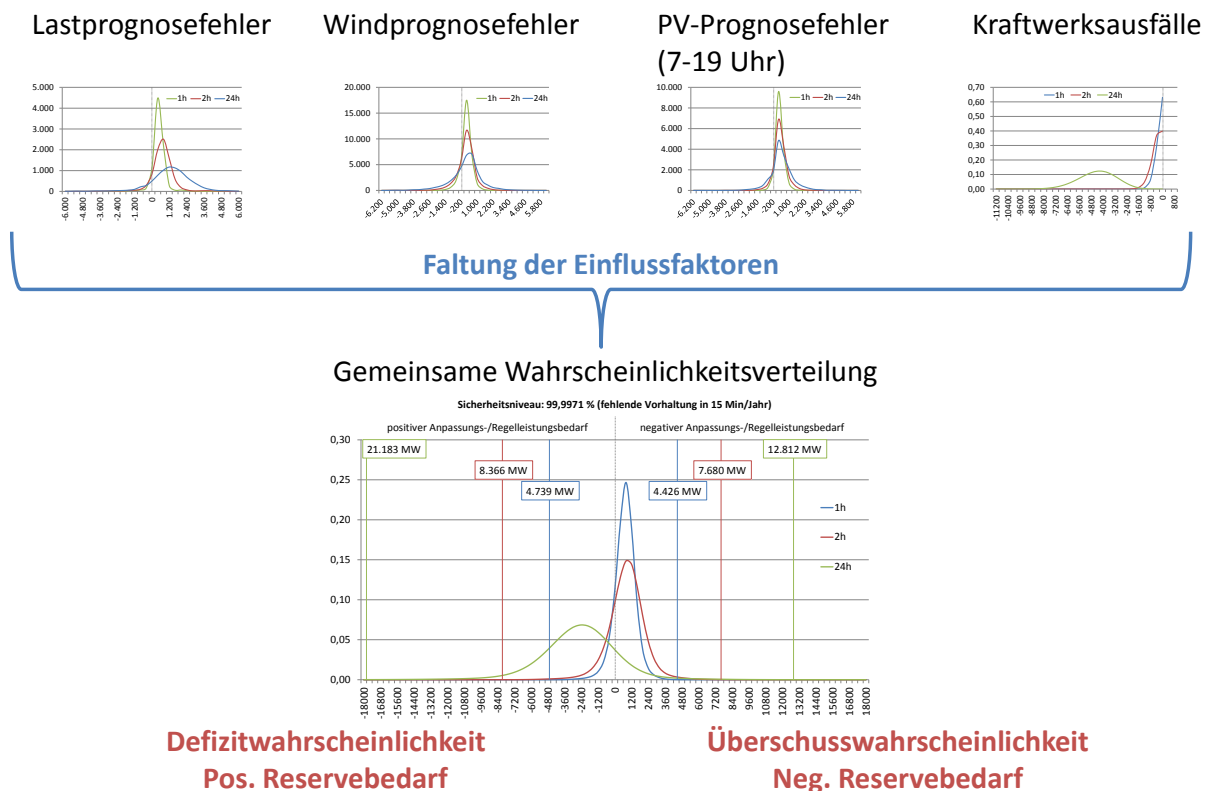


Abbildung 37: Schematische Darstellung der Ermittlung des Reservebedarfs

Als Einflussfaktoren gehen neben ungeplanten Kraftwerksausfällen und Lastprognosefehlern Prognosefehler der Wind- und Photovoltaikeinspeisung¹³² ein.

Bei der Bestimmung der Wahrscheinlichkeitsverteilung ungeplanter Kraftwerksausfälle werden der deutsche Kraftwerkspark gemäß der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur sowie die Ausfallkenngrößen laut Tabelle 14 zugrunde gelegt.

¹³¹ In neueren Entwicklungen werden dynamische bzw. adaptive Ansätze vorgeschlagen, die eine kurzfristigere Berechnung und Einbeziehung des erwarteten Nachfrage- und EE-Einspeiseniveaus vorsehen (vgl. Holttinen (2012) und dena (2014)).

¹³² Aufgrund des steigenden Einflusses der Photovoltaikeinspeisung auf die Volatilität des Gesamtsystems (vgl. Abschnitt 4.3.1.1) soll Photovoltaik explizit und nicht wie bisher im Rahmen der Reservebemessung implizit über den Einfluss auf den Regelzonen-Prognosefehler (Lastprognosefehler bereinigt um Prognosefehler durch dargebotsabhängige EE) berücksichtigt werden.

Tabelle 14: Ausfallhäufigkeit von Kraftwerken¹³³

	Häufigkeit Totalausfall in 1/a	Häufigkeit Teilausfall in 1/a	Rel. Leistungsein- schränkung bei Teilausfall in %
Kernenergie	1.1	1.2	27
Steinkohle	6.6	4.2	32
Braunkohle	4.5	1.7	37
Mineralölprodukte	3.9	1.1	50
GuD	12.1	7.3	32
Gasturbinen	2.5	0.3	50

Die Wahrscheinlichkeitsverteilung der Lastprognosefehler ergibt sich auf Basis von 8.760 stündlichen Werten von Lastprognosen und tatsächlicher Ist-Nachfrage für das Jahr 2011.¹³⁴ Die Wahrscheinlichkeitsverteilungen der Wind- und PV-Prognosefehler basieren auf jeweils 35.040 Werten von Prognosen und Ist-Einspeisung ebenfalls für das Jahr 2011.¹³⁵

Abbildung 38 stellt das Ergebnis der Faltung der einzelnen Wahrscheinlichkeitsverteilungen dar. Dabei wird zwischen drei Prognosehorizonten unterschieden: 24-h-Prognoseabweichungen – grün, 2-h-Prognoseabweichungen – rot, 1-h-Prognoseabweichungen – blau. Letztere werden als Indikator für den Reservebedarf bzw. die vorzuhaltende SRL und MRL herangezogen.¹³⁶

Bei einer Zielgröße eines Sicherheitsniveaus von 99,9971 % bzw. einer fehlenden Reservevorhaltung in 15 Minuten eines Jahres ergibt sich für 2011 ein positiver Reservebedarf von 4.739 MW. Zum Ausgleich von Leistungsüberschüssen muss eine negative Reserve von 4.426 MW vorgehalten werden.

¹³³ Vgl. Consentec (2008).

¹³⁴ Vgl. Entso-E (2014).

¹³⁵ Vgl. ÜNB (2014a).

¹³⁶ Bei der Ermittlung der Gesamtreserve (Summe aus SRL und MRL) wird außer Acht gelassen, dass SRL und MRL nicht vollständig substituierbar sind und dass trotz ausreichender Gesamtreserve aufgrund nicht zeitgerechter Verfügbarkeit von SRL ein Leistungsdefizit entstehen kann (vgl. Consentec (2008), S. 27).

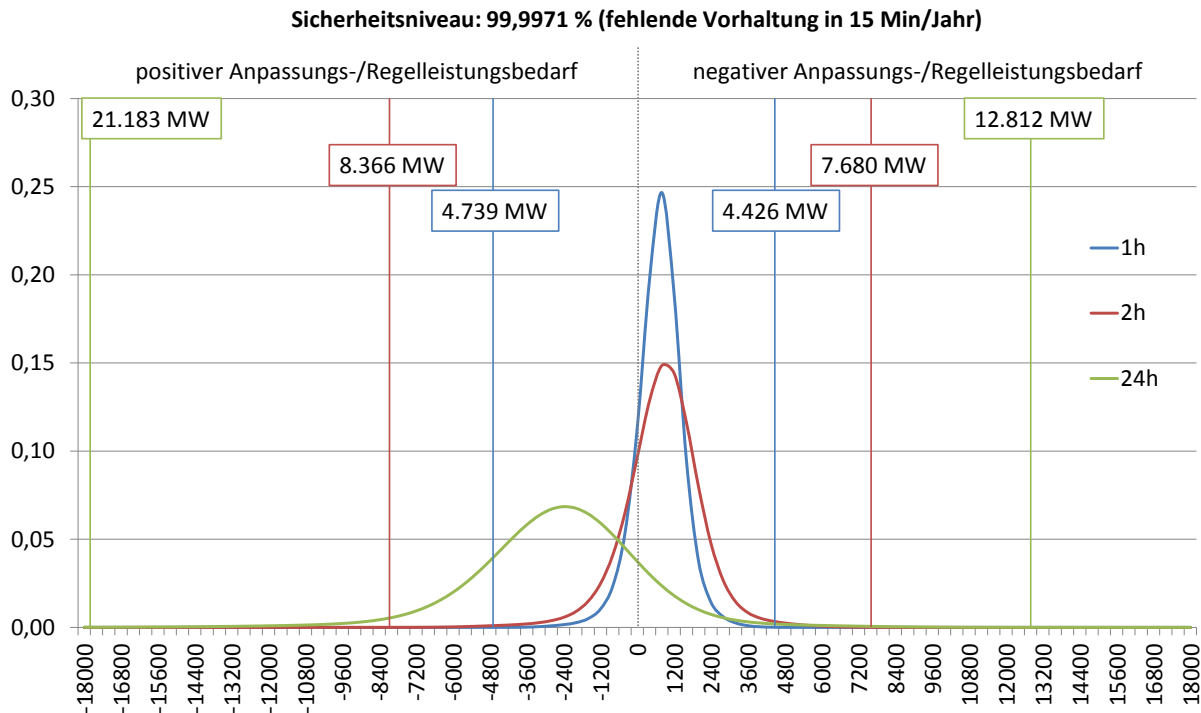


Abbildung 38: Ermittlung des positiven und negativen Reservebedarfs für das Jahr 2011

Zur Ermittlung des zukünftigen Reservebedarfs wurden die Prognose- und Ist-Zeitreihen der Last, Wind- und PV-Einspeisung auf Basis der zukünftigen Jahresnachfrage bzw. der installierten Wind- und PV-Leistung 2020 skaliert und die zugehörigen Wahrscheinlichkeitsverteilungen der Prognosefehler ermittelt. Bei den Prognosen der Wind- und PV-Einspeisung wurde hierbei eine Verbesserung der Prognosegüte um 43 % unterstellt.¹³⁷ Die Wahrscheinlichkeiten eines Kraftwerksausfalls und der Lastprognosefehler wurden als unverändert angenommen.

Somit ergeben sich für die einzelnen Prognosehorizonte nach Faltung der Einflussfaktoren die in Abbildung 39 dargestellten gemeinsamen Wahrscheinlichkeitsverteilungen. Bei einem Sicherheitsniveau von 99,9971 % liegt der positive Reservebedarf bei 7.538 MW. Zum Ausgleich von Leistungsüberschüssen muss eine negative Reserve von 5.699 MW vorgehalten werden. Hierbei ist zu bedenken, dass neben den Einflussgrößen auch die Wahl des Sicherheitsniveaus einen großen Einfluss auf die vorzuhaltende Reserveleistung hat.

¹³⁷ Vgl. dena (2010a).

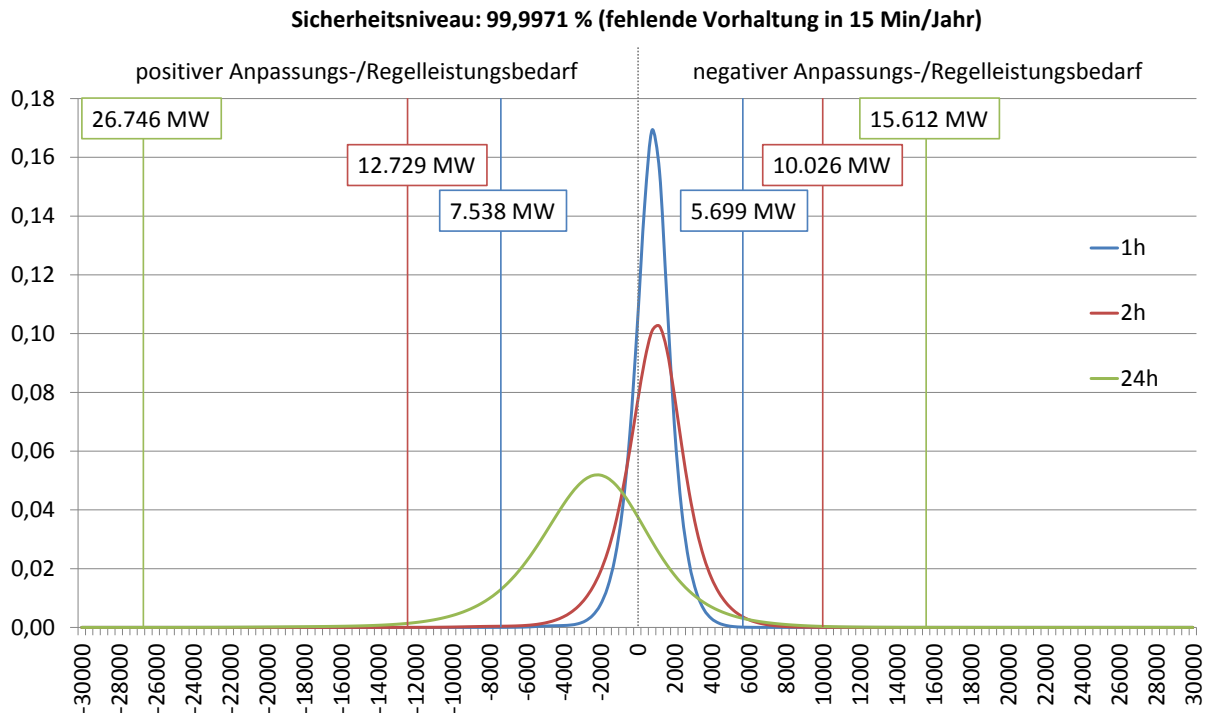


Abbildung 39: Ermittlung des positiven und negativen Reservebedarfs für das Jahr 2020

Regelleistungseinsätze ergeben sich auch aus anderen Gründen. Es wurde bereits ausgeführt, dass, wenn Prognose und Ist-Einspeisung übereinstimmen, die zuvor an der Börse vermarktete Leistung pro Stunde der durchschnittlichen Ist-Leistung entspricht. Ein Bezug von Ausgleichsenergie für Fahrplanabweichungen ist in diesem Fall aufgrund der Viertelstundenbilanzierung nicht notwendig. Allerdings sind selbst bei einem innerhalb einer Viertelstunde ausgeglichenen Bilanzkreis Einsätze von Regelleistung erforderlich, da die Ein- und Ausspeisung jederzeit gleich sein muss (vgl. Abschnitt 4.3.1.1).

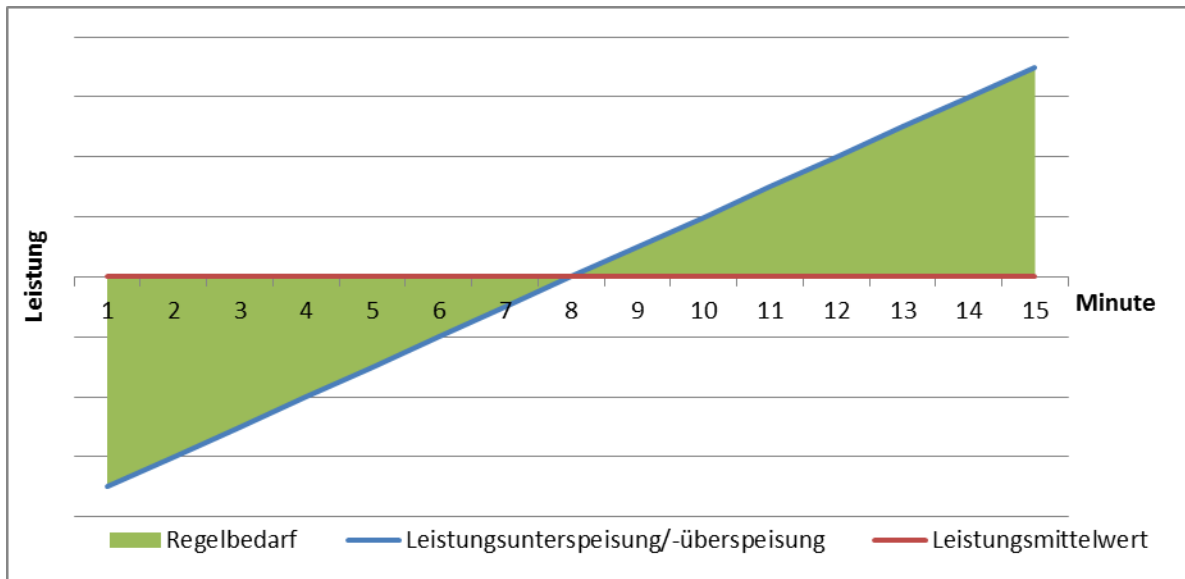


Abbildung 40: Möglicher erforderlicher Einsatz von Regelleistung trotz ausgeglichenem Bilanzierungsintervall durch Viertelstundenintervall

Abbildung 40 zeigt einen stilisierten Leistungsverlauf innerhalb eines Viertelstundenbilanzierungsintervalls eines Bilanzkreises. Hierbei ist die Leistungsbilanz im Mittel ausgeglichen (rote Linie). Aufgrund eines kontinuierlichen Gradienten (z. B. Last, PV-Einspeiseprofil) innerhalb dieser Viertelstunde (blaue Linie) ist die Ein- bzw. Ausspeisung isoliert betrachtet nicht jederzeit gleich, wodurch innerhalb der Viertelstunde in veränderter Höhe und Richtung Regelleistungsbedarf (grüne Fläche) entsteht.

Die Verbesserung der Prognosegüte konnte den häufig postulierten Anstieg des Bedarfs der Regelleistung in der Vergangenheit zunächst kompensieren. Für den zukünftigen Regelleistungsbedarf und -einsatz werden die weiteren Zubauraten und Prognoseverbesserungen von entscheidender Bedeutung sein.

Die vorherige Abschätzung des RL-Bedarfs kann daher nur als Anhaltspunkt für die Dimensionierung von Reservekapazitäten gesehen werden.

4.3.2 Mikroökonomische und numerische Analysen der Auswirkungen neuer Produktdefinitionen

Ein wichtiges Element des Marktdesigns von Regelleistungsmärkten ist die Produktspezifikation. Daher müssen verschiedene Ausgestaltungsformen von Regelleistungserzeugnissen mit Hilfe mikroökonomischer und numerischer Analysen hinsichtlich ihrer Auswirkungen auf Preise und Anreizsituation der Anbieter sowie die Produktion erneuerbarer Energien untersucht werden, um potenzielle positive und negative Auswirkungen zu identifizieren.

Folglich werden in diesem Abschnitt die Auswirkungen verschiedener Produktzeitscheiben auf den Spot- und Regelleistungspreis sowie die Systemkosten im europäischen Kontext untersucht. Zudem wird der Einfluss der Bereitstellung der Reserve durch Portfolien in Deutschland betrachtet. Da die Minutenreserve durch Marktakteure wie EEG-Anlagen, Notstromaggregate und Industriebetriebe nicht fundamental abzubilden ist, liegt das Hauptaugenmerk der Analyse auf der Primär- und Sekundärregelung. Insbesondere wird die positive Reserve betrachtet, da sich für die negative Reserve durch hohe Flexibilitäten der in Betrieb befindlichen Kraftwerke und der EE in einem Fundamentalmodell ein Preis von null einstellt, der jedoch am Markt aktuell nicht quotiert wird. Somit haben diese Analysen wenig Aussagekraft. Während die Analyse bedarfsgerechter Bereitstellung von Regelleistung in Kapitel 4.4 den Bedarf an Reserve in den Vordergrund stellt, liegt der Fokus in diesem Abschnitt auf der Angebotsseite.

Die Bedeutung der Länge der Produktzeitscheiben auf dem Regelleistungsmarkt wird von Just und Weber¹³⁸ herausgestellt und in einem weiterführenden Paper von Just¹³⁹ tiefergehend analysiert. Die grundsätzliche Überlegung ist, dass Spot- und Regelleistungspreis durch das Optimierungsverhalten der Kraftwerksbetreiber bestimmt werden, da zur Verfügung stehende Kapazitäten entweder im Spot- oder im Regelleistungsmarkt geboten werden können, nicht aber gleichzeitig in beiden Märkten. Das heißt, es entstehen unter Umständen Opportunitätskosten, wenn ein Kraftwerksbetreiber in den Regelleistungsmarkt bietet. Genauere Betrachtungen ergeben, dass einem im Spotmarkt inframarginalen Kraftwerk Erlöse entgehen und einem extramarginalen Kraftwerk Kosten durch den Verkauf im Spotmarkt unter Grenzkosten entstehen. Letztere Kosten fallen jedoch nur an, wenn Regelleistung von Kraftwerken im laufenden Betrieb bereitgestellt werden muss, und stellen sogenannte „Must-Run“-Kosten dar. Allein das Grenzkraftwerk im Spotmarkt weist keine Opportunitätskosten auf und ist somit a priori das kosteneffizienteste Kraftwerk, um die Reservevorhaltung zu erfüllen. Der Regelleistungspreis des Grenzkraftwerks ist folglich theoretisch gleich null. Bei längeren Produktzeitscheiben wechselt jedoch 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, da jeweils ein effizienter Dispatch realisiert werden kann.

Aufgrund der Interdependenzen zwischen den beiden Märkten hat die Optimierung des Regelleistungsmarktes auch Auswirkungen auf den Spotmarkt. Dadurch, dass bei kürzeren Produktzeitscheiben die Kraftwerke nahe dem Grenzkraftwerk für den Regelleistungsmarkt herangezogen werden, stehen effektiv mehr inframarginale Kraftwerke für

¹³⁸ Vgl. Just/Weber (2008).

¹³⁹ Vgl. Just (2011).

den Spotmarkt zur Verfügung.¹⁴⁰ Das heißt, dass eine simultane Optimierung der beiden Märkte stattfindet und durch kürzere Zeitscheiben für Regelleistungsprodukte auch der Spotpreis in der Regel gesenkt wird.

Diese Zusammenhänge lassen sich auch analytisch im Kontext des sogenannten Merit-Order-Modells untersuchen. Daraus ergibt sich ein besseres Verständnis der beiden Märkte und der wesentlichen Faktoren, die die Preisbildung beeinflussen. Dazu wird ein um Reserverestriktionen erweitertes Merit-Order-Modell betrachtet. Um das Modell überschaubar zu halten und wesentliche Zusammenhänge herauszuarbeiten, werden gegenüber der Realität einige vereinfachende Annahmen getroffen. Dementsprechend wird zunächst auf zwei Kraftwerksklassen fokussiert, deren Betreiber zu einem Zeitpunkt die Wahl haben, ihre Kapazitäten entweder auf dem Spot- oder auf dem positiven Sekundärregelleistungsmarkt anzubieten. Durch die Betrachtung nur eines Zeitpunkts wird im Spotmarkt nicht zwischen Arbeit und Leistung unterschieden. Weiterhin gibt es zunächst keinen Abruf von Regelarbeit sowie keine Mindestlast, die erfüllt werden müsste. Schließlich wird von einem exogenen Kraftwerkspark ausgegangen, sodass das Merit-Order-Modell die Frage beantwortet, wie die vorhandenen Kapazitäten der beiden Kraftwerke kostenminimierend auf Spot- und Regelleistung aufzuteilen sind. Eine detaillierte Beschreibung des Modells und eine Interpretation der Ergebnisse sind im Anhang zu finden (Anhang 8.1.2).

Die wichtigsten Erkenntnisse bzgl. positiver Sekundärregelleistung sind:

- Der Regelleistungspreis wird bei funktionierendem Markt auf null reduziert, solange das Grenzkraftwerk bzw. die Grenzkraftwerksklasse ausreichende Bereitstellungskapazitäten aufweist. Nur wenn Regelleistung (aus dem Grenzkraftwerk) knapp wird, ergibt sich ein positiver Leistungspreis.
- Es gibt keinen monotonen Zusammenhang zwischen der Höhe des Spotpreises und der Höhe des Regelleistungspreises. Vielmehr ist die Höhe des Regelleistungspreises abhängig von den jeweils relevanten Stufen der Merit-Order-Kurve (bzw. dem Gradienten in einer verstetigten Version). Dies bestätigen empirische Erkenntnisse.
- Auch bei einem positiven Leistungspreis erwirtschaftet das Grenzkraftwerk keinen Deckungsbeitrag, wenn es nicht voll ausgelastet ist, sondern in Summe gerade seine Grenzkosten. Folglich liegt der Strompreis in einem perfekten, arbitragefreien Regelleistungsmarkt mit Must-Run-Bedingung für Regelleistung unter den variablen Kosten des Grenzkraftwerks. Lediglich in Summe mit dem Leistungspreis verdient das Grenzkraftwerk seine variablen Kosten.

¹⁴⁰ Dies lässt sich auf die Konvexität der Grenzkostenkurve zurückführen.

Der niedrige Regelleistungspreis, den das theoretische Modell erwarten lässt, findet sich in Deutschland in der Realität nicht wieder.¹⁴¹ Eine zentrale Prämisse der analytischen Modellierung ist die Annahme, dass die Regelleistung spezifisch für die jeweilige Stunde angeboten wird, während in der Realität für die Primär- und Sekundärregelleistung Wochenprodukte und für die Minutenreserve 4-Stunden-Blöcke spezifiziert sind. Um den Einfluss der Produktspezifikation zu testen, werden vier verschiedene Produktspezifikationen im Joint Market Model¹⁴² (JMM) numerisch umgesetzt. Das JMM ist ein detailliertes Kraftwerkseinsatz-Planungsmodell, das den europäischen Elektrizitätsmarkt abbildet. Eine rollierende Planung mit stündlicher Auflösung ist implementiert. Der Spotmarkt (Day-Ahead und Intraday) sowie der Regelleistungsmarkt werden modelliert, wobei bei der Reserve im gesamten System zwischen Spinning und Non-Spinning unterschieden wird.¹⁴³ Die Spinning-Reserve entspricht der deutschen Primär- und Sekundärregelleistung, die Non-Spinning-Reserve der Minutenreserve. Zur Vereinfachung wird ausschließlich die Vorhaltung von Regelleistung abgebildet, nicht jedoch der Abruf von Regelenergie.

Zur Analyse werden vier verschiedene Fälle ausgeprägt, die sich erstens in der Länge der Produktzeitscheiben der Spinning-Reserve (positiv wie negativ) und zweitens durch die Bedienung der Reservevorhaltung entweder von Kraftwerksgruppen oder von Portfolien zusammengesetzt aus mehreren Kraftwerksgruppen unterscheiden. In Fall 1 und 2 muss eine Kraftwerksgruppe die Bereitstellung der Regelleistung erfüllen, während in Fall 3 und 4 ein ganzes Portfolio von Kraftwerksgruppen herangezogen werden kann.¹⁴⁴ Letzteres gilt allerdings nur für Deutschland, nicht aber für die restlichen modellierten Länder. Durch die höhere Flexibilität der Portfolien wird erwartet, dass Preise und Systemkosten in Fall 3 und 4 geringer ausfallen.

In Fall 1 wird eine europaweite Vorhaltungsdauer von nur einer Stunde vorgegeben, während in Fall 2 ein täglicher Produktzeitraum für ganz Europa festgelegt wird. Dies ist das einzige Unterscheidungsmerkmal, da in beiden Fällen Kraftwerksgruppen für die Reservebereitstellung zuständig sind. Da somit eine simultane Umstellung der Produktzeitscheiben in allen modellierten Ländern angenommen wird, handelt es sich in diesem Fall um eine Extremwertbetrachtung. Tabelle 15 fasst die wichtigsten Ergebnisse für Deutschland (Preise) und Europa (Gesamtsystemkostendifferenz) für das Jahr 2012 zusammen.¹⁴⁵ Wie aus der Theorie erwartet, steigen die Durchschnittspreise in beiden

¹⁴¹ Vgl. ÜNB (2014b).

¹⁴² Eine detaillierte Beschreibung des Modells findet sich in Meibom et al. (2006).

¹⁴³ Nach skandinavischem Vorbild.

¹⁴⁴ Wie auch in der Realität zu beobachten ist.

¹⁴⁵ Die Preise für die negative Regelleistung sind hier nicht aufgeführt, da diese für beide Fälle einen Durchschnitt von null aufweisen und daher wenig Aussagekraft besitzen.

Märkten mit einer längeren Produktzeitscheibe. Der positive Regelleistungspreis für die Spinning-Reserve erhöht sich um 4,77 €/MW/h auf 5,75 €/MW/h, während der Spotpreis um 0,06 €/MWh auf 45,43 €/MWh steigt. Auch ist der durchschnittliche Regelleistungspreis im Falle von Stundenprodukten (Fall 1) mit einem Preis von null in 3.331 Stunden sehr gering. Dies spiegelt die Erkenntnisse des analytischen Modells wider. Durch die Umstellung des Produktzeitraums von täglich auf stündlich und die daraus resultierenden niedrigeren Preise ergeben sich nach den Berechnungen Gesamtsystemkosteneinsparungen von 39 Millionen Euro pro Jahr.

Tabelle 15: Preis der positiven Spinning-Reserve und Spotpreis in Deutschland (Jahresdurchschnitt 2012) und Gesamtsystemkostendifferenz 2012

Fallnummer	1	2	3	4
Produktdefinition Regelleistung	Stündlich	Täglich	Täglich (Portfolio)	Peak/Off-Peak (Portfolio)
Pos. Regelleistungspreis (€/MW/h)	0,98	5,75	3,70	3,75
Spotpreis (€/MWh)	45,37	45,43	45,45	45,45
Gesamtsystemkostendifferenz ¹⁴⁶ (Mio. €)	-	+39	+17	+13

Beim Vergleich von Fall 2 und 3 sind die Auswirkungen der Regelleistungsvorhaltung durch Portfolien in Deutschland zu beobachten, da beide Fälle einen täglichen Produktzeitraum vorgeben. Wie erwartet sinken der positive Regelleistungspreis und die Systemkosten durch die höhere Flexibilität der Portfolien. Der Preis der Spinning-Reserve fällt um 2,05 €/MW/h auf 3,70 €/MW/h. Die europaweiten Systemkosteneinsparungen belaufen sich auf 22 Millionen Euro pro Jahr. Der Spotpreis bleibt nahezu konstant.

Abschließend sind Fall 3 und 4 zu vergleichen. In beiden Fällen wird die Bereitstellung von Reserve in Deutschland durch Portfolien getätigt, die Unterscheidung liegt allein in der Länge der Produktzeitscheiben. In Fall 3 wird ein täglicher Produktzeitraum vorgegeben, während in Fall 4 noch einmal zusätzlich zwischen Peak und Off-Peak innerhalb des Tages differenziert wird. Unerwartet ist der Anstieg des positiven Regelleistungspreises mit einer kürzeren Produktzeitscheibe um 0,05 €/MW/h auf 3,75 €/MW/h. Dies kann durch eine veränderte Regelleistungsvorhaltung im Ausland erklärt werden. Der Spotpreis bleibt konstant bei 45,45 €/MWh. Die erwartete Systemkosteneinsparung fällt mit 4 Millionen Euro pro Jahr für Europa relativ gering aus. Jedoch ist hier zu wiederholen, dass die Möglichkeit, die Reservevorhaltung durch Portfolien abzudecken, im Modell

¹⁴⁶ Bei der Bildung der Differenz dient Fall 1 als Referenzfall. Die Gesamtsystemkostendifferenz (europaweit) wird angegeben, um Konsistenz zwischen den Fällen zu wahren. Bei der Betrachtung einzelner Länder sind Verlagerungen in das Ausland möglich.

nur für Deutschland implementiert ist und auch die Verkürzung der Produktzeitscheiben von täglich (Fall 3) auf Peak und Off-Peak (Fall 4) nur für Deutschland abgebildet wird. Daher kann diese Kosteneinsparung auch als eine Einsparung für Deutschland gewertet werden.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass kürzere Vorhaltdauern von Regelleistungsprodukten zu einem effizienteren Dispatch auf dem Regelleistungs- sowie Spotmarkt führen und dadurch der jeweilige Preis sinkt, was wiederum in Systemkosteneinsparungen resultiert. Diese Überlegungen werden von analytischen Modellen und numerischen Berechnungen in den meisten Fällen bestätigt.

4.4 Weiterentwicklung des aktuellen Regelleistungsmarktdesigns

Bei einer Analyse der historisch ausgeschriebenen Reservebedarfe fällt auf, dass die vorgehaltene Regelleistung unabhängig von der Uhrzeit und dem Wochentag konstant ist. Da jedoch zu erwarten ist, dass der Reservebedarf vor allem in den Nebenzeiten (20 bis 8 Uhr) u. a. durch den wegfallenden Einfluss der fluktuierenden Photovoltaikeinspeisung in den Nachtstunden sowie geringerer Nachfrageschwankungen an Wochenenden und Feiertagen geringer sein dürfte, wird das in Abschnitt 4.3.1.2 angewandte probabilistische Verfahren zur Reservebemessung weiterentwickelt. Dabei erfolgt zur Quantifizierung des beschriebenen Effekts für das Jahr 2013 eine Unterscheidung zwischen Haupt- und Nebenzeit (als Analogon zur Sekundärreserve) sowie in einem weiteren Schritt eine Differenzierung in 4-Stunden-Blöcke analog zur heutigen Minutenreserve. Daraus resultiert ein situativ begründeter, von der Tageszeit abhängiger Reservebedarf. Dies führt sowohl bei positiver als auch bei negativer Regelreserve dazu, dass in den Nebenzeiten deutlich weniger Leistung vorgehalten wird, wohingegen in den Hauptzeiten die vorzuhaltende Leistung geringfügig ansteigt (vgl. Abbildung 41). Die Einsparungen belaufen sich auf durchschnittlich 362 MW positive und 450 MW negative Regelreserve.

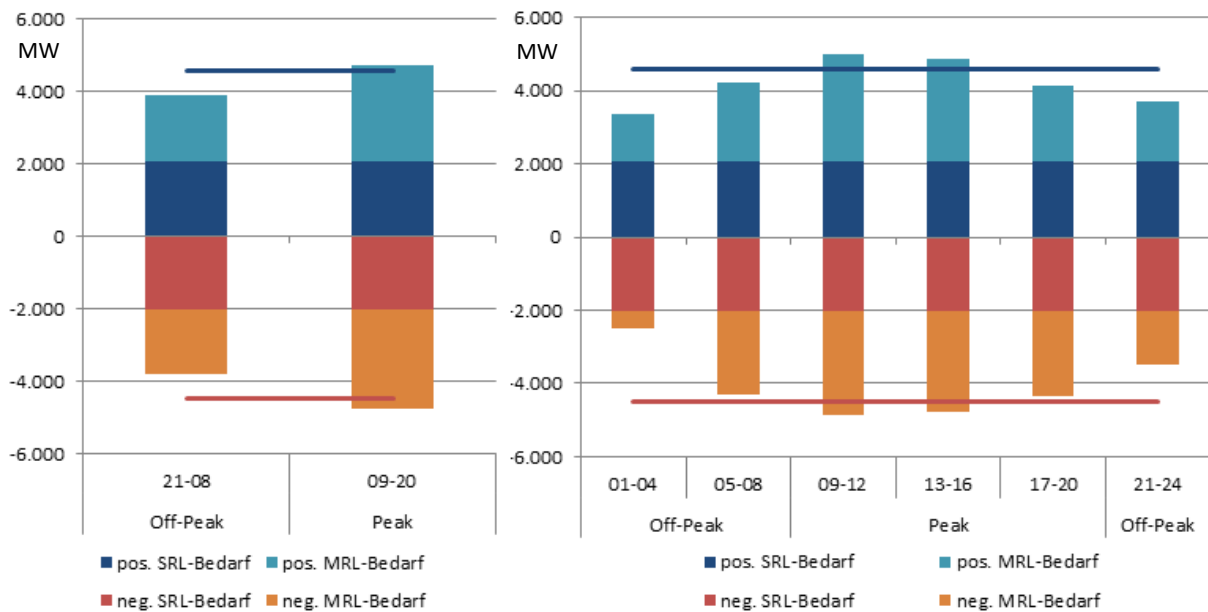


Abbildung 41: Situativer Reservebedarf 2013

Eine zentrale Erkenntnis ist zunächst der zeitlich differenzierte Bedarf an Regelleistungsvorhaltung. Dabei wird ein geringerer Gesamtreservebedarf in den Nebenzeiten insbesondere in den Stundenblöcken 1–4 sowie 21–24 ermittelt. Die optimierte probabilistische Reservebemessung wirkt sich im Wesentlichen auf die Minutenreserve mit einer Reduzierung der negativen MRL um bis zu 2.017 MW und der positiven MRL um bis zu 1.219 MW aus (vgl. Tabelle 16). In Spitzenlaststunden hingegen erhöht sich der Reservebedarf. Wie bereits erwähnt, wird der Minutenreservebedarf im Wesentlichen durch Wind-, PV- und Lastprognosefehler getrieben, da die deutlichen untertägigen Schwankungen oft schlecht einzuschätzen sind.

Tabelle 16: Veränderter MRL-Bedarf in MW durch situative Reservebemessung 2013

MRL	Referenz	Off-Peak		Peak				Off-Peak	
		Off-Peak	Peak	Off-Peak	Peak	Off-Peak	Peak		
Positiv	2.506	-680	152	-1.219	-342	419	299	-457	-877
Negativ	2.479	-679	259	-2.017	-215	386	282	-134	-1.007

Der Sekundärreservebedarf wird durch Last- und EE-Rauschen, Kraftwerksausfälle sowie Stunden- und Fahrplansprünge getrieben. Der Einfluss einer zeitlichen Differenzierung beim Sekundärreservebedarf ist jedoch begrenzt, da die stochastischen Schwankungen der Einflussgrößen Last- und EE-Rauschen sich zwischen Peak und Off-Peak nur geringfügig unterscheiden. Eine Unterscheidung bei den Kraftwerksausfällen führt in den Nebenzeiten, wo die Spitzenlastkraftwerke mit ihren Ausfallwahrscheinlichkeiten

nicht in die Summenverteilung eingehen, zu einem kleineren positiven SRL-Bedarf von rund 5 MW. Die im Verhältnis zu den Einsparungen der MRL geringe Ersparnis ist darauf zurückzuführen, dass sowohl in Neben- als auch in Hauptzeiten die großen Blöcke der Grund- und Mittellastkraftwerke mit ihren jeweiligen Ausfallwahrscheinlichkeiten in die Faltung eingehen. Zudem ist der deutsche Kraftwerkspark in der kurzen Frist durch eine hohe Zuverlässigkeit der Anlagen geprägt, sodass der durch potenzielle Kraftwerksausfälle verursachte positive RL-Bedarf in der Regel unter 100 MW liegt.

Ein Abgleich der optimierten Regelleistungsvorhaltung mit den abgerufenen Regelleistungsmengen (Regelzonensaldo Deutschland Auflösung 15 Minuten für das Jahr 2013) zeigt, dass die vorgehaltene Regelleistung abgesehen von drei Viertelstundenintervallen ausreichend dimensioniert gewesen wäre. Diese lagen jedoch an besonderen Tagen, und zwar am 1. Januar 2013 (20:45 Uhr bis 21:00 Uhr) und am 2. Januar 2013 (7:30 Uhr bis 8:00 Uhr) und betrafen die negative Regelleistung. Das Defizit lag hierbei zwischen 100 und 330 MW. Diese Leistungsdefizite hätten über die Primärregelleistung und weitere Mechanismen (z. B. Reduzierung der Einspeisung erneuerbarer Energien) ausgeglichen werden können. Weiterhin kann bei der Methodik der situativen Regelleistungsdimensionierung auf besondere Konstellationen (Feiertage, Brückentage, Ferien etc.) geachtet werden, sodass nur an wenigen Tagen mehr Regelleistung vorgehalten wird. Alternativ kann durch Wahl eines höheren Defizit- bzw. Sicherheitsniveaus die vorgehaltene Regelleistung insgesamt erhöht werden. Die angewandte Methodik und die ausgewiesene Leistungsvorhaltung können somit als praxistauglich eingestuft werden.

Ergänzend wurden die Kostenauswirkungen untersucht. Die Differenzierung des Gesamtreservebedarfs in Sekundär- und Minutenreserve ermöglicht eine Berechnung des theoretischen historischen Kosteneinsparpotenzials. Die Mengeneinsparungen bei der Sekundärreserve sind mit wenigen MW so gering, dass die Quantifizierung der monetären Ersparnis auf Basis der historischen Ausschreibungsergebnisse 2013 für die Minutenreserve begrenzt wird. Dabei wird vereinfachend angenommen, dass sich das Gebotsverhalten der Marktteilnehmer bei veränderten Reservebedarfen nicht ändert. Wie bereits im vorangegangenen Kapitel untersucht wurde, wirken sich verkürzte Gebotszeiträume und Produktzeitscheiben senkend auf die Regelleistungspreise aus. Die quantifizierten Einspareffekte stellen somit eine Obergrenze dar.

Bei der Berechnung werden in den Produktzeitscheiben mit einem geringeren Bedarf weniger, in den Zeiten mit einem höheren Bedarf mehr Angebote gezogen. Hieraus ergeben sich getrennt nach Regelrichtung und Produktzeitscheiben neue Vorhaltekosten, von denen die bisherigen realen Kosten 2013 abgezogen werden. Im Ergebnis können durch die optimierte Regelleistungsbemessung jährliche Kosten in Höhe von rund 47 Millionen Euro eingespart werden, was unmittelbar zu einer Senkung der Netzentgel-

te führt. Die folgende Tabelle 17 schlüsselt die theoretischen Einsparpotenziale¹⁴⁷ auf die Regelrichtungen und einzelnen Produktzeitscheiben auf.

Tabelle 17: Einsparpotenziale bei der Vorhaltung der Minutenreserve 2013

Zeit	Positive Minutenreserve Einsparpotenzial in TEUR	Negative Minutenreserve Einsparpotenzial in TEUR	Summe in TEUR
1-4	410	30.299	30.709
5-8	349	6.859	7.208
9-12	-1.433	-1.450	-2.883
13-16	-722	-924	-1.646
17-20	1.474	3.242	4.716
21-24	1.943	7.387	9.330
Summe	2.022	45.413	47.435

In den Blöcken mit einer höheren Leistungsvorhaltung (9–12 und 13–16) hätten sich 2013 Mehrkosten von 4,5 Millionen Euro ergeben, dem aber Einsparungen von 52,0 Millionen Euro in den anderen Zeiten gegenüberstehen. Den größten Effekt gibt es in der negativen Minutenreserve in den Stunden 1–4 mit einer Einsparung von 30,1 Millionen Euro, was aus der deutlichen Reduzierung der Vorhaltung von 2.479 MW auf 463 MW und dem hohen Preisniveau dieses Produkts resultiert.

Die durchgeführten Analysen zeigen deutliche Effizienzpotenziale bei der Reservevorhaltung allein durch die Differenzierung von 4-Stunden-Blöcken auf. Weitere Einsparungen sind voraussichtlich bei der Differenzierung nach Jahreszeiten bzw. Wochentagen möglich. Eine exakte Quantifizierung erfordert jedoch detaillierte Daten, die derzeit nicht öffentlich verfügbar sind. Darüber hinaus ist unter Einbezug meteorologischer Expertise zu prüfen, inwieweit die Stabilität von Wetterlagen Einfluss auf die Prognosegüte und damit den Regelleistungsbedarf hat. Dies ist ebenso auf die erwartete Einspeiseleistung hin zu untersuchen. Darüber hinaus kann auf spezielle Situationen wie Kaltwetterfronten (wie im Februar 2011) und Feiertagskonstellationen (wie Weihnachten, Sylvester oder Ostern) reagiert werden.

Neben der zuvor beschriebenen Änderung der grundsätzlichen Methodik können weitere Maßnahmen zur Effizienzsteigerung bei den Regelenergiemärkten durchgeführt werden, die überwiegend zu einer Erhöhung des Angebots und einer damit einhergehenden Wettbewerbssteigerung führen. Hierzu zählen verkürzte Produktzeitscheiben, Vorlauf- und Vorhaltdauern sowie kleinere Mindestlosgrößen.

¹⁴⁷ Einsparungen sind positiv und Mehrkosten negativ dargestellt.

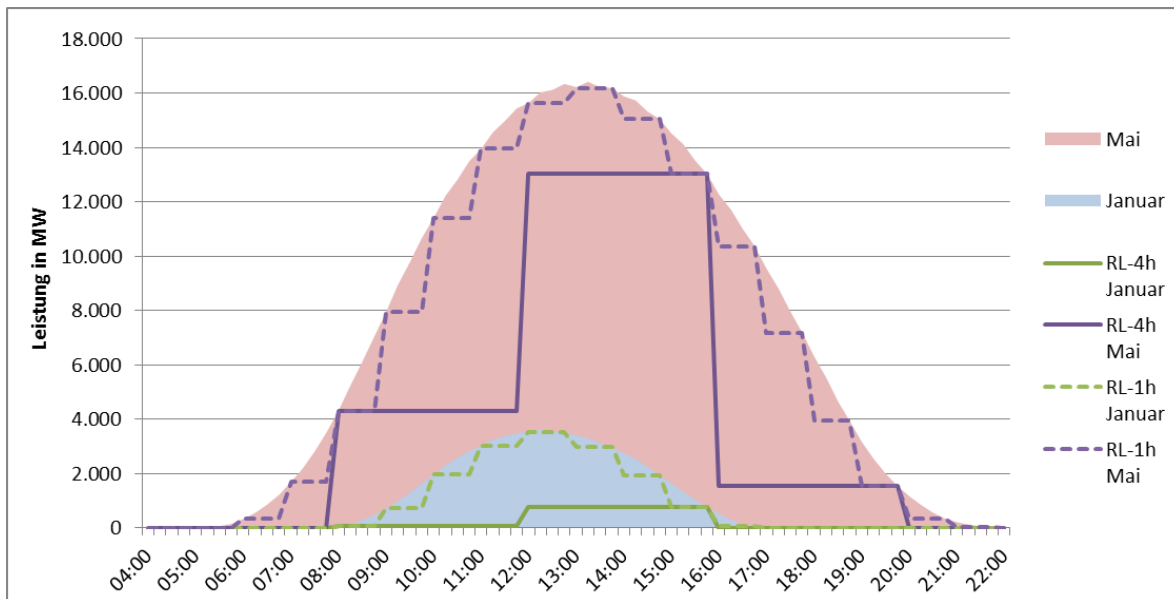


Abbildung 42: Regelleistungspotenziale Photovoltaik bei unterschiedlicher Länge der Produktzeitscheiben

Eine Verkürzung der Produktzeitscheiben führt zu einer Erhöhung der Angebotskapazitäten, da hierdurch die Flexibilitätspotenziale kleinteiliger gehoben werden können. Abbildung 42 verdeutlicht dies anhand der Einspeisung von Photovoltaik, die durch ihre Rampenstruktur bei 4-stündigen Produkten (durchgezogene lilafarbene Linie) nur wenig Regelleistungspotenziale anbieten kann, wohingegen die Verkürzung auf 1-stündige Produkte (gestrichelte lilafarbene Linie) die Angebotskapazitäten in vielen Stunden massiv erhöht. Gleiches gilt entsprechend für alle weiteren konventionellen und erneuerbaren Erzeuger sowie die nachfrageseitige Flexibilitätserstellung. Ebenso kann bei situativer Bemessung der Regelreserve die Nachfrageseite durch die kürzeren Produktzeitscheiben noch effizienter bestimmt werden, was wiederum zu einem geringeren Regelreservebedarf führt. Durch die Effekte auf der Angebots- und Nachfrageseite ist eine deutliche Effizienzsteigerung möglich.

Grenzkraftwerke halten, wie in Abschnitt 4.3.2 gezeigt, am kosteneffizientesten Regelreserve vor und befinden sich dadurch im Teillastbereich, der sowohl eine positive als auch eine negative Regelleistungsvorhaltung ermöglicht. Im heutigen System mit zeitgleicher Angebotsabgabe von positiver wie negativer Regelleistung muss die Leistungsflexibilität auf die Märkte aufgeteilt werden. Dies führt dazu, dass bei einem Nicht-Zuschlag bei der Auktion vorhandene Flexibilitäten nicht in der anderen Regelrichtung vermarktet werden können. Es wird empfohlen, die Ausschreibung positiver sowie negativer Regelleistung zeitlich zu entkoppeln und die Auktionen nacheinander durchzu-

führen. Hier sind weitere Untersuchungen über die Reihenfolge anzustellen, da erste Analysen technologieabhängige Vor- und Nachteile aufgezeigt haben.

4.5 Alternative Ausgestaltungsmöglichkeiten

Neben der Weiterentwicklung bestehender Systeme sind auch alternative Ausgestaltungsmöglichkeiten vorhanden. Diese unterscheiden sich u. a. in der zentralen oder dezentralen Organisation und den Veränderungen zum heutigen System und werden in den folgenden Abschnitten vorgestellt.

4.5.1 Anreizmechanismen zur Fahrplantreue

Zur weiteren Reduzierung der Aufwendungen zur Systemstabilisierung sind ausgeglichene Fahrpläne unerlässlich. Vor diesem Hintergrund wurden die Wirkungen verschiedener Anreizmechanismen auf die Fahrplantreue untersucht und einem intereuropäischen Vergleich unterzogen.

In Deutschland liegt heute ein wesentlicher Teil der Systemverantwortung bei den Bilanzkreisverantwortlichen, die zur ausgeglichenen Bewirtschaftung ihrer Bilanzkreise vertraglich und gesetzlich verpflichtet sind (vgl. § 4 Stromnetzzugangsverordnung, StromNZV). Freigestellt hiervon sind die Bilanzkreisverantwortlichen, wenn z. B. eine dem Bilanzkreis zugeordnete technische Einheit ungeplant ausfällt. In diesen Fällen tritt die Ausgleichspflicht erst nach vier Viertelstunden (§ 5 (4) StromNZV) wieder ein. Die benötigten Mengen können auf den Intraday-Handelsmärkten, durch regelbare Erzeuger und Verbraucher oder durch individuelle Reserveleistungsverträge beschafft werden.

Neben der rechtlichen Verpflichtung existieren wirtschaftliche Anreize für eine ausgeglichene Bilanzkreisbewirtschaftung. Abweichungen des Bilanzkreises werden 15-Minuten-scharf saldiert und mit ex ante unbekanntem Ausgleichsenergiepreisen bewertet, was sowohl zu Erlösen als auch zu Kosten führen kann und somit eine Risikoposition für den Bilanzkreisverantwortlichen darstellt. In Deutschland ist das Ausgleichsenergiepreisabrechnungssystem zum Winter 2012/2013 verschärft worden, sodass eine höhere Anreizwirkung zur ausgeglichenen Bilanzkreisbewirtschaftung besteht.¹⁴⁸ Wesentliche Veränderungen brachte die Einführung von Schwellenwerten in Bezug zu den durchschnittlichen mengengewichteten Intraday-Spotmarktpreisen und eines Preisaufschlags auf den Ausgleichsenergiepreis in Höhe von 100 €/MWh bei einem Regelleistungsabruf von über 80 % der kontrahierten Leistung.

¹⁴⁸ Vgl. Bundesnetzagentur (2012b).

Im Hinblick auf die wirtschaftlichen Kriterien zur Energiekontierung ist der Bilanzkreis, dem regelzonenscharf eindeutig Ein- und Ausspeisestellen zugeordnet werden, das etablierte Ordnungskriterium in der Energiewirtschaft.

Wesentlich zur Anreizausgestaltung sind die Regelungen der Energiekontierungssysteme im Kontext energiewirtschaftlicher Prozesse. Dabei kommt der Zuordnung von Energieflüssen zwischen den Marktteilnehmern im liberalisierten Strommarkt eine zentrale Bedeutung zu. Sämtliche erwarteten bzw. gemessenen Ein- und Ausspeisungen einer Regelzone werden in Bilanzkreisen erfasst. Dies ermöglicht eine wirtschaftliche Zuordnung von Über- oder Unterspeisungen. Aus diesem Grund stellt der Bilanzkreis das Ordnungselement der Energiekontierung dar.

Die Energiekontierungsvorschriften in Deutschland werden von der Bundesnetzagentur durch die Marktregeln zur Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom, kurz MaBiS, und die zu verwendenden Kommunikationsvorschriften und -fristen durch die Geschäftsprozesse zur Kundenbelieferung mit Elektrizität, kurz GPKE, festgelegt. Die Abbildung der Energiemengen erfolgt nach diesen Maßgaben grundsätzlich im Viertelstundenraster und kilowattstundenscharf.¹⁴⁹

Zur Bestimmung der Kosten für Regelarbeit wird in Europa die Ermittlung nach Grenzpreis und nach Gesamtkosten unterschieden. Beiden gemeinsam ist der kostengünstigste Abruf der Regelleistungsangebote. Bei der Kostenbestimmung nach Grenzpreis wird die gesamte abgerufene Regelleistung nach den Konditionen des zuletzt abgerufenen Angebots bepreist. Günstigere zugeschlagene Anbieter positiver Regelleistung bekommen hierbei also eine Vergütung über ihrem Angebotspreis. Anbieter negativer Regelleistung mit hohen Angebotskosten bekommen ihre zugeschlagene Energie entsprechend günstiger. Bei der Ermittlung nach Gesamtkosten werden die Aufwendungen für Regelarbeit aus den individuellen Angebotspreisen für Regelleistung errechnet. Jeder Anbieter bzw. Abnehmer bekommt seine eingesetzte Regelleistung zum Angebotspreis vergütet. Die Regelenergiekosten ergeben sich dementsprechend aus der Aggregation der Kosten aller in einem Abrechnungsintervall aktiven Verträge. Hierbei ist es allerdings nicht unüblich, bei der Umrechnung in Ausgleichsenergiekosten bedingte Grenzpreise einzuführen, z. B. zur Vermeidung von Spekulationen auf Ausgleichsenergiepreise.

Die Energiebilanz der gesamten Regelzone ist entweder überdeckt oder unterdeckt. Da sich die Gesamtabweichung aus den aggregierten Abweichungen der Bilanzkreise ergibt, wirken diese im Einzelnen entweder Regelzonen-stützend, wenn sie gegen die Richtung des Regelzonen-Ungleichgewichts abweichen, oder Regelzonen-störend, wenn sie in

¹⁴⁹ Vgl. Bundesnetzagentur, Beschlusskammer 6, „Anlage zum Beschluss BK6-06-009, Geschäftsprozesse zur Kundenbelieferung mit Elektrizität“, 2011.

Richtung des Ungleichgewichts abweichen. In vielen Betrachtungen wird dies bei der Berechnung des AEP mit berücksichtigt.

Hierbei sind drei unterschiedliche preisbildende Verfahren bekannt: das Einheitspreissystem, das Dualpreissystem und das Zweipreissystem. Beim Einheitspreis wird ein AEP pro Abrechnungsintervall ermittelt, unabhängig davon, in welche Richtung die Regelleistung aktiviert worden ist. Der Einheitspreis wird nach den gültigen Formeln aus den Regelenergiekosten bestimmt. Er gilt dann sowohl für Regelzonen-stützende wie Regelzonen-störende Bilanzkreise.

Der Dualpreis besteht aus zwei Preiskomponenten pro Abrechnungsintervall. Die eine bestimmt sich aus den Kosten für positive Regelarbeit und die andere aus den Kosten für negative Regelarbeit. Diese werden dann nach den gültigen Regeln auf Regelzonen-stützende bzw. Regelzonen-störende Bilanzkreise gesondert umgelegt.

Einen Sonderfall bildet das Zweipreissystem. Bei diesem wird mindestens eine der Preiskomponenten nicht ermittelt, sondern in Abhängigkeit des Regelzonensaldos festgesetzt. Meist erfolgt eine Kopplung an den Spotmarktpreis.

4.5.1.1 Umsetzung von Bilanzkreiswesen und Ausgleichsenergiesystematik in Deutschland

Für den Einsatz von Ausgleichsenergie gibt es in Deutschland einen regelzonenübergreifenden einheitlichen Bilanzausgleichsenergiepreis (reBAP), der viertelstundenscharf bestimmt wird.

Die Berechnung des reBAP erfolgt stufenweise. Zur Vermeidung extremer Ausgleichsenergiepreise sind Grenzwerte eingeführt.

Da die Prognosegüte fluktuierender EE mit dem zeitlichen Abstand der letzten Wetterprognose zum Lieferzeitpunkt korreliert, ist eine möglichst späte Meldung der Day-Ahead-Fahrpläne erstrebenswert. Hier sollte evaluiert werden, mit welchem Aufwand mittelfristig die Spotauktion verschoben werden kann. Mit Hinblick auf eine vollständige EE-Integration in den Handel ist die Verwendung der aktuellsten Day-Ahead-Prognose erstrebenswert. So können die Allokationsfunktion des Day-Ahead-Marktes gestärkt und die Volumen im Intraday-Handel reduziert werden. Die Auswirkungen auf das Market Coupling sind in diesem Zusammenhang zu berücksichtigen.

Die Effizienz des Intraday-Handels ist durch dessen Möglichkeit, aktuellste Prognosen für fluktuierende EE einzubeziehen und auf diese Weise Regelleistungseinsatz zu verringern, eines der wichtigsten Kriterien zur sinnvollen Integration von EE. Dementsprechend sollten die Vorgaben des FPM für den Intradayhandel eine möglichst kurze Vorlaufzeit für die Nominierungen der gehandelten Leistung innerhalb und außerhalb einer

Regelzone vorsehen. Hier ist zu prüfen, inwieweit die aktuellen 45 Minuten Vorlaufzeit verkürzt werden können.

4.5.1.2 Abrufmethode der Regelleistung

Unterschieden werden portfolio- und einheitenbasierter Regelleistungsabruf. Beim einheitenbasierten Abruf besteht der dem ÜNB zur Verfügung stehende Regelleistungspool aus Einzelanlagen, deren Leistung bei Zuschlag maximal ausgefahren bzw. reduziert wird. Bei portfoliobasiertem Abruf bestehen die Angebote aus Anlagenpools, deren Einzelfahrweisen beliebig sind, solange die angebotene Regelleistung geliefert wird. In einem einheitenbasierten System können erneuerbare Energien aufgrund ihrer Dargebotsabhängigkeit nur bedingt zur Anwendung kommen. Zur Integration fluktuierender EE sollte der portfoliobasierte Abruf gerade im Hinblick auf Entwicklungsmöglichkeiten durch Demand Side Management und virtuelle Kraftwerke beibehalten werden.

4.5.1.3 Regel- und Ausgleichsenergiepreisart

In den betrachteten Ländern kommen die Kombinationen Gesamtkosten/Einheitspreis, Grenzkosten/Einheitspreis, Grenzkosten/Dualpreis sowie Zweipreissystem vor.

Aufgrund der Untersuchungen von van der Veen/Abbasy/Hakvoort (2011) bietet ein durch Grenzkosten ermitteltes Einheitspreissystem die geringsten durchschnittlichen Regularbeitskosten bei moderaten Ausgleichsenergiepreisen. Ein auf Basis der Gesamtkosten ermitteltes Einheitspreissystem verursacht etwas höhere Regularbeitskosten, senkt die Ausgleichsenergiepreise allerdings erheblich. Ein auf Grenzkosten basiertes Dualpreissystem führt zu deutlich höheren Kosten sowohl für Regularbeit als auch für den Ausgleichsenergiepreis in beiden Abweichungsrichtungen. Das Zweipreissystem führt zu den höchsten Kosten sowohl für Regularbeit als auch für den Ausgleichsenergiepreis in beiden Richtungen.¹⁵⁰

4.5.1.4 Steigerung der Anreizwirkung

In verschiedenen europäischen Ländern werden über bestimmte Zusatzkomponenten die Verursacher starker Bilanzungleichgewichte der RZ durch eine Erhöhung des Ausgleichsenergiepreises pönalisiert. Die deutsche Komponente sanktioniert hierbei einen kritischen Abruf der Regelreserve ab einer Höhe von 80 % der vorgehaltenen Regelleistung. Besonders interessant ist die belgische Zusatzkomponente, da sich diese dynamisch aus den Regelabweichungen ergibt. Belgien bezieht den Ausgleichsenergiepreis der vergangenen sieben Abrechnungsintervalle in die Höhe seiner Zusatzkomponente mit ein. Bezogen auf fluktuierende EE ergäbe sich hierdurch ein besonderer Anreiz zur

¹⁵⁰ Vgl. van der Veen/Abbasy/Hakvoort (2011).

Prognoseoptimierung, da zu einem gewissen Grad die statistische Abweichung in den Ausgleichsenergiepreis mit einfließt.

Eine weitere Möglichkeit ist die Anhebung des Ausgleichsenergiepreises auf einen Minimalpreis mit dem Effekt, dass auch Bilanzkreise, denen negative Regelleistung ggf. vergütet werden würde, bei geringem Ausgleichsenergiepreis Kosten zu tragen haben bzw. die hieraus entstehenden Erlöse um den Minimalpreis verringert werden. Bei Einführung eines Minimalpreises im Einheitspreissystem müsste parallel eine Minimalvergütung eingeführt werden.

Ein Maximalpreis für den Ausgleichsenergiepreis induziert keine Anreizwirkung zur Vermeidung von Regelleistungseinsatz.

Österreich berechnet seinen Ausgleichsenergiepreis mit einer quadratischen und damit überproportionalen Berücksichtigung des Ausgleichsenergiebedarfs. Dies führt zu einer schlechteren Wägbarkeit von Ausgleichsenergiekosten und einem starken Anreiz zur bestmöglichen Einhaltung der Prognosen. Durch die Betrachtung des quadrierten Ausgleichsenergiebedarfs in Relation zum Ausgleichsenergie-Gesamtbedarf haben übermäßig stark Regelzonen-störend agierende Bilanzkreise einen viel höheren Ausgleichsenergiepreis zu entrichten als gering störende. In Kombination mit dem Minimalpreis führt dies auch zu dem Effekt, dass negative Ausgleichsenergie erst ab einer bestimmten variablen Höhe über die Gewinnschwelle steigen und bis dahin ebenfalls Kosten verursachen.

4.5.1.5 Zusammenfassung und Vorschläge zur Anpassung des deutschen Designs der Energiekontierung

Für die Frist Day-Ahead zur Fahrplananmeldung gilt, dass diese so spät wie möglich (z. B. 17:00 Uhr wie in Dänemark) stattfinden sollte, um aktuellere Wind- und PV-Prognosen nutzbar zu machen. Der Vorlauf Intraday wiederum sollte aus dem gleichen Grund möglichst gering sein. Da in den Niederlanden ein Intervall von 5 Minuten bereits gängige Praxis ist, sollte diese Option für Deutschland geprüft werden.

Im Hinblick auf die Koordinierung der Regelleistungsvorhaltung ist auf die positiven Erfahrungen des NRV hinzuweisen. Die Ausweitung des Regelgebiets führte zu einer Einsparung an Regelleistung und weniger Regelenergieeinsatz, vor allem da ein „Gegeneinander-Regeln“ vermieden wird. Dies sollte in Zukunft fortgeführt werden.

Das Einheitspreissystem hat den Vorteil, dass ein Teil der spekulationsbedingten Abweichung durch statistische Effekte ausgeglichen wird, da Abweichungen in positiver wie negativer Richtung gleich bepreist werden und somit ein tendenzielles Setzen auf eine Long-Position sich nicht wie beim Dualpreis im Mittel lohnt. Es ist zu erwarten, dass sich

fluktuierende EE in dieses System ebenfalls optimal eingliedern, wenn die Korrelation ihrer Abweichungen sehr gering oder sogar negativ ist.

Der Anreiz zur Prognoseverbesserung fluktuierender EE hängt maßgeblich von der schlechten Schätzbarkeit des AEP ab. Das Einheitspreissystem unter Ausgleichsenergiepreis-Ermittlung auf Grenzkostenbasis bietet zu diesem Zweck die besten Bedingungen.

Die Prüfung einer Abhängigkeit des Ausgleichsenergiepreises vom Ausgleichsenergiebedarf analog zu Österreich wird empfohlen. Bezogen auf fluktuierende EE würden in diesem Ansatz die mehrheitlich auftretenden kleineren Schwankungen weniger Kosten verursachen als stochastische Spitzen in der Prognoseabweichung. Diese hätten jedoch aufgrund der überproportionalen Bildung von Ausgleichsenergiepreisen (z. B. quadratisch) einen viel größeren Effekt, was ggf. Anreize liefern würde, besondere Methoden zu deren Vermeidung zu entwickeln. Die Ausgleichsenergiekosten würden unter diesem Konzept insgesamt ansteigen. Es wird daher empfohlen, die Effekte einer vom Ausgleichsenergieeinsatz abhängigen Berechnungsmethode des Ausgleichsenergiepreises auf den deutschen Markt einer näheren Prüfung zu unterziehen.

4.5.2 Relevanz längerfristiger Reserveprodukte

Ausgangspunkt der Überlegungen zur Notwendigkeit längerfristiger Reserveprodukte ist wiederum der Systemwandel: Durch den steigenden Anteil erneuerbarer Energien am Erzeugungsmix steigt die Abhängigkeit des Systems von den fluktuierenden Einspeisungen der Erneuerbaren. Dadurch wirken sich Ausfälle dieser Erzeuger, z. B. durch Windflauten, in zunehmendem Maße aus und ein potenzieller ungeplanter Kraftwerksausfall verliert relativ dazu an Bedeutung. Vor diesem Hintergrund existieren Überlegungen, auch die Ausgestaltung des Regelenenergiemarktes anzupassen und zusätzliche Regelenenergieprodukte zu schaffen, die ebendiesen Situationen gerecht werden.

Grundsätzlich ist abzugrenzen, ob kurzfristigere oder langfristigere Produkte durch die Änderungen im Energieversorgungssystem angezeigt sind. Historisch ist der ungeplante Ausfall eines Kraftwerks das maßgebliche auszuregelnde Ereignis. Dieser passiert „plötzlich“, weshalb die Primärregelung unmittelbar reagiert. Diese Situation hat sich nicht verschärft. Damit wird offenbar, dass ein kurzfristigeres Produkt der Reserve auch bei Ausbau der Erneuerbaren nicht benötigt werden wird. Die Fragestellung fokussiert daher auf längerfristige Produkte jenseits der Minutenreserve, wie sie etwa durch eine „dunkle Flaute“, also das Zusammentreffen von Windstille und geringem PV-Ertrag, nötig werden könnten. Solche Situationen können für einige Stunden bis hin zu einem Wochenende bestehen.

4.5.2.1 Bedarf in der Vergangenheit

Die Analyse startet mit einem Blick in die jüngere Vergangenheit.

Zur Bestimmung des Bedarfs wurde der Regelzonensaldo von Tennet analysiert. Der Regelzonensaldo stellt die vorzeichenrichtige Summe aller Bilanzkreis-Ungleichgewichte der Regelzone dar und kann so als Indikator dafür dienen, ob es über längere Zeiten hinweg einen im Vorzeichen gleichbleibenden Bedarf der Ausregelung gibt.

Zur Analyse wurden die Daten vom 1. Juni 2010 bis Ende 2012 verwendet. Die Zeitreihe wurde daraufhin untersucht, wie lange ein Saldo ohne Vorzeichenwechsel besteht und wie hoch in diesem Block die Maximalleistung und Arbeit waren. Die historischen Viertelstundenwerte wurden also in Blöcke unterteilt, begrenzt durch ihren Vorzeichenwechsel (vgl. Abbildung 43). Dies charakterisiert die Länge eines benötigten, andauernden und gleichgerichteten Abrufs.

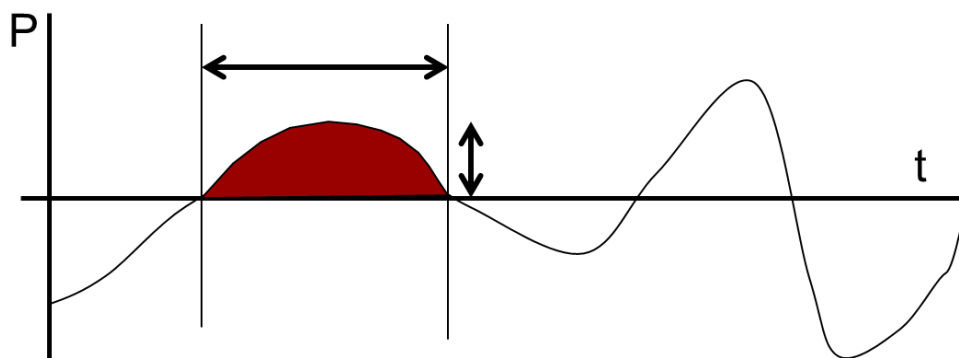


Abbildung 43: Prinzipskizze zur Blockdefinition mit Leistung P und Zeit t

Die folgende Auswertung (Abbildung 44) zeigt die Dauer und die maximal in Anspruch genommene Leistung je Block. Jeder Punkt charakterisiert dabei einen Abschnitt im Kalenderjahr 2010.

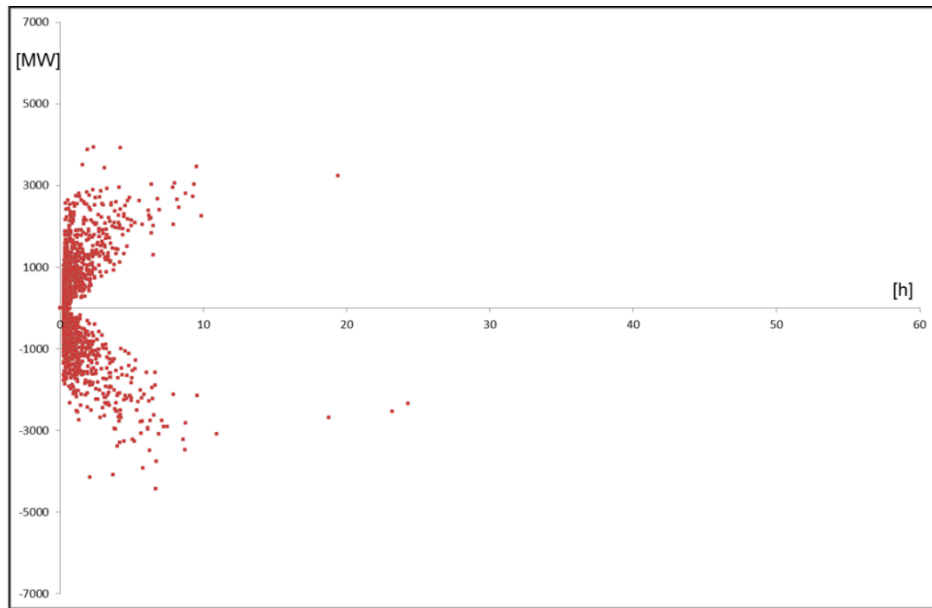


Abbildung 44: Abrufdauer und maximale Leistung 2010

Es zeigt sich deutlich, dass sich der Großteil der Ereignisse um den Koordinatenursprung sammelt. Nur vereinzelt weist der Regelzonensaldo über 12 Stunden hinaus an einem Stück ein gleiches Vorzeichen auf.

Für 2011 ändert sich das Schaubild nur unwesentlich (Abbildung 45):

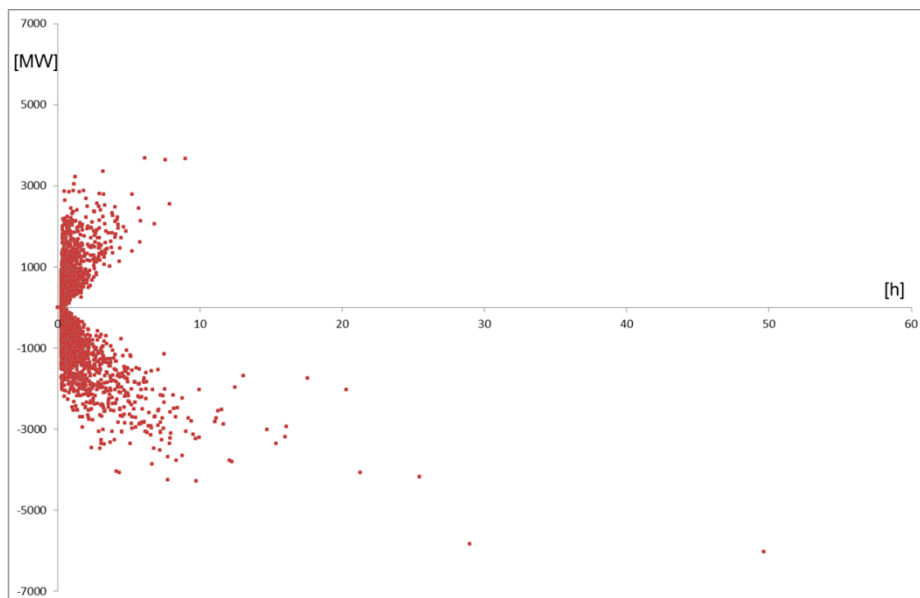


Abbildung 45: Abrufdauer und maximale Leistung 2011

2011 existierte tatsächlich in einem Einzelfall über ca. 50 Stunden hinweg ein negatives Regelzonen-Ungleichgewicht. Tendenziell erscheint ein negativer Abruf im Tennet-Gebiet eher langfristigeren Charakter zu haben als ein positiver Abruf. Trotz dieser ver-

einzelnen Ereignisse ist jedoch kein wesentlicher Unterschied zum Jahr 2010 zu erkennen.

Für das Jahr 2012 sind die Werte in Abbildung 46 dargestellt.

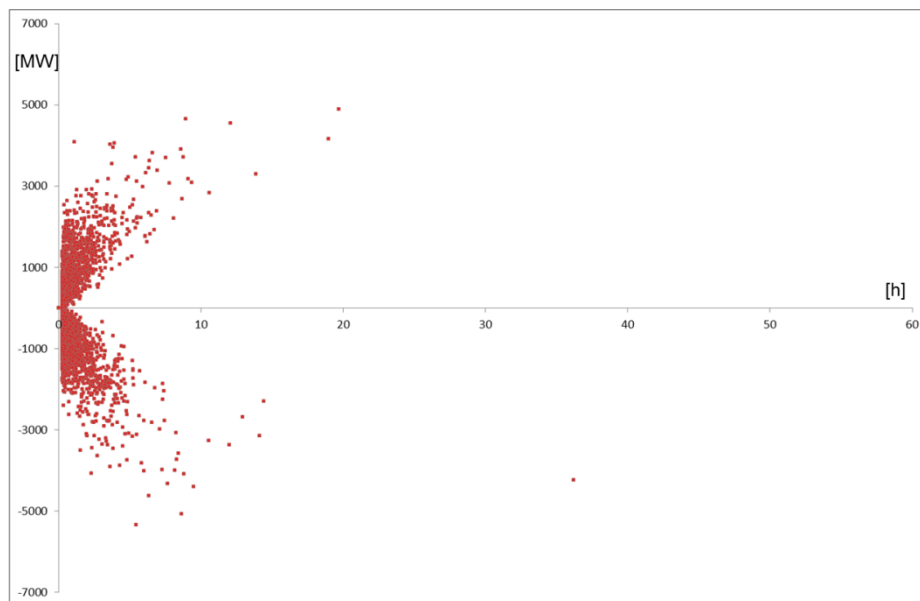


Abbildung 46: Abrufdauer und maximale Leistung 2012

Auch die Ausweitung der Ergebnisse für 2012 zeigt keinen deutlichen Anstieg an langfristigen Regelleistungsabrufen.

Die Verteilung der Punkte, als Zahlenwerte dargestellt, zeigt Tabelle 18:

Tabelle 18: Anteile von Blockabrüflängen

	0 – 4h	4 – 12 h	> 12 h
2010	96,43 %	3,45 %	0,13 %
2011	96,53 %	3,21 %	0,26 %
2012	97,86 %	2,00 %	0,14 %

Der überwiegende Anteil der Abruf-Blöcke befindet sich im Bereich unter vier Stunden. Nur für einen Bruchteil, deutlich unter 1 % der Ereignisse, gibt es eine Blocklänge von mehr als 12 Stunden.

Die Auswertung zeigt ein tendenziell symmetrisches Bild. Ausreißer, die mehr als 12 Stunden aufweisen, sind die Ausnahme. Es lässt sich daher **weder ein heute bestehender Bedarf** an langfristigeren Reserveprodukten **noch ein Trend innerhalb der letzten Jahre** erkennen, obschon auch in den vergangenen Jahren ein signifikanter Anstieg der EE-Erzeugung stattgefunden hat.

4.5.2.2 Zukünftiger Bedarf an langfristigen Regelenergieprodukten

Für die Identifikation zukünftiger Ereignisse stehen natürlich keine Istwerte der ÜNB zur Verfügung. Daher werden die Modellergebnisse des BET-EuroMod herangezogen. Um Knappheiten zu identifizieren, werden Gasturbinen als Indikator betrachtet, denn diese bilden das Ende der Merit Order und werden somit vom Modell nur eingesetzt, wenn dies zur Lösung der Lastdeckungsaufgabe notwendig ist. Ziel ist es dabei, herauszufinden, was für eine Einsatzcharakteristik diese sogenannten „Peaker“ haben: Ähnlich wie die Ausgestaltung der „Blöcke“ im vorherigen Abschnitt kann die Einsatzweise der Peaker Aufschluss darüber geben, ob Knappheiten eher kurze Einsätze mit eher hoher Leistung oder eher längere Einsätze mit relativ geringer Leistung erfordern. Hieraus lässt sich der systemische Bedarf ableiten: Erstgenanntes deutet auf einen Bedarf an Kurzfrist-Speichermöglichkeiten und Nachfrageflexibilisierung hin, während die zweite Aussage eher zur Notwendigkeit eines langfristigen Produkts passen würde.

Im Folgenden werden die Ergebnisse der Modellläufe dargestellt. Bei einer Betrachtung bis 2020 zeigte sich kein beachtenswerter Einsatz. Daher wird in Abbildung 47 der Einsatz in den Jahren bis 2030 dargestellt.

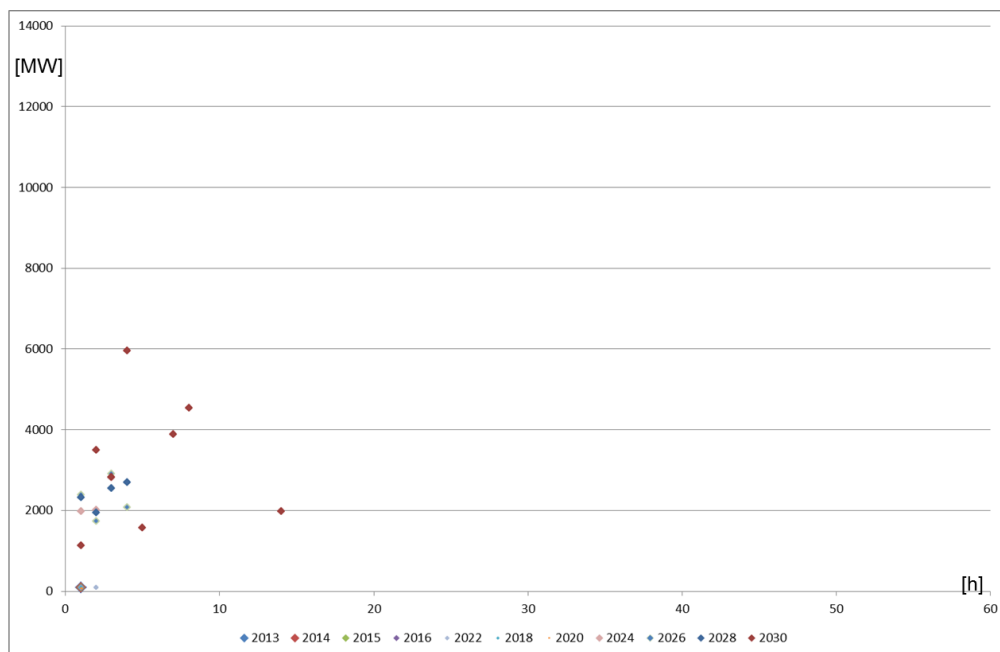


Abbildung 47: Abrufdauer und maximale Leistung von Gasturbinen bis 2030

Die Abbildung zeigt zum einen, dass die jeweilige Einsatzdauer gering ist. Die Peaker kommen insgesamt selten und wenn, dann meist unter 8 Stunden lang zum Einsatz. Für diesen Betrachtungszeitraum ergibt sich, dass keine langfristigen Einsätze notwendig

sind. Analog ist aufgrund dieser Analyse kein Bedarf an langfristigen Regelenergieprodukten erkennbar.

Im zweiten Ansatz wird der Betrachtungsbereich bis 2050 erweitert, da zu diesem Zeitpunkt nochmals höhere Mengen an erneuerbaren Energien im System angenommen werden (Abbildung 48).

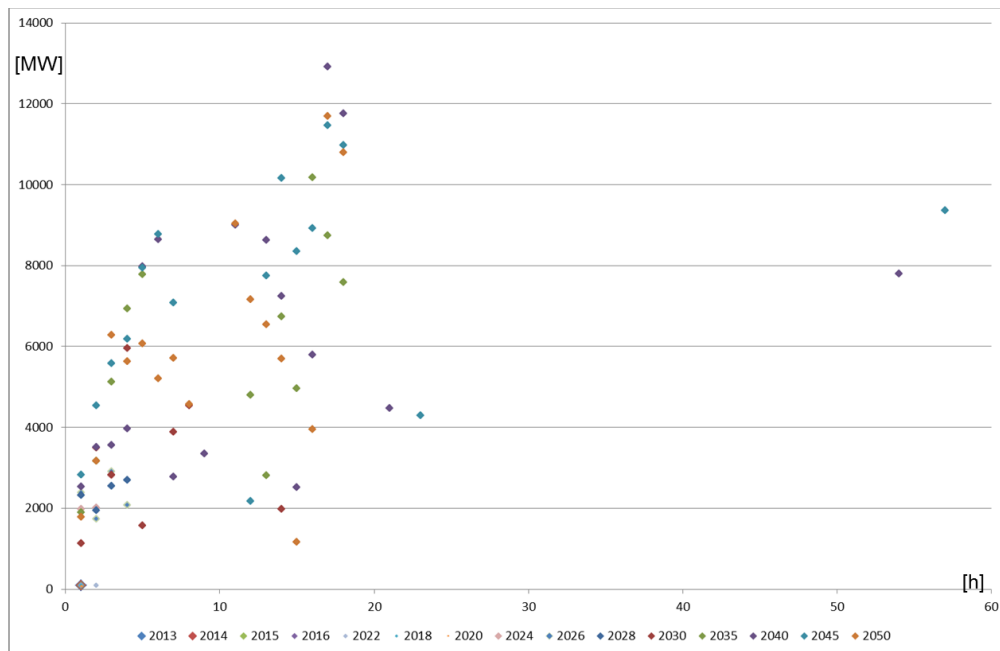


Abbildung 48: Abrufdauer und maximale Leistung von Gasturbinen bis 2050

Die Analyse des Jahres 2050 zeigt, dass sich die Häufigkeit der Einsätze insgesamt erhöht und auch die jeweilige Einsatzdauer steigt. Dabei befindet sich der Großteil der Einsätze weiterhin deutlich im Zeitintervall unter einem Tag. Lediglich zwei Ausreißer in späteren Jahren haben eine deutlich höhere Einsatzzeit.

Sowohl für das Jahr 2030 als auch für 2050 liegen die gezeigten Einsatzzeiten in aller Regel unter 24 Stunden, die aufgetretenen Leistungen in der Regel unter 10 GW. Ein Anreiz für Speichertechnologien und Nachfrageflexibilisierung erscheint als Antwort auf diese Systemanforderung damit geeigneter als ein langfristigeres Produkt auf den Regelenergiemärkten.

Insgesamt kann aus den Analysen kein Bedarf für langfristige Regelenergieprodukte abgeleitet werden.

4.5.2.3 Gebotszeiträume

Weiterhin gilt es zu prüfen, ob ggf. andere Gebotszeiträume zu einer Verbesserung der Situation im volkswirtschaftlichen Sinne, etwa durch eine erwartete Steigerung der Effizienz, führen würden. Dieser Umstand wird im Folgenden qualitativ diskutiert.

Eine immer noch fundierte Basis der Betrachtung stellt die Stellungnahme des Bundeskartellamts zur Fusion von RWE-VEW aus dem Jahr 1999¹⁵¹ dar. Dort heißt es in Abschnitt 325ff. in Bezug auf die Minutenreserve, dass kurzfristige Gebotszeiträume für einen wirksamen Wettbewerb notwendig sind. Die Begründung lautete damals: Je mehr Kraftwerke ihre kurzfristigen Überkapazitäten in das Marktsegment bieten können, desto kurzfristiger ist die Gebotsfrist. Ferner wird im Weiteren ausgeführt, der Gebotszeitraum für Primär- und Sekundärregelung sei ggf. sogar weiter zu reduzieren, um z. B. die Wettbewerbsintensität zu steigern.

Die Monopolkommission hat in ihrem Sondergutachten 59 im Jahr 2011¹⁵² ebenfalls darauf hingewiesen, dass kürzere Zeiträume und geringe Mindestgröße den Teilnehmerkreis an Bietern vergrößern. Längere Zeiträume bereiten demnach besonders kleinen Marktteilnehmern Schwierigkeiten und schaffen Eintrittsbarrieren. Dies lässt sich insbesondere damit erklären, dass Anbieter mit einem großen Portfolio die Vorhaltung von Reserveleistung leichter über einen größeren Zeitraum erbringen können und dabei ungeplante Nichtverfügbarkeiten besser abfedern können.

Die Situation hat sich in den letzten Jahren nicht wesentlich geändert. Auch heute fällt es Bietern leichter, kurzfristig freie Kapazitäten zu vermarkten als langfristige Bindungen und Risiken einzugehen. Hieraus resultiert eine Steigerung der Wettbewerbsintensität bei kurzen Vermarktungsfristen. Des Weiteren sind die erneuerbaren Energien bestrebt, ebenfalls in diesem Marktsegment teilzunehmen. Dies erfordert aufgrund der eingeschränkten Prognostizierbarkeit der EE zudem eher kurze Gebotszeiträume.

Auch aus dieser qualitativen Diskussion heraus lässt sich kein Argument für langfristige Gebote an den Regelleistungsmärkten ableiten.

4.5.3 Verstetigungszertifikate-Handel

Eine weitere zu diskutierende Form zur Integration von EE ist der Handel mit Verstetigungszertifikaten. Hierbei werden die Bilanzkreisverantwortlichen fluktuierender Einspeiser verpflichtet, sich auf einem zu schaffenden Markt mit ausreichend Flexibilität einzudecken, um bei Produktionsausfällen oder -überschüssen (z. B. durch eine geringer

¹⁵¹ Vgl. Bundeskartellamt (2000).

¹⁵² Vgl. Monopolkommission (2011).

oder höher prognostizierte Windeinspeisung) auf Backup-Erzeugungskapazitäten bzw. Lastanpassungsmaßnahmen zurückgreifen zu können.

In der Folge würde sich ein neues Marktsegment ergeben, in dem konventionelle Kraftwerke sowie steuerbare Verbraucher ihre nicht als sonstige Energieprodukte vermarktete Leistung (wie reguläre Liefergeschäfte oder Regelleistung) anbieten können. Für sie entsteht somit ein zusätzlicher Erlösstrom, der insbesondere Investitionen in Reservekapazitäten anreizt. Nachfrager sind fluktuierende Einspeiser, die sich die Gewährleistung einer sicheren Stromlieferung „erkaufen“ müssen. Der Handel eines solchen Produkts müsste kurz- bis langfristig und in standardisierten, kleinen Stückelungen (z. B. ähnlich dem Intraday-Handel) erfolgen. Preiskomponenten würden einen Preis für die Vorhaltung (Leistungspreis) sowie die Erbringung (Arbeitspreis) enthalten. Eine Präqualifikation der Angebotsseite für einen sogenannten Verstetigungszertifikatemarkt erscheint dabei erforderlich.

Während diese „Gleichstellung“ auf der einen Seite konsequent anmutet, da die Anforderungen und die Wirtschaftlichkeit stetiger und fluktuierender Erzeuger auf einheitlicher Basis bemessen werden, erscheint die zusätzliche Belastung erneuerbarer Energien vor dem Hintergrund ihrer Abhängigkeit von finanzieller Förderung über das EEG nicht zielführend. Bei gleichbleibenden Ausbauzielen müssten somit die Fördersätze erhöht werden. Als Folge ist ein Wirtschaften „von der linken Tasche in die rechte“ zu erwarten.

Darüber hinaus werden in diesem Ansatz die Konzepte Regelleistung und Kapazitätsmechanismus vermischt. Der Ausgleich von Prognosefehlern wird aktuell bereits durch kurz- und längerfristige Regelenergieprodukte im Tages- bzw. Wochenbereich abgedeckt. Der Handel von kurzfristigen Flexibilitäten in Form von abrufbaren Optionen ähnelt dabei recht stark dem Konzept eines dezentralen Kapazitätsmechanismus, mit dem Unterschied, dass der Handel deutlich kurzfristiger konzipiert ist und somit schlechter langfristige und frühzeitige Investitionssignale für gesicherte Leistung setzt. Aufgrund der maßgeblich durch die kleinteiligen Produkte verursachten Transaktionskosten ist von der Einführung eines solchen Mechanismus abzuraten. Vielmehr sollten die bestehenden Regelleistungsmärkte weiterentwickelt sowie über die Einführung eines Kapazitätsmechanismus nachgedacht werden. Für einen konkret auf Flexibilität zugeschnittenen Markt besteht aktuell keine Notwendigkeit.

4.5.4 Integrationsbilanzkreise

Neben einem überregionalen Handel von Flexibilitäten existieren auch Vorschläge zu Modellen, in denen die Einspeisung und Nutzung von Strom aus erneuerbaren Energien explizit angereizt werden soll. Neben bisherigen Unterarten von Bilanzkreisen, die für spezifische Anforderungen geschaffen wurden, wie z. B. Handels- oder Differenzbilanz-

kreise, soll daher eine neue Art von Bilanzkreis Möglichkeiten bieten, die Verstärkung fluktuierender erneuerbarer Energien zu fördern. Durch die Einführung weiterer Nebenbedingungen an Bilanzkreise (z. B. Verhältnis von Einspeisung, Ausspeisung und Fahrplangeschäften, verpflichtende Aufnahme von Erzeugung aus erneuerbaren Energien, Benutzungsstundenzahlen) sind steuernde Parametrierungen möglich. Hierbei ist es erforderlich, dass es nur einen gesamtsystemischen Vorteil gibt, wenn die Nebenbedingungen nicht durch eine andere Zuordnung erfüllt werden können, sondern durch technische Investitionen. Der gesamtwirtschaftliche Nutzen ist nachzuweisen. Gleichzeitig ist die Einhaltung der Randparameter zu prüfen und bei Verstößen zu sanktionieren, sodass hier ein entsprechendes Controlling eingeführt werden müsste, das zusätzlichen Aufwand (z. B. für die ÜNB oder die Regulierungsbehörde) bedeutet.

Dabei soll technologieoffen dafür gesorgt werden, dass der Ausgleich von teils stochastischer Erzeugung und Verbrauch sukzessive erleichtert wird. Eine Beseitigung von Netzengpässen ist hingegen nicht möglich. Ziel der Integrationsbilanzkreise ist ein weitgehend selbstständiger Ausgleich der stochastischen Einspeisung.

Als integrative Anforderungen an einen solchen Mechanismus werden u. a. folgende Kriterien diskutiert: Die Bilanzkreise bzw. Anlagen müssen¹⁵³

- einen Mindestanteil fluktuierender Erzeugung aus erneuerbaren Energien aufweisen (z. B. 50 %).
- eine minimale Volllaststundenzahl im Grundlastbereich erreichen.
- einen bestimmten Anteil des bundesweiten Windprofils, d. h. der entstehenden Residuallast, ausgleichen.
- zu genau den Zeiten den regelbaren Strom aus erneuerbarer Energie ins Netz einspeisen, die außerhalb der Zeiten der in der Stromnetzentgeltverordnung definierten asymmetrischen Netznutzungsfenster des aufnehmenden Netzbetreibers liegen.

Die Anreize für solche virtuellen Kombikraftwerke sollen dabei über einen neuen Fördermechanismus sichergestellt werden. Ein Bonus für die Güte der Integration könnte beispielsweise an die erreichte Benutzungsstundenzahl oder den erzielten Anteil an Ausgleichsenergie in diesem Integrationsbilanzkreis gekoppelt werden. Somit entstünden u. a. Anreize für Speicher, lastdienliches Verhalten erneuerbarer Einspeiser sowie Lastmanagement, deren Angebot bzw. Nachfrage über virtuelle Kraftwerke zu einem am Großhandelsmarkt handelbaren Produkt zusammengefügt werden.

¹⁵³ Vgl. Hauser/Leprich/Strese (2010).

Als problematisch sind bei diesem Ansatz vor allem die volkswirtschaftlichen Ineffizienzen anzusehen, die er aufgrund geringerer Ausgleichseffekte und Opportunitätskosten verursacht. Anstatt den Ausgleich von Nachfrage und Erzeugung auf der höchstmöglichen Ebene zu vollziehen und somit überregionale Synergien zu nutzen, wird vielmehr ein „Gegeneinander-Regeln“ lokaler Netzwerke in Kauf genommen. In einem solchen System besteht zudem das Risiko, finanzielle Fehlanreize zu setzen, die zur Abregelung von Erzeugung aus erneuerbaren Energien führen, um beispielsweise bestimmte Erzeugungsstrukturen einhalten zu können. Zudem erfordert der neu zu schaffende Fördermechanismus grundlegende Änderungen der Marktmechanismen, wie z. B. die Rückkehr zu einem physikalischen Wälzungsmechanismus. Dies verursacht weitere Transaktionskosten.

Insgesamt ist vor allem aufgrund der negativen volkswirtschaftlichen Auswirkungen von der Einführung einer so speziellen Art von Fördermechanismus abzuraten.

4.5.5 Dezentrale Regelleistungsmärkte

Heutzutage erfolgt die Vorhaltung und Lieferung von Regelleistung sowohl zentral als auch dezentral. Die organisatorische Verantwortung zur Parametrierung und Koordinierung der Regelleistung obliegt den ÜNB. Die technischen Empfehlungen und Richtlinien von ENTSO-E sind zu berücksichtigen. Eine Reorganisation dieses Mechanismus ist denkbar, sofern die Versorgungssicherheit weiterhin gewährt bleibt. Abbildung 49 zeigt den möglichen Entwicklungspfad zur Veränderung der Organisation und Verantwortung der sicheren Systemführung hin zur Dezentralität.

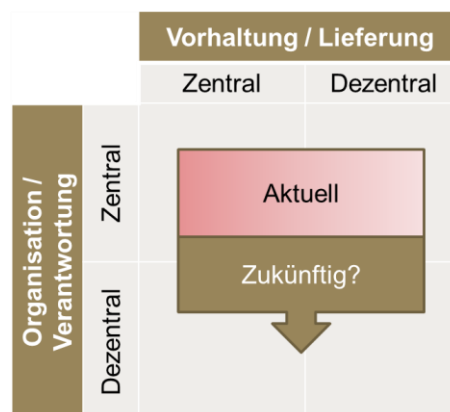


Abbildung 49: Organisation der Reservevorhaltung und Systemverantwortung

Die Weiterentwicklung ist somit ausschließlich im Bereich der Organisation und Verantwortung zu verorten, wobei technische und wirtschaftliche Kriterien Anwendung

finden können. Technisch unterscheidbar sind dezentral abgegrenzte Netzgebiete (Verteilnetzgebiet, Arealnetz, einzelne Netzanschlüsse) sowie die Netzgebiete der ÜNB. In allen Fällen liegen physisch abgetrennte Gebiete mit einer oder mehreren Übergabestationen vor. Die technische Verantwortung für den Betrieb ist in unterschiedlichen Rollen geregelt. Weiterhin ist eine regionsspezifische Struktur mit Erzeugungs- und Lasteinheiten vorhanden. Die Qualität der Informationen über den technischen Zusammenschluss nimmt mit der geografischen Ausbreitung des Gebietes ab, da die Anzahl der beteiligten Parteien und Daten steigt. Allen Ordnungskriterien ist gemeinsam, dass die wirtschaftliche Verantwortung für die Stromerzeugung bzw. den Stromverbrauch nicht gebündelt bei einer Rechtsperson liegt und somit nur im gemeinschaftlichen Konglomerat funktioniert. Insgesamt ist festzustellen, dass bei einer Verlagerung der Verantwortung und Organisation auf viele kleinere Einheiten ohne übergeordnete Instanz verschiedene Ausgestaltungsformen denkbar sind, was das Agieren von Marktteilnehmern in unterschiedlichen Gebieten erschwert. Gleichzeitig ist ein hoher Bedarf an zusätzlichen Kapazitäten zur Absicherung des n-1-Kriteriums und zur Schaffung von Redundanzen gegeben.

Anzumerken ist, dass in den letzten Jahren mit der Schaffung des Netzregelverbunds eine Optimierung der Regelenergievorhaltung und -erbringung durch ein virtuelles, zentralisierendes Zusammenlegen von Netzgebieten erfolgte.

Insgesamt ist festzuhalten, dass die zentralen organisatorischen Vorgaben eine einheitliche Ausgestaltung gewährleisten. Die Verlagerung der Verantwortung auf dezentrale Marktteilnehmer ist aufgrund des hohen Stellenwerts der Versorgungssicherheit und der geringeren Effizienz unterlagerter Ausgleichsmechanismen abzulehnen. Dennoch sind das System und die Marktmechanismen so auszugestalten, dass sich alle Marktteilnehmer systemkonform verhalten. Der Anreiz sollte über den rechtlichen Rahmen und die Verstärkung der wirtschaftlichen Anreizwirkung zur ausgeglichenen Bilanzkreisbewirtschaftung gestaltet werden. Die Generierung wirtschaftlicher Risikopositionen können Investitionen in Verstärkungstechnologien und Messtechnik anreizen, was wiederum für das Gesamtsystem hilfreich ist. Der dezentrale und verteilte Anschluss von Regelkapazitäten sollte beibehalten werden, da hierdurch die Netzführung und Versorgungssicherheit abgesichert werden.

Die Frage, ob die Verantwortung für die Versorgungssicherheit auf viele unterschiedliche Teilnehmer verlagert werden sollte, ist auf Basis der durchgeführten qualitativen Analyse negativ zu beurteilen.

4.6 Eckpunkte zur Weiterentwicklung von Regelenergiemärkten und -produkten

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 untertägigen 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 Vorhaltdauern 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 Regelenenergiebedarf 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.

Regelenenergiemärkte 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 Regelenenergie 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 Verstetigungskonzepte 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 Verstetigungszertifikate auf eine lokale Verstetigung 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.

5 Netzengpassmanagement und Netztarifierung bei verstärkter Einspeisung erneuerbarer Energien

Das Netzengpassmanagement auf deutscher und europäischer Ebene ist ein wesentlicher Aspekt des zukünftigen Strommarktdesigns. Mit steigendem Anteil erneuerbarer Energien ergeben sich neue Anforderungen an ein effizientes Netzengpassmanagement. Neben dem Netzausbau gibt es zahlreiche internationale Beispiele für eine effiziente Bewirtschaftung von Netzengpässen und somit für eine verbesserte Integration von Netz und Markt. Darüber hinaus können lastnahe und dezentrale Flexibilitäten einen Beitrag zur Vermeidung von Netzengpässen im Übertragungsnetz leisten. Der Schwerpunkt in diesem Kapitel liegt daher auf einer gesamtwirtschaftlichen Kosten-Nutzen-Analyse des Netzausbaus sowie einer Analyse alternativer marktbasierter Netzengpassmanagement-Methoden.

5.1 Bedeutung des Netzengpassmanagements und der Netztarifierung in einem System mit hohem Anteil an EE

In diesem Kapitel werden internationale Erfahrungen zum und Anforderungen an das Netzengpassmanagement thematisiert. Zudem erfolgt eine Bestandsaufnahme der heutigen Netznutzungstarifierung und der Hemmnisse hinsichtlich dezentraler Flexibilitätsbereitstellung.

5.1.1 Internationale Erfahrungen zum Netzengpassmanagement

Die zukünftige Ausgestaltung des Netzengpassmanagements ist ein wesentlicher Aspekt des Europäischen Strommarktdesigns. Nicht zuletzt wegen des starken Anstiegs der installierten Leistung der erneuerbaren Energien und der damit einhergehenden Netzengpässe im deutschen Übertragungsnetz gewinnt ein effizientes Engpassmanagement verstärkt an Bedeutung. Langfristig tragen der Ausbau von Übertragungsleitungen oder gezielte Standortanreize, beispielsweise durch eine Auktionierung von Kraftwerkstandorten, zur Engpassbehebung bei. Kurzfristig ermöglichen Netzengpassmanagementmethoden wie Nodal und Zonal Pricing sowie Uniform Pricing mit Redispatch die Behebung von Netzengpässen.

Im deutsch-österreichischen Marktgebiet wird im Strommarkt (EEX und EPEX Spot) aktuell von einer Preiszone ausgegangen (**Uniform Pricing**). Die im Anschluss an den Day-Ahead-Handel gemeldeten (und eventuell um Handelsgeschäfte am Intraday-Markt angepassten) Kraftwerkseinsatzpläne ignorieren hierbei die Restriktionen des Strom-

netzes. Dieser Umstand führt im verstärkt regenerativ geprägten deutschen Versorgungssystem aufgrund des Auseinanderfallens von Erzeugung und Nachfrage zu strukturellen Netzengpässen. Diese werden durch **Redispatch** mit Eingriff der Übertragungsnetzbetreiber in die Erzeugungsleistung von Kraftwerken behoben. Dabei werden Kraftwerke in der Überschussregion heruntergefahren und Kraftwerke in der Defizitregion hochgefahren. In der Summe wird somit die gleiche Menge an Strom erzeugt, ohne dass es zu Überlastungen der Übertragungsnetze kommt. Die Entschädigung der Kraftwerke für die Teilnahme am Redispatch kann dabei kostenbasiert oder marktbasierend in Form von Geboten erfolgen.¹⁵⁴

Bei einem **kostenbasierten Redispatch** werden die Kraftwerksbetreiber, die am Redispatch teilnehmen, auf Basis ihrer Grenzkosten vergütet. Die Betreiber der Kraftwerke in der Überschussregion reduzieren dabei ihre Leistung aufgrund des Netzengpasses und zahlen dem Übertragungsnetzbetreiber die von ihnen eingesparten Grenzkosten. Diese müssen sie zahlen, da sie weiterhin die Vergütung aus ihren Lieferverträgen erhalten und ihnen zeitgleich keine Erzeugungskosten mehr entstehen. Die Kraftwerksbetreiber in der Defizitregion, die aufgrund des Netzengpasses die Leistung ihrer Kraftwerke erhöhen, bekommen von dem Übertragungsnetzbetreiber ihre Grenzkosten erstattet. Auf diese Weise werden alle beteiligten Kraftwerksbetreiber so gestellt, als wenn kein Netzengpass aufgetreten wäre. Ein kostenoptimaler Redispatch hängt von verschiedenen Faktoren ab. Zum einen wird die optimale Redispatch-Menge von der Entfernung der Kraftwerke zum Netzengpass bzw. der Effektivität eines Eingriffs auf den Netzengpass determiniert. Zum anderen haben die Übertragungsnetzbetreiber bei einer Vergütung auf Kostenbasis keine Informationen über die tatsächlichen Grenzkosten der Kraftwerke.¹⁵⁵ Die Kraftwerksbetreiber in der Überschussregion haben grundsätzlich einen Anreiz, zu niedrige eingesparte Grenzkosten anzugeben, wohingegen Kraftwerksbetreiber in der Defizitregion zusätzliche Gewinne machen, wenn sie zu hohe Grenzkosten mitteilen. Neben Deutschland kommt der kostenbasierte Redispatch u. a. in Ländern wie Österreich und der Schweiz zum Einsatz. In diesen Ländern werden jedoch unterschiedliche Formen dieses Vergütungsmodells genutzt.¹⁵⁶

Ein **markt- bzw. wettbewerbsbasierter Redispatch** findet u. a. in Finnland und Schweden Anwendung.¹⁵⁷ Bei einem marktbasierenden Redispatch existieren verschiedene Möglichkeiten, wie die am Redispatch teilnehmenden Kraftwerke ausgesucht werden können. Zum einen kann die Auswahl der Kraftwerke für den Redispatch über eine zentrale Instanz erfolgen. Diese Instanz hätte nach Beendigung des Börsenhandels Einsicht

¹⁵⁴ Vgl. Bundesnetzagentur (2007).

¹⁵⁵ Vgl. Höffler (2009).

¹⁵⁶ Vgl. Inderst/Wambach (2007).

¹⁵⁷ Vgl. Ding/Fuller (2005).

in das Orderbuch und könnte anhand der dort abgegebenen Gebote die passenden Kraftwerke für den Redispatch festlegen. Fraglich ist jedoch bei dieser Ausgestaltungsform, welcher Instanz dieses Recht eingeräumt werden sollte, da diese theoretisch die Möglichkeit hätte, die Informationen für die Abgabe strategischer Gebote auszunutzen.¹⁵⁸

Eine weitere Möglichkeit ist es, die am Redispatch teilnehmenden Kraftwerke mittels einer zentralen Auktion zu bestimmen. Dabei entsteht ein Markt für positive und negative Redispatch-Kapazitäten. Hier geben die Kraftwerksbetreiber getrennt von den Geboten für die Teilnahme am Spotmarkt Gebote ab, zu denen sie bereit sind, die Leistung ihrer Kraftwerke im Falle eines Netzengpasses anzupassen.¹⁵⁹ Der Übertragungsnetzbetreiber bildet abhängig von der Gebotshöhe je eine Merit Order für positive und negative Redispatch-Kapazitäten. In der Überschussregion werden die Kraftwerksbetreiber mit dem höchsten Gebot dazu aufgefordert, die Leistung ihrer Kraftwerke zu reduzieren. In der Defizitregion werden hingegen die Kraftwerksbetreiber, die das niedrigste Gebot abgegeben haben, dazu aufgefordert, die Leistung ihrer Kraftwerke zu erhöhen.

Bei einer derart marktbasierten Ausgestaltung sollten zur Steigerung der Liquidität und Effizienz die Reserve- und Redispatch-Märkte zusammengeführt werden.¹⁶⁰ Problematisch ist jedoch die Gefahr strategischen Verhaltens bei strukturellen Engpässen, da Kraftwerke in der Defizitregion ihre Kapazitäten ganz oder teilweise auf dem Großhandelsmarkt zurückhalten würden, um im Falle eines Netzengpasses für den Redispatch ausgewählt zu werden. Durch das Zurückhalten von Kapazitäten auf dem Großhandelsmarkt erscheint das Defizit größer und der Großhandelspreis steigt im Vergleich zum kostenbasierten Redispatch. Das Problem des strategischen Verhaltens verstärkt sich zudem bei lokaler Marktmacht.¹⁶¹

Neben dem aktuell in Deutschland implementierten Einheitspreissystem mit Redispatch stellen Netzengpassmanagement-Methoden wie **Market Splitting** denkbare kurzfristige und operative Alternativen dar. Unter Market Splitting werden Verfahren wie **Nodal** oder **Zonal Pricing** zur markt- und netzorientierten Koordination von Nachfrage und Erzeugung verstanden. Bei der Bildung nodaler Preise werden die Restriktionen des Stromnetzes implizit berücksichtigt.¹⁶² Im Falle eines Übertragungsengpasses ergeben sich so verschiedene Preise an den Netzknoten. Diese nodalen Preise setzen sich aus drei Komponenten zusammen:

$$\text{Nodaler Preis} = \text{Systempreis} + \text{Engpasskosten} + \text{Kosten für marginale Verluste}$$

¹⁵⁸ Vgl. Wawer (2007).

¹⁵⁹ Vgl. Wawer (2007).

¹⁶⁰ Vgl. Frontier Economics/Consentec (2008).

¹⁶¹ Vgl. Inderst/Wambach (2007).

¹⁶² Vgl. Schweppe et al. (1988).

Der Systempreis ergibt sich aus den variablen Kosten des Grenzkraftwerks unter der Annahme, dass keine Netzengpässe und Übertragungsverluste existieren. Die Engpasskosten bestimmen sich als Grenzpreis der Übertragung, wenn die nachgefragte Strommenge um eine marginale Einheit erhöht würde. Sie geben somit die Kosten einer zusätzlich übertragenen MWh an und sind ein Maß für die Knappheit von Übertragungskapazität. Analog zu dieser Grenzbetrachtung ergeben sich die Kosten für marginale Verluste. Auf diese Weise entstehen effiziente Preissignale, die den Marktteilnehmern anzeigen, wo es vorteilhaft ist, eine zusätzliche Einheit Strom zu konsumieren oder zu erzeugen.

Bei einem zonalen Preissystem (**Zonal Pricing**) werden einzelne Netzknoten zu Zonen zusammengefasst oder es wird ein Marktgebiet in mehr als eine Zone aufgeteilt. Die Preisbildung erfolgt dann analog zum Nodal Pricing.

Im Hinblick auf die Bildung von Marktzone gibt es unterschiedliche Ausgestaltungsmöglichkeiten. Zum einen können die Zonen endogen bestimmt werden. Dabei wird angenommen, dass Engpässe innerhalb der Zonen selten sind und zwischen den Zonen häufig. Sobald vermehrt Engpässe innerhalb der Zonen auftreten, wird die Zoneneinteilung angepasst. Vorteile dieses Ansatzes sind eine hohe Flexibilität und Effizienz der Engpassbewirtschaftung. Jedoch führen endogene Zonen zu gesteigerten Unsicherheiten, da die Marktteilnehmer die Zoneneinteilung im Vorfeld ihrer Transaktionen nicht kennen. Zum anderen können die Zonen exogen bestimmt werden. Dabei wird die Zoneneinteilung im Voraus festgelegt. Dies schafft zwar Transparenz, kann jedoch zu ineffizienten Lösungen führen, wenn unerwartet Engpässe innerhalb der vorab definierten Zonen auftreten. Aus diesem Grund sollte eine regelmäßige Überprüfung der exogenen Zoneneinteilung Bestandteil eines effizienten zonalen Preissystems sein.¹⁶³

Nach gängiger ökonomischer Lehrmeinung stellt **Nodal Pricing** den optimalen Ansatz des operativen Netzengpassmanagements dar.¹⁶⁴ Nodal Pricing wird zurzeit in den Märkten von Pennsylvania-New Jersey-Maryland Interconnection (PJM), NYISO (New York Independent System Operator), CAISO (California Independent System Operator), SPP (Southwest Power Pool), ERCOT (Electric Reliability Council of Texas) sowie ISO-NE (ISO New England) angewandt.

Eine zeitnahe Einführung von Nodal Pricing ist allerdings in Deutschland und Europa kaum zu erwarten. Zum einen bestehen Bedenken hinsichtlich der Auswirkungen auf die Liquidität des Energiehandels.¹⁶⁵ Zum anderen wäre für die Umsetzung ein unabhängi-

¹⁶³ Vgl. Harvey/Hogan (2000) sowie Brunekreeft et al. (2007).

¹⁶⁴ Vgl. Hogan (1999).

¹⁶⁵ Vgl. Ehrenmann/Smeers (2004), S. 12.

ger Systembetreiber (ISO) erforderlich, dessen institutionelle Verankerung kurzfristig nicht umsetzbar erscheint.

Auch bezüglich einer Einführung von **Zonal Pricing** gehen die Meinungen auseinander. Internationale Erfahrungen beispielsweise in PJM oder Australien haben gezeigt, dass Zonal Pricing gegenüber Nodal Pricing zu einem nicht konsistenten Ergebnis führen kann.¹⁶⁶ Dies liegt zum einen daran, dass durch die Aggregation von Netzknoten zu Zonen physikalische Grundsätze von Stromnetzen ignoriert werden. Denn kommt es beim Nodal Pricing zu einem Engpass zwischen zwei Netzknoten, können sich aufgrund paralleler Lastflüsse im Stromnetz die Preise an allen und nicht nur an den vom Engpass betroffenen Netzknoten unterscheiden. Die Missachtung paralleler Lastflüsse und zoneninterner Netzengpässe führt schließlich zu einem nicht engpassfreien Ergebnis. Die verbleibenden Netzengpässe müssen dann durch Redispatch behoben werden.

Zum anderen können bei einem zonalen Preissystem bilaterale Verträge (OTC-Geschäfte) zu nicht kompatiblen Anreizen führen. Im Falle eines Engpasses müssten die Nachfrager in der Hochpreiszone an der Strombörse einen höheren Preis zahlen. Über einen bilateralen Vertrag mit einem Anbieter in der Niedrigpreiszone könnten sie somit die durch den Engpass bedingten zusätzlichen Kosten einsparen. Werden in solch einem Fall zu viele bilaterale Verträge außerhalb der Strombörse abgeschlossen, wird die Effektivität und Effizienz des zonalen Preissystems konterkariert. Schlussendlich kann dieser Umstand zu einem höheren Redispatch-Bedarf führen als bei einem Einheitspreissystem.

Dennoch zeigen Erfahrungen beispielsweise in Skandinavien, dass durch Zonal Pricing strukturelle und dauerhafte Engpässe¹⁶⁷ effizient bewirtschaftet und somit die Systemstabilität unterstützt werden können. Das Problem zoneninterner Netzengpässe besteht auch dort. Die inkonsistenten Anreize durch bilaterale Verträge werden jedoch umgangen, indem alle Handelsgeschäfte zwischen den fest definierten Preiszonen über die Strombörse abgewickelt werden müssen.

Im Falle einer Einführung eines zonalen Preissystems in Deutschland sind die dargestellten internationalen Erfahrungen zu berücksichtigen. Darüber hinaus muss vorab eine quantitative Bewertung von Effektivität und Effizienz erfolgen. Schließlich gilt es zwischen den möglichen Alternativen sorgfältig abzuwägen.¹⁶⁸

¹⁶⁶ Vgl. Ehrenmann/Smeers (2004), S. 11 und S. 12.

¹⁶⁷ Bei intermittierenden und temporären Netzengpässen (in Verbindung mit exogenen Preiszonen) hingegen ist der Beitrag eines zonalen Preissystems zur Engpassbehebung begrenzt.

¹⁶⁸ Vgl. Kapitel 5.2.

5.1.2 Bestandsaufnahme der heutigen Netznutzungstarifizierung und der Hemmnisse dezentraler Flexibilitätsbereitstellung

Die Netze werden je nach ihrer Funktion in Übertragungs- und Verteilnetze eingeteilt, also entsprechend dem auf hoher Spannung und über weite Strecken stattfindenden Stromtransport vom Stromerzeuger in die Verbraucherzentren (Übertragung) sowie dem auf niedriger und mittlerer Spannung stattfindenden Transport zum einzelnen Stromabnehmer (Verteilung). Dabei wird das Höchstspannungsnetz (220 kV, 380 kV) den Übertragungsnetzen zugeteilt, während die restlichen Spannungsbereiche in das Verteilernetz fallen.

Hierbei unterteilt sich das Netz, wie in Abbildung 50 dargestellt, in vier Spannungsbereiche¹⁶⁹:

1. Höchstspannungsnetze (HöS) mit z. B. 220 kV und 380 kV
2. Hochspannungsnetze (HS) mit z. B. 110 kV
3. Mittelspannungsnetze (MS) mit z. B. 10 kV und 20 kV
4. Niederspannungsnetze (NS) mit z. B. 230 V und 400 V

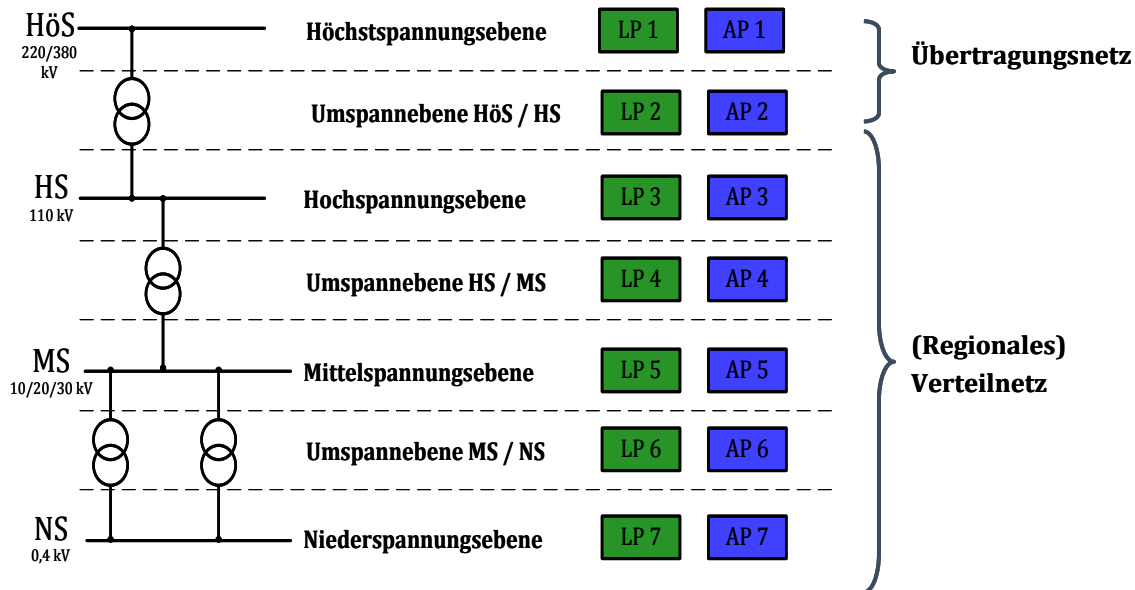


Abbildung 50: Netzbereiche und Netznutzungsentgelte

Jedem Netzbetreiber wird durch die Anreizregulierungsverordnung (ARegV) eine individuelle Erlösobergrenze vorgegeben. Die Methode zur Ermittlung der Entgelte für den Stromkunden wird in der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) detailliert festgelegt. So richten sich die Netzentgelte „nach der Anschlussnetzebene der Entnahmestelle,

¹⁶⁹ Heuck/Dettmann/Schulz (2013).

den jeweils vorhandenen Messvorrichtungen an der Entnahmestelle sowie der jeweiligen Benutzungstundenzahl der Entnahmestelle“.¹⁷⁰ Der jeweilige Netzbetreiber hat seine Netzkosten „auf Basis des letzten abgeschlossenen Geschäftsjahres“¹⁷¹ zusammenzustellen. Um das Netznutzungsentgelt zu bestimmen, werden die Kosten jeder einzelnen Netzebene ermittelt und diese dann mit den Erlösen dieser Netzebene verrechnet, die Differenz wird auf die nächste Netzebene abgewälzt. Es wird weiter nach Verbrauchern mit und ohne viertelstündliche Leistungsmessung unterschieden. Kunden ohne Leistungsmessung haben einen Grundpreis sowie einen Arbeitspreis (AP) zu zahlen. Der Netzkunde mit Leistungsmessung zahlt ebenso einen Arbeitspreis, entrichtet aber statt dem Grundpreis einen Leistungspreis (LP). Dieser Leistungspreis wird auf der Grundlage des höchsten monatlichen bzw. jährlichen Viertelstundenleistungswertes berechnet. Insgesamt sind für die individuelle Bepreisung drei Informationen nötig: die im jeweiligen Jahr abgenommene Strommenge, die abgenommene maximale Leistung, sofern vorhanden, sowie die Spannungsebene der Entnahme. Die Arbeits- und Leistungspreise nehmen von der Netzebene 1 zur Netzebene 7 zu. In Teilen sind die Leistungspreise der Netzebene 7 niedriger als in Netzebene 6, wobei gleichzeitig der Arbeitspreis stark ansteigt. Dies ist im Wesentlichen dem Umstand der fehlenden Leistungsmessung auf Ebene der Haushaltskunden geschuldet.

Aufgrund der sich weiterwälzenden Kosten aus den vorgelagerten Netzebenen wird diese Systematik auch als „Briefmarkensystematik“ bezeichnet, da jede Transportebene ihr „Porto“ verlangt (vgl. Abbildung 50).

Die Netznutzungsentgelte sind bundesweit nicht einheitlich, sondern variieren regional unterschiedlich stark (vgl. Abbildung 51).

¹⁷⁰ § 17 Abs. 1 StromNEV (2013).

¹⁷¹ § 3 Abs. 1 StromNEV (2013).

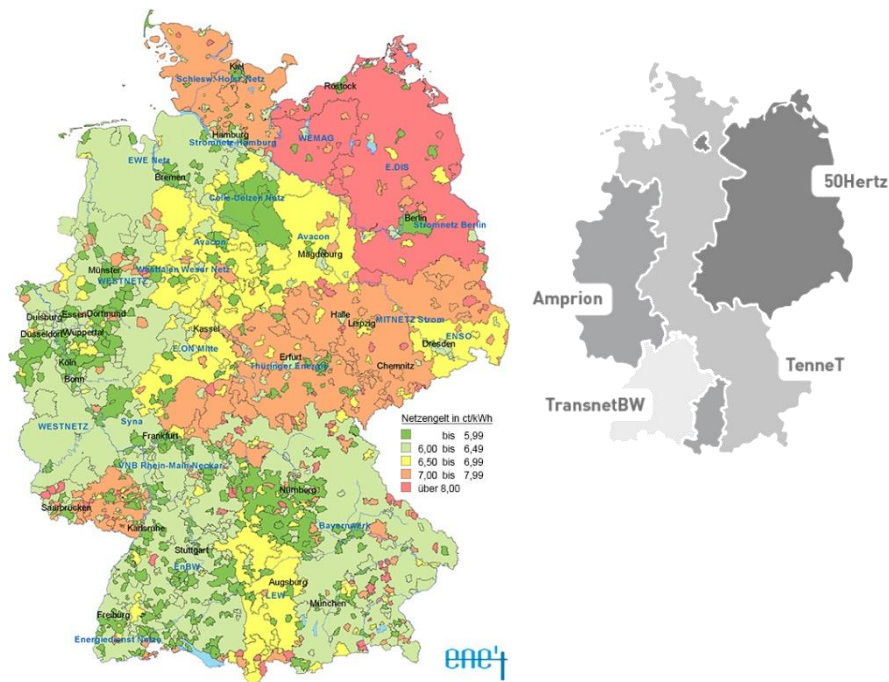


Abbildung 51: Netznutzungsentgelte im Jahr 2014 für einen Jahresverbrauch von 4.000 kWh¹⁷²

Abbildung 51 zeigt, dass die Netzentgelte im Norden und Osten Deutschlands, besonders in der Regelzone des Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz Transmission GmbH, deutlich höher sind als in West- bzw. Südwestdeutschland. Zum einen ist dies getrieben durch hohe Investitionskosten in den Zubau der Übertragungs- und Verteilnetze, die auf die regionalen Stromnutzer abgewälzt und nicht überregional ausgeglichen werden. Zum anderen verursacht die hohe dezentrale Einspeisung erneuerbarer Energien höhere Netzkosten. In dem Fall, dass die Stromnachfrage einer Netzebene kleiner ist als die dezentrale Einspeisung, kommt es zu einer Rückspeisung der Energie in die vorgelagerten Netzebenen. Hierbei kann es bis zur Rückspeisung in das Höchstspannungsnetz kommen, was wiederum einen verstärkten Netzausbau durch eine erhöhte Belastung der Mittel- und Hochspannungsebenen erfordert. Diese erhöhten Netzkosten werden auf die örtlichen Netzentgelte aufgeschlagen und fallen letztlich den Netznutzern zur Last. Ergänzend ist der Punkt der demografischen Entwicklung zu beachten. In der großflächigen Regelzone der 50Hertz Transmission GmbH leben nur etwa 20 % der Bevölkerung Deutschlands und das Gebiet ist von erhöhter Abwanderung betroffen. Da die Gesamtkosten auf die Summe des Energieverbrauchs verteilt werden, ergibt sich somit eine Steigerung des individuellen Netznutzungsentgelts je Kunde.¹⁷³

Es gibt allerdings Ausnahmen von der Pflicht zur Zahlung der vollen Netzentgelte. Sonderformen der Netznutzung nach § 19 StromNEV sind die atypische Netznutzung sowie

¹⁷² Ene't (2013) und ÜNB (2013), S. 11.

¹⁷³ Vgl. Schucht (2010).

eine Reduktion der Netzentgelte bei einem Bezug von mehr als 10 GWh. Unter einem atypischen Netznutzer wird ein Stromverbraucher verstanden, dessen Höchstlast in einer Netzebene vorhersehbar zu einem anderen Zeitpunkt stattfindet als die Höchstlast der übrigen Netznutzer. In diesem Fall hat der Netzbetreiber dem Netznutzer ein individuelles Netzentgelt anzubieten, das bis zu mindestens 20 % des üblichen Netzentgelts entspricht. Bei einer Abnahme ab 10 GWh sowie einer Benutzungszahl von mindestens 7.000 Stunden pro Jahr beträgt das Netzentgelt 20 % des veröffentlichten Netzentgelts. Bei mindestens 7.500 Benutzungszahlen pro Jahr sind es 15 % und bei mindestens 8.000 Benutzungszahlen 10 % des veröffentlichten Netzentgelts.

Zu erwähnen sind in diesem Zusammenhang auch die vermiedenen Netzentgelte, die nach § 18 StromNEV an dezentrale Erzeugungseinheiten auf unterlagerten Netzebenen gezahlt werden. Maßgeblich hierfür sind die Vermeidungsleistung und die Vermeidungsarbeit einer Anlage sowie die lokalen Netzentgelte.¹⁷⁴

Die Bereitstellung von Flexibilität kann im Hinblick auf die zuvor genannten Regelungen zum Teil große Gefahren bergen. Denn obwohl sie zunächst einzelne Verbraucher besserstellen, werden sie zum Hemmnis bei der Flexibilitätsbereitstellung. So laufen regelbare Lasten mit atypischer Netznutzung, die Flexibilität in „typischen“ Zeiten zur Verfügung stellen, Gefahr, anschließend von der Entgeltreduktion ausgenommen zu werden.

Strompreisbedingte oder durch Regelenergieabrufe induzierte Lastabschaltungen senken die Benutzungszahlen, sodass die Abschläge auf die Entgelte sich reduzieren oder ganz wegfallen könnten. Falls der Stromverbrauch zudem unter 10 GWh fällt, werden die Entgeltreduktionen aufgehoben.

Bei der Zuschaltung von Last (z. B. bei nachholender Produktion im Nachgang einer strompreisbedingten oder durch Regelenergieabrufe induzierten Abschaltung) kann es zu einem neuen Verbrauchsmaximum kommen, was mit einer abrechnungsrelevanten Netzspitze einhergeht. Diese neue Netzspitze erhöht die Leistungspreiskomponente. Darüber hinaus sinken die Benutzungszahlen, da die durchschnittliche Auslastung als Quotient aus Jahresenergieverbrauch und Jahreshöchstlast sinkt.

Im Hinblick auf dezentrale Erzeugungsanlagen ist zwischen solchen im Verteilnetz und solchen in an das öffentliche Stromnetz angeschlossenen Inselsystemen (z. B. Industrienetze) zu unterscheiden. Bei Anlagen im Verteilnetz können Regelungen dazu führen, dass es zu Einbußen bei Vermeidungsarbeit bzw. Vermeidungsleistung kommt. Bei In-

¹⁷⁴ Unter Vermeidungsarbeit wird (unter Berücksichtigung von Netzverlusten der jeweiligen Netz- bzw. Umspannebene) die Differenz zwischen der durch Stromverbraucher und nachgelagerte Netz- bzw. Umspannebene entnommenen elektrischen Energie sowie der aus der vorgelagerten Netz- bzw. Umspannebene entnommenen elektrischen Energie verstanden. Vermeidungsleistung wiederum beschreibt die Differenz zwischen der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller Entnahmen aus der Netz- bzw. Umspannebene sowie der maximalen Jahresbezugsleistung aus der vorgelagerten Netz- bzw. Umspannebene. Ausnahmen gibt es für EE- und KWK-Anlagen.

dustriennetzen führt eine Regelung der Erzeugungsanlagen in der Regel zu einer Veränderung des Verbrauchs gegenüber dem öffentlichen Netz, sodass die zuvor genannten Anmerkungen zur Zu- bzw. Abschaltung von Verbrauchern zum Tragen kommen.

Die Bereitstellung dezentraler Flexibilitäten auf der Verbraucherseite wirkt sich neben der Netzentgeltberechnung ebenfalls bei der Berechnung der verschiedensten Abgaben und Umlagen aus. So sind u. a. bei der EEG-Umlage mengen- und kostenabhängige Rabattstaffeln enthalten, die bei ungünstigen Konstellationen der Flexibilitätsbereitstellung entfallen können.

5.1.3 Anforderungen an das Netzengpassmanagement

Die Anforderungen an das Netzengpassmanagement leiten sich aus den **technisch kritischen** und **ökonomischen** Auswirkungen von Netzengpässen ab.

Aufgrund begrenzter Übertragungskapazitäten kann es in Abhängigkeit des Preissystems (Nodal oder Zonal Pricing, Uniform Pricing mit Redispatch) und der räumlichen Struktur von Erzeugung und Nachfrage zu einer Überlastung von Übertragungsleitungen kommen. Eine dauerhafte Belastung von Übertragungsleitungen oberhalb der thermischen Grenzleistung kann zu einem Leitungsausfall und somit einem Systemungleichgewicht führen. Die Behebung bzw. Bewirtschaftung von Netzengpässen ist daher wesentlich zur Aufrechterhaltung der Systemstabilität.

Ein engpassbehaftetes Stromnetz führt grundsätzlich zu einem abweichenden Kraftwerkseinsatz und somit anderen Systemkosten als ein engpassfreies Netz (Kupferplatte). Abhängig vom gewählten Netzengpassmanagement-System ergeben sich dabei unterschiedliche Auswirkungen auf die Gesamtwohlfahrt (Verteilung von Konsumenten- und Produzentenrente). Für den Fall einer unelastischen Nachfrage kann gezeigt werden, dass sich die Gesamtwohlfahrt unabhängig vom Netzengpassmanagement-System nicht verändert. Wesentliche Voraussetzung ist jedoch, dass sich ein identischer Kraftwerkseinsatz ergibt.¹⁷⁵ Abweichungen und somit Veränderungen der Gesamtwohlfahrt können dann aus Inflexibilitäten der Kraftwerke oder Ineffizienzen wie Marktmacht und strategischem Verhalten resultieren. Langfristig nimmt das verwendete Preissystem zudem Einfluss auf Kraftwerksinvestitionen. Letzterer Aspekt steht in Wechselwirkung mit den technisch kritischen Implikationen, da eine geografisch ungünstige bzw. netzdestabilisierende Allokation von Kraftwerken die Netzengpasssituation verstärken und somit die Systemstabilität gefährden kann.¹⁷⁶

¹⁷⁵ Vgl. Ding/Fuller (2005).

¹⁷⁶ Die aktuelle Entwicklung in Deutschland zeigt, dass beim derzeit implementierten Einheitspreissystem und den damit verbundenen fehlenden Standortanreizen zum einen verstärkt Kraftwerke in Süddeutschland stillgelegt und zum anderen aber neue Kraftwerke in Norddeutschland zugebaut werden. Dies führt weniger zu

Grundsätzlich sollten bei der Bewertung von Netzengpassmanagement-Methoden die Auswirkungen auf die Gesamtwohlfahrt im Vordergrund stehen. Dabei ergibt sich als erste konkrete Anforderung, dass das Netzengpassmanagement-System **effektiv** ist, das heißt, dass die Methode tatsächlich zur Erreichung des damit bezweckten Ziels führt. Im Fall von Netzengpassmanagement ist das primäre Ziel sicherlich die Behebung von Netzengpässen. Dementsprechend ist die **Effektivität** einer Ausgestaltung daran zu messen, ob dadurch tatsächlich die Häufigkeit und das Ausmaß von Netzengpässen reduziert werden.

Die zweite wesentliche Anforderung ist die **Effizienz**. Dies bedeutet, dass das angestrebte Ziel mit geringstmöglichen Kosten (d. h. anderweitigen Wohlfahrtsverlusten) erreicht werden soll. Im Kontext des Netzengpassmanagements folgt aus dieser Anforderung unter anderem, dass Ineffizienzen wie Marktmacht und strategisches Verhalten zu vermeiden sind.

Aus den genannten Anforderungen ergeben sich weitere spezifische Anforderungen an das Netzengpassmanagement und damit einhergehende Implikationen für das deutsche bzw. europäische Engpassmanagement-System, die Tabelle 19 entnommen werden können.

Tabelle 19: Systematisierung von Anforderungen an das Netzengpassmanagement

Anforderungen	Implikationen für Deutschland
Vollständige bzw. optimale Ausnutzung von Übertragungskapazitäten	<ul style="list-style-type: none"> <li data-bbox="620 1265 1430 1637">▪ Bei einem Einheitspreissystem hängt die Ausnutzung der Übertragungskapazität im Falle eines Engpasses von der Höhe des durchgeführten Redispatch ab. Aus Gründen der Systemstabilität tendenziell zu hohe Eingriffe reduzieren die Leitungsauslastung und führen zu zusätzlichen Kosten, da die Kraftwerke in der Überschussregion nicht kostenoptimal eingesetzt werden (zu hoher negativer Redispatch). <li data-bbox="620 1671 1430 1850">▪ Beim zonalen Preissystem hängt die Ausnutzung der Übertragungskapazitäten insbesondere von den vorgegebenen Handelskapazitäten (Net Transfer Capacities, NTC) zwischen den Preiszonen ab. <li data-bbox="620 1883 1430 1910">▪ Beim nodalen Preissystem werden die Übertragungslei-

einer Entlastung als zu einer Verstärkung der Engpasssituation in Deutschland. Es kann jedoch nicht abschließend beurteilt werden, ob mit Einführung eines nodalen oder zonalen Preissystems dieses Problem überwunden werden könnte. Vgl. hierzu auch Kapitel 5.2.2.

	tungen durch Berücksichtigung der Netzrestriktionen bereits im Spotmarkt grundsätzlich optimal ausgenutzt.
Diskriminierungsfreiheit und Transparenz	<ul style="list-style-type: none">▪ Das aktuell in Deutschland implementierte Netzengpassmanagement-System sieht eine Verpflichtung zum Redispatch aller an das Hoch- und Höchstspannungsnetz angeschlossenen Erzeugungsanlagen vor. Die kostenbasierte Vergütung schafft dabei trotz der Standardisierung durch die Bundesnetzagentur kaum Transparenz.▪ Bei einem zonalen Preissystem hängt die Transparenz insbesondere vom Verfahren zur Festlegung der Preiszonen und der Handelskapazität (Net Transfer Capacity, NTC) ab.
Marktorientierung und effiziente Preisbildung	<ul style="list-style-type: none">▪ Eine marktbasierende Beschaffung von Redispatch-Kapazitäten steigert die Effizienz. Um eine Aufteilung der Liquidität zwischen Redispatch- und Reservemärkten zu vermeiden, ist eine Zusammenführung der Märkte von Vorteil.▪ Nodal und Zonal Pricing sind per Definition marktbasierende Mechanismen. Bei beiden Ansätzen spiegeln die Marktpreise die Grenzkosten der Erzeugung, des Transports und der Engpassbehebung wider.
Wettbewerbskonformität	<ul style="list-style-type: none">▪ Unabhängig von den diskutierten Netzengpassmanagement-Methoden sind die Vermeidung von Wettbewerbsverzerrungen und der Erhalt der Wettbewerbsintensität auf Spot- und Regelleistungsmärkten anzustreben.
Internationale Kompatibilität	<ul style="list-style-type: none">▪ Eingriffe in die Fahrweise von Kraftwerken (Redispatch) sind regelzonenübergreifend und auch grenzüberschreitend abzustimmen.▪ Bei der Einführung alternativer Netzengpassmanagement-Methoden (Nodal oder Zonal Pricing) sind auch die Wechselwirkungen mit dem Ausland (z. B. Auswirkungen auf Austausch- und Transitflüsse) zu berücksichtigen.▪ Bei der Bewirtschaftung von Grenzkuppelstellen wird

mit der Umstellung auf Flow-Based Market Coupling und der Neubewertung von Gebotszonen ein institutioneller Rahmen für eine Weiterentwicklung des deutschen Netzengpassmanagement-Systems geschaffen. Grundsätzlich erscheint dabei eine Orientierung von Zonengrenzen an Ländergrenzen immer weniger zielführend.¹⁷⁷

Aufbauend auf den diskutierten Methoden des Netzengpassmanagements und deren Anforderungen werden nachfolgend für Deutschland denkbare Ansätze methodengestützt untersucht. Im Vordergrund steht dabei eine Bewertung der Engpassbehebung durch Netzausbau gegenüber einer Beseitigung durch Redispatch sowie eine Wirkungsanalyse der Einführung von Preiszonen in Deutschland auf die Netzengpasssituation.

5.2 Methodengestützte Untersuchung des Netzengpassmanagements und Netzausbaus im Übertragungsnetz

Das Netzengpassmanagement auf deutscher und europäischer Ebene ist ein wesentlicher Aspekt des zukünftigen Strommarktdesigns. Wegen des starken Anstiegs der Kapazitäten aus erneuerbaren Energien ist mit einer zunehmenden Anzahl an Netzengpässen zu rechnen. Netzausbau und ein effizientes Engpassmanagement stellen dabei vielversprechende Lösungsansätze dar.

In diesem Abschnitt werden daher eine gesamtwirtschaftliche Kosten-Nutzen-Analyse des Netzausbaus sowie eine Analyse alternativer marktbasierter Netzengpassmanagement-Methoden vorgenommen.

5.2.1 Gesamtwirtschaftliche Kosten-Nutzen-Analyse des Netzausbaus unter unterschiedlichen Zielkriterien

Infolge der zunehmenden Konzentration der elektrischen Energieerzeugung an lastfernen Standorten sieht sich das Übertragungsnetz bereits heute mit wachsenden Anforderungen in Bezug auf den Transport der elektrischen Energie zu den Lastschwerpunkten konfrontiert. Die ambitionierten Ziele für den Ausbau der erneuerbaren Energien sowie der Ausstieg aus der Atomkraft verstärken diesen Trend und lassen mittel- und auch langfristig die Entstehung struktureller Engpässe im Übertragungsnetz erwarten.

¹⁷⁷ Vgl. auch Abschnitt 5.2.2 für eine Analyse der Auswirkungen von Market Splitting bzw. Zonal Pricing in Deutschland.

Neben wettbewerbsorientierten und kostenbasierten Netzengpassmanagement-Maßnahmen zur effizienten Bewirtschaftung der Netzengpässe steht mit dem Ausbau der Übertragungsnetze eine weitere, langfristige Option zur umfassenden und dauerhaften Beseitigung von Netzengpässen zur Verfügung. Eine gesamtwirtschaftlich kosteneffiziente Kombination von Netzengpassmanagement- und Netzausbaumaßnahmen zur Bewirtschaftung bzw. Beseitigung von Netzengpässen ist im Zusammenhang mit der Dynamik der Energiewende eine besondere Herausforderung. Um der Entstehung struktureller Netzengpässe entgegenzuwirken, versucht der Netzentwicklungsplan (NEP) potenzielle zukünftige Netzengpässe zu identifizieren und geeignete Netzausbaumaßnahmen zu deren Beseitigung festzulegen. Ziel des folgenden Abschnitts ist zunächst eine quantitative gesamtwirtschaftliche Kosten-Nutzen-Analyse¹⁷⁸ der im Rahmen des NEP 2012 vorgeschlagenen Netzausbaumaßnahmen. Zur quantitativen Bewertung des Kosten-Nutzen-Verhältnisses des Netzausbaus werden die zusätzlichen Kosten durch Netzengpassmanagement-Maßnahmen im Falle einer Stagnation des Netzausbaus den Kosten des Netzausbaus gegenübergestellt. Auf diese Weise kann die relative Vorteilhaftigkeit des Netzausbaus gegenüber einem Ausbaustopp des Übertragungsnetzes – wenn auch unter Vernachlässigung weiterer Folgen der Netzausbauentscheidung – bewertet werden, wie Abbildung 52 zunächst modellhaft verdeutlicht. Diese relative Vorteilhaftigkeit wird im Folgenden auf Basis von Modellrechnungen bestimmt.

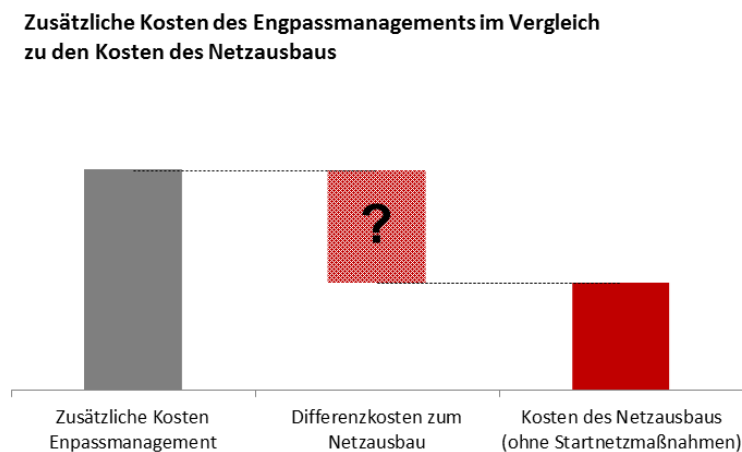


Abbildung 52: Modellansatz der gesamtwirtschaftlichen Kosten-Nutzen-Analyse des Netzausbaus

¹⁷⁸ Die vorgenommene Gegenüberstellung bildet den Kernaspekt einer vollständigen Kosten-Nutzen-Analyse (engl. CBA, Cost Benefit Analysis) ab, indem die Kosten des Netzausbaus den Kosten für Redispatch gegenübergestellt werden. Zu einer vollständigen CBA würden weitere Auswirkungen der Netzausbauentscheidung wie z. B. Flächen- und Landschaftsverbrauch, Auswirkungen auf Mensch und Umwelt etc. zählen, die in der Regel nicht eindeutig in finanzielle Größen zu überführen sind. Eine umfassende Behandlung auch dieser Größen hätte den Rahmen des Forschungsprojekts gesprengt.

Ein weiterer zentraler Einflussfaktor auf die Kosteneffizienz von Netzengpassmanagement sowie die Notwendigkeit von Netzausbaumaßnahmen ist die Allokation künftiger konventioneller Kraftwerkszubauten. Standortentscheidungen für Kraftwerksinvestitionen werden im derzeitigen Marktumfeld unabhängig von daraus resultierenden Kosten für Netzengpassmanagement oder Netzausbaumaßnahmen gefällt. Die Einführung von Anreizmechanismen in Form von Allokationssignalen kann zu verbesserten Standortentscheidungen für konventionelle Kraftwerke und in der Folge zu einer Reduktion der Kosten für Netzengpassmanagementmaßnahmen sowie zur Redundanz einzelner Netzausbaumaßnahmen führen. Geografisch differenzierte Tarifsysteme (wie die sogenannte Generation-Komponente oder kurz G-Komponente) bieten eine Möglichkeit zur Steuerung von Standortentscheidungen für zukünftige Kraftwerksinvestitionen über die Netzentgelte. Weiterer Untersuchungsgegenstand des Abschnitts ist deshalb die Analyse des Einflusses einer ineffizienten Allokation von Kraftwerkszubauten auf das Ergebnis der zuvor durchgeführten Kosten-Nutzen-Analyse im Zusammenhang einer Sensitivitätsbetrachtung.

5.2.1.1 Methodik zur Bestimmung der langfristigen Kosten des Engpassmanagements

Zur quantitativen Bewertung des Kosten-Nutzen-Verhältnisses des Netzausbaus werden die zusätzlichen Kosten durch Netzengpassmanagement-Maßnahmen im Falle der Stagnation des Netzausbaus den im NEP ausgewiesenen Kosten der Netzausbaumaßnahmen gegenübergestellt. Die langfristige Entwicklung der zusätzlichen Kosten für Netzengpassmanagement-Maßnahmen wird im Rahmen einer modellgestützten Analyse abgeschätzt. Die Analyse stützt sich auf den Vergleich von zwei Netzausbauszenarien. Für jedes der Netzausbauszenarien erfolgt eine Berechnung der langfristigen Entwicklung des zukünftigen Redispatch-Bedarfs und der Redispatch-Kosten im entsprechenden Szenario.

Im Szenario „Startnetz“ werden der Redispatch-Bedarf und die damit verbundenen Kosten für den Fall der Stagnation des Netzausbaus nach fristgerechter Realisierung der im Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen (EnLAG) festgelegten Maßnahmen berechnet. Analog werden im Szenario „Netzausbau“ der Redispatch-Bedarf und die damit verbundenen Kosten unter Berücksichtigung des Netzausbaus gemäß NEP 2012 Leitszenario B quantifiziert (vgl. Abbildung 53).

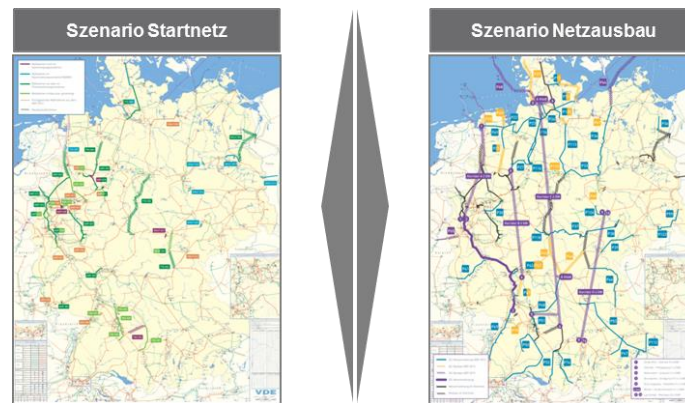


Abbildung 53: Netzausbauszenarien „Startnetz“ und „Netzausbau“ im Vergleich¹⁷⁹

Die modellgestützte Analyse erfolgt durch eine mehrstufige Anwendung von Marktmodellen mit unterschiedlichen Zielsetzungen und unterschiedlichem regionalem Fokus (vgl. Abbildung 54). Im ersten Schritt werden der Zubau künftiger Kraftwerkskapazitäten in Zentraleuropa, der Kraftwerkseinsatz und der internationale Stromaustausch mittels des europäischen Strommarktmodells der BET (BET-EuroMod) berechnet. Die Modelleingangsdaten für Deutschland sowie die infolge der Modellrechnung bestimmten Zubauten von Kraftwerkskapazitäten und der internationale Stromaustausch werden im zweiten Schritt regionalisiert und finden Eingang in das regionale Marktmodell der BET (BET-RegioMod). Im regionalen Marktmodell ist Deutschland in 22 Netzregionen unterteilt. Auf diese Netzregionen werden sowohl die Erzeugung als auch die Last, die sich im EuroMod ergeben haben, verteilt. Das Modell bietet die Möglichkeit, Netzrestriktionen über einen NTC-Ansatz innerhalb Deutschlands vereinfacht abzubilden. Auf diese Weise können unterschiedliche Netzausbauszenarien miteinander verglichen werden, indem der Kraftwerkseinsatz unter vorgegebenen Transportkapazitäten für ein Betrachtungsjahr ermittelt wird.

Die Quantifizierung des Redispatch-Bedarfs und der damit verbundenen Kosten erfolgt für jedes der beiden Netzausbauszenarien durch Vergleich des stündlichen Kraftwerkseinsatzes unter Vernachlässigung innerdeutscher Netzrestriktionen (Zustand „Kupferplatte“) gegenüber einer Berücksichtigung innerdeutscher Netzrestriktionen (Engpassbewirtschaftung). Der Vergleich des stündlichen Einsatzes der Erzeugungsanlagen und der daraus resultierenden Erzeugungskosten ermöglicht die Abschätzung des Redispatch-Bedarfs sowie der Kosten für Netzengpassmanagement-Maßnahmen im jeweiligen Szenario. Abbildung 54 veranschaulicht das Zusammenspiel der Modelle.

¹⁷⁹ NEP (2012).

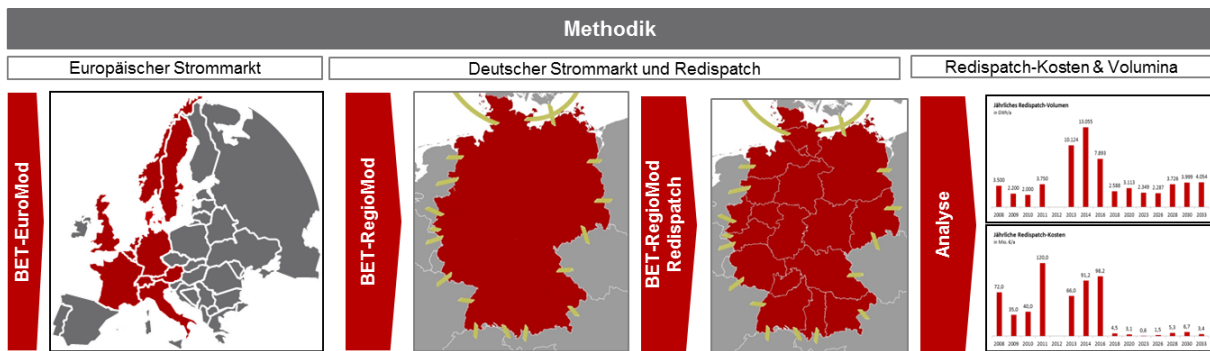


Abbildung 54: Methodik zur Bestimmung der langfristigen Entwicklung der Kosten für Netzengpassmanagement-Maßnahmen

Um den Einfluss von exogenen Anreizmechanismen in Form von Allokationssignalen für Standortentscheidungen von Kraftwerkszubauten auf die Kosteneffizienz von Netzengpassmanagement- und Netzausbaumaßnahmen abzuschätzen, wird ergänzend eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt. Im Zuge der zuvor beschriebenen Analyse wird von einer in Bezug auf die Engpassvermeidung günstigen Allokation zukünftiger Zubauten konventioneller Kraftwerkskapazitäten ausgegangen. Die Sensitivitätsanalyse stützt sich demgegenüber auf eine suboptimale Allokation von Zubauten konventioneller Kraftwerkskapazitäten in Deutschland. In Abbildung 55 ist die Allokation künftiger Zubauten im Ausgangsszenario sowie im Rahmen der Sensitivitätsbetrachtung dargestellt. Im Ausgangsszenario konzentrieren sich Zubauten maßgeblich an Standorten im Süden und Westen. Im Zuge der Sensitivitätsanalyse fokussiert die Allokation der Zubauten im Gegensatz dazu auf Standorte in Mittel- und Norddeutschland. Infolgedessen kommt es mittel- und langfristige zu einem relativen Mangel an Erzeugungskapazitäten im Süden Deutschlands.

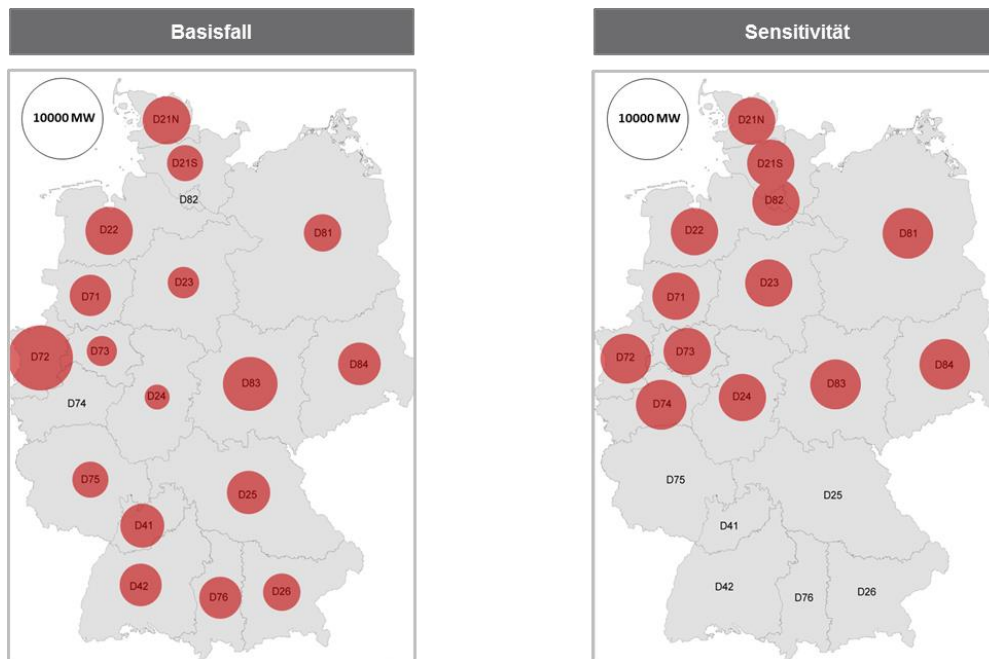


Abbildung 55: Allokation zukünftiger Zubauten konventioneller Kraftwerke im Vergleich zwischen Basisfall und Sensitivitätsanalyse

Die im Zusammenhang mit der Modellanalyse für die einzelnen Szenarien durchgeführten Modellläufe bestimmen die Entwicklung von Redispatch-Bedarf und -Kosten für den Zeithorizont von 2015 bis 2045 in stündlicher Granularität für ausgewählte Stützjahre. Abweichend von den in Abschnitt 3.4.4 verwendeten Rahmenannahmen des zugrunde liegenden Energiemarktszenarios wird in den für die gesamtwirtschaftliche Kosten-Nutzen-Analyse durchgeführten Modellläufen der Ausbau der erneuerbaren Energien gemäß NEP 2012 Szenario B angenommen, da auch bezüglich der Netzausbaukosten auf dieses Szenario referenziert wird. Für den Kostenvergleich wird auf den Bewertungszeitraum von 2013 bis 2062 abgestellt. Die im Rahmen der Modellläufe bestimmten Kosten wurden entsprechend bis 2062 fortgeschrieben. Die im NEP 2012 ausgewiesenen Kosten des Netzausbaus wurden gemäß der zeitlichen Staffelung der im NEP 2012 ausgewiesenen Netzausbau- und Verstärkungsmaßnahmen auf den Zeitraum von 2017 bis 2022 in jährliche Zahlungsströme aufgeschlüsselt. Der Bewertungszeitraum entspricht mit 50 Jahren einer durchschnittlichen technischen Nutzungsdauer von Netzbetriebsmitteln. Sämtliche Zahlungsströme sind für den Kostenvergleich mit einem Finanzierungszinssatz von 3 % diskontiert.

5.2.1.2 Gesamtwirtschaftliche Kosten-Nutzen-Analyse des Netzausbaus

Das zentrale Ergebnis der modellgestützten gesamtwirtschaftlichen Kosten-Nutzen-Analyse ist in Abbildung 56 dargestellt. Diese zeigt, dass der Netzausbau im Ganzen nicht nur aus Gründen der Versorgungssicherheit notwendig, sondern insbesondere auch unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten sinnvoll ist. Die im Rahmen der Modellana-

lyse für das Szenario „Startnetz“ berechneten Barwerte der Kosten für Netzengpassmanagement-Maßnahmen liegen bei 23 Milliarden Euro gegenüber Kosten in Höhe von 2,1 Milliarden Euro für das Szenario „Netzausbau“. In Summe sind die zusätzlichen Kosten für Netzengpassmanagement-Maßnahmen im Falle einer Stagnation des Netzausbaus somit um 10 Milliarden Euro höher als die Kosten von 11 Milliarden Euro der im NEP 2012 ausgewiesenen Netzausbau- und Netzverstärkungsmaßnahmen.

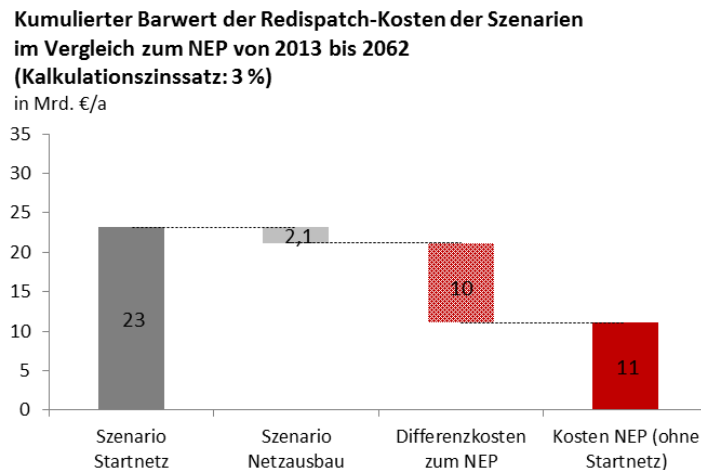


Abbildung 56: Gesamtwirtschaftliche Kosten-Nutzen-Analyse des Netzausbaus

In Abbildung 57 ist das Ergebnis der Kosten-Nutzen-Analyse im Rahmen der Sensitivitätsrechnung „Netzungünstige Allokation der Kraftwerkszubauten“ dargestellt. Die suboptimale Allokation der künftigen Zubauten konventioneller Kraftwerkskapazitäten führt zu einer deutlichen Verschärfung der strukturellen Netzengpässe. Infolgedessen betragen die Barwerte der Kosten für Netzengpassmanagement- und Lastmanagement-Maßnahmen im Szenario „Startnetz“ für die Sensitivitätsrechnung 31 Milliarden Euro. Die Barwerte der Kosten liegen im Rahmen der Sensitivitätsrechnung somit weit über den Kosten im Ausgangsszenario. Demgegenüber bleibt der Barwert der entsprechenden Kosten für das Szenario „Netzausbau“ auch im Vergleich zum Ausgangsszenario auf einem stabilen Niveau von etwa 2,2 Milliarden Euro. Aggregiert sind die zusätzlichen Kosten für Netzengpassmanagement-Maßnahmen im Falle einer Stagnation des Netzausbaus somit um 18 Milliarden Euro höher als die Kosten der im NEP 2012 enthaltenen Netzausbau- und Netzverstärkungsmaßnahmen.

Die gezielte Allokation künftiger Kraftwerkszubauten an in Bezug auf die Netzengpassvermeidung günstige Stellen hat insbesondere im Falle einer Stagnation des Netzausbaus starke Auswirkungen auf die mit dem Netzengpassmanagement verbundenen Kosten. Dieser Effekt kann im Zusammenhang mit potenziellen Verzögerungen im Netzausbau und weiteren destabilisierenden Kraftwerksstilllegungen auch mittelfristig relevant

werden. Darüber hinaus zeigt die Sensitivitätsanalyse, dass die Kosten für Netzengpassmanagement-Maßnahmen infolge des Netzausbaus gemäß NEP 2012 nahezu unabhängig von der Allokation der Zubauten konventioneller Kraftwerkskapazitäten auf einem ähnlichen Niveau bleiben. Die Netzausbau- und Netzverstärkungsmaßnahmen gemäß NEP 2012 sind somit hinreichend dimensioniert, um die negativen Effekte einer suboptimalen Allokation größtenteils aufzufangen.

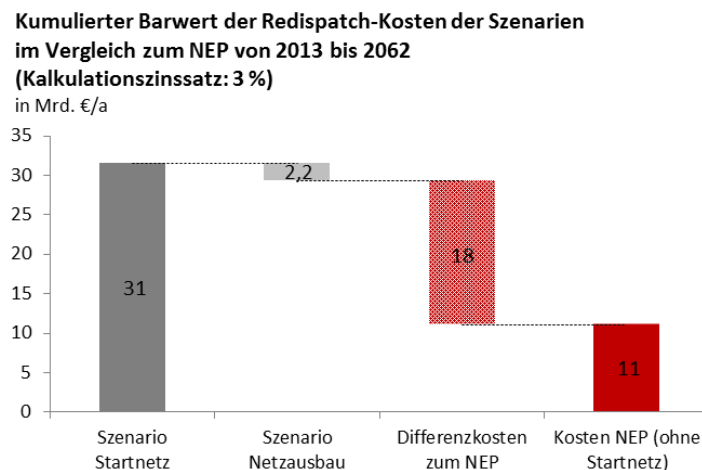


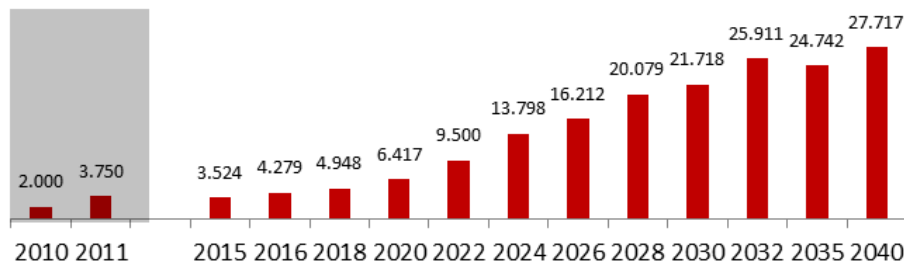
Abbildung 57: Kostenvergleich unter suboptimaler Allokation künftiger Zubauten im Rahmen der Sensitivitätsanalyse

5.2.1.3 Auswirkungen des Netzausbaus auf die Netzengpasssituation in Deutschland

Die Stagnation des Netzausbaus im Szenario „Startnetz“ führt langfristig zur Entstehung erheblicher struktureller Netzengpässe in Deutschland. Die Dynamik des Ausbaus der erneuerbaren Energien impliziert eine zunehmende Verschärfung der Netzengpasssituation.

Jährliches Redispatch-Volumen

in GWh/a



Jährliche Redispatch-Kosten

in Mio. €/a

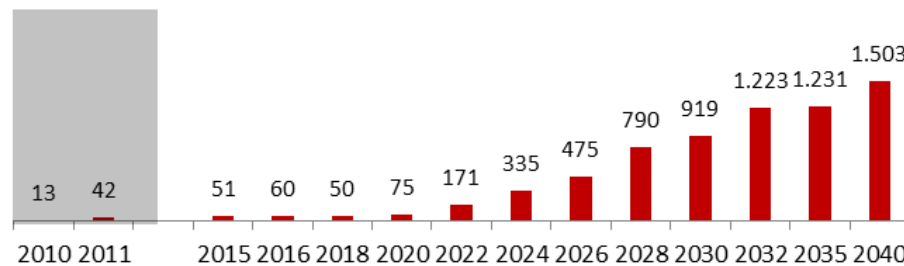


Abbildung 58: Langfristige Entwicklung von Redispatch-Bedarf und -Kosten im Szenario „Startnetz“

Die unzureichende Synchronisation von Netzausbau und Zubau der erneuerbaren Energien führt bis 2015 zum Anstieg von Redispatch-Volumen und -Kosten. Die Fertigstellung der im Bedarfsplan des EnLAG benannten Ausbauprojekte zwischen 2015 und 2017 bewirkt zunächst, wie in Abbildung 58 dargestellt, im Szenario „Startnetz“ eine Stagnation des Redispatch-Bedarfs und der damit verbundenen Kosten. Langfristig kommt es infolge des zunehmenden Ausbaus der erneuerbaren Energien in Kombination mit der Stagnation des Netzausbaus jedoch zu einem erheblichen Anstieg des Redispatch-Bedarfs und der Redispatch-Kosten. Diese steigen aufgrund der starken Dynamik des Ausbaus der erneuerbaren Energien mittelfristig zunächst progressiv. Langfristig entwickeln sich die Redispatch-Kosten aufgrund der zunehmenden effizienten Allokation der zukünftigen Zubauten von Kraftwerkskapazitäten degressiv, da es zu einer relativen Angleichung des Preisunterschieds (Grenzkosten) zwischen den für den Redispatch benötigten Anlagen kommt.

Abbildung 59 veranschaulicht die Entstehung und langfristige Entwicklung der Netzengpässe im Rahmen des Szenarios „Startnetz“. Die einzelnen Regionen werden hierbei als Knoten dargestellt, die Verbindungen zwischen den Regionen als Linien. In den Diagrammen ist die Entwicklung der Anzahl an Engpassstunden pro Jahr eingetragen. Der mangelnde Netzausbau in Kombination mit dem zunehmenden Nord-Süd-Transportbedarf aufgrund des Ausbaus der erneuerbaren Energien führt langfristig zu einer steigenden Anzahl von Netzengpässen. Bis 2017 bleibt die Zahl der Engpässe an

den verschiedenen Grenzen auf einem moderaten Niveau. Der Ausbau der Südwest-Kuppelleitung zwischen Bayern und Thüringen führt 2017 zunächst zu einer deutlichen Entspannung der Engpasssituation und zu einem besseren Transport entlang der Süd-West-Achse in Deutschland. Die Fertigstellung des EnLAG-Vorhabens Nr. 1 (Kasso-Dollern) sowie die damit verbundene Ersetzung der 220-kV-Leitung durch eine 380-kV-Leitung bewirkt eine Erhöhung der Transportkapazitäten zwischen D21N und D21S und damit einen nachhaltigen Rückgang der Anzahl der Netzengpässe in Schleswig-Holstein.

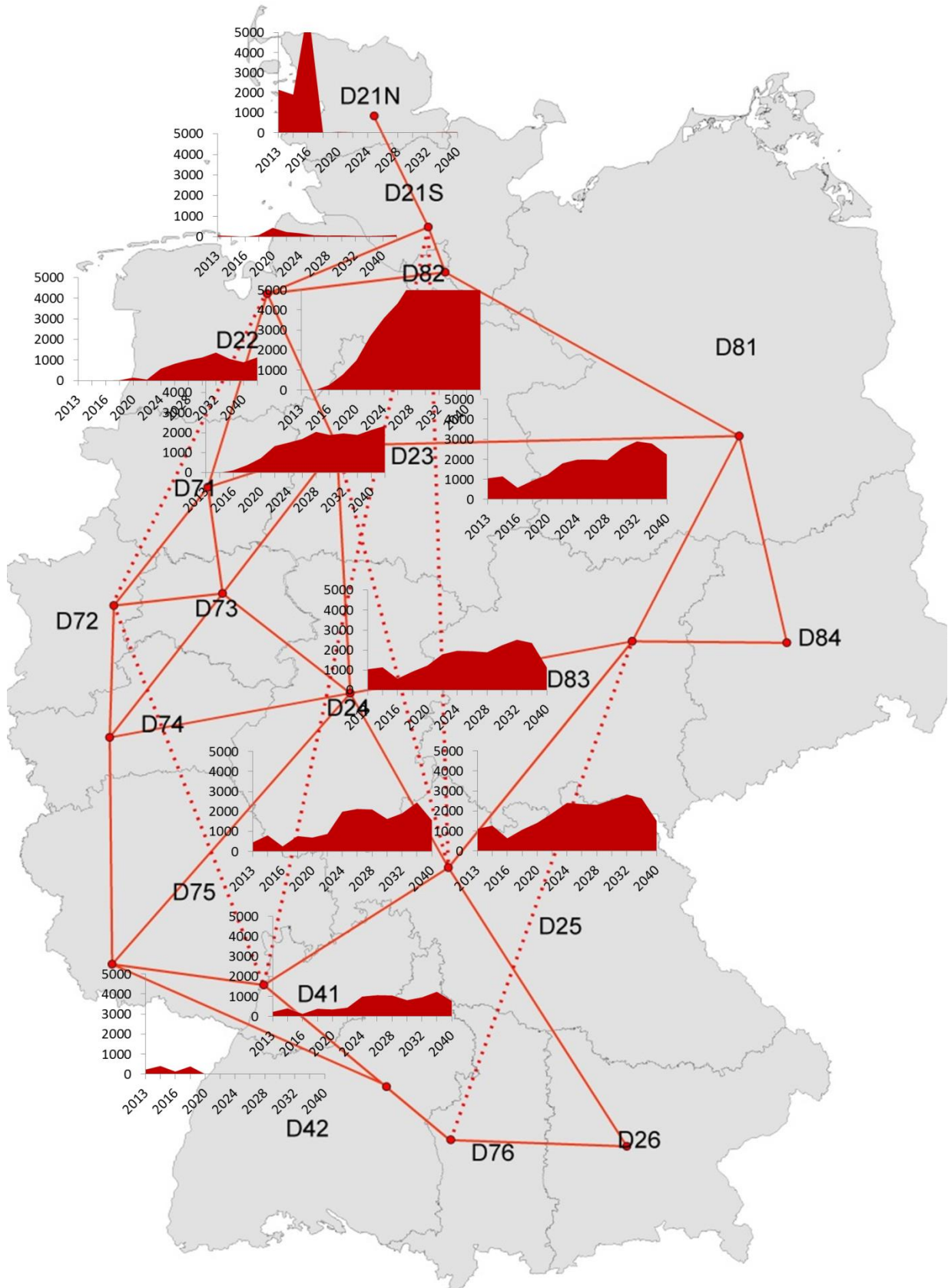


Abbildung 59: Langfristige Entwicklung der Engpasssituation bzw. der Engpassstunden zwischen verschiedenen Regionen im Szenario „Startnetz“

Abbildung 60 zeigt im Vergleich dazu die langfristige Entwicklung des Redispatch-Bedarfs und der Redispatch-Kosten unter Berücksichtigung des Netzausbaus gemäß NEP 2012. Bis 2017 zeichnet sich aufgrund der Übereinstimmung mit dem Szenario „Startnetz“ ein identisches Bild ab. Ab 2017 mit der Realisierung der ersten Ergebnismaßnahmen des NEP sinkt der Redispatch-Bedarf deutlich ab. Langfristig kommt es zu einer erneuten Zunahme des Redispatch-Bedarfs infolge des Ausbaus der erneuerbaren Energien. Die Redispatch-Kosten sinken ebenfalls deutlich und stagnieren langfristig auf diesem Niveau.

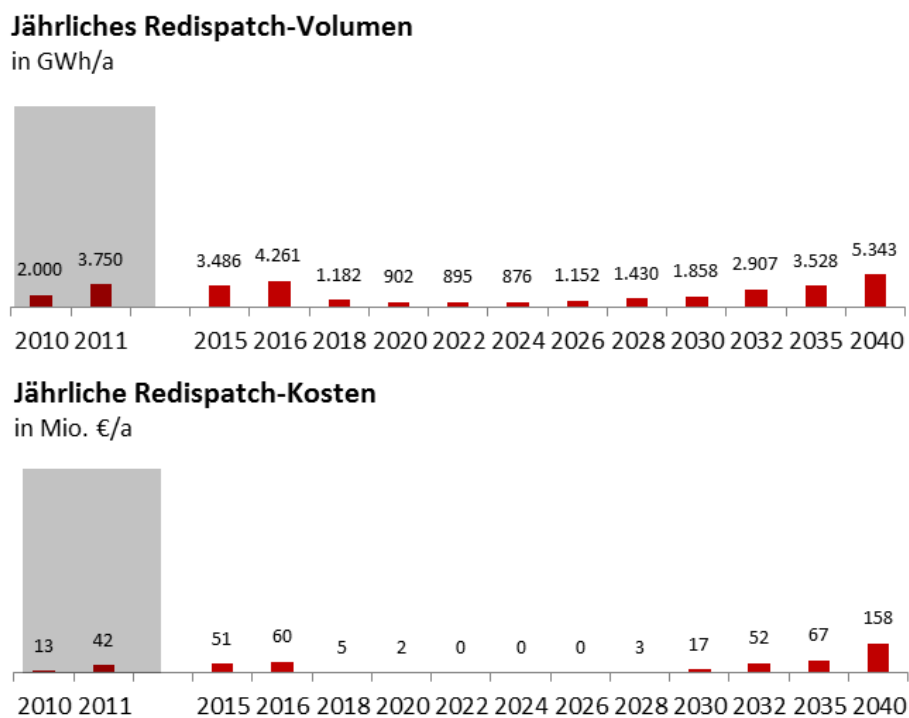


Abbildung 60: Langfristige Entwicklung von Redispatch-Bedarf und -Kosten¹⁸⁰ im Szenario „Netzausbau“

Abbildung 61 veranschaulicht, dass die strukturellen Netzengpässe durch den Ausbau des Übertragungsnetzes nachhaltig beseitigt werden. Die Maßnahmen des NEP 2012 führen langfristig zur deutlichen Stabilisierung des Redispatch-Bedarfs und sind damit unter den hier getroffenen Annahmen zur Redispatch-Vermeidung sogar noch über das Jahr 2022 hinaus hinreichend für die mit der Energiewende verbundene Transformation des Energiesystems. Langfristig zeigt sich – bei weiterem Umbau der Erzeugungslandschaft – allerdings auch weiterer Netzausbaubedarf.

¹⁸⁰ Die spezifischen Redispatch-Kosten sind in den einzelnen betrachteten Jahren sehr unterschiedlich. Ihre Höhe ist maßgeblich davon abhängig, welche Technologien durch den Redispatch „abgetauscht“ werden. Sind hiervon Einheiten mit ähnlichen oder identischen Kosten betroffen, resultieren daraus möglicherweise nennenswerte Volumina zu geringen Kosten. Haben die abgetauschten Kraftwerke hingegen stark unterschiedliche Kosten, können auch kleinere Redispatch-Mengen zu nennenswerten Kostenpositionen führen.

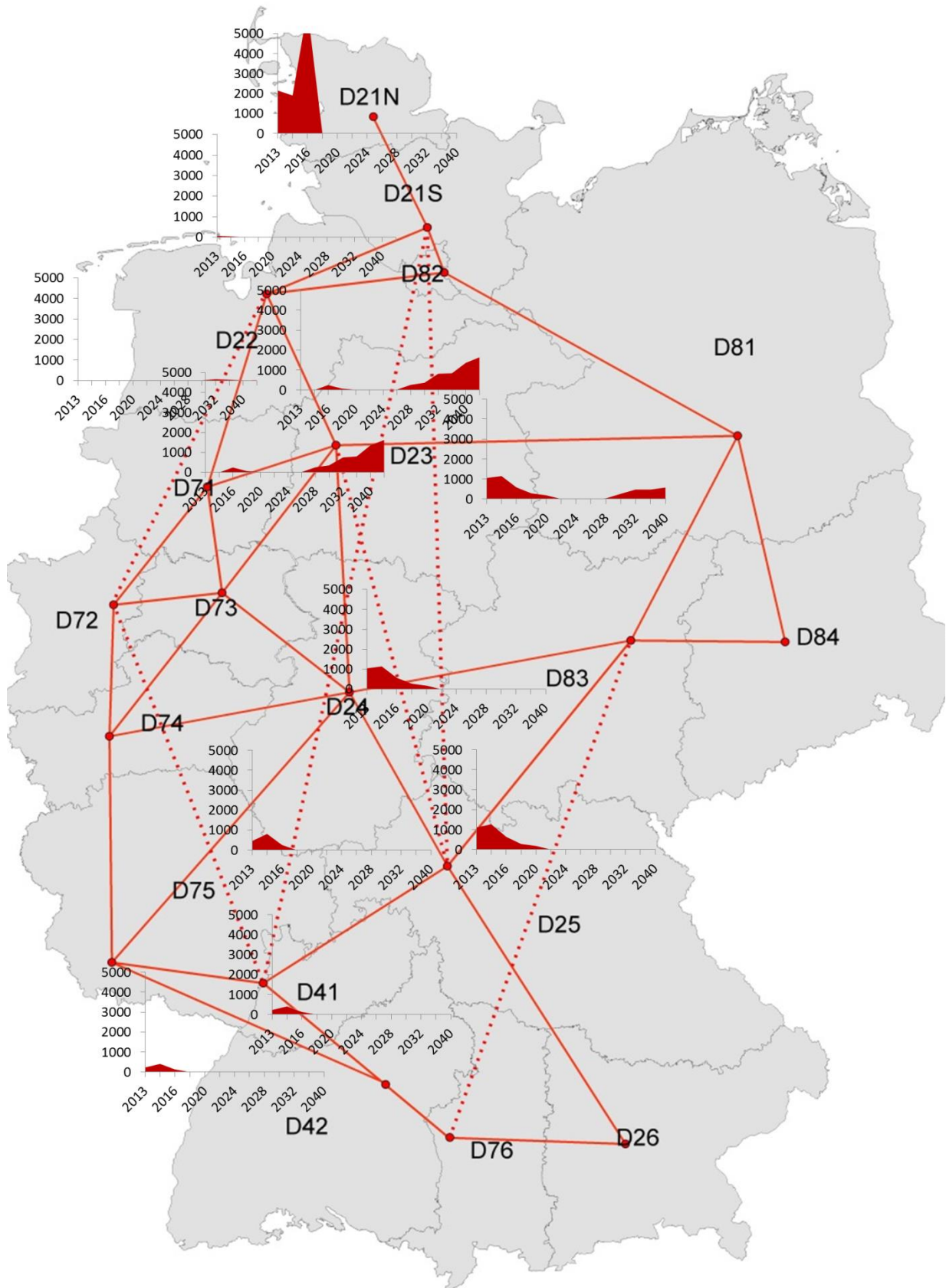


Abbildung 61: Langfristige Entwicklung der Engpassssituation bzw. der Engpassstunden zwischen verschiedenen Regionen im Szenario „Netzausbau“

5.2.1.4 Möglichkeiten und Grenzen des methodischen Ansatzes

Die für die Berechnung der Kosten verwendeten quantitativen Modelle bilden das Energiesystem und die unterlagerte Netzinfrastruktur vereinfacht ab. Der Modellansatz führt aus diesem Grund zu systematischen Effekten, die die Kosten der Engpassbewirtschaftung beeinflussen und damit Rückwirkungen auf die gesamtwirtschaftliche Kosten-Nutzen-Analyse zum Netzausbau haben. Die zentralen systematischen Effekte mit Einfluss auf den Kostenvergleich werden im Folgenden dargestellt:

- Modellendogene Kraftwerkszubauten werden über eine Heuristik auf die Regionen verteilt. Es handelt sich somit nicht um eine objektivierbare Allokation von Kraftwerkszubauten.
- Eine etwaige Kompensation der Einspeisevergütung der erneuerbaren Energien im Zuge von Netzengpassmanagement-Maßnahmen wird nicht im Kostenvergleich berücksichtigt.
- Die Netztopologie wird im Modell vereinfacht berücksichtigt. Die gesicherte Übertragungsleistung zwischen den Regionen wird anhand der detaillierten Struktur des Übertragungsnetzes über einen Pauschalansatz abgeschätzt.
- Der Modellansatz impliziert eine perfekte Koordination der ÜNB bei der Festlegung der Redispatch-Maßnahmen. Die Koordination von Netzengpassmanagement-Maßnahmen erfolgt somit implizit, z. B. durch einen Independent System Operator (ISO).
- Das Modell optimiert jedes Stützjahr geschlossen („perfekte Voraussicht“).
- Pumpspeicher werden beim Redispatch nicht berücksichtigt.
- Transaktionskosten und Bagatellgrenzen, die im Beschluss BK8-12-019 zur Festlegung von Kriterien für eine angemessene Vergütung von Redispatch-Maßnahmen definiert werden, finden keine Berücksichtigung im Kostenvergleich.
- Leistungsgradienten der thermischen Erzeugungsanlagen werden im Modellansatz vernachlässigt.

In Abbildung 62 sind die Einflussfaktoren nach ihrer Wirkweise auf das Modellergebnis kategorisiert.

Überschätzung der Redispatch-Kosten	Unterschätzung der Redispatch-Kosten
<p>Pumpspeicher werden im Modell abgebildet, aber beteiligen sich nicht am Redispatch.</p>	<p>Keine Vergütung für Abregelung von EE.</p> <p>Verteilung der Zubauten an in Bezug auf Netzengpässe günstige Standorte.</p> <p>Netztopologie wird im Modell vereinfacht berücksichtigt.</p> <p>Modellansatz impliziert eine perfekte Koordination der ÜNB bei der Festlegung der Redispatch-Maßnahmen.</p> <p>Aufgrund der „perfekten Voraussicht“ im Modellansatz werden Netzengpässe antizipiert. Dies führt zu einer Unterschätzung der Redispatch-Kosten.</p> <p>Vernachlässigung von Leistungsgradienten.</p> <p>Keine richtige Knappheit im Modell.</p> <p>Transaktionskosten/Bagatellgrenzen finden keine Berücksichtigung im Kostenvergleich.</p>

Abbildung 62: Methodische Einschränkungen mit Einfluss auf das Modellergebnis

5.2.1.5 Kernaussagen und Schlussfolgerungen

Die Kosten-Nutzen-Analyse zeigt die relative wirtschaftliche Vorteilhaftigkeit des Netzausbaus gegenüber einem Ausbaustopp des Netzes unter gleichzeitig verstärkter Nutzung von Netzengpassmanagement-Maßnahmen unabhängig von der gewählten Allokation von Kraftwerkszubauten. Der Netzausbau ist somit nicht nur aus Gründen der Versorgungssicherheit notwendig, sondern insbesondere auch unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten sinnvoll.

Vorhandene und entstehende strukturelle Netzengpässe werden durch den Ausbau des Übertragungsnetzes wirksam beseitigt. Die Maßnahmen des NEP 2012 führen im Betrachtungszeitraum des NEP, also bis 2022, und noch darüber hinaus zur deutlichen Stabilisierung des Bedarfs an Netzengpassmanagement-Maßnahmen und sind damit sinnvoll für die mit der Energiewende verbundene Transformation des Energiesystems.

Eine abgestimmte Strategie in Bezug auf Netzausbau- und Kraftwerkszubaumaßnahmen kann möglicherweise zur Reduktion des Bedarfs an Netzausbaumaßnahmen und somit zu einer gesamtwirtschaftlichen Kostenreduktion führen.

5.2.2 Marktsimulation zur Analyse der Häufigkeit von Netzengpässen bei Einführung von Market Splitting

Die vorangegangenen Analysen zum Netzausbau und zukünftigen Redispatch-Bedarf in Deutschland verdeutlichen die Rolle des Netzausbaus beim Netzengpassmanagement. Langfristig tragen die geplanten Netzausbaumaßnahmen sicherlich zur Engpassbehebung und somit zur Systemstabilität bei. Kurzfristig sehen sich die deutschen Übertragungsnetzbetreiber jedoch mit Netzausbauverzögerungen von mehreren Jahren und steigenden Redispatch-Mengen konfrontiert. Die Redispatch-Maßnahmen zur kurzfristigen Engpassbehebung stellen dabei eher manuelle Eingriffe in den Kraftwerksbetrieb dar, oft auf Basis historischer Erfahrungen. In Verbindung mit dem beschleunigten Kernenergieausstieg und steigenden fluktuierenden Erneuerbaren-Kapazitäten führt dies zu zunehmenden Schwierigkeiten für die Übertragungsnetzbetreiber bei ihrer Aufgabe des täglichen Netzbetriebs. Vor diesem Hintergrund gewinnen alternative Netzengpassmanagement-Methoden an Bedeutung.¹⁸¹

Während die Einführung von Nodal Pricing in Deutschland aufgrund institutioneller Hemmnisse und Bedenken hinsichtlich der Liquidität der Strommärkte in naher Zukunft nicht realistisch erscheint, beschäftigen sich verschiedene Studien mit der Einführung alternativer Preiszonen in Deutschland oder Europa (Market Splitting bzw. Zonal Pricing).

So analysieren Höwedes/Breuer/Madlener (2012) den Einfluss alternativer Gebotszonen auf das österreichische Übertragungsnetz und engpassbehaftete Übertragungsleitungen in Deutschland, Tschechien und Polen für 2010. Dabei stellen sie u. a. fest, dass eine Aufteilung des gemeinsamen Marktgebiets Deutschland/Österreich nicht zu einer spürbaren Senkung der Redispatch-Kosten führen würde. Auch Consentec/Frontier Economics (2011) schließen aus ihrer qualitativen Analyse für 2011, dass die ökonomischen Auswirkungen einer möglichen Aufteilung von Deutschland in zwei Gebotszonen sehr begrenzt sind. Des Weiteren analysieren Thema consulting group/E-Bridge (2012) den Einfluss interner Engpässe in Deutschland und Großbritannien auf den Wert neuer Verbindungsleitungen mit Norwegen. Dabei nehmen sie an, dass 2018 in Deutschland drei Gebotszonen existieren und in Großbritannien zwei. Auch Thema consulting group/E-Bridge (2012) legen dar, dass die Effekte eines zonalen Preissystems begrenzt sind und dass es in Deutschland nur wenig interne Engpässe gibt. Folglich hat dies keine signifikanten Einflüsse auf die deutschen Strompreise.

Dabei haben die genannten Studien gemeinsam, dass sie einen Netzausbau nach dem Netzentwicklungsplan annehmen und somit die derzeitigen Netzausbauverzögerungen

¹⁸¹ Für eine einführende Beschreibung alternativer Netzengpassmanagement-Methoden sei auf Abschnitt 5.1.1 verwiesen.

von mehreren Jahren¹⁸² nicht berücksichtigen. Zudem sind die internen Engpässe in Deutschland stark abhängig von dem angenommenen Ausbau der erneuerbaren Energien und der geografischen Verteilung von erneuerbaren und konventionellen Erzeugungsanlagen.

In vorangegangenen eigenen Untersuchungen (Trepper/Bucksteeg/Weber (2014) und Bucksteeg/Trepper/Weber (2014)) wurden die Auswirkungen und Implikationen einer Einführung von Market Splitting in Deutschland für das Jahr 2015 unter Berücksichtigung der erwähnten Netzausbauverzögerungen analysiert. Neben der Entwicklung einer adäquaten Methodik zur Modellierung von Redispatch unter Berücksichtigung intertemporaler Zusammenhänge wurde gezeigt, dass eine Einführung von zwei Preiszonen in Deutschland die Engpass- und Redispatch-Mengen stark reduzieren kann. Dabei wurden auch die Auswirkungen auf den europäischen Strommarkt und insbesondere in den benachbarten Ländern einbezogen.

5.2.2.1 Szenariorahmen und Indikatoren zur Auswirkungsanalyse von Market Splitting

Aufbauend auf den vorangegangenen Untersuchungen soll Market Splitting ab dem Jahr 2020 zur Reduzierung von Netzengpässen innerhalb Deutschlands beitragen. Dabei werden folgende Annahmen zugrunde gelegt:

- Netzausbauverzögerungen von 3 Jahren
- Kraftwerksneubauten erfolgen netzdienlich, also verstärkt in Süddeutschland
- Verteilung der Erneuerbaren-Einspeisung erfolgt auf Basis aktueller Daten für das Jahr 2012 und des ENTSO-E System Adequacy Forecast

Zur Quantifizierung der Effekte wird im Folgenden zwischen drei Szenarien unterschieden:

1. Referenzszenario (Einheitspreissystem)
2. Market Splitting Szenario A (zonales Preissystem)
3. Market Splitting Szenario B (zonales Preissystem)

Innerhalb des **Referenzszenarios** wird angenommen, dass das aktuelle Marktdesign mit einem einheitlichen Marktgebiet beibehalten wird und die Engpässe durch Redispatch behoben werden. Transportrestriktionen innerhalb Deutschlands werden im Day-Ahead-Markt somit nicht berücksichtigt. Die Grenzkuppelstellen zwischen den europäischen Ländern werden hingegen im Rahmen eines Market Coupling bewirtschaftet.

¹⁸² Vgl. Bundesnetzagentur (2013a).

Die Modellierung von **Market Splitting** in Deutschland wird durch Aufteilung des einheitlichen Marktgebiets in mindestens zwei Preiszonen umgesetzt. Für ein effektives Market Splitting müssen die Zonengrenzen entlang der Hauptengpässe (Ergebnis des Referenzszenarios) verlaufen. Bei der Simulation von Market Splitting werden den Marktteilnehmern des Day-Ahead-Marktes dann Informationen über die zwischen den definierten Preiszonen verfügbare Übertragungs- bzw. Handelskapazität¹⁸³ zur Verfügung gestellt. Auf diese Weise werden freie Übertragungskapazitäten und potenzielle Netzengpässe bereits beim Day-Ahead-Handel berücksichtigt, sodass die daraus resultierenden Engpass- und Redispatch-Mengen reduziert werden können.

Ein zentraler Aspekt bei der Einführung von Preiszonen ist die regelmäßige Überprüfung der Zoneneinteilung. Denn der geplante Netzausbau und Veränderungen der Last- und Erzeugungsstruktur sowohl national als auch grenzüberschreitend wirken sich auf die Lastflüsse und damit die daraus resultierenden Netzengpässe aus. Aus diesem Grund wird in **Szenario A** eine Zoneneinteilung gewählt, die sich an den Hauptengpässen für das Simulationsjahr 2020 orientiert. In **Szenario B** wird dann quantifiziert, wie sich eine per se nicht optimale Zoneneinteilung auf die verbleibenden Netzengpass- und Redispatch-Mengen auswirkt. Die in diesem Szenario zugrunde gelegte Zoneneinteilung orientiert sich an den Hauptengpässen für das Simulationsjahr 2015 und ermöglicht damit eine exemplarische Analyse der Robustheit dieses Zonenzuschnitts. Dieses Szenario erlaubt also eine Aussage darüber, ob eine an der heutigen Netzengpasssituation ausgerichtete Zoneneinteilung auch noch in fünf Jahren eine effektive und effiziente Engpassbewirtschaftung ermöglicht.

Bei der Analyse der Auswirkungen von Market Splitting wird auf folgende **Indikatoren** fokussiert:

- Die **Engpassstunden** geben die Summe der Stunden an, in denen Redispatch zur Erhaltung der Zuverlässigkeit und Sicherheit des Netzbetriebs benötigt wird. Die Anzahl der Engpassstunden kann die Anzahl der Stunden in einem Jahr übersteigen, da jeder Engpass an jeder regionalen Grenze (analog zum Monitoring-Bericht der Bundesnetzagentur) separat gezählt wird. Gibt es z. B. im deutschen Übertragungsnetz in einer Stunde zwei überlastete Leitungen, werden diese als zwei Engpassstunden gezählt. Die Engpasshäufigkeiten sind hierbei synonym für Engpassstunden.
- Die **Engpassmenge** bezieht sich auf die Strommenge nach Handelsschluss des Day-Ahead-Marktes, die aufgrund von begrenzten physikalischen Übertragungskapazitäten nicht transportiert werden kann. Führt das Day-Ahead-

¹⁸³ Für eine detaillierte Beschreibung der Definition und Berechnung von NTCs sei auf Bucksteeg/Trepper/Weber (2014) verwiesen.

Marktergebnis z. B. zu einem Stromfluss von 3.000 MW über eine bestimmte Übertragungsleitung, in der die Übertragungskapazität jedoch auf 2.000 MW begrenzt ist, so beträgt die Engpassmenge für diese Leitung und in dieser Stunde 1.000 MWh.

- Die **Redispatch-Menge** bezieht sich auf die Strommenge, die angepasst (redispatched) werden muss, um Netzengpässe zu beheben. Da die positive Redispatch-Menge der negativen entspricht, beziehen sich die nachfolgenden Abbildungen und Tabellen, wenn nicht anders gekennzeichnet, auf die negative Redispatch-Menge.
- Die durchschnittliche **Day-Ahead-Preisdifferenz** wird berechnet als Preisdifferenz der jährlichen durchschnittlichen Day-Ahead-Preise der beiden Marktzone.
- Um den Effekt von Market Splitting auf die Wohlfahrt zu messen, betrachten wir die Differenz zwischen den **gesamten Systemkosten** mit und ohne Market Splitting. Kosten für Windabschaltung werden hierbei nicht berücksichtigt.

5.2.2.2 Entwicklung der Engpasssituation und Redispatch-Mengen bis 2020

Die historische Entwicklung der Engpasssituation legt nahe, dass sich die Häufigkeit und Dauer der netz- und marktbezogenen Eingriffe der ÜNB in den Netzbetrieb zwischen 2010 und 2013 nahezu verfünffacht haben (siehe Abbildung 63). Als wesentliche Ursachen sind vor allem Netzausbauverzögerungen, Kraftwerksstilllegungen und der Ausbau der erneuerbaren Energien zu identifizieren.

Unter der Annahme, dass sich die geplanten Netzausbaumaßnahmen weiterhin um durchschnittlich drei Jahre verzögern werden,¹⁸⁴ wurden mit dem Joint Market Model des EWL¹⁸⁵ die zukünftige Entwicklung der Netzengpasssituation und die notwendigen Redispatch-Maßnahmen modelliert.

Für das Referenzszenario steigen die Engpassstunden bis 2015 auf rund 9.400 an. Durch verzögerte Startnetzmaßnahmen und weitere Kraftwerksstilllegungen vor allem in Süddeutschland zusammen mit Kraftwerksneubauten vorwiegend in Norddeutschland wird die aktuelle Engpasssituation weiter verschärft. Der Ausbau der Windenergie ebenfalls überwiegend in den norddeutschen Küstenregionen verstärkt den Nord-Süd-Engpass im Übertragungsnetz zusätzlich.

Bis 2020 zeigen dann die Startnetzmaßnahmen und erste gemäß Netzentwicklungsplan fertiggestellte Maßnahmen ihre Wirkung und reduzieren die Häufigkeit und Dauer von

¹⁸⁴ Vgl. Bundesnetzagentur (2013a).

¹⁸⁵ Für eine detaillierte Beschreibung des Modells sei auf Anhang 8.2.2 sowie Trepper/Bucksteeg/Weber (2014) verwiesen.

Netzengpässen um rund 10 %. Verglichen mit der Situation 2010 ist diese Verbesserung jedoch als eher gering einzustufen.

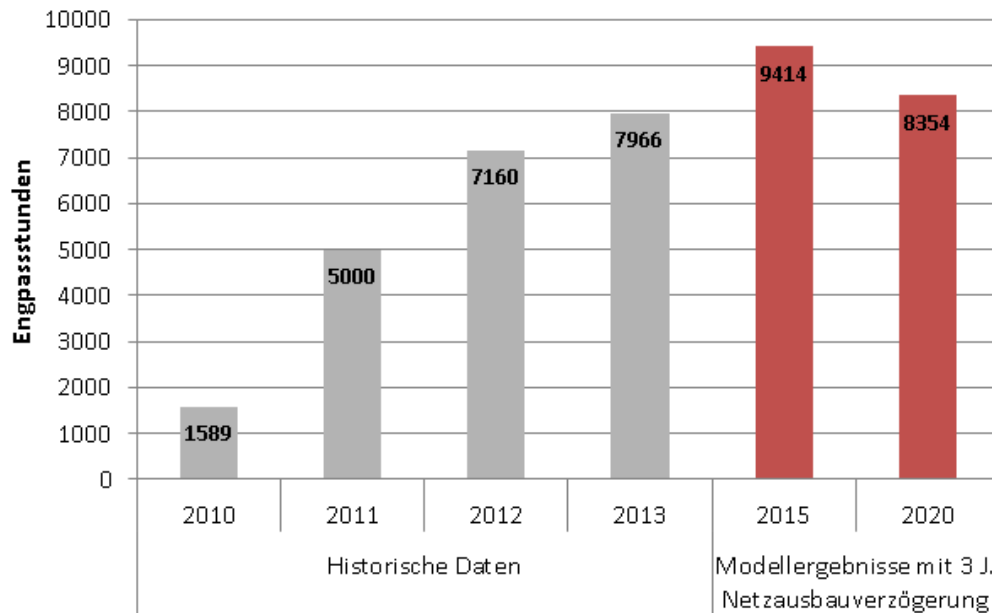


Abbildung 63: Entwicklung der Engpassstunden in Deutschland bis 2020¹⁸⁶

Die verschärfte Netzengpasssituation erfordert ein verstärktes Eingreifen der ÜNB in den Netzbetrieb. Entsprechend steigen die Redispatch-Mengen zwischen 2010 und 2013 von rund 2.000 auf 4.700 GWh an. Die Modellrechnungen zeigen einen weiteren Anstieg auf über 7.000 GWh bis 2015 (vgl. Abbildung 64). Mit Fertigstellung der Startnetzmaßnahmen und der ersten Maßnahmen gemäß Netzentwicklungsplan reduziert sich der Redispatch-Bedarf analog zu den Engpassstunden bis 2020 wieder leicht (-5,5 %). Der geringe Effekt ist dabei auf eine Verlagerung der Netzengpässe in Richtung Süddeutschland zurückzuführen, da sich die dringlichen Netzausbaumaßnahmen zunächst auf die nördlichen und mitteldeutschen Regionen, die Kraftwerksstilllegungen aber auf Süddeutschland konzentrieren.

¹⁸⁶ Die historischen Daten beziehen sich auf die Anzahl der Stunden mit Redispatch-Maßnahmen nach § 13.1 und § 13.2 EnWG und sind nicht direkt mit den für 2015 und 2020 ausgewiesenen Engpassstunden zu vergleichen (Datenabfrage nach § 13 Abs. 5 EnWG (Engpassevaluierung) bei den ÜNB sowie Monitoring-Berichte der Bundesnetzagentur).

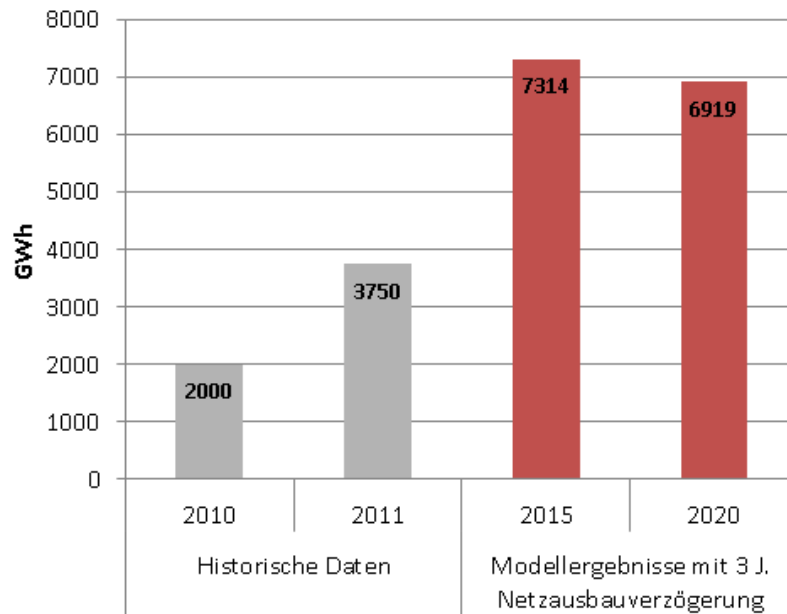


Abbildung 64: Entwicklung der Redispatch-Volumen in Deutschland bis 2020

Da bei der Einführung von Market Splitting auf Basis internationaler Erfahrungen von einer Vorlaufzeit von mindestens drei Jahren ausgegangen werden muss, wird im Weiteren auf das Simulationsjahr 2020 fokussiert. Abbildung 65 verdeutlicht die strukturellen Netzengpässe im deutschen Übertragungsnetz für 2020.

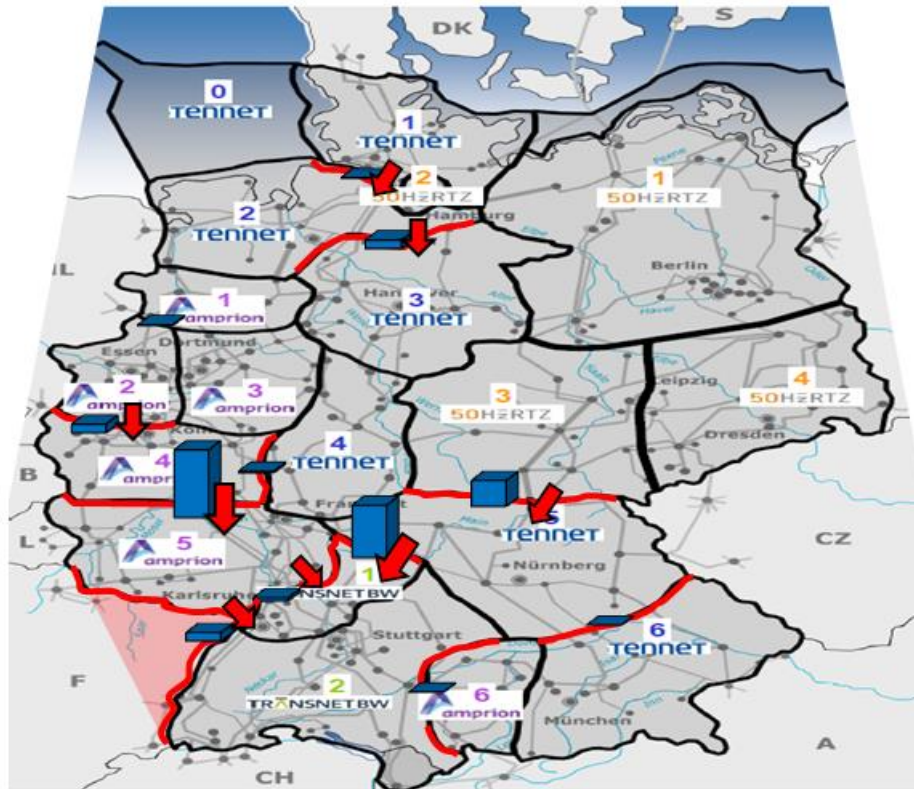


Abbildung 65: Engpassmengen und -richtungen für das Simulationsjahr 2020¹⁸⁷

Die Hauptengpässe treten zwischen den südlichen Regionen (AMP4-AMP5, Te5-TrBW1 und 50Hz3-Te5) auf. Dabei ist entlang der Hauptengpässe eine ungleiche Leitungsauslastung zu beobachten, weshalb vor allem zwischen den westlichen Regionen Engpässe auftreten. Mit steigender Erneuerbaren-Einspeisung bis 2020 wird die durch konventionelle Kraftwerke zu deckende Residuallast weiter reduziert. Nach der Abschaltung weiterer Kernkraftwerke und dem bereits erwähnten verstärkten Zubau von Kohlekraftwerken in den nördlichen Regionen führt dies somit beim Einheitspreissystem mit Redispatch zu einem strukturellen Problem:

Bei hoher Erneuerbaren-Einspeisung werden Day-Ahead zur Deckung der Residuallast gemäß der Merit Order zusammen mit den verbleibenden Kernkraftwerken vor allem die Kohlekraftwerke in den nördlichen Regionen eingeplant. Dies verstärkt insbesondere bei hoher Windeinspeisung den Nord-Süd-Lastfluss im deutschen Übertragungsnetz. Die daraus resultierenden Netzengpässe müssen dann durch positiven Redispatch in den südlichen Regionen behoben werden.

In Abbildung 66 wird dies veranschaulicht. Hierbei ist zu sehen, dass zur Behebung der Engpässe (Kohle-)Kraftwerke in AMP2, 50Hz3 und 50Hz4 heruntergefahren und (Gas-)Kraftwerke in AMP5, TrBW1 und TrBW2 hochgefahren werden müssen. In Stunden mit

¹⁸⁷ Engpassmenge = Energiemenge, die aufgrund eines Engpasses nicht übertragen werden konnte.

hoher PV-Einspeisung insbesondere in den südlichen Regionen wird zudem das Kernkraftwerk Grundremmingen für negativen Redispatch in AMP6 genutzt.

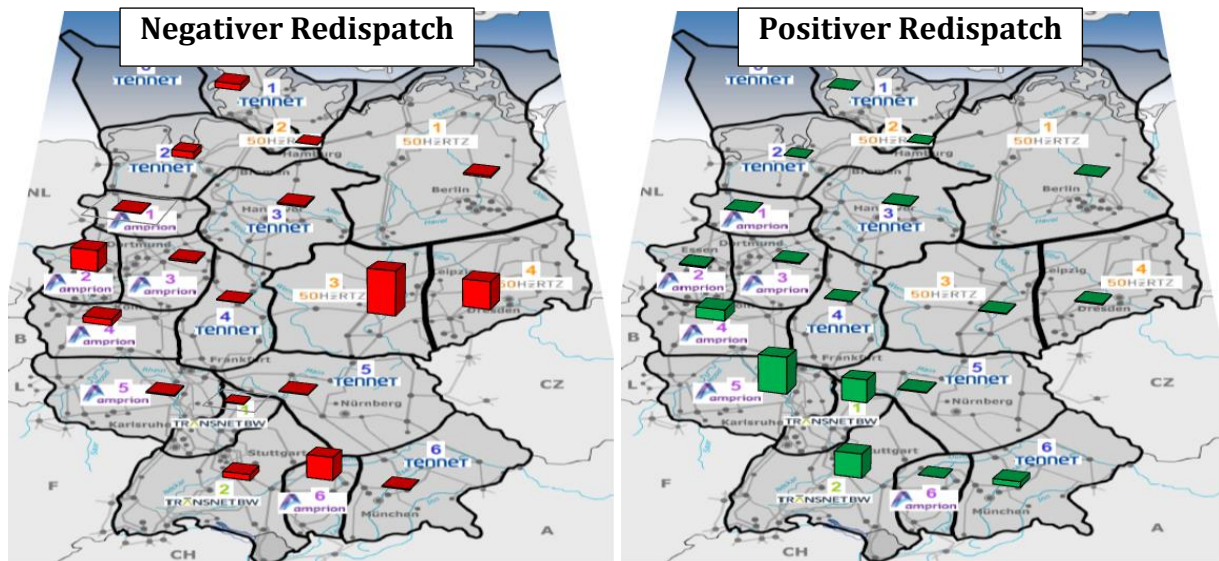


Abbildung 66: Redispatch-Mengen nach Regionen für 2020

Bei gegebener Netz-, Erzeugungs- und Nachfragestruktur stellt die beschriebene Engpasssituation unter Fortführung des aktuell implementierten Einheitspreissystems mit nur einer Preiszone ein systemimmanentes Problem dar. Die Trennung von Markt und Netz erlaubt keine Berücksichtigung begrenzter Übertragungskapazitäten beim Stromhandel. Hier stellt sich die Frage, ob die Einführung von Market Splitting eine verbesserte Koordination des Kraftwerkseinsatzes und somit eine Reduzierung von Engpass- und Redispatch-Mengen ermöglicht.

5.2.2.3 Auswirkungen von Market Splitting auf die Netzengpasssituation in Deutschland

Bei der Definition der Market-Splitting-Szenarien für Deutschland gibt es zwei zentrale Herausforderungen:

- Die erste Herausforderung ist die Festlegung der Zoneneinteilung. Die Grenze zwischen den Zonen (wo der Day-Ahead-Markt geteilt ist) sollte entlang der strukturellen Hauptengpässe verlaufen, um diese bereits im Day-Ahead-Markt zu beheben und somit Redispatch zu reduzieren. Andernfalls würde die Effektivität des Market Splitting eingeschränkt, da Engpässe innerhalb der Zonen bestehen bleiben würden.

Als mögliche Zoneneinteilungen werden zwei Szenarien (A und B) betrachtet:

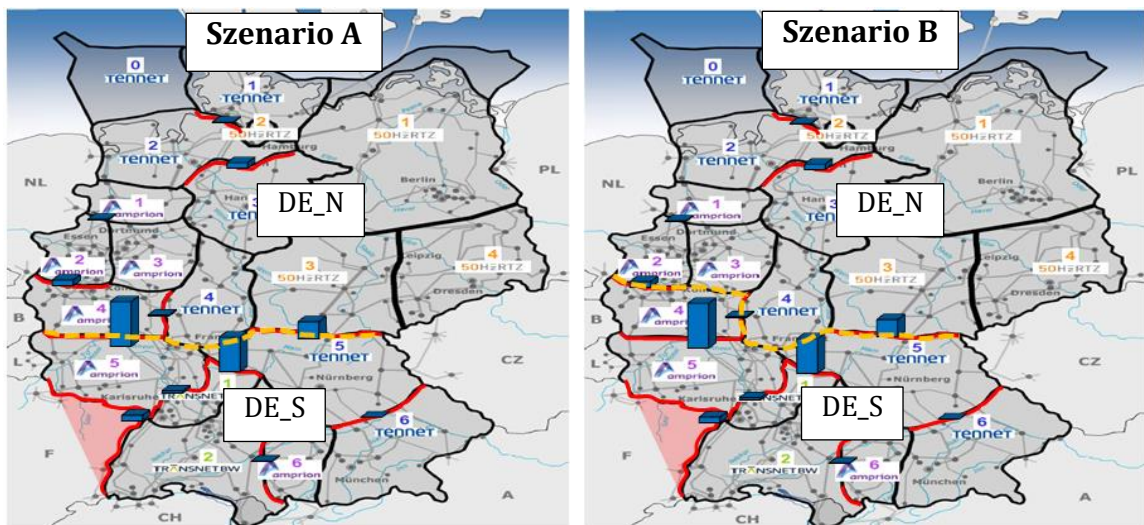


Abbildung 67: Festlegung der Zoneneinteilung für 2020

In Szenario A orientiert sich die Zoneneinteilung an den Hauptengpässen (AMP4-AMP5, Te5-TrBW1 und 50Hz3-Te5) für das Simulationsjahr 2020 (vgl. Abbildung 67). Hierbei wird davon ausgegangen, dass der Engpass Te5-TrBW1 zu einem großen Teil durch Behebung der in südlicher Richtung vorgelagerten Engpässe AMP4-AMP5 und 50Hz3-Te5 indirekt mit behoben wird. Somit wird auf eine dritte Preiszone verzichtet.

In Szenario B orientiert sich die Zoneneinteilung an den Hauptengpässen für das Simulationsjahr 2015. In diesem Szenario liegt der Engpass AMP4-AMP5 in der Südzone, womit diese Zoneneinteilung zunächst als nicht optimal einzuordnen ist. Die Ergebnisse erlauben jedoch eine exemplarische Analyse der Robustheit des Zonenzuschnitts für 2015 über einen Zeithorizont von fünf Jahren.

- Die zweite Herausforderung ist die Bestimmung der zonalen Übertragungskapazität (NTC), die dann am Day-Ahead-Markt gehandelt wird. In diesem Zusammenhang gibt es einen Trade-off zwischen der Systemsicherheit und der Liquidität. Je geringer die zonale Übertragungskapazität im Day-Ahead-Markt ist, desto höher ist die Systemsicherheit. Dies lässt sich dadurch erklären, dass ein beschränktes Handelsvolumen zu einer geringeren Nutzung von sonst überlasteten Leitungen zwischen den Zonen führt. Ist jedoch die zonale Übertragungskapazität gering, verringert dies auch die Liquidität zwischen beiden Preiszonen und kann somit zu ungenutzter Übertragungskapazität führen. In dieser Untersuchung wird vereinfachend von festen NTC-Werten ausgegangen, sodass für alle Stunden des Jahres 2020 die gleiche zonale Übertragungskapazität

vorgegeben wird.¹⁸⁸ Für Szenario A liegt diese bei 12.904 MW, während in Szenario B eine NTC von 13.666 MW vorgegeben wird.

Entsprechend den in Abschnitt 5.2.2.1 identifizierten Indikatoren trägt Market Splitting erheblich zur Entschärfung der Netzengpasssituation bei. Im Vergleich zum Referenzszenario sinken beim **Market Splitting Szenario A** die Engpassmenge und das Redispatch-Volumen um 76 % bzw. 55 % (vgl. Tabelle 20). Der geringere Bedarf an markt- und netzbezogenen Eingriffen erleichtert den ÜNB die Aufrechterhaltung der Netzstabilität und trägt somit zur Reduzierung des Versorgungssicherheitsrisikos bei.

Tabelle 20: Indikatoren zu den Auswirkungen von Market Splitting in Deutschland 2020

	Einheit	Referenzszenario	Market Splitting Szenario A	Market Splitting Szenario B
Anzahl an Engpassstunden	<i>Stunden</i>	8.354	3.419 (-59 %)	3.362 (-60 %)
Gesamte Engpassmenge	<i>GWh</i>	6.349	1.521 (-76 %)	1.447 (-77 %)
Gesamte Redispatch-Menge	<i>GWh</i>	6.919	3.080 (-55 %)	2.974 (-57 %)
Day-Ahead-Preisdifferenz	<i>€/MWh</i>	47,36	DE_N: 47,00	46,99
			DE_S: 48,13	48,16
Redispatch-Kosten	<i>Mio. €</i>	209,1	71,7 (-66 %)	69,2 (-67 %)

Da durch das Market Splitting bereits beim Day-Ahead-Handel und der vortäglichen Kraftwerkseinsatz-Planung die begrenzte Übertragungskapazität zwischen den Preiszonen im Dispatch berücksichtigt wird, reduzieren sich die verbleibenden Netzengpässe und damit auch Redispatch-Bedarf bzw. -kosten. Zudem hat Market Splitting einen Effekt auf die Strompreise, da die Engpasskosten einen Bestandteil der Strompreise darstellen. Durch die Teilung des deutschen Day-Ahead-Marktes in zwei Zonen ergeben sich im Norden Deutschlands niedrigere Strompreise als im Süden Deutschlands. Die mittlere jährliche Day-Ahead-Preisdifferenz liegt beim Szenario A bei 1,13 €/MWh, wobei

¹⁸⁸ Grundsätzlich führt dies abhängig von der Last- und Einspeisesituation zu einer Unter- bzw. Überschätzung in einzelnen Stunden, da die NTC-Werte sich mit einer veränderten Lastflusssituation ebenfalls verändern. Für eine detaillierte Beschreibung der Berechnung der zonalen Transferkapazität sei auf Bucks-teeg/Trepper/Weber (2014) verwiesen.

Market Splitting in 2.340 Stunden erfolgt. Dabei wird eine maximale Preisdifferenz von 20,94 €/MWh erreicht. In 766 (134) Stunden liegt die Preisdifferenz über 5,00 (10,00) €/MWh. In Abbildung 68 ist zudem zu erkennen, dass Market Splitting vor allem in den Wintermonaten erfolgt. In den betreffenden Stunden ist das Versorgungssystem von einer hohen Stromnachfrage (in den südlichen Regionen) und einer überdurchschnittlichen Windeinspeisung in den nördlichen Regionen gekennzeichnet.

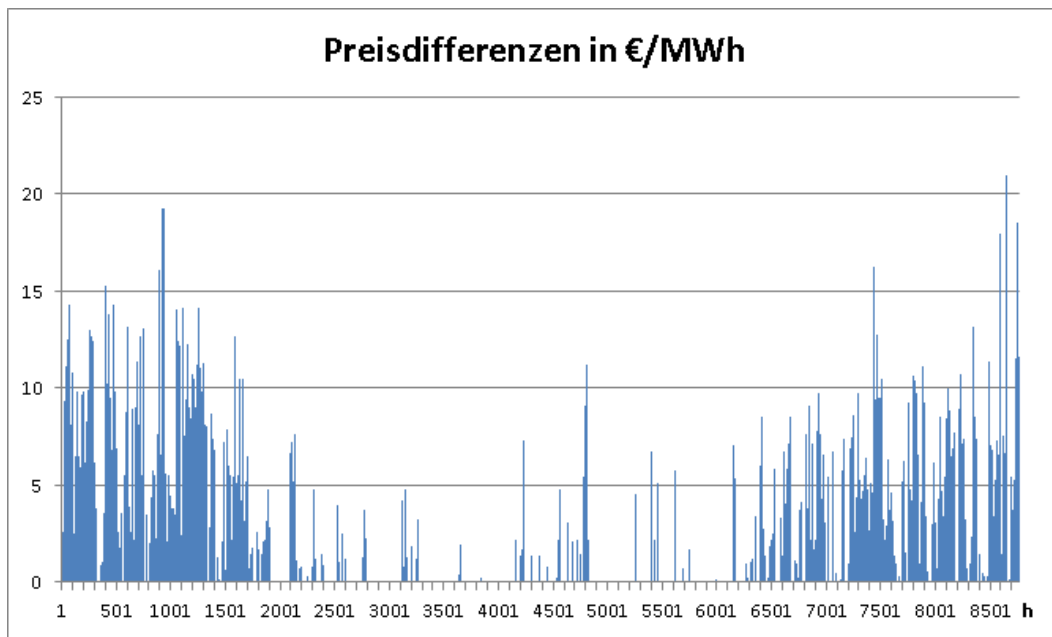


Abbildung 68: Preisdifferenzen in €/MWh – Szenario A

Entsprechend der im Jahr 2020 beobachteten Redispatch-Situation und der durch Market Splitting hervorgerufenen Preiseffekte profitieren in Norddeutschland die Konsumenten und in Süddeutschland die Produzenten. Jedoch ist der Gesamtwohlfahrtseffekt, berechnet als Differenz der Systemkosten, vernachlässigbar. Die Senkung der gesamten europäischen Systemkosten um 10,4 Millionen Euro kann hierbei auf die optimierte Fahrweise der Kraftwerke durch die Einbeziehung begrenzter Übertragungskapazitäten zwischen DE_N und DE_S bereits im Day-Ahead-Markt zurückgeführt werden. Alle weiteren Eingangsparameter und -daten wie beispielsweise die Nachfrage bleiben unverändert.

Wie erwartet, wird die größte Senkung der Engpässe entlang der Zonengrenze erreicht (vgl. Abbildung 69). Zudem werden einige Engpässe innerhalb der Zonen (z. B. Te5-TrBW1) erfasst. Dies resultiert u. a. aus Änderungen in der Kraftwerkseinsatzplanung sowie aus veränderten Importen und Exporten. Der Effekt auf Engpässe innerhalb der

Preiszonen ist jedoch aufgrund von Loop- und Transitflüssen¹⁸⁹ sowie einer unausgeglichene Auslastung von Übertragungsleitungen entlang der Zonengrenze limitiert. Darüber hinaus hängen die verbleibenden Engpässe von der gewählten Übertragungskapazität zwischen den Preiszonen, aber vor allem von der Zoneneinteilung selbst ab.

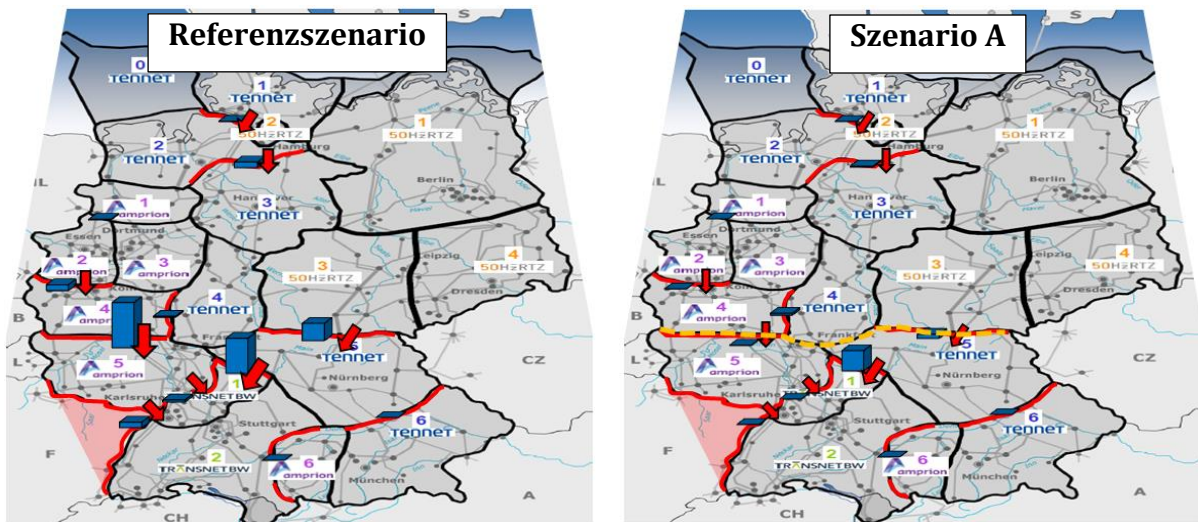


Abbildung 69: Verbleibende Engpässe bei Einführung von Market Splitting (Szenario A)

In Abbildung 70 wird der bei Einführung von Market Splitting verbleibende (negative) Redispatch dargestellt. Vor allem in AMP2 und AMP6 können die Eingriffe reduziert werden. In 50Hz3 und 50Hz4 werden jedoch zur Engpassbehebung weiterhin (Kohle-) Kraftwerke heruntergefahren. Dies kann auf den Engpass zwischen Te5-TrBW1 zurückgeführt werden. Positiver Redispatch (hier nicht dargestellt) erfolgt überwiegend hinter dem genannten Engpass in TrBW1.

¹⁸⁹ Loop-Flüsse bezeichnen in diesem Fall einen Lastfluss zwischen zwei Netzknoten in Marktgebiet A über ein Marktgebiet B (z. B. von einem Netzknoten in 50Hz1:DE_N über Polen zu einem Netzknoten in 50Hz4:DE_N). Transitflüsse hingegen bezeichnen einen Lastfluss von einem Netzknoten in Marktgebiet A über ein (oder mehrere) Marktgebiet(e) B zu einem Netzknoten in Marktgebiet C (z. B. von einem Netzknoten in 50Hz1:DE_N über Polen und Tschechien zu einem Netzknoten in 50Hz3:DE_S).

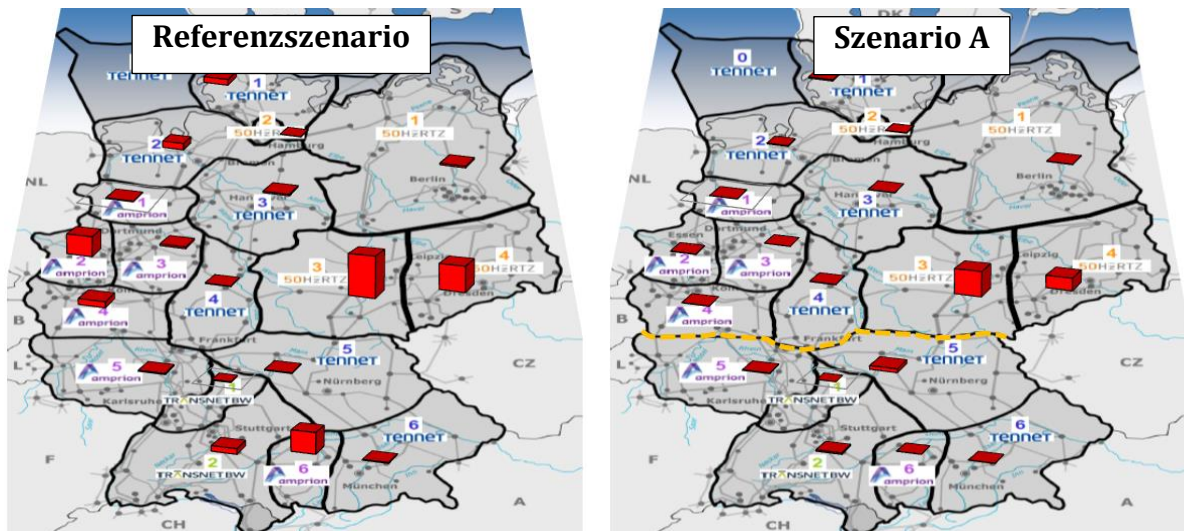


Abbildung 70: Verbleibender negativer Redispatch bei Einführung von Market Splitting (Szenario A)

Beim **Market Splitting Szenario B** mit der leicht veränderten Zoneneinteilung (siehe Abbildung 67) ergeben sich sehr ähnliche Ergebnisse (siehe Tabelle 20). Interessanterweise scheint die für das Jahr 2015 ermittelte Zoneneinteilung im Jahr 2020 effektiver als der zuvor betrachtete Zonenzuschnitt (Szenario A) zu sein. Im Vergleich zum Referenzszenario sinken beim Market Splitting Szenario B die Engpassmenge und das Redispatch-Volumen um 77 % bzw. 57 %. Dies kann auf einen leicht veränderten Kraftwerkseinsatz und eine damit verbesserte Wirkung auf zoneninterne Netzengpässe begründet werden. Die Robustheit der Zoneneinteilung für Szenario B über die Zeit hängt sicherlich vom Voranschreiten des Netzausbaus ab. Setzen sich die aktuellen Netzausbauverzögerungen jedoch fort, bleiben die strukturellen Engpässe auch bis 2020 noch in beträchtlichem Ausmaß bestehen, sodass unabhängig von beiden analysierten Zoneneinteilungen die Effektivität von Market Splitting in Deutschland bestätigt werden kann.

5.2.2.4 Kernaussagen und Schlussfolgerungen

Die vorangegangene Simulation der Netzengpasssituation und anschließende Analyse der Auswirkungen von Market Splitting erlaubt einige wichtige Schlussfolgerungen für die zukünftige Ausgestaltung des Netzengpassmanagements in Deutschland:

- Für die Zukunft (2015–2020) ist mit **steigenden Netzengpass- und Redispatch-Mengen** zu rechnen. Wesentliche Treiber der Netzengpasssituation im deutschen Übertragungsnetz sind der Ausbau von Erneuerbaren-Kapazitäten, Netzausbauverzögerungen, steigende Handelsaktivitäten mit dem Ausland sowie eine geografisch ungünstige Stilllegung in Süddeutschland, aber auch ein einseitiger Neubau von Kraftwerkskapazitäten in Norddeutschland.

- Ein Vergleich der Modellergebnisse für 2015 und 2020 zeigt, dass der geplante **Netzausbau die Engpass- und Redispatch-Mengen reduziert**. Allerdings ist dieser Effekt in der nahen Zukunft aufgrund zu erwartender Netzausbauverzögerungen **begrenzt**.
- Die Auswirkungsanalyse einer Einführung von **Market Splitting** zeigt, dass die untersuchten Zoneneinteilungen durch einen veränderten Dispatch im Day-Ahead-Bereich eine **Reduzierung der Engpassmengen und des verbleibenden Redispatch-Bedarfs** um bis zu 77 % bzw. 57 % ermöglichen. Damit geht eine Reduzierung der Redispatch-Kosten von 66 % bzw. 67 % einher. Allerdings treten durch die Preiszoneneinteilung auch Umverteilungseffekte auf, die hier nicht näher untersucht wurden.
- Die Auswirkungen auf die Systemkosten bzw. die Gesamtwohlfahrt sind gering. Der zentrale Vorteil von Market Splitting liegt also nicht in einer Kostenersparnis, sondern in einer verbesserten Koordination des kurzfristigen Kraftwerkseinsatzes, da die begrenzten Übertragungskapazitäten bereits beim Day-Ahead-Handel berücksichtigt werden. Dies entlastet die strukturellen Netzengpässe und reduziert den Bedarf an manuellen Eingriffen und damit das Versorgungssicherheitsrisiko durch einen erleichterten Netzbetrieb. Eine monetäre Quantifizierung dieses Effekts (Stichwort: VoLL) kann im Rahmen des Modells nicht erfolgen.
- Die **Preiseffekte** sind bei Betrachtung der jährlichen mittleren Preisdifferenzen zwischen den modellierten Preiszonen mit rund 1,20 €/MWh **begrenzt**. In Stunden mit hoher Nachfrage und knappen Kraftwerkskapazitäten ergeben sich jedoch Preisunterschiede von bis zu 20,00 €/MWh zwischen Nord- und Süddeutschland. Diesbezügliche **Anreizwirkungen** für eine langfristige Allokation von Erzeugungskapazitäten und damit einhergehende Wohlfahrtseffekte sind in weiteren Untersuchungen **zu prüfen**.

Abschließend kann festgehalten werden, dass die Einführung von Market Splitting in Deutschland zwar nur geringe Auswirkungen auf die Gesamtwohlfahrt hat, wohl aber einen großen Beitrag zur Reduzierung der Netzengpass- und Redispatch-Mengen leisten kann. Die Effektivität hängt dabei von den diskutierten Designparametern (insbesondere Zoneneinteilung und NTC) ab und wird durch die Unsicherheiten über die zukünftige Entwicklung des Versorgungssystems (Erzeugungs- und Laststruktur, Netzausbau etc.) beeinflusst.

Offensichtlich ist eine differenzierte Beurteilung zwischen Market Splitting und Netzausbau notwendig, um die zukünftig zu erwartende Netzengpasssituation und das damit einhergehende Versorgungssicherheits- bzw. Ausfallrisiko zu vermindern. Dabei ist zu

bedenken, dass Market Splitting kurzfristig (bei gegebenen Voraussetzungen wie Anpassung der Handelssysteme, IT-Infrastruktur etc.) eine Lösung darstellt, während dieser Ansatz langfristig den geplanten Netzausbau nicht ersetzen kann.

5.2.3 Netzengpassmanagement und Flexibilitäten in europäischer Perspektive

In vorangegangenen Analysen wurde bereits deutlich, dass erzeuger- und nachfrageseitige Flexibilitäten einen großen Beitrag zum Ausgleich der fluktuierenden Erzeugung aus EE leisten können. Dabei wurden der Flexibilitätsbedarf sowie die Flexibilitätsoptionen und -potenziale in zeitlicher und weniger räumlicher Perspektive, also ohne Berücksichtigung der Netzinfrastruktur, analysiert. Für eine ständige Nutzung von Flexibilitätsoptionen innerhalb Deutschlands wurde somit implizit eine ausreichend flexible Netzinfrastruktur bzw. ein engpassfreies Stromnetz unterstellt.

Die voranschreitende Integration der nationalen Strommärkte eröffnet darüber hinaus Möglichkeiten zur Einbeziehung grenzüberschreitender Flexibilitätsoptionen. Aufgrund begrenzter Kuppelkapazitäten erfordert jedoch auch die Integration europäischer Flexibilitäten eine räumlich differenzierte Betrachtung und Einbeziehung des Netzengpassmanagements.

Eine ganzheitliche Systembetrachtung umfasst daher die Einbeziehung **erzeuger- und nachfrageseitiger Flexibilitäten** sowie der **Flexibilität der Netzinfrastruktur**¹⁹⁰ innerhalb eines räumlich abgegrenzten Marktes. Ein funktionierender Strommarkt hängt dabei wesentlich vom Ausmaß der Systemflexibilität ab.

Anhand der aktuellen Situation im deutschen Stromversorgungssystem lässt sich dieser Aspekt verdeutlichen:

Die Systemflexibilität wird momentan vor allem durch eine nicht hinreichend flexible Netzinfrastruktur und gleichzeitige Beibehaltung der aktuellen Marktordnung ohne räumlich differenzierte Anreize zur kurzfristigen Koordination des Kraftwerkseinsatzes und langfristigen Allokation von konventionellen und erneuerbaren Erzeugungskapazitäten beeinträchtigt.

Während rund 80 % der Windleistung in den nördlichen Regionen installiert ist, konzentriert sich der Ausbau von Photovoltaikkapazitäten eher auf die südlichen Regionen (>60 %). Bedingt durch die begrenzten Übertragungskapazitäten kann der erzeugte Erneuerbaren-Strom in einzelnen Stunden nicht vollständig im Netz aufgenommen werden, sodass in den Überschussregionen negative Residuallasten auftreten. Dem gegen-

¹⁹⁰ Der Betrieb von Stromnetzen innerhalb gegebener Leistungsgrenzen und Schaltmöglichkeiten beeinflusst die Systemflexibilität. Dabei erhöhen insbesondere steuerbare Netzelemente wie beispielsweise Phasenschieber die Flexibilität der Netzinfrastruktur.

über stehen Defizitregionen, die in den entsprechenden Stunden auf den Import von Strom und damit die Bereitstellung von Flexibilität angewiesen sind. Beispielsweise führt ein bewölkter Tag mit geringer Photovoltaikeinspeisung in Verbindung mit einer Starkwindfront zu einem Stromüberschuss in Norddeutschland und einem Importbedarf in den südlichen Regionen.

Netzausbauverzögerungen in Verbindung mit der ungleichmäßigen räumlichen Verteilung von Erneuerbaren-Kapazitäten führen demnach zu Netzengpässen und einer nicht effizienten Nutzung bestehender Flexibilitätsoptionen.

Für die Zukunft wird erwartet, dass sich die dargestellte Situation weiter verschärfen wird. Neben den Netzausbauverzögerungen sind hier vor allem geplante Kraftwerksstilllegungen überwiegend in Süddeutschland und Kraftwerksneubauten verstärkt in Nord- und Mitteldeutschland zu nennen. Zudem sieht die Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) nach wie vor keine räumliche Steuerung des Erneuerbaren-Zubaus vor, sodass die räumlichen Ungleichgewichte der Erzeugungskapazitäten eher verstärkt werden. Nicht zuletzt deswegen gewinnt die Erschließung neuer Flexibilitätspotenziale zur Erhöhung der Systemflexibilität an Bedeutung.

Nachfolgend wird daher diskutiert, inwiefern nationale und internationale Flexibilitätspotenziale heute, aber auch in Zukunft einen Beitrag zur Erhöhung der Systemflexibilität leisten können. Dabei steht der Flexibilitätsaustausch, wie oben erwähnt, in engem Zusammenhang mit der Flexibilität der Netzinfrastruktur und somit dem Netzengpassmanagement.

5.2.3.1 Aktuelle Situation

Bereits heute erfolgt ein grenzüberschreitender Austausch von Flexibilitäten in Form von Fahrplanenergie und Systemdienstleistungen.

Der regionenübergreifende Austausch von Fahrplanenergie wird bislang über gekoppelte nationale Strommärkte im Rahmen eines Market Coupling¹⁹¹ umgesetzt. Dabei werden sogenannte implizite Auktionen genutzt, bei denen Marktteilnehmer nicht direkt grenzüberschreitende Kapazitäten zugeteilt bekommen, sondern zunächst Gebote für Strom auf ihrer Börse abgeben. Anschließend erfolgt durch die Börsen eine Nutzung der an den Grenzstellen verfügbaren Kapazität, um Preisunterschiede zwischen zwei oder mehr Marktgebieten zu minimieren. Die damit einhergehenden historisch angestiegenen Handelsaktivitäten untermauern die Relevanz des internationalen Flexibilitätsaustauschs.

¹⁹¹ Market Coupling ist eine Methode des Netzengpassmanagements zur Bewirtschaftung knapper Übertragungskapazitäten zwischen Marktgebieten.

Während die Kopplung der Day-Ahead-Märkte weit vorangeschritten ist,¹⁹² werden zurzeit Möglichkeiten zur verbesserten Kopplung der Intraday-Märkte diskutiert. Hier fehlt bislang ein mit den Day-Ahead-Märkten konsistenter Rahmen zur Umsetzung eines kontinuierlichen Handels unter Berücksichtigung der untertäglich verfügbaren Übertragungskapazitäten. Die Entwicklung eines entsprechenden Zielmodells bis Ende 2014¹⁹³ hat damit einen großen Einfluss auf den grenzüberschreitenden Handel von Flexibilitätsoptionen.

Im Rahmen des Internationalen Netzregelverbunds (IGCC) erfolgt ein Austausch von Sekundärregelleistung. Im Falle begrenzter Übertragungskapazitäten wird jedoch der physikalische Regelleistungstransport eingeschränkt, da die beteiligten Übertragungsnetzbetreiber lediglich Restkapazitäten nutzen und bislang keine Übertragungskapazitäten reservieren. In vergangenen Untersuchungen wurden bereits die Vorteile eines zwischen Nord- und Westeuropa integrierten Regelleistungsmarktes analysiert.¹⁹⁴ Farahmand und Doorman (2012) stellen fest, dass es in zahlreichen Stunden gegenläufige Abweichungen und damit Regelleistungsabrufe gibt, die im Falle integrierter Regelleistungsmärkte durch ein „Imbalance Netting“ vermieden werden könnten. Dabei ermitteln sie ein Einsparpotenzial von rund 30 % des Reservebedarfs, was sich mit den bislang gesammelten Erfahrungen im Rahmen des Netzregelverbunds deckt.

Grundsätzlich wirken Flexibilitätsoptionen Knappheitssituationen entgegen, da sie entweder das Angebot erhöhen oder die Nachfrage reduzieren. Treten folglich in den zuvor genannten Märkten oder bei der Übertragung von Elektrizität Knappheiten auf, ist dies ein Indiz für mangelnde Flexibilität.

Als Indikator für die Knappheit an Flexibilität in den Kurzfristmärkten wurden daher zunächst die Intraday-Preise für die Jahre 2012 und 2013 ausgewertet. Dabei finden sich nur wenige Viertelstunden mit „Knappheitspreisen“¹⁹⁵, was ein Indiz dafür ist, dass die Flexibilität der Kurzfristmärkte aktuell ausreichend ist.

Hierbei wird ignoriert, dass es bedingt durch eine inflexible Netzinfrastruktur dennoch zu lokalen Knappheiten an Flexibilität kommen kann. Der durch Netzengpässe verursachte Anpassungsbedarf (Redispatch) führte in der Vergangenheit zwar zu keinen unbeherrschbaren Situationen. Während jedoch der durchschnittliche Leistungsbedarf zwischen April 2013 und Juni 2014 bei rund 323 MW lag, kam es in einzelnen Stunden

¹⁹² Im Februar 2014 erfolgte die Umsetzung North West European (NWE) Market Coupling. Die gekoppelten Märkte decken mehr als 60 % des europäischen Strombedarfs ab und repräsentieren den weltweit größten zusammenhängenden Strommarkt.

¹⁹³ Seit 2011 wird die Entwicklung eines Zielmodells verfolgt. Dies soll bis Ende 2014 vorliegen (vgl. beispielsweise ACER (2012)).

¹⁹⁴ Vgl. z. B. Farahmand/Doorman (2012).

¹⁹⁵ Intraday-Preise >200 oder <200 €/MWh.

vor allem im Netzgebiet von TenneT zu einem Anpassungsbedarf von über 4 GW.¹⁹⁶ Da für die Vorhaltung und Erbringung von Redispatch kein Markt besteht, können keine Knappheitspreise ausgewertet werden. Lediglich die Vorhaltung von Reservekraftwerken im Rahmen der Reservekraftwerksverordnung liefert Indizien dafür, dass verstärkt in Süddeutschland Knappheit an Flexibilität bestehen könnte.

Bei einer Betrachtung der Regelleistungsmärkte muss zwischen den gehandelten Regelleistungsprodukten differenziert werden. Als Indikator für die Knappheit von Flexibilität in den Regelleistungsmärkten wird die jeweilige „Übererfüllung“ der Reservevorhaltung, also der Quotient von extramarginalen Angeboten und ausgeschriebener Leistung, untersucht.¹⁹⁷

Während die Auswertung der Minutenreserve für Juli 2014 eine durchschnittliche Übererfüllung von rund 61 % (1.448 MW) ergibt, sind für die Sekundärregelleistung keine Daten zu extramarginalen Angeboten verfügbar.¹⁹⁸ Für die Knappheit an den Regelleistungsmärkten kann daher festgehalten werden, dass im Minutenreservemarkt ausreichend Flexibilität vorhanden ist. Für den Sekundärregelleistungsmarkt hingegen kann keine belastbare Aussage getroffen werden, da der Beschluss der Bundesnetzagentur nicht etwa in der Knappheit des Angebots, sondern in der von wenigen großen Anbietern geprägten Wettbewerbssituation begründet ist. Dennoch liefern der Anstieg präqualifizierter Anbieter und auch die gesunkenen Preise bedingt durch ein Wachstum der angebotenen Leistung Indizien für eine ausreichende Flexibilität.

Aufgrund der in Abschnitt 4.3.2 dargestellten Wechselwirkungen zwischen Spot- und Regelleistungsmärkten kann zudem davon ausgegangen werden, dass, solange im Spotmarkt keine Knappheitssignale zu beobachten sind, diese auch nur bedingt im Regelleistungsmarkt auftreten.

Während die analysierten Indikatoren auf eine ausreichende Flexibilität in den Kurzfrist- und Regelleistungsmärkten hindeuten, bestätigt die aktuelle Netzengpasssituation und Vorhaltung von Reservekraftwerken im Rahmen der Reservekraftwerksverordnung eine begrenzte (räumliche) Flexibilität der Netzinfrastruktur. Diesbezüglich mögliche Gegenmaßnahmen wurden bereits in den vergangenen beiden Abschnitten 5.2.1 und 5.2.2 diskutiert. Abhängig von der Behebung der Inflexibilität der Netzinfrastruktur durch Engpassbewirtschaftung und Netzausbau können jedoch weitere Flexibilitätsop-

¹⁹⁶ Vgl. ÜNB (2014a).

¹⁹⁷ Eine Auswertung von Knappheitspreisen erscheint nicht zielführend, da aufgrund der Anbieterstruktur und der Gefahr strategischen Verhaltens auf Anbieterseite nicht sauber zwischen Knappheitssignalen und potenziellen oligopolistischen Preisaufschlägen differenziert werden kann.

¹⁹⁸ Dies ist in einem Beschluss der Bundesnetzagentur aus dem Jahre 2011 begründet. Demnach wurde wegen der Gefahr strategischen Angebotsverhaltens eine Reduzierung des Umfangs der zu veröffentlichenden Angebotsdaten auf die Angebote mit Zuschlag beschlossen. Vgl. Bundesnetzagentur (2011a), S. 57.

tionen wie beispielsweise Lastmanagement auch schon in der nahen Zukunft einen Beitrag zur Erhöhung der Systemflexibilität leisten.

5.2.3.2 Zukünftige Situation

In einem System mit hohem Anteil an erneuerbaren Energien ist mit einem steigenden Flexibilitätsbedarf zu rechnen. Dabei sind zukünftig verstärkt Stunden mit negativer Residuallast und höheren Lastgradienten zu erwarten.¹⁹⁹ Durch den Umbau des deutschen Stromversorgungssystems werden jedoch weniger konventionelle Flexibilitäten zum Erhalt der Systemflexibilität zur Verfügung stehen. Die Erschließung und Anreizung alternativer Flexibilitätsoptionen wird daher in Zukunft an Bedeutung gewinnen.

Während die Flexibilitätspotenziale bereits ausführlich in Kapitel 4.2 diskutiert wurden, stellt sich somit die Frage nach angemessenen Anreizen zur Bereitstellung von Flexibilitätsoptionen.

Da die verschiedenen Flexibilitätsoptionen substituierbar sind, ist ein wettbewerbliches Umfeld zur Allokation eines effizienten Mix von Flexibilitäten Grundvoraussetzung. Mit dem aktuellen Marktdesign besteht ein prinzipiell geeigneter Rahmen. Hierbei ist zwischen der kurzfristigen Koordination der Nutzung von Flexibilitätsoptionen und der langfristigen Allokationsfunktion von Kurzfrist- und Regelleistungsmärkten zu unterscheiden.

Bei der kurzfristigen Koordination sind vor allem ökonomische und regulatorische Hemmnisse von Bedeutung. Die langfristige Allokation wird zudem durch technische Hemmnisse beeinflusst.

Die kurzfristige Bereitstellung von Flexibilitätsoptionen hängt neben den Opportunitätskosten von den Produktdefinitionen, Preisobergrenzen und Handelsschlusszeiten in den einzelnen Märkten sowie dem Fahrplanmanagement ab.

- In den Kurzfristmärkten tragen Viertelstundenprodukte (Day-Ahead ab 2014 geplant, Intraday bereits 2011 eingeführt) zu einer besseren Nachbildung der Lastrampen bei. Zudem können Flexibilitätsoptionen mit geringer Zeit- und Mengenverfügbarkeit leichter am Markt teilnehmen. Gleiches gilt für die Regelleistungsmärkte. Hier können kürzere Produktzeitscheiben vor allem bei der Sekundär- und Minutenreserve zu einer verbesserten Integration von Flexibilitäten beitragen.
- Einschränkungen der Preisbildung durch Preisobergrenzen behindern den Wettbewerb zwischen Spitzenlastkraftwerken und alternativen Flexibilitätsoptionen, wenn die Opportunitätskosten der alternativen Flexibilitätsoptionen (z. B. Last-

¹⁹⁹ Vgl. Abschnitt 4.3.1.

reduktion) über der Preisgrenze liegen. Eine Einführung von Preisobergrenzen wäre somit zur Gewährleistung eines wettbewerblichen Umfelds für Flexibilitätsoptionen kontraproduktiv.

- Im Rahmen des Bilanzkreismanagements sind hinreichende Anreize zum Ausgleich von Abweichungen wesentlich. Ist dies gewährleistet, wird auch kurzfristig der Bedarf an Flexibilität im Markt sichtbar.

In europäischer Perspektive können zudem zukünftig eine Ausweitung des Market Coupling und des internationalen Netzregelverbunds sowie ein Ausbau von Grenzkuppelkapazitäten zu einer verbesserten kurzfristigen Bereitstellung grenzüberschreitender Flexibilitätsoptionen beitragen. Hier bietet sich sicherlich eine synergetische Nutzung von Pumpspeicherkraftwerken in den Alpenländern oder Speicherkraftwerken in Skandinavien an. Aufgrund der geringeren Grenzkosten gegenüber flexiblen Gasturbinenkraftwerken liefert eine verstärkte Nutzung von Speicherkraftwerken hier einen Systemkostenvorteil und trägt zur Steigerung der Gesamtwohlfahrt bei.²⁰⁰

Bei einem grenzüberschreitenden Austausch von Flexibilitätsoptionen außerhalb der Spotmärkte ist zu bedenken, dass die über eine Nutzung von Restkapazitäten hinausgehende Reservierung von Übertragungskapazitäten zu einer eingeschränkten Liquidität in den Spotmärkten führt. Die so verursachten Ineffizienzen in den Spotmärkten können dabei in der Regel nicht durch die Option des Flexibilitätsaustauschs kompensiert werden.

Eine Einführung grenzüberschreitender Flexibilitätsplattformen bzw. -märkte wird somit kritisch gesehen. Denn zum einen obliegt die kurzfristige Koordination der Nutzung von Flexibilitätsoptionen auch grenzüberschreitend den Kurzfristmärkten. Und zum anderen würden entsprechende Flexibilitätsmärkte durch zusätzliche Schnittstellen und Opportunitäten zu einer komplexeren Marktordnung und somit zu zusätzlichen Transaktionskosten und Ineffizienzen führen.

Eine langfristig effiziente Allokation von Flexibilitätsoptionen wird im Wesentlichen durch adäquate Investitionsanreize determiniert. Auch hier spielt ein wettbewerbliches Umfeld eine maßgebliche Rolle, da einseitige Förderungen zum Abbau technischer Hemmnisse zu Verzerrungen und Ineffizienzen führen können. Die zuvor diskutierte Optimierung der kurzfristigen Bereitstellung von Flexibilitätsoptionen erhöht gleichzeitig den Wert von Flexibilität und schafft damit Investitionsanreize. Zudem trägt ein stabiles regulatorisches und politisches Umfeld zur Investitionssicherheit und damit zur wettbewerblichen Erschließung von Flexibilitätsoptionen bei.

²⁰⁰ Beispielsweise quantifizieren Farahmand/Doorman (2012) für das Jahr 2010 die Einsparung auf 75 % der Kosten für die Vorhaltung von Regelleistung und rund 50 % für den Abruf von Regelleistung durch die Integration des hydrodominierten skandinavischen sowie der deutschen und niederländischen Regelleistungsmärkte.

5.3 Analysen von Flexibilitätsmechanismen, Netzengpassmanagement und Netztarifizierung im Verteilnetz

Aktuell werden verschiedene Ansätze zur Änderung der Netzentgeltsystematik diskutiert. Dabei handelt es sich um das **Kapazitätsentgelt** und das **variable Netznutzungsentgelt**. Ersteres zielt auf die Einführung eines Kapazitätspreises für die nicht leistungsgemessenen Kunden auf der Niederspannungsebene bei gleichzeitiger Reduzierung der Arbeitspreise ab. Das variable Netzentgelt steuert hingegen auf eine höhere dargebotene Preisflexibilität seitens der Verteilernetzbetreiber hin, wofür ein hoher Arbeitspreisannteil nötig ist.

Im Rahmen der Forschungsarbeit wurden mit Hilfe eines wirtschaftlichen, mehrstufigen Netzmodells die verschiedenen Vorschläge zur Änderung der Netznutzungsentgeltsystematik simuliert und ihre jeweiligen Vor- und Nachteile herausgearbeitet. Dabei standen die Auswirkungen auf die Erlöse des Verteilernetzbetreibers und die Preisstruktur der Kunden im Fokus. Als Annahme wurde festgelegt, dass die heutigen Erlöse des Netzbetreibers konstant bleiben müssen, wobei sich die Einnahmeströme entsprechend verändern. Diese Veränderungen wurden im zweiten Schritt in unterschiedlichen Ausgestaltungen hinsichtlich ihrer Wirkung auf die Kunden mit den Dimensionen Diskriminierungsfreiheit, Transparenz und Verursachungsgerechtigkeit untersucht.

Der Einführung eines **Kapazitätsnetzentgelts** geht die Überlegung voraus, dass die vom Verteilernetzbetreiber zur Verfügung gestellte Netzkapazität in den Netzentgelten bislang unzureichend berücksichtigt wird. Zwei Aspekte sprechen für die Einführung eines Kapazitätsentgelts. Zum einen sind es die hohen Fixkosten des Stromnetzbetriebs. So stellt der Anteil der variablen Kosten an der Gesamtheit der Netzkosten nur etwa 5 % dar, während 95 % (45 % Betriebskosten, 25 % Kapitalkosten, 25 % Kosten der vorgelegerten Ebene) der Kosten fix sind. Die Einnahmen im Verteilnetz sind zu 95 % variabel und zu 5 % fix.²⁰¹ Zum anderen ist es der wachsende Anteil des Eigenverbrauchs, wobei im Bereich der privaten Haushalte vermehrt eigens produzierter Solarstrom soweit möglich auch selbst verbraucht wird.²⁰² Der Anreiz dafür wird durch die in den letzten Jahren sinkende Photovoltaik-Einspeisevergütung und die gleichzeitig steigenden Endverbraucher-Strompreise gegeben. Dabei sank die Einspeisevergütung seit dem Jahr 2011 deutlich unter den Endverbraucher-Strompreis und macht damit die Eigenversorgung rentabel.²⁰³

Der Kapazitätstarif spiegelt in diesem Kontext die fixe Kostenstruktur der Stromnetze wider. Denn die Kosten des Stromnetzes sind in erster Linie von der Leitungskapazität

²⁰¹ Vgl. Stock (2013).

²⁰² Laut Prognos (2013) werden 2–3 TWh Photovoltaikstrom selbst verbraucht.

²⁰³ Vgl. Agora (2013), S. 11.

abhängig, und diese ist wiederum der Bemessungsfaktor für den weiteren Netzausbau. Weiterhin soll gewährleistet werden, dass Verbraucher, die das Energienetz nur mit wenig Energie, aber mit hohen Leistungen belasten, immer noch einen angemessenen Beitrag zur Finanzierung leisten.

Außerdem sollen Lastspitzen reduziert und ein netzdienliches Verhalten der Kunden gefördert werden. Nachteilig ist das starre Preissystem des Kapazitätstarifs, da durch eine feste Netzentgeltkomponente der Anreiz zum Stromsparen verringert wird. Außerdem kann es zu Fehlanreizen kommen, da gleichmäßiger Verbrauch nicht benachteiligt oder Verbrauch in Zeiten hoher Erzeugung aus erneuerbaren Energien nicht belohnt wird.

Ein zweiter Vorschlag zur Verbesserung der Netzsituation ist die Einführung eines **variablen Netznutzungsentgelts**. Dessen Höhe wäre abhängig von der zeitlichen Stromentnahme durch den Kunden und würde sich in einem zeitvariablen Tarif aufteilen. Ziel ist es, Lastspitzen im Stromnetz durch die Verlagerung des Verbrauchs in lastschwache Zeiten zu reduzieren, den Lastverlauf zu glätten und somit die Netzbelastung zu mindern. Da maximale zeitgleiche Lastspitzen der wichtigste Faktor für die Auslegung der Netze sind, trägt ihre Vermeidung dazu bei, das Netz effizienter auszunutzen und somit Neuinvestitionen zu reduzieren.²⁰⁴ Für die Energielieferkomponente des Strompreises existiert bereits, teilweise angeboten durch einige Lieferanten, die Option, feste Hoch- und Niedertarife zu nutzen. Dieses Anreizinstrument ist in § 40 Abs. 5 EnWG festgesetzt und soll „soweit technisch machbar und wirtschaftlich zumutbar“²⁰⁵ angeboten werden. Bisher besteht kein stundenscharf differenzierter Tarif für die Netzentgeltkomponente des Endkunden-Strompreises. Eine Kopplung der Preiskomponenten Netznutzung und Strompreis kann eine größere untertägige Preisdifferenz bewirken. Hierdurch bieten sich erhöhte wirtschaftliche Anreize für Kunden, die eigene Last zu verschieben. Da die Haushaltskunden in der Mehrzahl derzeit nicht leistungsgemessen sind, wäre sowohl für die Umsetzung des variablen Netznutzungsentgelts als auch des Kapazitätstarifs der flächendeckende Rollout des Smart Metering erforderlich.

Mit der Umsetzung des empfohlenen Rollout-Szenarios Plus²⁰⁶ für das Smart Metering kann bis zum Jahr 2028 ein flächendeckender Rollout neuer Messsysteme erfolgen.²⁰⁷ Diese ermöglichen zunächst eine Leistungsmessung aller Verbraucher und darauf aufbauend verschiedene Entwicklungspotenziale, wie auch die Anpassung der Standard-

²⁰⁴ Vgl. Fraunhofer IWES (2011), S. 3.

²⁰⁵ EnWG (2014), § 40 Abs. 5.

²⁰⁶ Das Rollout-Szenario Plus beschreibt ein gesamt- und einzelwirtschaftlich sinnvolles Szenario für die flächendeckende Installation intelligenter Messsysteme. Hierbei werden zunächst alle Zählpunkte, die effizient zu einer besseren Netzführung beitragen, mit intelligenten Messsystemen ausgestattet. Alle weiteren Zählpunkte werden schrittweise mit intelligenten Zählern ausgestattet.

²⁰⁷ Vgl. Ernst & Young (2013).

lastprofile zur Reduzierung der Ausgleichsenergiebeschaffung. In einer Weiterentwicklung eines variablen Netzentgelts ist auch die Kopplung an die aktuelle lokale Einspeisung – insbesondere von erneuerbaren Energien – möglich, wodurch z. B. in Zeiten einer hohen PV-Einspeisung in einem Wohngebiet die Rückspeisung auf die vorgelagerte Netzebene durch den Anreiz der Erhöhung des Stromverbrauchs reduziert wird. Theoretisch ist eine weitere Verstärkung mit zeitabhängigen Umlagen möglich. All dies benötigt als erste Grundlage intelligente Messsysteme und von den Netz- und Vertriebsgesellschaften neue Tarifmodelle sowie angepasste Kundenkommunikations- und Abrechnungsprozesse.

Ein **einspeiseseitiges Netznutzungsentgelt** stellt eine weitere Möglichkeit zur Änderung der Netzentgeltsystematik dar. Die Kosten für den Betrieb des Stromnetzes werden in Deutschland aktuell ausschließlich von den Stromverbrauchern getragen. Die Stromerzeuger sind nicht verpflichtet, sich an den Netzerhaltungs- und Ausbaukosten zu beteiligen. Eine Leistungskomponente für Erzeugungsanlagen (G-Komponente) könnte einen wertvollen Beitrag zur bestehenden Netzentgeltsystematik leisten. Diese könnte sowohl zur Netzfinanzierung als auch zur Allokation, also zur Steuerung der geografischen Positionierung der Erzeugeranlagen, verwendet werden. In einigen europäischen Ländern wird dies bereits in unterschiedlichem Maß angewandt. So müssen in Österreich die Erzeugeranlagen 20 % der Netzkosten tragen. In Schweden ist das einspeiseseitige Netznutzungsentgelt abhängig von der geografischen Lage der Erzeugeranlagen und setzt somit Anreize, die Standortwahl nach netzspezifischen Aspekten durchzuführen.²⁰⁸

Der weitere Ausbau der dezentralen Erzeugung führt dazu, dass die Relevanz der **vermiedenen Netzentgelte** weiter steigt. Grundsätzlich wird bisher davon ausgegangen, dass die dezentrale Einspeisung Kosten vermeidet. Dies ist in weiten Teil bei den variablen Kosten berechtigt, da die Transportverluste reduziert werden. Kalkulierbare Einsparungen bei der Leistungskapazität ergeben sich aber nur unter bestimmten Voraussetzungen, wie z. B. bei eindeutig gerichtetem Energiefluss und bei planbaren und stetigen Einspeisungen, da die volatilen Erzeuger nicht zwangsläufig zu den netzgünstigen Zeiten einspeisen (z. B. Photovoltaik am Abend im Winter mit hohem Stromverbrauch). Hierdurch können in der Regel fluktuierende dezentrale Erzeugungsanlagen Netzausbaukosten nicht vermeiden. Die vermiedenen Netzentgelte werden bei steigender Anlagenzahl weiterhin gemäß der in der StromNEV beschriebenen Berechnungsmethode gezahlt und verringern sich durch die erhöhte Anlagenzahl vorerst nicht.²⁰⁹ Bei stetig zunehmender

²⁰⁸ Vgl. ENTSO-E (2013).

²⁰⁹ Vorerst nicht, weil zusätzlich eingespeiste Arbeit und Leistung weiterhin nach den Kosten der vorgelagerten Ebene entlohnt wird. Erst wenn der volle Leistungsbedarf einer Netzebene durch die dezentrale Erzeugung

dezentraler Einspeisung kommt es zwangsläufig dazu, dass die vom Netzbetreiber gezahlten vermiedenen Netzentgelte die tatsächlich vermiedenen Kosten überschreiten (u. a. bei Rückspeisung von niedrigeren in höhere Spannungsebenen). Spätestens dann entsprechen die vermiedenen Netzentgelte nicht den vermiedenen Kosten.²¹⁰

In einigen Regionen sind die dezentralen Einspeisungen so hoch, dass es zu einer Lastflussumkehr kommt und Energie aus unterlagerten in vorgelagerte Netzebenen rückgespeist wird. Besonders betroffen sind Regionen mit einer hohen Anzahl dezentraler Erzeuger bei gleichzeitig niedriger Last. In diesen Fällen werden Transportverluste erhöht und nicht vermieden. Analysen für verschiedene Netzbetreiber zeigen die zeitliche und energetische Häufigkeit auf. Abbildung 71 zeigt die Daten für das Netz der MITNETZ im Jahr 2012.

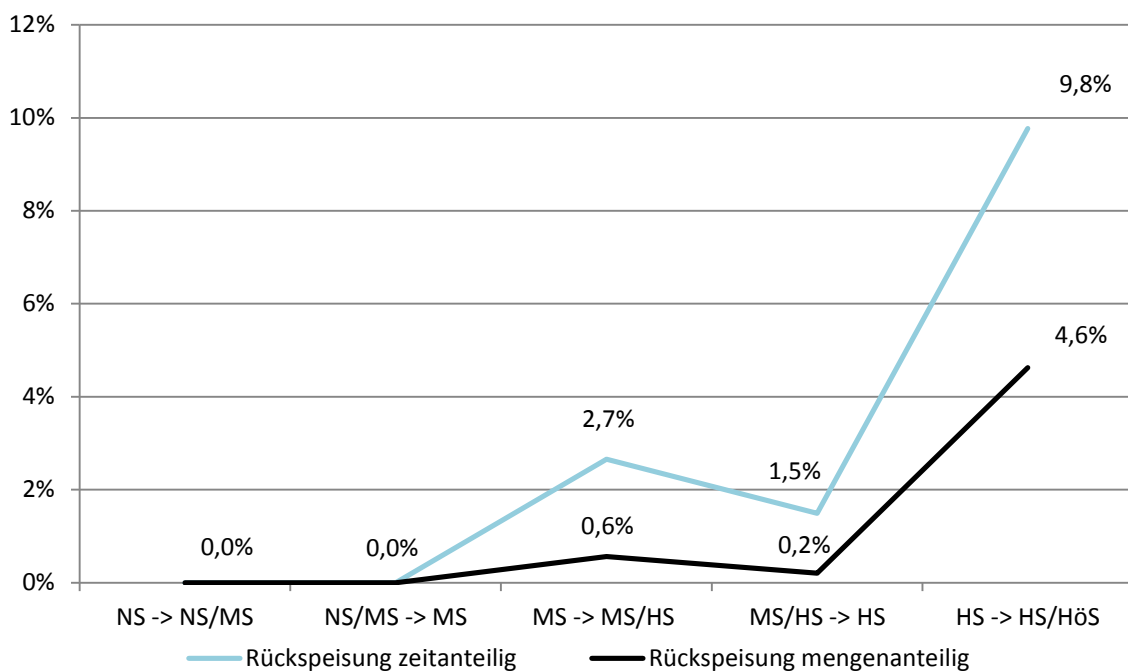


Abbildung 71: Rückspeisung MITNETZ 2012²¹¹

Es zeigt sich, dass die Rückspeisung insbesondere zwischen der HS-Ebene und der HS/HÖS-Umspannebene stark ansteigt. Die Rückspeisung überwiegt in knapp 10 % des Jahres, und annähernd 5 % der gesamten erzeugten Energie wird in die HS/HÖS-Ebene rücktransportiert. Deutlich stärker ist der Netzbetreiber E.Dis betroffen, wie die folgen-

gedeckt wird, senken zusätzliche Einspeiser die individuelle Vermeidungsleistung ab und damit die ausgezahlten vermiedenen Netzentgelte.

²¹⁰ dena (2012), S. 356.

²¹¹ Auswertung auf Basis der veröffentlichten Daten der einzelnen Netzebenen von MITNETZ.

de Abbildung 72 zeigt. Hier findet in fast drei Viertel der Zeit eine Rückspeisung statt, wovon 36 % der Energiemenge betroffen sind.

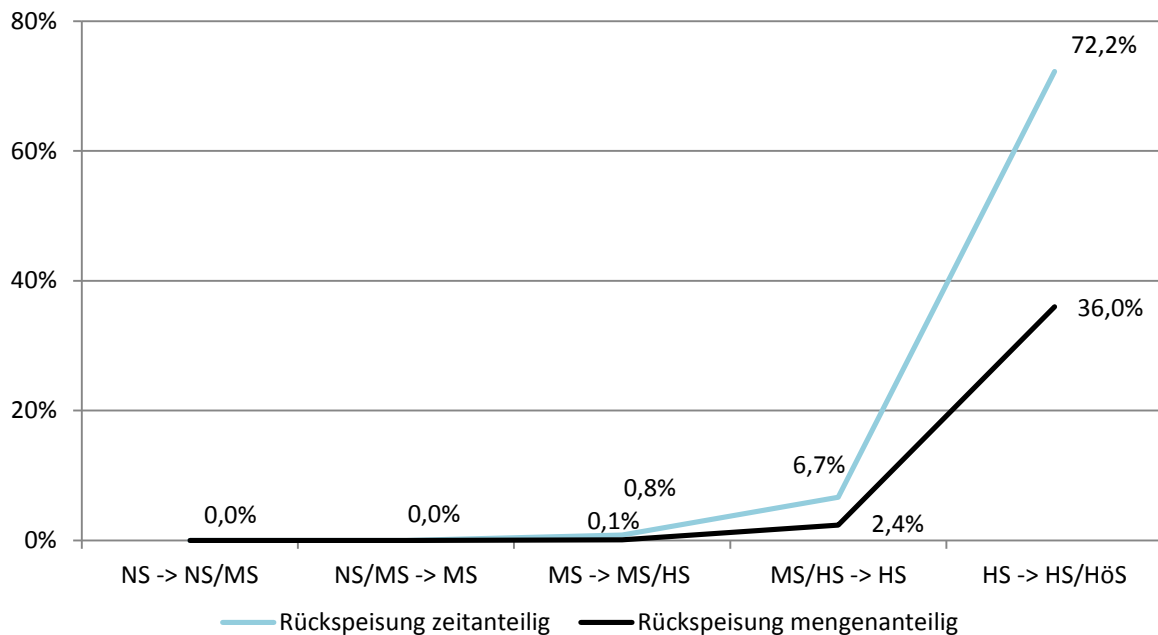


Abbildung 72: Rückspeisung E.DIS 2012²¹²

Der weitere Ausbau der dezentralen Erzeugung kombiniert mit den Energieeffizienzzielen wird diesen Effekt immer weiter verstärken. Dies verdeutlicht eine notwendige Reform der vermiedenen Netzentgelte.

Die Abschaffung der vermiedenen Netzentgelte für nicht steuerbare dezentrale Anlagen ist ein diskutierter Ansatz, der auf eine Reduzierung der zu zahlenden vermiedenen Netzentgelte abzielt. Dennoch tragen auch nicht steuerbare Anlagen möglicherweise zu vermiedener Arbeit und Leistung auf der jeweiligen Netzebene bei. EEG-Anlagen nach steuerbar/nicht steuerbar zu unterscheiden scheint dabei nicht sinnvoll.²¹³ Ebenso wenig ist die grundsätzliche Abschaffung rückwirkungsfrei und unproblematisch, da in diesen Fällen umfangreiche Windfall-Profits bei einigen Netzbetreibern entstehen können. Die Analysen haben gezeigt, dass vermiedene Netzentgelte beim weiteren Ausbau dezentraler Erzeugungsanlagen deutliche Auswirkungen auf die Erlös- und Kostenstrukturen der Netzbetreiber haben. Aus diesem Grund wird empfohlen, bei einer Novellierung der Netzentgeltsystematik insbesondere unter der Berücksichtigung der Möglichkeiten

²¹² Auswertung auf Basis der veröffentlichten Daten der einzelnen Netzebenen der E.Dis. Vgl. auch VKU (2011).

²¹³ Vgl. MITNETZ (2013).

intelligenter Messsysteme auch die Systematik der vermiedenen Netzentgelte anzupassen.

Zusammengefasst bieten die einzelnen diskutierten Mechanismen individuelle Vorteile:

- Leistungskomponente G: Steigerung der Allokationssignale auf Erzeugerseite.
- Variables Netznutzungsentgelt auf Verbraucherseite: Steigerung der wirtschaftlichen Anreizwirkung der Lastverschiebung.
- Kapazitätsentgelt: Sicherstellung einer verursachungsgerechten Netzfinanzierung bei einem steigenden Anteil der Eigenerzeugung.

Zur Erreichung eines entsprechend optimierten Marktdesigns sind unter Berücksichtigung der Wechselwirkungen mit anderen Mechanismen geeignete Netzentgeltmodelle auszuwählen. Dies kann insgesamt zu einem gerechten, kostengünstigen und umweltverträglichen System führen.

5.4 Eckpunkte für das zukünftige Netzengpassmanagement und zur Anreizsetzung für Flexibilität

- 1. Das Stromnetz ist das Rückgrat der Versorgungssicherheit. Für die Umsetzung der Energiewende ist daher eine Überwindung der Netzausbauverzögerungen in Verbindung mit einem effizienten Netzengpassmanagement 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 Netzengpasssituationen 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 Netzengpässen 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 In-

tegration 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.

6 Interdependenzen der Instrumente und abschließende Empfehlungen

In den vorangegangenen Kapiteln wurde bereits angesprochen, dass Designanpassungen einzelner Teilmärkte und Instrumente in Wechselwirkung mit anderen Märkten und Mechanismen stehen können. Beispielsweise wurden in Kapitel 3 die Auswirkungen von koordinierten und asymmetrischen Kapazitätsmärkten auf den Spotmarkt dargestellt.

In diesem Kapitel werden daher zunächst die Wechselwirkungen zwischen Kapazitätsmechanismen, Regelleistungsmärkten, Netzengpassmanagement und Spotmärkten näher untersucht. Im Anschluss daran werden gegenseitige Rückwirkungen der Förderung erneuerbarer Energien mit den genannten Mechanismen analysiert. Abschließend werden aus den Ergebnissen der Untersuchungen zentrale Empfehlungen abgeleitet, um das Marktdesign seinen aktuellen und zukünftigen Herausforderungen anzupassen.

6.1 Interdependenzen zwischen den betrachteten Instrumenten

Die Interdependenzen zwischen den betrachteten Märkten und Mechanismen werden, wie in Abbildung 73 dargestellt, durch ihre zeitliche Abfolge beeinflusst. Darüber hinaus wirken sich vor allem auch die relevanten Knappheiten und Opportunitäten auf das Verhalten der Akteure und damit die Wechselwirkungen aus. Beispielsweise induziert ein Kapazitätsmechanismus mit geringfügig überhöhter Kapazitätsnachfrage leichte Überkapazitäten, womit in den nachgelagerten Kurzfristmärkten keine Knappheitspreise auftreten. Demgegenüber hängen die Gebote der Marktteilnehmer in den vorgelagerten Märkten von den zukünftig erwarteten Knappheiten und Opportunitäten ab. Das Gebot für Sekundärregelleistung bei wöchentlicher Ausschreibung steht z. B. in Wechselwirkung mit den erwarteten Opportunitäten im Spotmarkt. In Abbildung 73 wird die zeitliche Überlagerung der betrachteten Märkte und Mechanismen schematisch dargestellt.

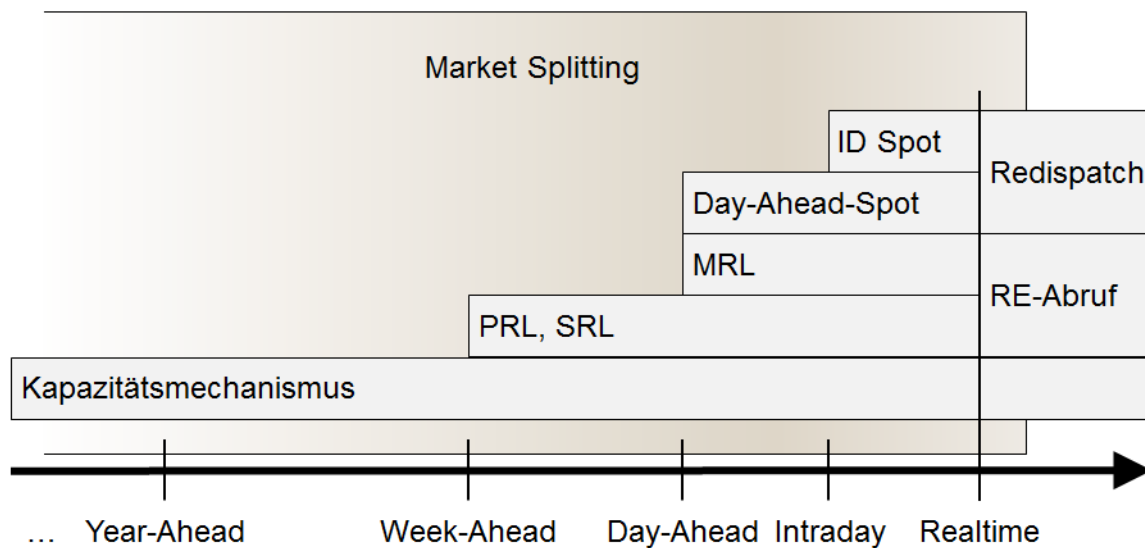


Abbildung 73: Interdependenzen in zeitlicher Perspektive

In Kapitel 5 wurde die Einführung von Market Splitting als Netzengpassmanagement-Methode diskutiert, wobei dort primär die Wechselwirkungen mit dem Day-Ahead-Markt betrachtet wurden. Eine Einführung von Preiszonen in nur einzelnen Teilmärkten führt allerdings zu Inkonsistenzen. Ein Kapazitätsmarkt ohne Market Splitting verknüpft mit einem Spotmarkt mit Market Splitting wird im Allgemeinen zu inkonsistenten Standortanreizen bei der Allokation von Kraftwerkskapazitäten führen und somit die Versorgungssicherheit gefährden. Denn ein Kapazitätsmarkt ohne Standortanreize führt zu einer Allokation, die dann im Spotmarkt mit Market Splitting dennoch in einzelnen Preiszonen zu knappen Kapazitäten und damit Knappheitspreisen führen kann. Konsequenterweise bedingt die Einführung von Preiszonen im Spotmarkt demnach auch ein Market Splitting in den zeitlich vor- und nachgelagerten Märkten.

Nachfolgend werden die relevanten Wechselwirkungen systematisch diskutiert.

6.1.1 Interdependenzen mit dem Kapazitätsmarkt

Hinweis: Im Folgenden wird dargestellt, welche wesentlichen Interdependenzen mit dem Kapazitätsmarkt beachtet werden müssten, wenn ein bestimmtes Instrument (z. B. Market Splitting) zum Einsatz käme. Diese Wenn-Dann-Aussage stellt keine Empfehlung dar, das jeweilige Instrument einzuführen. Weitergehende Ausführungen hierzu finden sich in den einzelnen Arbeitspaketen sowie im Empfehlungsteil (siehe Kapitel 3 und 6.3).

6.1.1.1 Spotmarkt

Die Einführung eines Kapazitätsmarktes beeinflusst die Spotpreise. Das Ausmaß ist dabei vom Kapazitätsmarktdesign und der damit verbundenen Kapazitätsnachfrage ab-

hängig, denn das Verhältnis der Kapazitätsnachfrage zur Spotnachfrage determiniert die Knappheit nach der Kapazitätsauktion.

Bei der Strategischen Reserve erfolgt die Refinanzierung neuer Kraftwerkskapazitäten weiterhin über den Spotmarkt. Dies führt längerfristig zu höheren, aber volatilen Spotpreisen, wohingegen beim Kapazitätsmarkt die Refinanzierung über die Kapazitätzahlungen erfolgt und somit die Spitzenpreise gegenüber einem Energy-only-Markt ohne Überkapazitäten auf Grenzkostenniveau sinken. Die Einführung eines selektiven Kapazitätsmechanismus wird daher in der Regel die Wirtschaftlichkeit bestehender Kraftwerke negativ beeinflussen, wenn diese nicht am Kapazitätsmechanismus partizipieren können.

6.1.1.2 Regelreserve

Die Erlöse aus der Regelreserve-Vermarktung liefern zusätzliche Deckungsbeiträge und reduzieren damit prinzipiell die benötigte Kapazitätsprämie. Allerdings gilt auch umgekehrt, dass die Regelleistungspreise im Wesentlichen von der Kapazitätsnachfrage im Kapazitätsmarkt abhängig sind, da diese die Knappheit nach der Kapazitätsauktion determiniert. Bei leichten Überkapazitäten treten im Spotmarkt keine Knappheitspreise auf. Wenn die Grenzkosten in der Merit Order sehr ähnlich sind, führt dies dann auch zu einem Regelleistungspreis nahe 0 €/MW. Wenn die Kapazitätsknappheit sich jedoch nicht nur in der Kapazitätsauktion, sondern auch beim Spot- und Regelleistungsmarkt manifestiert, werden dort höhere Preise aufgerufen. Es ist zunächst zu erwarten, dass dies vor allem bei positiver Minutenreserve relevant ist, da nur hier eine direkte Substitution von Energielieferung und Regelleistungsangebot auftritt. Diese positive Minutenreserve kann aber weitgehend durch Notstromaggregate, DSM und vorhandene Kraftwerke abgedeckt werden. Positive und negative Sekundärreserve sowie negative Minutenreserve werden hingegen in der Regel nur von in Betrieb befindlichen Kraftwerken bereitgestellt. Bei einem funktionierenden Wettbewerb substituieren die Erlöse aus dem Regelleistungsmarkt jedoch hier Deckungsbeiträge aus dem Spotmarkt, sodass wiederum die durch die Kapazitätsmärkte induzierte (fehlende) Knappheit auch indirekt das Preisniveau im Regelleistungsmarkt mitbestimmt.

Die ausgeschriebenen Regelleistungsbedarfe sind abhängig von den installierten Kapazitäten, insbesondere da mögliche Kraftwerksausfälle die Höhe der Regelleistungsvorhaltung mitbestimmen. Damit gibt es auch eine indirekte Rückwirkung von Kapazitätsmechanismen auf die Regelleistungsmengen.

Es ist demnach sowohl vom Design der Kapazitätsmärkte und der Höhe der Kapazitätsnachfrage als auch von der Ausgestaltung der Regelleistungsmärkte abhängig, inwieweit und in welcher Höhe Erlöse in welchem der Märkte eingepreist werden.

6.1.1.3 Engpassbewirtschaftung und Netze

Bei Einführung von Market Splitting im Spotmarkt sollten auch zur Vermeidung von Inkonsistenzen im Kapazitätsmarkt regional differenzierte Kapazitätsbedarfe ausgeschrieben werden – andernfalls führt ein homogener Kapazitätspreis dazu, dass Kapazitätsknappheiten in einzelnen Regionen sich doch wiederum im regionalen Spotpreis niederschlagen und damit das Risiko volatiler Spotpreise nicht behoben werden kann. Die Bildung von Preiszonen sollte dementsprechend auch zur Ausschreibung unterschiedlicher Kapazitätswolumen mit entsprechenden Preisauswirkungen führen.

Die Einführung von Netzentgelten mit G-Komponente sowie Nodal Pricing stehen in Wechselwirkung mit einem Kapazitätsmarkt mit geografischer Komponente. Daher sollte hier eine mögliche Umsetzung hinsichtlich der Interdependenzen sorgfältig betrachtet werden.

Als Ursache für ein potenzielles Marktversagen²¹⁴ des Energy-only-Marktes wurde u. a. die unelastische Nachfrage identifiziert. Die Einführung variabler Netzentgelte trägt zur Verstetigung der Nachfrage bei und erhöht auch die Anreize für flexible Nachfrage. Dementsprechend können variable Netzentgelte auch dazu beitragen, den Kapazitätsbedarf im Kapazitätsmarkt zu reduzieren.

6.1.2 Interdependenzen mit der Regelreserve

***Hinweis:** Im Folgenden wird dargestellt, welche wesentlichen Interdependenzen mit dem Markt für Regelenergie beachtet werden müssten, wenn ein bestimmtes Instrument (z. B. Kapazitätsmarkt oder Market Splitting) zum Einsatz käme. Diese Wenn-Dann-Aussage stellt keine Empfehlung dar, das jeweilige Instrument einzuführen. Weitergehende Ausführungen hierzu finden sich in den einzelnen Arbeitspaketen sowie im Empfehlungsteil (siehe Kapitel 4 und 6.3).*

6.1.2.1 Spotmarkt

Verkürzte Regelleistungsprodukte ermöglichen eine simultane Optimierung von Regelleistung und Spotmarkt. Dies führt zu einer effizienteren Ausnutzung der verfügbaren Erzeugungskapazitäten. Modellrechnungen im Rahmen des Projekts verdeutlichen, dass dadurch die Systemkosten sinken und zumeist auch die Regelleistungspreise zurückgehen. Auch bei den Spotpreisen kommt es zu geringfügigen Rückgängen in den betrachteten Fällen.

²¹⁴ Als Indiz für Marktversagen wird hier z. B. die unfreiwillige Abschaltung eines zahlungswilligen Kunden verstanden.

6.1.2.2 Kapazitätsmarkt

Die Wechselwirkungen zwischen Kapazitätsmarkt und Regelreserve wurden bereits weiter oben beschrieben (vgl. Abschnitt 6.1.1). Dementsprechend sind auf den Regelleistungsmärkten nur insofern Auswirkungen von (dezentralen oder zentralen) Kapazitätsmärkten zu erwarten, als diese die Knappheit im Spotmarkt und damit die Opportunitätskosten für Regelleistungserbringung reduzieren. Dies ist bei dezentralen und zentralen Kapazitätsmärkten im Wesentlichen nur bei positiver Regelleistung und vor allem dann zu erwarten, wenn die Kapazitätsnachfrage großzügig dimensioniert ist. Bei einer strategischen Reserve werden dementsprechend gegenüber dem Energy-only-Markt auch kaum Änderungen in den Regelleistungspreisen zu erwarten sein. Bei selektiven Mechanismen besteht abhängig von der Ausgestaltung eher die Gefahr, dass die Regularien im Kapazitätsmarkt inkonsistent sind zu denen im Regelleistungsmarkt. Dies kann dann die Preissignale verzerren und im Extremfall zu Instabilitäten führen.

6.1.2.3 Engpassbewirtschaftung und Netze

Bei der Einführung von Market Splitting ist zu prüfen, ob auch bei der Regelleistungsbeschaffung Kernanteile in den einzelnen Marktzone erforderlich sind, um die kurzfristige Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Diese werden dann höhere Preise erzielen und damit auch das Preisgefüge im Regelleistungsmarkt verändern.

6.1.3 Interdependenzen mit Engpassbewirtschaftung und Netzen

***Hinweis:** Im Folgenden wird dargestellt, welche wesentlichen Interdependenzen mit der Engpassbewirtschaftung beachtet werden müssten, wenn ein bestimmtes Instrument (z. B. Kapazitätsmarkt) zum Einsatz käme. Diese Wenn-Dann-Aussage stellt keine Empfehlung dar, das jeweilige Instrument einzuführen. Weitergehende Ausführungen hierzu finden sich in den einzelnen Arbeitspaketen sowie im Empfehlungsteil (siehe Kapitel 5 und 6.3).*

6.1.3.1 Spotmarkt

Beim Market Splitting gehen Engpasskosten in den Spotpreis ein, was zu regional differenzierten Spotpreisen führt. Dementsprechend werden gegenüber einem Einheitspreissystem mit anschließendem Redispatch durch den Spotmarkt regional differenzierte Anreize zur Produktion und zur Vermarktung gegeben. Langfristig reduziert der geplante Netzausbau Engpässe und damit den Bedarf, diese zu bewirtschaften. Gleichzeitig reduziert sich der Redispatch-Bedarf, sodass die Fahrweise der Kraftwerke bei einem einheitlichen Marktgebiet eher beibehalten werden und somit auf ein Market Splitting verzichtet werden kann.

6.1.3.2 Regelreserve

Bei einem umfassenden Netzausbau kann die Bereitstellung von Regelreserve wie bisher weitgehend ortsunabhängig erfolgen. Wenn im Spotmarkt hingegen Engpassmanagement durch Market Splitting erfolgt, führt ein einheitlicher Regelleistungsmarkt gegebenenfalls zu falschen Anreizen für die Bereitstellung von Regelleistung. Wenn Regelleistung hingegen geografisch spezifisch beschafft und eingesetzt wird, können Engpässe entlastet werden. Dies spricht für eine verbesserte Integration von Regelleistungsmärkten und dem Redispatch-System.

6.1.3.3 Kapazitätsmarkt

Kapazitätsmärkte mit einer geografischen Komponente können Engpassmengen reduzieren. Bei der strategischen Reserve ist dies allerdings eher unwahrscheinlich, da sie im Wesentlichen Kapazitäten aus dem Markt zurückhält, statt ihren Einsatz anzureizen. Dass kein direkter Anreiz für den Kraftwerkseinsatz gegeben wird, gilt jedoch auch bei den übrigen Kapazitätsmechanismen. Diese setzen Anreize für die Kapazitätsvorhaltung, aber nicht für die Kapazitätsnutzung. Entsprechend werden sie kaum ein gezieltes Engpassmanagement durch Market Splitting oder den Netzausbau ersetzen können.

Ähnliches gilt auch für den Redispatch. Eine regional differenzierte Anreizsetzung für neue (und bestehende) Kapazitäten wird allenfalls langfristig dazu führen, dass kein Redispatch mehr erforderlich ist, um bestehende Netzengpässe zu beheben. Auch Auswirkungen auf die Redispatch-Kosten sind allenfalls von untergeordneter Bedeutung.

6.2 Interdependenzen bei der Förderung erneuerbarer Energien

In diesem Kapitel werden die Interdependenzen der Förderung erneuerbarer Energien mit den in diesem Projekt untersuchten Mechanismen Kapazitätsmarkt, Regelreserve sowie Netzbewirtschaftung und Engpassmanagement dargestellt.

6.2.1 Interdependenzen mit einem Kapazitätsmarkt

6.2.1.1 Auswirkungen eines Kapazitätsmarkts auf die Förderung erneuerbarer Energien

Ein Kapazitätsmarkt führt zu einer Senkung des Strompreisniveaus im EOM-Markt und erhöht damit langfristig die Differenzkosten erneuerbarer Energien.

Bei Einführung eines Kapazitätsmechanismus werden Knappheitspreise vermehrt durch Zahlungen aus dem Kapazitätsmechanismus ersetzt, sodass die durchschnittlichen Preise am Energiemarkt langfristig geringer ausfallen. Da erneuerbare Energien aktuell höhere Vergütungssätze haben als die erzielbaren Preise am EOM-Energiemarkt, hängt die

von den Verbrauchern zu zahlende EEG-Umlage maßgeblich davon ab, wie groß diese Differenz ist.

Fluktuierende erneuerbare Energien stellen keine bis wenig gesicherte Leistung bereit und können somit nicht ohne Weiteres²¹⁵ von Zahlungen des Kapazitätsmechanismus profitieren. Ihre Differenzkosten und damit der Förderbedarf im Vergleich zum Fall ohne Kapazitätsmechanismus steigen. Dies kann langfristig den Ausbau erschweren, mindestens aber geringfügig verteuern. Für stetige Erzeugungstechnologien wie z. B. Biomasse gilt dies nicht, da diese aufgrund ihrer Fähigkeit, gesicherte Leistung bereitstellen zu können, auch von Kapazitätszahlungen profitieren können.

6.2.1.2 Auswirkungen der Förderung erneuerbarer Energien auf einen Kapazitätsmarkt

Die Zusammensetzung des Erneuerbaren-Kraftwerksparks wirkt sich auf die erforderliche freie Leistung und den optimalen Mix der dargebotsunabhängigen Technologien aus. Abhängig vom Technologiemix und (nachgelagert) von der geografischen Verteilung erneuerbarer Energien ergeben sich stark unterschiedliche Effekte auf die Bereitstellung freier Leistung. Da die Spitzenlast in Deutschland in einer winterlichen Abendstunde auftritt, trägt Photovoltaik (ohne dezentralen Speicher) beispielsweise in diesen Spitzenlastsituationen nicht zur Versorgungssicherheit bei, während Windenergie zumindest in vielen Fällen einen signifikanten Beitrag liefern kann.

Darüber hinaus hat der Ausbau bestimmter Technologien Rückwirkungen auf die Anforderungen an den residualen Kraftwerkspark. Der massive Ausbau der Photovoltaik in Deutschland hat dazu geführt, dass es vor allem in den Morgen- und Abendstunden hohe Residuallastgradienten gibt, die durch flexible konventionelle Kraftwerke oder Speicher abgefahren werden müssen. Gleichzeitig wurden die untertägigen Preisdifferenzen teilweise nivelliert, da die vormals teuren Mittagsstunden nun durch das große Angebot an Strom aus Photovoltaikanlagen wesentlich günstiger geworden sind. Dies wirkt sich besonders negativ auf flexible Spitzenlasttechnologien aus, die nun in den Randstunden des Peak, also morgens und abends, ihre Deckungsbeiträge erwirtschaften müssen.

6.2.2 Interdependenzen mit der Regelreserve

6.2.2.1 Auswirkungen der Regelreserve auf die Förderung erneuerbarer Energien

Eine Zulassung der erneuerbaren Energien auf den Regelleistungsmärkten kann zusätzliche Erträge ermöglichen.

²¹⁵ Sondern nur z. B. in Kombination mit einem Speicher.

Während es für stetige Erzeugungstechnologien bereits heute möglich ist, ist es denkbar und langfristig anzustreben, auch fluktuierenden Erzeugungstechnologien den Zugang zu den Regelleistungsmärkten zu gestatten, sofern die gegebenenfalls zu modifizierenden regulatorischen Vorgaben einer Teilnahme eingehalten werden. Auf diesem Wege könnten diese Technologien zusätzliche Erlösströme generieren. In diesem Zusammenhang sollte geprüft werden, inwiefern diese Zusatzerlöse bei der Ausgestaltung der Fördersätze zu berücksichtigen sind.

6.2.2.2 Auswirkungen der Förderung erneuerbarer Energien auf die Regelreserve

Die Zusammensetzung des regenerativen Kraftwerksparks wirkt sich auf die benötigte Vorhalteleistung der Regelreserve aus.

Die unterschiedlichen Technologien haben jeweils spezifische Einspeiseprofile und Prognosegüten. Die daraus resultierenden Prognosefehler haben, wie zuvor beschrieben, Einfluss auf die Höhe der vorzuhaltenden Regelleistung. Auch die Zeiten, zu denen Prognoseabweichungen auftreten, unterscheiden sich maßgeblich. Photovoltaik beispielsweise kann nachts nicht zu Prognosefehlern führen, hier sind insbesondere die Rampen an den Randstunden des Tages sowie untertägige Wettereinflüsse von Bedeutung. Die angesprochenen Effekte sind insbesondere bei der in diesem Projekt vorgeschlagenen situativen Regelreservebemessung (siehe Kapitel 4.4) zu beachten.

Ein zweiter Aspekt ist in diesem Zusammenhang ebenfalls wichtig: Die Zulassung erneuerbarer Energien zur Regelreserve führt zu reduzierten Preisen für negative Regelleistung.

Eine Teilnahme der fluktuierenden Erneuerbaren am Regelleistungsmarkt hat das Potenzial, die Leistungspreise zu senken, da die Anlagen aufgrund ihrer geringen Grenzkosten immer laufen, sofern die meteorologischen Bedingungen eine Einspeisung ermöglichen. Im Gegenzug können jedoch die Arbeitspreise steigen, da die Anlagen durch ihre EEG-Fördersätze entsprechend hohe Opportunitätskosten haben.

6.2.3 Interdependenzen mit Engpassbewirtschaftung und Netzen

6.2.3.1 Auswirkungen von Netztarifierung und Engpassmanagement auf die Förderung erneuerbarer Energien

Eine optimierte Netztarifierung erhöht die Systemintegration erneuerbarer Energien.

Um zusätzliche Anreize für einen systemdienlichen Ausbau erneuerbarer Energien zu schaffen, können lokale Einspeiseentgelte in Form einer G-Komponente eingeführt werden. Diese tragen dazu bei, eine Standortverschiebung von Investitionen durch erhöhte bzw. verminderte Kostenbelastung zu bewirken. Trotz höherer Erträge einer Windener-

gieanlage in Norddeutschland kann somit die Wirtschaftlichkeit in Süddeutschland ab einem gewissen Grad überwiegen.

Zudem würde ein Market Splitting in Deutschland aktuell die Marktwerte von Wind und PV in Deutschland beeinflussen.

Sofern Deutschland bei Engpasssituationen in zwei Preiszonen (Nord und Süd) aufgeteilt würde, hätte dies erhebliche Auswirkungen auf den Wert für Wind und Photovoltaik. Während der Großteil der PV-Kapazität im Süden Deutschlands installiert ist und somit aufgrund der geringeren Erzeugungskapazitäten höhere Preise erzielen kann, steht sämtliche Offshore-Windkapazität sowie ein großer Teil der Onshore-Windleistung im Norden. Dort würden diese Anlagen vergleichsweise geringere Preise erzielen können.

6.2.3.2 Auswirkungen der Förderung erneuerbarer Energien auf den Netzausbau und das Engpassmanagement

Technologiespezifische Ausbauziele sowie die geografische Allokation erneuerbarer Energien wirken sich auf den Netzausbaubedarf aus.

Da die geografischen Gegebenheiten maßgeblichen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit einzelner EE-Technologien haben, beeinflussen technologiespezifische Ausbauziele unmittelbar die regionale Verteilung erneuerbarer Energien und damit den Netzausbaubedarf. Viel Windkraft bedeutet vermehrt Flüsse vom Norden in den Süden, viel PV vom Süden in den Norden. Für einen systemstabilisierenden Ausbau erneuerbarer Energien sind dementsprechend systemdienliche Standortanreize wesentlich. Durch eine Anpassung des Fördermechanismus können somit Netzausbau- und Redispatch-Bedarf reduziert werden. Erste zusätzliche Anreize wurden durch das zukünftig verpflichtende Marktprämienmodell geschaffen. Fortan spiegelt sich der relative Marktwert innerhalb einer Technologie im erzielbaren Erlös wider. Dies kann langfristig für eine breitere geografische Verteilung der Anlagen sorgen.

6.2.4 Zwischenfazit

Die diskutierten und identifizierten Marktmechanismen sind zwar grundsätzlich kompatibel mit unterschiedlichen Fördermechanismen für erneuerbare Energien und können parallel zum aktuellen Stand der Förderung durch das EEG entsprechend der Novelle 2014 angewandt werden. Die zu beachtenden Wechselwirkungen sind jedoch wie oben gezeigt teilweise erheblich. Bei Änderungen am Marktdesign ist daher eine ganzheitliche Perspektive essenziell, um die Folgen adäquat einschätzen und gegebenenfalls parallel an anderen Stellen notwendige Anpassungen vornehmen zu können. Abbildung 74 stellt

die Relevanz der potenziellen Wechselwirkungen grafisch dar, wobei die Größe der Kreise in drei Stufen das Ausmaß der Bedeutung anzeigt.





















auf... von...	Spotmarkt	Kapazitäts- mechanismen	Regelreserve	Netzausbau und Engpass- bewirtschaftung	Förderung erneuerbarer Energien
Spotmarkt	-				
Kapazitäts- mechanismen		-			
Regelreserve			-		
Netzausbau und Engpass- bewirtschaftung				-	
Förderung erneuerbarer Energien					-

Abbildung 74: Wechselwirkungen verschiedener Marktinstrumente

6.3 Fazit und Schlussbetrachtung

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.

6.3.1 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 CO₂-Zertifikaten bis Ende 2012 verursachten Anreize zum Weiterbetrieb alter Kraftwerke²¹⁶ 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 CO₂-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.²¹⁷ 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 Marktversagen adäquate Investitionsanreize setzen und zu effizienten, wohlfahrtsmaximierenden Marktergebnissen führen.

Neben den angedeuteten Marktverzerrungen durch den unerwartet hohen Ausbau von erneuerbaren Energien und den 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

²¹⁶ Vgl. z. B. Weber/Vogel (2014).

²¹⁷ 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.

- **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.

6.3.2 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 Fahrplantreue** den Regelleistungs- und Regelenergiebedarf 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.

7 Literaturverzeichnis

- 50Hertz Transmission, Amprion GmbH, EnBW Transportnetze AG, Tennet TSO GmbH, (2009): Übersicht über die voraussichtliche Entwicklung der installierten Kraftwerksleistung und der Leistungsflüsse in den Netzgebieten der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, Regionenmodell Stromtransport 2013. www.tennet.eu/de/index.php?eID=pmkfdl&file=fileadmin%2Fdownloads%2FKunden%2Fregionenmodell_stromtransport_2013.PDF&ck=b050d09c6ecfc1cb8cd28760645717fc&forcedl=1&pageid=319 (11.8.2014).
- Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER) (2012): Cross-Border Intraday, www.acer.europa.eu/Electricity/Regional_initiatives/Cross_Regional_Roadmaps/Pages/2.-Cross-border-Intraday.aspx (11.8.2014).
- AGFW (2010): Hauptbericht 2010, September 2011.
- Agora (2013): Stromverteilnetze für die Energiewende. Empfehlungen des Stakeholder-Dialogs. Verteilnetze für die Bundesrepublik – Schlussbericht, Berlin.
- Anderson, P. L.; Geckil, I. K. (2003): Northeast Blackout Likely to Reduce US Earnings by \$ 6.4 Billion. Working Paper, Lansing, MI, USA.
- Barth, R.; Brand, H.; Meibom, P.; Weber, C. (2006): A stochastic unit commitment model for the evaluation of the impacts of the integration of large amounts of wind power. Proceedings 9th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems. Stockholm.
- BDEW (2008): Leitfaden – Marktzugang für neue Marktteilnehmer. Berlin, 23.10.2008.
- Bliem, M. (2005): Eine makroökonomische Bewertung zu den Kosten eines Stromausfalls im österreichischen Versorgungsnetz. IHSK Diskussionspapier, Institut für höhere Studien Kärnten, Klagenfurt, Österreich.
- BMU (2011): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Schlussbericht, 29.3.2012, www.dlr.de/dlr/Portaldata/1/Resources/bilder/portal/portal_2012_1/leitstudie2011_bf.pdf (5.8.2014)
- Böcker, B.; Weber, C. (2012): Optimal Storage with costly capacity and volume. Mimeo.
- Boiteux, M. (1960): Peak Load Pricing. In: Journal of Business, Jg. 33, Heft 2, S. 157–179.
- Brunekreeft, G.; Pfaffenberger, W.; Gabriel, J.; Balmert, D. (2007): Optimal Transmission Networks. A discussion paper, Bericht Bremer Energie Institut, Bremen, S. 1–57.

- Bucksteeg, M.; Trepper, K.; Weber, C. (2014): Impacts of RES-Generation and Demand Pattern on Net Transfer Capacity: Implications for Effectiveness of Market Splitting in Germany. EWL Working Paper Nr. 02/2014, Universität Duisburg-Essen, www.wipo.wiwi.uni-due.de/fileadmin/fileupload/BWL-ENERGIE/Arbeitspapiere/RePEc/pdf/wp1402_ImpactsOfResGenerationAndDemandPatternOnNetTransferCapacityImplicationsForEffectivenessOfMarketSplittingInGermany.pdf (11.8.2014).
- Bundeskartellamt (2000): Beschluss zum Az. 8-309/99 RWE/VEW vom 3.7.2000.
- Bundesnetzagentur (2007): Untersuchungsbericht der Bundesnetzagentur über die Systemstörung im deutschen und europäischen Verbundsystem am 4.11.2006. Bonn, www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Berichte_Fallanalysen/Bericht_9.pdf?__blob=publicationFile&v=1 (5.8.2014).
- Bundesnetzagentur (2011a): Festlegung zu Verfahren zur Ausschreibung von Regenergie in Gestalt der Sekundärregelung, insbesondere zu Mindestangebotsgrößen, Ausschreibungszeiträumen und Ausschreibungszeitscheiben, zum technisch notwendigen Anteil nach § 6 Abs. 2 StromNZV und zu den einheitlichen Bedingungen, die Anbieter von Regenergie erfüllen müssen, sowie zu den zu veröffentlichenden Daten nach § 27 Abs. 2 StromNZV (BK6-10-098) vom 12.4.2011.
- Bundesnetzagentur (2011b): Monitoringbericht 2011. www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2011/MonitoringBericht2011.pdf?__blob=publicationFile (11.8.2014).
- Bundesnetzagentur (2012a): Monitoringbericht 2012. 3. Aufl., Stand 5.2.2013, www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2012/MonitoringBericht2012.pdf?__blob=publicationFile (11.8.2014).
- Bundesnetzagentur (2012b): Beschluss wegen der Weiterentwicklung des Ausgleichsenergiepreis-Abrechnungssystems (Verfahren: BK6-12-024). Beschlusskammer 6, Beschluss vom 25.10.2012, www.tennet.eu/de/fileadmin/downloads/Kunden/BK6-12-024_Beschluss_2012_10_25.pdf (5.8.2014).
- Bundesnetzagentur (2013a): Monitoringbericht 2013, Stand Juni 2013, www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2013/131217_Monitoringbericht2013.pdf?__blob=publicationFile&v=14 (11.08.2014).
- Bundesnetzagentur (2013b): Kraftwerkliste, 22.7.2013, www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssi

- cherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerkliste/kraftwerkliste-node.html (9.10.2013).
- Bundesnetzagentur (2014): Monatliche Veröffentlichung der PV-Meldezahlen, www.bundesnetzagentur.de/cln_1431/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Photovoltaik/DatenMeldgn_EEG-VergSaetze/DatenMeldgn_EEG_VergSaetze.html?nn=414658#doc405794bodyText1 (5.8.2014).
- Büro für Energiewirtschaft und technische Planung (BET) (2011): Kapazitätsmarkt. Rahmenbedingungen, Notwendigkeit und Eckpunkte einer Ausgestaltung. Studie im Auftrag des Bundesverbands Neuer Energieanbieter e.V. (bne), Aachen.
- Consentec (2008): Gutachten zur Höhe des Regelenergiebedarfs. Gutachten im Auftrag der BNA, Bonn, www.consentec.de/wp-content/uploads/2011/12/Gutachten-zur-H%C3%B6he-des-Regelenergiebedarfes.pdf (5.8.2014)
- Consentec (2011): Bewertung der Flexibilitäten von Stromerzeugungs- und KWK-Anlagen. Untersuchung im Auftrag des BDEW, Abschlussbericht 5.10.2011, Aachen.
- Consentec; Frontier Economics (2011): Bedeutung von etablierten nationalen Gebotszonen für die Integration des europäischen Strommarkts – ein Ansatz zur wohlfahrtsorientierten Beurteilung. Studie im Auftrag der Bundesnetzagentur, London, www.consentec.de/wp-content/uploads/2011/10/GutachtenPreiszo-nenLang.pdf (11.8.2014).
- Cramton, P.; Ockenfels, A. (2012): Economics and Design of Capacity Markets for the Power Sector. In: Zeitschrift für Energiewirtschaft, Jg. 36, Heft 2, S. 113–134.
- dena (2010a): dena-Netzstudie II. Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015–2020 mit Ausblick 2025, Berlin.
- dena (2010b): Analyse der Notwendigkeit des Ausbaus von Pumpspeicherwerken und anderen Stromspeichern zur Integration der erneuerbaren Energien (PSW-Integration EE). Zusammenfassung der Studienergebnisse, Berlin.
- dena (2014): dena-Studie Systemdienstleistungen 2030. Sicherheit und Zuverlässigkeit einer Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien. Berlin.
- De Vries, L. (2004): Securing the public interest in electricity generation markets. The myths of the invisible hand and the copper plate. Doktorarbeit, Technische Universität Delft, Niederlande.
- DICE (2011): Vor- und Nachteile alternativer Kapazitätsmechanismen. Eine Untersuchung alternativer Strommarktsysteme im Kontext europäischer Marktkonver-

- genz und erneuerbarer Energien. Ein Gutachten im Auftrag der RWE AG, www.dice.hhu.de/fileadmin/redaktion/Fakultaeten/Wirtschaftswissenschaftliche_Fakultaet/DICE/Forschung_DICE/Projekte/CE_282011_29_5F_Gutachten_f_FC_r_die_RWE_AG_zur_Implementierung_eines_Kapazitaetsmarktes_in_Deutschland.pdf (4.8.2014).
- Ding, F.; Fuller, J. D. (2005): Nodal, Uniform, or Zonal Pricing: Distribution of Economic Surplus. In: IEEE Transactions on Power Systems, Jg. 20, S. 875–882.
- Drake, F.-D. (2013): Sind Speicher wirklich der fehlende Baustein zur Energiewende? In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Jg. 63, Heft 8, S. 34–38.
- Ebers, M.; Gotsch, W. (1995): Institutionenökonomische Theorien der Organisationen. In: Kieser, A. (Hrsg.): Organisationstheorien, 3. überarb. Aufl., Kohlhammer, Stuttgart, S. 225–247.
- ECC (2012): European Commodity Clearing – one clear connection. http://cdn.eex.com/document/103899/ECC_Imagebroschuere_2012.pdf (6.7.2012).
- Ecofys (2012): Notwendigkeit von Kapazitätsmechanismen. Endbericht, [www.bdew.de/internet.nsf/id/14DF7FA0458A3E87C1257A850045A6B8/\\$file/Endbericht_Ecofys_Kapazit%C3%A4tsmechanismen_final.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/14DF7FA0458A3E87C1257A850045A6B8/$file/Endbericht_Ecofys_Kapazit%C3%A4tsmechanismen_final.pdf) (4.8.2014).
- EEG (2011): Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 25.10.2008 (BGBl. I S. 2074), das zuletzt durch Art. 2 Abs. 69 des Gesetzes vom 22.12.2011 (BGBl. I S. 3044) geändert wurde.
- EEX (2011): EEX Produktbroschüre Strom. Dokumentversion 02A, Leipzig, 13.4.2011.
- Ehrenmann, A.; Smeers, Y. (2004): Inefficiencies in European Congestion Management Proposals. Diskussionspapier Nr. 2004/90, Center of Operations Research and Econometrics, Louvain-la-Neuve, Belgien.
- Elsen, R.; Körber, T.; Kulik, L. (2013): Moderne Braunkohlekraftwerke – ein flexibler Baustein für die Energiewende. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Jg. 63, Heft 1/2, S. 68–72.
- Energiewirtschaftliche Tagesfragen (2012): Nur Gaskraftwerke können Flexibilität? In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Jg. 62, Heft 3, S. 59.
- Ene't (2013): Netznutzung Strom & Gas. Newsletter, Ausgabe 87 & 49, www.enet.eu/tl_files/enet/newsletter/netznutzung/87-49.html (11.8.2014).
- Entso-E (2012): European network of transmission system operators for electricity, Ten-Year Network Development Plan 2012, www.entsoe.eu/major-projects/ten-year-network-development-plan/tyndp-2012/Pages/default.aspx

- Entso-E (2013): European network of transmission system operators for electricity, Country Data Packages, www.entsoe.eu/data/data-portal/country-packages/Pages/default.aspx/ (5.8.2014)
- Entso-E (2014): European network of transmission system operators for electricity. Transparency Platform, www.entsoe.net/ (5.8.2014)
- EnWG (2012): Energiewirtschaftsgesetz vom 7.7.2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Art. 2 des Gesetzes vom 16.1.2012 (BGBl. I S. 74) geändert wurde.
- EnWG (2014): Energiewirtschaftsgesetz vom 7.7.2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das durch Art. 6 des Gesetzes vom 21.7.2014 (BGBl. I S. 1066) geändert wurde.
- EPEX (2011): EPEX Spot Training, Foliensatz, in der Version vom 3.1.2011.
- EPEX (2012): EPEX Spot Handelsbedingungen, in der Version vom 7.5.2012.
- Europäisches Parlament und Rat (2003a): Richtlinie 203/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13.10.2003 über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft und zur Änderung der Richtlinie 96/61/EG des Rates.
- Europäisches Parlament und Rat (2003b): Richtlinie 96/92/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 19. Dezember 1996 betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt, zuletzt geändert durch Art. 29 ÄndRL 2003/54/EG vom 26. 6. 2003 (ABl. Nr. L 176 S. 37).
- Europäische Gemeinschaften (2009): EU-Maßnahmen gegen den Klimawandel – Das Emissionshandelssystem der EU, Luxemburg, 2009.
- Europäisches Parlament (2011): Funktionsweise des EHS und der flexiblen Mechanismen, Brüssel, März 2011. www.europarl.europa.eu/meetdocs/2009_2014/documents/envi/dv/201/201104/20110419_envi_functioning_of_ets_de.pdf (11.8.2014).
- E.ON (2014): Kraftwerk Hüntorf, www.eon.com/content/eon-com/de/about-us/structure/asset-finder/huntorf-power-station.html (5.8.2014).
- Ernst & Young (2013): Kosten-Nutzen-Analyse für einen flächendeckenden Einsatz intelligenter Zähler. Endbericht zur Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/kosten-nutzen-analyse-fuer-flaechendeckenden-einsatz-intelligenterzaehler,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf (11.8.2014).
- EWI (2012): Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign. Endbericht, www.ewi.uni-koeln.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Studien/

Politik_und_Gesellschaft/2012/EWI_Studie_Strommarktdesign_Endbericht_April_2012.pdf (4.8.2014).

- Farahmand, H.; Doorman, G. (2012): Balancing Market Integration in the Northern European Continent. In: Applied Energy, Jg. 96, S. 316–326.
- Fraunhofer IWES (2011): Flexible Stromproduktion aus Biogas und Biomethan – Die Einführung einer Kapazitätskomponente als Förderinstrument. S. 5.
- Fraunhofer IWES (2012): Windenergie Report Deutschland 2011. Kassel.
- Frontier Economics (2008): Kosten von Stromversorgungsunterbrechungen. Gutachten im Auftrag der RWE AG.
- Frontier Economics; Consentec (2008): Notwendigkeit und Ausgestaltung geeigneter Anreize für eine verbrauchsnahe und bedarfsgerechte Errichtung neuer Kraftwerke, Gutachten für das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, November 2008, London.
- Frontier Economics (2011): Practical considerations of capacity mechanisms – German situation and international experience, Gutachten im Auftrag der RWE AG.
- Geyler, M.; Caselitz, G. (2009): Regelung von drehzahlvariablen Windenergieanlagen. In: at-Automatisierungstechnik, Jg. 56, Heft 12, S. 614–626.
- Giesecke, J.; Mosonyi, E. (2005): Wasserkraftanlagen: Planung, Bau und Betrieb. 4. Aufl., Springer, Berlin/Heidelberg/New York.
- Grünwald, R.; Ragwitz, M.; Sensfuß, F.; Winkler, J. (2012): Regenerative Energieträger zur Sicherung der Grundlast in der Stromversorgung. Endbericht zum Monitoring, Arbeitsbericht Nr. 147 beim Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag, Berlin.
- Hartmann, N.; Eltrop, L.; Bauer, N.; Salzer, J.; Schwarz, S.; Schmidt, M. (2012): Stromspeicherpotenziale für Deutschland. Zentrum für Energieforschung, Stuttgart, www.zfes.uni-stuttgart.de/deutsch/downloads/20120727_Final_Stromspeicherpotenziale_fuer_Deutschland-.pdf (15.10.2013).
- Harvey, S. M.; Hogan, W. W. (2000): California Electricity Prices and Forward Market Hedging. Harvard University, Cambridge, MA, USA, www.hks.harvard.edu/fs/whogan/mschede1017.pdf (11.8.2014).
- Harvey, S., M.; Hogan, W. W.; Pope, S. L. (2013): Evaluation of the New York Capacity Market. Fassung vom 5.3.2013, FTI Consulting, Boston, MA, USA.

- Hauser, E.; Leprich, U.; Strese, J. (2010): Neue Marktregeln zum ökonomisch effizienten Ausgleich der fluktuierenden Erzeugung. In: 11. Symposium Energieinnovation zum Thema „Alte Ziele – neue Wege“ am 10.12.2010, Graz, Österreich.
- Hausman, J. A. (1981): Exact Consumer's Surplus and Deadweight Loss. In: *The American Economic Review*, Jg. 71, Heft 4, S. 662–676.
- Heier, S. (2007): Nutzung der Windenergie, 5. Aufl., BINE Informationsdienst, Karlsruhe.
- Heuck, K.; Dettmann, K.; Schulz, D. (2013): Elektrische Energieversorgung. Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie für Studium und Praxis, 9. akt. u. korr. Aufl., Springer Vieweg, Wiesbaden.
- Hogan, W. (1999): Transmission Congestion: The Nodal-Zonal Debate Revisited. Harvard University, Cambridge, MA, USA, www.hks.harvard.edu/fs/whogan/nezn0227.pdf (11.8.2014).
- Höffler, F. (2009): Engpassmanagement und Anreize zum Netzausbau im leitungsgebundenen Energiesektor: wirtschaftstheoretische Analyse und wirtschaftspolitische Handlungsempfehlungen. In: *Common goods: law, politics and economics*, Jg. 20, Nomos, Baden-Baden.
- Höwedes, A.; Breuer, C.; Madlener, R. (2012): Techno-ökonomische Bewertung eines veränderten Zuschnitts von Marktgebieten für elektrische Energie in Mitteleuropa. In: *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, Jg. 36, Heft 4, S. 285–298.
- Holttinen, H. (2012): Methodologies to Determine Operating Reserves Due to Increased Wind Power. In: *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, Jg. 3, S. 713–723.
- IEA, International Energy Agency (2013): Electricity Information 2013. www.iea.org/Textbase/nptoc/elec2013toc.pdf (23.8.2014).
- ICF Consulting (2003): The Economic Cost of the Blackout: An Issue Paper on the Northeastern Blackout, August 14, 2003, Fairfax. www.solarstorms.org/ICFBlackout2003.pdf (5.8.2014)
- Inderst, R.; Wambach, A. (2007): Engpassmanagement im deutschen Stromübertragungsnetz. In: *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, Jg. 31, Heft 4, S. 335–344.
- Just, S. (2011): Appropriate contract durations in the German markets for on-line reserve capacity. In: *Journal of regulatory economics*, Jg. 39, Heft 2, S. 194–220.
- Just, S.; Weber, C. (2008): Pricing of reserves: Valuing system reserve capacity against spot prices in electricity markets. In: *Energy Economics*, Jg. 30, S. 3198–3221.
- Klobasa, M. (2007): Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechni-

schen und Kostengesichtspunkten. Doktorarbeit, Eidgenössische Technische Hochschule Zürich.

- Krzikalla, N.; Achner, S.; Brühl, S. (2013): Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus Erneuerbaren Energien. Studie im Auftrag des Bundesverbandes Erneuerbare Energie, Ponte Press, Bochum.
- KWKG (2012): Gesetzesnovelle des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes vom 19.3.2002 (BGBl. I S. 1092), das zuletzt durch Art. 11 des Gesetzes vom 28.7. 2011 (BGBl. I S. 1634) geändert wurde, Entwurf vom 10.2.2012.
- Lambertz, J.; Schiffer, H.-W.; Serdarusic, I.; Voß, H. (2012): Flexibilität von Kohle- und Gaskraftwerken zum Ausgleich von Nachfrage- und Einspeiseschwankungen. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Jg. 62, Heft 7, S. 16–20.
- LBD (2011): Wir brauchen Kapazitätsmärkte. Impulsvortrag am 21.10.2011, Berlin, www.lbd.de/cms/pdf-vortraege-praesentation/1110_LBD-Vortrag-Wir-brauchen-Kapazitaetsmaerkte.pdf?back=true&we_lv_start_einfach=&datum=07.%20November%202011 (4.8.2014).
- Meibom, P.; Larsen, H. V.; Barth, R.; Brand, H.; Weber, C.; Woll, O. (2006): Wilmar Joint Market Model Documentation. Riso National Laboratory, Roskilde, Dänemark.
- Mishan, E. J. (1960): A Survey of Welfare Economics, 1939–59. In: *The Economic Journal*, Jg. 70, Heft 278, S. 197–265.
- MITNETZ (2013): Veröffentlichungspflichten im Überblick. www.mitnetz-strom.de/Unternehmen/Veroeffentlichungspflichten (4.8.2014).
- Monitoring Analytics (2014): State of the Market Report for PJM. www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2013/2013-som-pjm-volume2-sec5.pdf (4.8.2014).
- Mono, R.; Glasstetter, P. (2012): Windpotenzial im räumlichen Vergleich. Eine Untersuchung der 100 Prozent erneuerbar stiftung, www.energie-experten.org/uploads/media/Windpotenzial_im_r%C3%A4umlichen_Vergleich.pdf (5.8.2014).
- Monopolkommission (2011): Sondergutachten 59: Strom und Gas 2011: Wettbewerbsentwicklung mit Licht und Schatten. Beschluss vom 12.9.2011, Bonn, www.monopolkommission.de/index.php/de/gutachten/sondergutachten/242-sondergutachten-59 (5.8.2014).
- Musgrave, R. A. (1959): The Theory of Public Finance: A Study in Public Economy. In: *The Journal of Finance*, Jg. 15, Heft 1, S. 118–120.
- Newell, S.; Bhattacharyya, A.; Madjarov, K. (2009): Cost-Benefit Analysis of Replacing NYISO's Existing ICAP Market with a Forward Capacity Market.

- www.brattle.com/system/publications/pdfs/000/004/717/original/Cost-Benefit_Analysis_for_NYISO_Newell_et_al_Jun_15_2009.pdf?1379342414 (4.8.2014).
- Oertel, D. (2008): Energiespeicher – Stand und Perspektiven. Sachstandsbericht zum Monitoring „Nachhaltige Energieversorgung“, Arbeitsbericht Nr. 123 beim Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag, Berlin.
- Öko-Institut; LBD; Raue LLP (2012): Fokussierte Kapazitätsmärkte. Ein neues Marktdesign für den Übergang zu einem neuen Energiesystem. Studie für die Umweltstiftung WWF Deutschland, www.wwf.de/fileadmin/fm-wwf/Publikationen-PDF/Fokussierte-Kapazitaetsmaerkte.pdf (4.8.2014).
- PJM (2014): Retail Electricity Consumer Opportunities for Demand Response in PJM's Wholesale Markets. www.pjm.com/~media/markets-ops/dsr/end-use-customer-fact-sheet.ashx (4.8.2014).
- Praktijnjo, A. J.; Hähnel, A.; Erdmann, G. (2011): Assessing energy supply security: Outage costs in private households. In: *Energy Policy*, Jg. 39, Heft 12, S. 7825–7833.
- Prognos (2011a): Endbericht Zwischenüberprüfung zum Gesetz zur Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, 8.8.2011.
- Prognos (2011b): Beitrag von Wärmespeichern zur Integration erneuerbarer Energien. Studie im Auftrag der AGFW, 19.12.2011.
- Pindyck, R. S. (2009): Sunk costs and risk-based barriers to entry. In: *Sloan Working Papers 4723-09*, MIT Sloan School of Management, Cambridge, MA, USA.
- Réseau de transport d'électricité (RTE) (2014): A Capacity Market in France. publications.elia.be/upload/UG_upload/5SQMH9Z4FF.pdf (12.8.2014).
- Schmalensee, R. (2004): Sunk Costs and Antitrust Barriers to Entry. In: *The American Economic Review*, Jg. 94, Heft 2, S. 471–475.
- Schucht, B. (2010): Auswirkungen des Ausbaus der erneuerbaren Energien auf die regionalen Netzentgelte. Workshop zum Energierecht am 3.9.2010, <http://files.enreg.eu/material/2010/03.09.2010.Schucht.pdf> (11.8.2014).
- Schweppe, F. C.; Caramanis, M. C.; Tabors, R. E.; Bohn, R. E. (1988): *Spot Pricing of Electricity*. Kluwer Academic Publishers, Boston, MA, USA.
- StromNEV (2013): Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzentgeltverordnung) vom 25.7.2005 (BGBl. I S. 2225), die durch Art. 7 des Gesetzes vom 21.7.2014 (BGBl. I S. 1066) geändert wurde.

- Süßenbacher, W.; Schwaiger, W.; Stigler, H. (2011): Kapazitätsmärkte und -mechanismen im internationalen Kontext. In: 7. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien am 16. 2.2011.
- Swider, D.; Weber, C. (2007): The Costs of Wind's Intermittency in Germany: Application of a Stochastic Electricity Market Model. In: *European Transactions on Electrical Power* 17 (2007), S. 151–172.
- Spiecker, S.; Weber, C. (2011): Integration of Fluctuating Renewable Energy – a German Case Study. In: *Proceedings of the IEEE Power and Energy Society 2011 General Meeting*, Detroit, MI, USA.
- Spiecker, S.; Vogel, P.; Weber, C.: Evaluating interconnector investments in the north European electricity system considering fluctuating wind power penetration. In: *Energy Economics* 37 (2013), S. 114–127.
- Stadler, I. (2005): Demand Response – Nichtelektrische Speicher für Elektrizitätsversorgungssysteme mit hohem Anteil erneuerbarer Energien. Doktorarbeit, Universität Kassel.
- Stock, R. (2013): Fragestellungen und mögliche Ansätze zur Neugestaltung der Netzentgelt-Systematik. In: *Dialogforum Netzentgelte im Stromversorgungssystem – Fragen und Ansätze zur Weiterentwicklung* am 18.9.2013 in Berlin.
- TenneT (2012): *Energiewende in Deutschland – Herausforderungen für Netzführung und Betrieb*. Nürnberg, 6.11.2012
- The Brattle Group (2011): *Second Performance Assessment of PJM's Reliability Pricing Model. Market Results 2007/08 through 2014/15*. www.brattle.com/system/publications/pdfs/000/004/833/original/Second_Performance_Assessment_of_PJM's_Reliability_Pricing_Model_Pfeifenberger_et_al_Aug_26_2011.pdf?1378772133 (4.8.2014).
- Thema consulting group and E-Bridge (2012): *International Congestion and X-Border Trade*. ISBN 978-82-93150-22-0.
- Tinbergen, J. (1952): *On the Theory of Economic Policy*. North-Holland Publishing, Amsterdam.
- Trepper, K.; Bucksteeg, M.; Weber, C. (2014): An integrated approach to model redispatch and to assess potential benefits from market splitting in Germany. EWL Working Paper Nr. 19/2013, Universität Duisburg-Essen, www.wipo.wiwi.uni-due.de/fileadmin/fileupload/BWL-ENERGIE/Arbeitspapiere/RePEc/pdf/wp1319_AnIntegratedApproachToModelRedispatchAndToAssessPotentialBenefitsFromMarketSplittingInGermany.pdf (11.8.2014).

- Tuohy, A.; Meibom, P.; Denny, E.; O'Malley, M. (2009): Unit Commitment for Systems With Significant Wind Penetration. *IEEE Transactions on power systems* 24: 592–601.
- ÜNB (2013): Netzentwicklungsplan Strom – Die Übertragungsnetzbetreiber. www.netzentwicklungsplan.de/content/die-%C3%BCbertragungsnetzbetreiber (11.8.2014).
- ÜNB (2014a): Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. www.netztransparenz.de/de/index.htm (11.8.2014).
- ÜNB (2014b): Internetplattform zur Vergabe von Regelleistung. www.regelleistung.net (5.8.2014).
- Van der Veen, R. A. C.; Abbasy, A.; Hakvoort, R. A. (2011): Agent-based analysis of the impact of the imbalance pricing mechanism on market behavior in electricity balancing markets. In: *Energy Economics*, Jg. 34, Heft 4, S. 874–881.
- Van der Welle, A.; Van der Zwaan, B. (2007): An Overview of Selected Studies on the Value of Lost Load (VoLL). Working Paper, Energy Research Centre of the Netherlands, Amsterdam.
- VDE (2008): Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger. Bedeutung, Stand der Technik, Handlungsbedarf. ETG Task Force Energiespeicher, Frankfurt.
- VDE (2012): Demand Side Integration. Lastverschiebungspotenziale in Deutschland. ETG Task Force Demand Side Management, Frankfurt.
- Verband kommunaler Unternehmen (VKU) (2013): Ein zukunftsfähiges Energiemarktdesign für Deutschland. www.google.de/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&ved=0CCIQFjAA&url=http%3A%2F%2Fwww.vku.de%2Ffileadmin%2Fget%2F%3F24103%2FEMD_Gutachten_Langfassung.pdf&ei=8BjzU4-HFMWgyAOjsIH4CA&usg=AFQjCNHGgAK7a_88X7SSjKZcYp1W_iG5Xw&sig=2=Ya2n3eF4nrbdhklHnshCRg&bvm=bv.73231344,d.bGQ (4.8.2014).
- Wawer, T. (2007): Konzepte für ein nationales Engpassmanagement im deutschen Übertragungsnetz. In: *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, Jg. 31, Heft 2, S. 109–116.
- Weber, C.; Meibom, P.; Barth, R.; Brand, H. (2009): WILMAR: A Stochastic Programming Tool to Analyze the Large-Scale Integration of Wind Energy, in: Kallrath, J.; Pardalos, P. M.; Rebennack, S.; Scheidt, M. (2009): *Optimization in the Energy Industry*.
- Weber, Christoph; Vogel, Philip (2014): Contingent certificate allocation rules and incentives for power plant investment and disinvestment. In: *Journal of Regulatory Economics*, im Druck.

- Weltenergieerat – Deutschland e. V. (2011): Energie für Deutschland 2011. Fakten, Perspektiven und Positionen im globalen Kontext. Schwerpunktthema: Integration erneuerbarer Energien in das Stromversorgungssystem. Berlin.
- Willig, R. D. (1973): Consumer's Surplus: A rigorous cookbook. Institute for Mathematical Studies in the Social Sciences, Stanford University.
- Willig, R. D. (1976): Consumer's Surplus Without Apology. In: The American Economic Review, Jg. 66, Heft 4, S. 589–597.
- Winkler, J.; Sensfuß, F.; Keles, D.; Renz, L.; Fichtner, W. (2013): Perspektiven für die langfristige Entwicklung der Strommärkte und der Förderung Erneuerbarer Energien bei ambitionierten Ausbauzielen. Diskussionspapier: Perspektiven zur aktuellen Kapazitätsmarktdiskussion in Deutschland, www.iip.kit.edu/downloads/Perspektiven_zur_aktuellen_Kapazitaetsmarktdiskussion_in_Deutschland_barrierefrei.pdf (4.8.2014).
- WWF (2012): 20 Fragen zur Bewertung von Kapazitätsmechanismen. Berlin, http://mobil.wwf.de/fileadmin/fm-wwf/Publikationen-PDF/20_Fragen_zur_Bewertung_von_Kapazitaetsmechanismen.pdf (4.8.2014).

8 Anhang

8.1 Zusätzliche Analysen

8.1.1 Herleitung der optimalen Kapazitätsnachfrage

Die zentrale Forderung bei der Bestimmung der Kapazitätsnachfrage ist, dass die verfügbare Kapazität nahezu immer zur Deckung der momentanen Last ausreichen muss. Mathematisch formuliert bedeutet dies, dass die Wahrscheinlichkeit einer Kapazitätsunterdeckung bzw. einer freien Leistung ψ kleiner gleich null ein vorab definiertes Sicherheitsniveau α (beispielsweise eine Stunde in zehn Jahren) nicht überschreiten darf:

$$\widetilde{F}_{\psi}(0; P_{inst}) \leq \alpha \quad (1)$$

mit $\psi = P(h) - L(h)$ (2)

wobei $\psi(h)$: freie Leistung in Stunde h

$P(h)$: verfügbare (steuerbare) Erzeugungsleistung in Stunde h

$L(h)$: (Residual-)Last in Stunde h

α : vorab definiertes Sicherheitsniveau

$\widetilde{F}_{\psi}(y; P_{inst})$: Wert der kumulierten Verteilungsfunktion von ψ für y mit P_{inst} als zusätzlichem Parameter, wobei P_{inst} : installierte (steuerbare) Erzeugungsleistung

Die freie Leistung $\psi(h)$ lässt sich durch Überlagerung der Verteilung der Last L und der Verteilung der verfügbaren Leistung der Kraftwerke P ermitteln.

Unter vereinfachenden Annahmen, insbesondere der Prämisse einer Normalverteilung der verfügbaren Leistung (brauchbare Approximation ab ca. 30 Kraftwerksblöcke), lässt sich die Forderung in Gleichung (1) durch eine lineare Restriktion entsprechend Gleichung (3) annähern. Dabei wird die erforderliche Mindestkapazität P_0 mit einem iterativen Verfahren so bestimmt, dass $\widetilde{F}_{\psi}(0; P_0) = \alpha$ gilt. P_0 gibt schließlich die Mindestkapazität zur Gewährleistung des vorab definierten Sicherheitsniveaus bzw. die Kapazitätsnachfrage für einen umfassenden Kapazitätsmarkt an.

$$P_{inst} \geq P_0 \Rightarrow \sum_{Geo} \sum_{Block} P_{Block} \geq P_0 \quad (3)$$

wobei P_{Block}

$\in \{\text{Kernkraft, Braunkohle, Steinkohle, Gas, Öl, Biomasse, Wasser}\}$

Geo : geografische Entität (Europa, CWE, Land)

Die lineare Kapazitätsrestriktion berücksichtigt die installierte Leistung P aus konventionellen thermischen Kraftwerken sowie die sicher verfügbare Leistung von disponiblen Erneuerbare-Energien-Anlagen, insbesondere Biomasse- und Wasserkraftwerken. Entsprechend Gleichung (3) muss die Summe der installierten Leistung mindestens der Kapazitätsnachfrage entsprechen. Eine Berücksichtigung von fluktuierenden Erneuerbaren ist durch Verwendung der Residuallast (= Gesamtlast – Wind- und PV-Einspeisung) möglich.

Da extreme Nachfragesituationen nur selten zu beobachten sind, wird die Verteilung der Last L approximiert. Wie in Abbildung 75 dargestellt, wird die Lastdauerlinie als Überlagerung einer Gleichverteilung mit einer Normalverteilung dargestellt. Die Bestimmung der Parameter L_{min} , L_{max} und σ erfolgt auf Basis empirischer Werte, wobei der Fokus auf einer Minimierung der Residuen bei hohen Nachfragewerten liegt.

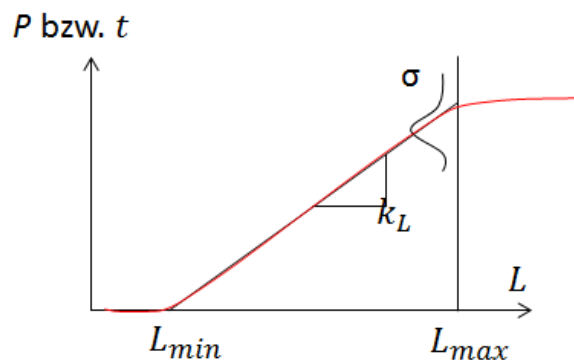


Abbildung 75: Approximation der Lastdauerlinie

8.1.2 Bestimmung des Regelleistungspreises im erweiterten Merit-Order-Modell

Historisch betrachtet ist keine klare Korrelation zwischen dem Spot- und dem Regelleistungspreis auf den deutschen Elektrizitätsmärkten nachzuweisen, obwohl beide Preise durch das Optimierungsverhalten der Kraftwerksbetreiber entstehen. Ein Kraftwerksbetreiber maximiert seinen Profit, indem er die Möglichkeit wahrnimmt, seine zur Verfügung stehenden Kapazitäten entweder in den Spot- oder in den Regelleistungsmarkt zu bieten. Aus diesem Opportunitätskostenkalkül können im Kontext der linearen Optimierung beide Preise abgeleitet werden, um eine potenzielle Relation mit Hilfe eines durch Reserverestriktionen erweiterten Merit-Order-Modells zu untersuchen. Folglich gilt der Zusammensetzung des Regelleistungspreises ein besonderes Interesse.

8.1.2.1 Grundmodell

Um das Modell überschaubar zu halten und somit in der Lage zu sein, die wesentlichen analytischen Beziehungen zwischen dem Spot- und dem Regelleistungspreis ermitteln zu können, werden einige Vereinfachungen der Realität angenommen. Dabei liegt der Fokus auf zwei Kraftwerkstypen ($u \in \{1,2\}$), deren Betreiber zu einem Zeitpunkt die Wahl haben, ihre Kapazitäten entweder auf dem Spot- oder dem positiven Sekundärregelleistungsmarkt anzubieten. Durch die Betrachtung nur eines Zeitpunkts wird im Spotmarkt nicht zwischen Arbeit und Leistung unterschieden. Weiterhin gibt es zunächst keinen Abruf von Regelarbeit sowie keine Mindestlast, die erfüllt werden müsste. Schließlich wird von einem exogenen Kraftwerkspark ausgegangen, sodass das Merit-Order-Modell die Frage beantwortet, wie die vorhandenen Kapazitäten der beiden Kraftwerke kostenminimierend auf Spot- und Regelleistung aufzuteilen sind. Folglich ergibt sich die Zielfunktion:

$$\text{Min } C = c_{op,1} \cdot (y_1^{Spot} + y_1^r) + c_{op,2} \cdot (y_2^{Spot} + y_2^r) \quad (1)$$

wobei die Zielvariable C die Gesamtkosten darstellt. Natürlich werden in der Zielfunktion nur Kosten berücksichtigt, die im Rahmen des Modells beeinflussbar sind. Bei einem exogen bestimmten Kraftwerkspark bedeutet dies, dass nur variable Kosten betrachtet und Fixkosten außen vor gelassen werden. Hier sind die variablen Kosten von Kraftwerk 1 ($c_{op,1}$) geringer als die von Kraftwerk 2 ($c_{op,2}$). Variable Kosten entstehen, wenn Arbeit auf dem Spotmarkt (y_u^{Spot}) oder auf dem Reservemarkt (y_u^r) abgerufen wird.

Bei der Erstellung des optimalen Fahrplans der Kraftwerke ist die Bedienung der Nachfrage, das heißt die Lastdeckung, von höchster Bedeutung. Gleichungen (2) und (3) sind Nebenbedingungen, die die Lastdeckung abbilden. Gleichung (2) besagt, dass die reser-

vierte Leistung beider Kraftwerke ($z_1^r + z_2^r$) größer oder gleich der Nachfrage für Regelleistung (L^r) sein muss. Entsprechend gibt Gleichung (3) vor, dass die Arbeit, die von den beiden Kraftwerken auf dem Spotmarkt bereitgestellt wird ($y_1^{Spot} + y_2^{Spot}$), größer oder gleich der nachgefragten Arbeit auf dem Spotmarkt (D^{Spot}) ist. Da kein Abruf von Regelarbeit implementiert wird, ist eine Restriktion zur Lastdeckung von Regelarbeit nicht notwendig.

$$z_1^r + z_2^r \geq L^r \quad (2)$$

$$y_1^{Spot} + y_2^{Spot} \geq D^{Spot} \quad (3)$$

Zusätzlich zu den Nebenbedingungen der Lastdeckung werden technische Restriktionen für das jeweilige Kraftwerk vorgegeben. Die Regelleistungsrestriktion, abgeleitet aus der Gradientenrestriktion, wird durch Gleichung (4) dargestellt. Sie besagt, dass die Regelleistung eines Kraftwerks kleiner oder gleich der Arbeit sein muss, die dieses Kraftwerk auf dem Spotmarkt anbietet, multipliziert mit einem Gradientenparameter (k_u^r). Dieser Parameter liegt zwischen null und eins und legt eine obere Grenze für die Regelleistung eines Kraftwerks fest. Außerdem gibt die Nebenbedingung vor, dass nur ein Kraftwerk, das auch Arbeit auf dem Spotmarkt anbietet, Regelleistung bereitstellen kann.

Die zweite technische Restriktion ist die Abrufrestriktion und wird durch Gleichung (5) abgebildet. Dabei kann nur so viel Regelarbeit abgerufen werden, wie vorher an Regelleistung reserviert wurde. Schließlich gibt die letzte Nebenbedingung die Maximalleistung eines Kraftwerks an (Gleichung (6)). Arbeit, die von einem Kraftwerk auf dem Spotmarkt verkauft wird, und (positive) Regelleistung, die vom selben Kraftwerk auf dem Reservemarkt angeboten wird, dürfen zusammen die installierte Leistung dieses Kraftwerks (K_u) nicht überschreiten. Da hier positive Sekundärregelleistung betrachtet wird und diese nur von laufenden Kraftwerken bereitgestellt werden kann, ist ein An-/Aus-Parameter (W_u) nötig. Ist das Kraftwerk nicht in Betrieb ($W_u = 0$), kann keine Regelleistung angeboten werden.

$$z_u^r \leq k_u^r \cdot y_u^{Spot} \quad \forall u \quad (4)$$

$$y_u^r \leq z_u^r \quad \forall u \quad (5)$$

$$y_u^{Spot} + z_u^r \leq K_u \cdot W_u \quad \forall u \quad (6)$$

Wenn nun die Lagrange-Funktion aus der Zielfunktion und den Nebenbedingungen gebildet wird, bekommt jede einzelne Restriktion einen Schattenpreis zugeordnet. Ein Schattenpreis spiegelt den Grenznutzen wider, also den Nutzen, der aufkommt, wenn eine Einheit mehr, z. B. eine Einheit mehr an Regelleistung, zur Verfügung gestellt wird. Folglich kann der Schattenpreis zu Gleichung (2) (λ_1) als Regelleistungspreis interpretiert werden. Entsprechend stellt der Schattenpreis zu Gleichung (3) (λ_2) den Spotpreis dar. Für die technischen Restriktionen werden jeweils zwei Schattenpreise bestimmt, einer für jedes Kraftwerk. Die zu Gleichung (4) zugehörigen Schattenpreise (λ_3 und λ_4) verkörpern die begrenzte Flexibilität der Regelleistung, die angeboten werden kann. Schattenpreise λ_5 und λ_6 zu Gleichung (5) geben den Deckungsbeitrag durch abgerufene Regelarbeit wieder und Schattenpreise λ_7 und λ_8 zu Gleichung (6) die Kapazitätenpreise. Tabelle 21 gibt einen Überblick über die Schattenpreise und deren Interpretation.

Tabelle 21: Interpretation der Lagrange-Multiplikatoren

Lagrange-Multiplikator	Interpretation
λ_1	Regelleistungspreis
λ_2	Spotpreis
λ_3/λ_4	Schattenpreis der begrenzten Flexibilität bzgl. Regelleistung für KW ₁ /KW ₂
λ_5/λ_6	Schattenpreis des Deckungsbeitrags durch abgerufene Regelarbeit für KW ₁ /KW ₂
λ_7/λ_8	Kapazitätenpreis für KW ₁ /KW ₂

Die Schattenpreise können nun genutzt werden, um die Zusammensetzung des Spot- und des Regelleistungspreises und damit auch die Relation zwischen den Preisen zu analysieren. Aus den Karush-Kuhn-Tucker-(KKT-)Bedingungen ergibt sich folgender Spotpreis für Kraftwerk 1 (Gleichung (7)) und Kraftwerk 2 (Gleichung (8)):

$$\lambda_2 = c_{op,1} + \lambda_7 - k_1^r \cdot \lambda_3 \quad \text{wenn } y_1^{Spot} > 0 \quad (7)$$

$$\lambda_2 = c_{op,2} + \lambda_8 - k_2^r \cdot \lambda_4 \quad \text{wenn } y_2^{Spot} > 0 \quad (8)$$

Für beide Kraftwerke setzt sich der Spotpreis aus den jeweiligen variablen Kosten, dem jeweiligen Kapazitäten- und Schattenpreis der begrenzten Flexibilität bezüglich der Regelleistung zusammen. Letzteres wird mit dem Gradientenparameter multipliziert, der die höchstmögliche Regelleistung eines Kraftwerks bestimmt. Stellt ein Kraftwerk Arbeit auf dem Spotmarkt zur Verfügung, verursacht dies variable Kosten, die bei der Entloh-

nung berücksichtigt werden müssen. Darüber hinaus müssen auf lange Sicht auch die Fixkosten eines Kraftwerks gedeckt werden. Der Kapazitätenpreis kann hier auch als zusätzlicher Deckungsbeitrag interpretiert werden, der positiv wird, sobald ein Kraftwerk völlig ausgelastet ist (vgl. Gleichung (6)). Infolgedessen verdienen alle Kraftwerke, die günstiger als das Grenzkraftwerk produzieren (hier als einzige Möglichkeit Kraftwerk 1), einen Deckungsbeitrag. Das teuerste Kraftwerk (Kraftwerk 2) wird nur in der Spitzenlastperiode einen Deckungsbeitrag für seine Fixkosten (einschließlich Kapitalkosten) erwirtschaften können. Diese Ergebnisse stimmen mit den Erkenntnissen der klassischen Peak-Load-Pricing-Theorie überein.²¹⁸ Neu ist der Abschlag für begrenzte Flexibilität bezüglich Regelleistung. Dieser wird nur dann positiv, wenn die technischen Möglichkeiten, Regelleistung anzubieten, voll ausgenutzt werden (vgl. Gleichung (4)). Durch den Abschlag wird der Spotpreis gesenkt und somit wird es für den Kraftwerksbetreiber attraktiver, Regelleistung anzubieten.

Der Regelleistungspreis für Kraftwerk 1 (Gleichung (9)) und Kraftwerk 2 (Gleichung (10)) besteht aus dem Spotpreis, den jeweiligen variablen Kosten, dem jeweiligen Schattenpreis der begrenzten Flexibilität bezüglich der Regelleistung (einmal alleinstehend und einmal multipliziert mit dem Gradientenparameter) und dem jeweiligen Schattenpreis des Deckungsbeitrags durch abgerufene Regelarbeit. Ein Kraftwerk, das seine Kapazitäten in den Reservemarkt bietet, kann diese Leistung nicht mehr auf dem Spotmarkt zur Verfügung stellen. Die daraus resultierenden Opportunitätskosten werden im Regelleistungspreis durch den Spotpreis repräsentiert. Die variablen Kosten des jeweiligen Kraftwerks werden abgezogen, da diese nicht aufgewendet werden müssen, wenn das Kraftwerk keine Arbeit auf dem Spotmarkt verkauft. Somit verzichtet der Kraftwerksbetreiber, wenn er Regelleistung anbietet, zwar auf die Entlohnung durch den Spotpreis, aber er spart auch die variablen Erzeugungskosten ein. Was vom Spotpreis aufgrund der begrenzten Flexibilität bezüglich der Regelleistung abgeschlagen wird, wird auf den Regelleistungspreis aufgeschlagen, wobei der Aufschlag $(\lambda_{3/4} \cdot (1 + k_u^r))$ größer ist als der Abschlag $(k_u^r \cdot \lambda_{3/4})$. Somit senkt der Schattenpreis der begrenzten Flexibilität der Regelleistung den Spotpreis und hebt gleichzeitig den Regelleistungspreis. Diese Anpassung der Preise spiegelt die Knappheit der Reserve wider und setzt die Anreize zur Leistungsvorhaltung. Das letzte Element des Regelleistungspreises ist ein Abschlag in Form des Schattenpreises des Deckungsbeitrags durch abgerufene Regelarbeit, da diese im Sekundärregelleistungsmarkt separat durch den Arbeitspreis entlohnt wird. Allerdings wird im Grundmodell keine Regelarbeit abgerufen, sodass der Schattenpreis, und somit auch der Abschlag, gleich null sind.

²¹⁸ Vgl. Boiteux (1960).

$$\lambda_1 = \lambda_2 - c_{op,1} + \lambda_3 \cdot (1 + k_1^r) - \lambda_5 \quad \text{wenn } z_1^r > 0 \quad (9)$$

$$\lambda_1 = \lambda_2 - c_{op,2} + \lambda_4 \cdot (1 + k_2^r) - \lambda_6 \quad \text{wenn } z_2^r > 0 \quad (10)$$

Diese Formulierung der Preise zeigt interessante Aspekte ihrer Beziehung auf. Auf den ersten Blick sieht es so aus, als ob die Preise positiv miteinander korrelieren müssten, da der Spotpreis mit einem positiven Vorzeichen in den Regelleistungspreis eingeht. Steigt der Spotpreis, so müsste sich auch der Leistungspreis erhöhen. Bei genauerer Betrachtung fällt allerdings auf, dass es entscheidend ist, durch welchen Einflussfaktor der Spotpreis erhöht wird. Verteuert sich z. B. der Kapazitätenpreis, steigen tatsächlich der Spot- sowie der Regelleistungspreis an. Erhöhen sich jedoch die variablen Kosten eines Kraftwerks, geht dies positiv in den Spotpreis ein, hat aber keinen Einfluss auf den Leistungspreis, da die variablen Kosten noch einmal separat von diesem abgezogen werden und somit komplett entfallen. Ähnlich verhält es sich mit dem Gradientenparameter. Als vierte Möglichkeit könnte sich der Schattenpreis der begrenzten Flexibilität verringern, somit den Spotpreis erhöhen, aber den Leistungspreis senken. Theoretisch könnte auch eine Veränderung des Schattenpreises des Deckungsbeitrags durch abgerufene Regelarbeit den Regelleistungspreis beeinflussen, aber nicht den Spotpreis. Somit ist in diesem Modell keine eindeutige Beziehung zwischen den Preisen aufzuweisen, was die empirischen Ergebnisse bestätigt.

Der bisherigen generellen Betrachtung der Preise folgt nun eine etwas differenziertere Herangehensweise. Und zwar können drei spezifische Fälle bezüglich der Aufteilung der nachgefragten Regelleistung auf die beiden Kraftwerke unterschieden werden, die dabei helfen, den Wert der Schattenpreise zu bestimmen. Das besondere Augenmerk liegt hier auf den Schattenpreisen der begrenzten Flexibilität bezüglich der Regelleistung.

Erster Fall: Nur Kraftwerk 1 bietet Regelleistung an

In diesem Szenario stehen Kraftwerk 1 genügend Kapazitäten zur Verfügung, um alleine die gesamte Spot- und Reservenachfrage abdecken zu können (vgl. Abbildung 76). Die Maximalleistung von Kraftwerk 1 wird nicht erreicht, sodass die dazugehörige technische Restriktion (Gleichung (6)) nicht bindend wirkt. Folglich ist der relevante Schattenpreis, der Kapazitätenpreis, gleich null ($\lambda_7 = 0$). Auch die höchstmögliche Regelleistung, die Kraftwerk 1 zur Verfügung steht (vgl. Gleichung (4)), wird unterschritten ($\lambda_3 = 0$). Somit werden der Spot- und der Regelleistungspreis auf folgende Gleichungen reduziert:

$$\lambda_2 = c_{op,1} \quad \text{wenn } y_1^{Spot} > 0 \quad (11)$$

$$\lambda_1 = 0 \quad \text{wenn } z_1^r > 0 \quad (12)$$

Der Spotpreis gleicht den kurzfristigen Grenzkosten des marginalen Kraftwerks, in diesem Fall Kraftwerk 1. Wie oben erwähnt, stimmt dies mit den Erkenntnissen der Peak-Load-Pricing-Theorie²¹⁹ überein. Der Leistungspreis ist gleich null, was durch historische Daten nicht unterstützt wird. Praktische Erfahrung zeigt, dass der (positive) Regelleistungspreis normalerweise größer null ist.²²⁰ Die Frage kommt auf, ob und wann der Leistungspreis im Modell größer null wird und demnach die Realität widerspiegelt.

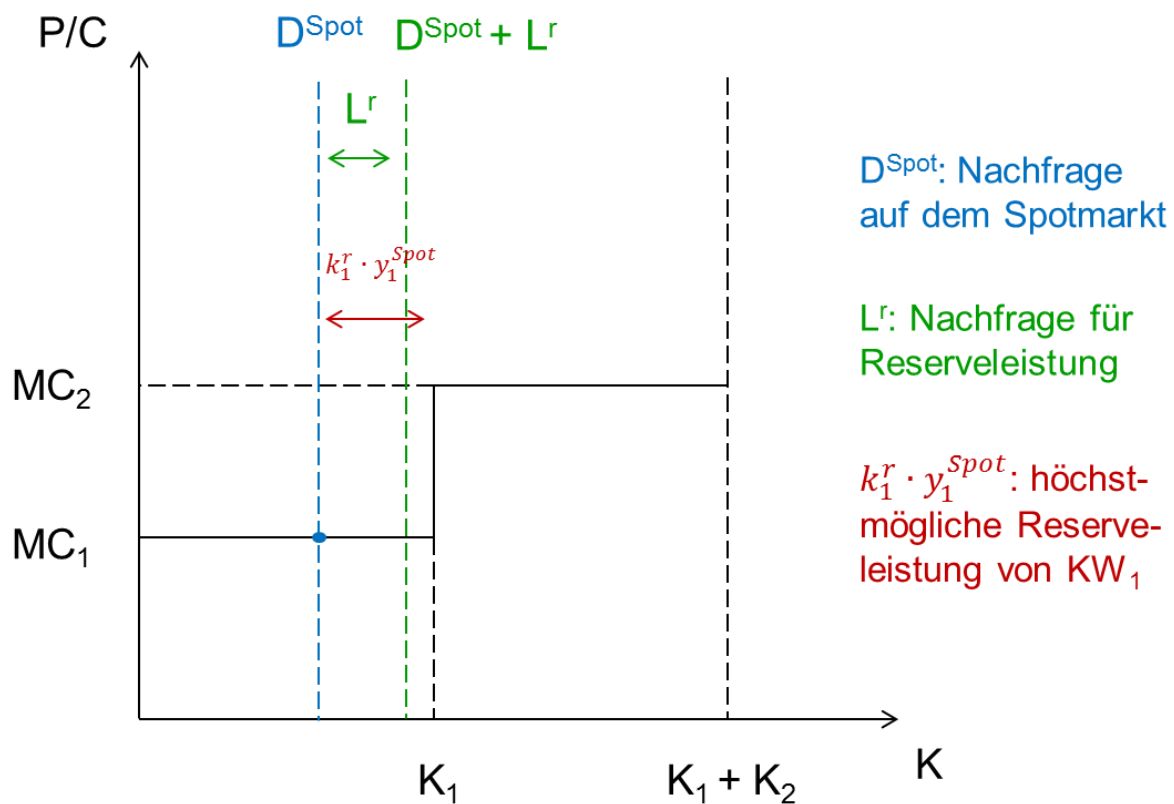


Abbildung 76: Erster Fall: Nur Kraftwerk 1 (K_1) bietet Regelleistung an

Zweiter Fall: Nur Kraftwerk 2 bietet Regelleistung an

Im zweiten Fall werden beide Kraftwerke benötigt, um die Spotnachfrage zu decken (vgl. Abbildung 77). Folglich wird Kraftwerk 1 auf Maximallast fahren, da es niedrigere variable Kosten aufweist. Ist Kraftwerk 1 voll ausgelastet, wird die relevante technische

²¹⁹ Vgl. Boiteux (1960).

²²⁰ Vgl. ÜNB (2014b).

Restriktion (Gleichung (6)) bindend und der dazugehörige Schattenpreis positiv ($\lambda_7 > 0$). Um die Nachfrage bedienen zu können, muss Kraftwerk 2 allerdings nicht auf Maximalleistung fahren²²¹ ($\lambda_8 = 0$). Ein Kraftwerk reicht außerdem aus, um die Regelleistungsnachfrage zu decken. Da durch das Anbieten von Regelleistung keine direkten Kosten entstehen, ist es kostenminimierend, das teurere Kraftwerk 2 so wenig wie möglich im Spotmarkt einzusetzen und die komplette nachgefragte Reserve von diesem Kraftwerk abdecken zu lassen. Da auch bei Kraftwerk 2 die höchstmögliche Regelleistung unterschritten wird, sind beide Schattenpreise der begrenzten Flexibilität bezüglich der Regelleistung gleich null ($\lambda_3 = \lambda_4 = 0$). Daraus resultieren die folgenden Spot- (Gleichung (13)) und Regelleistungspreis (Gleichung (14)):

$$\lambda_2 = c_{op,1} + \lambda_7 = c_{op,2} \quad \text{wenn } y_u^{Spot} > 0 \quad \forall u \quad (13)$$

$$\lambda_1 = 0 \quad \text{wenn } z_2^r > 0 \quad (14)$$

Wie im ersten Fall gleicht der Spotpreis den kurzfristigen Grenzkosten des marginalen Kraftwerks, Kraftwerk 2. Das günstigere Kraftwerk 1 erwirtschaftet einen Deckungsbeitrag (λ_7). Der Regelleistungspreis ist auch in diesem Fall gleich null.

²²¹ Es ist zwar theoretisch möglich, dass beide Kraftwerke auf Maximallast fahren, jedoch ist dies praktisch gesehen ein Grenzfall. Um zudem den degenerierten Fall auszuschließen, in dem mehr Leistung nachgefragt wird, als von den beiden Kraftwerken bereitgestellt werden kann, betrachten wir diese Möglichkeit als unrealistisch. Ähnlich schließen wir aus, dass die Schattenpreise der Regelleistungsrestriktion beide positiv sein können, denn dann wären beide Kraftwerke bezüglich der Regelleistung völlig ausgelastet.

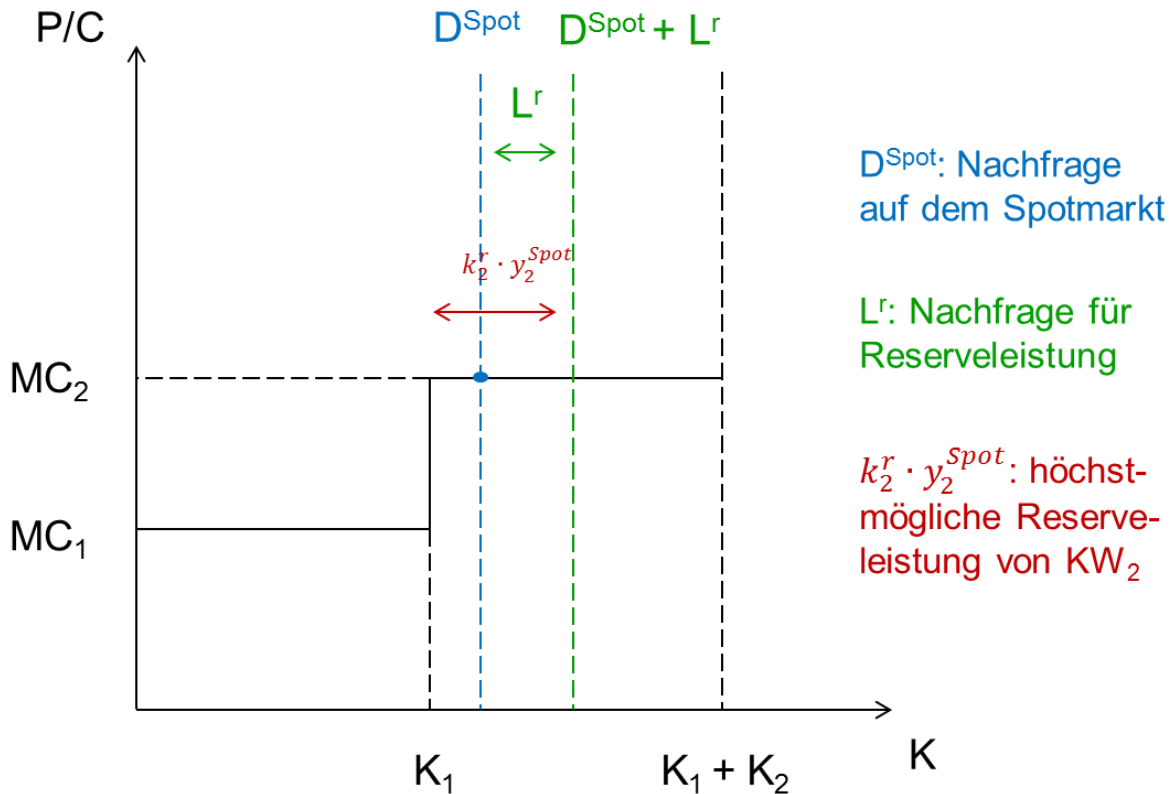


Abbildung 77: Zweiter Fall: Nur Kraftwerk 2 (K_2) bietet Regelleistung an

Dritter Fall: Beide Kraftwerke bieten Regelleistung an

Im dritten Szenario könnte theoretisch Kraftwerk 1 die gesamte Spotnachfrage abdecken, jedoch ist Kraftwerk 2 nötig, um die nachgefragte Regelleistung zu bedienen (vgl. Abbildung 78). Da die Regelleistungsrestriktion (Gleichung (4)) vorgibt, dass ein Kraftwerk nur Regelleistung anbieten kann, solange es auch Arbeit auf dem Spotmarkt verkauft, wird Kraftwerk 2 auch im Spotmarkt aktiv sein müssen. Es wird davon ausgegangen, dass Kraftwerk 2 alleine nicht imstande ist, die Regelleistungsnachfrage zu decken ($\lambda_4 > 0$), Kraftwerk 1 aber nicht an seine Grenzen bezüglich Regelleistung stößt²²² ($\lambda_3 = 0$). Allerdings wird Kraftwerk 1 insgesamt voll ausgelastet ($\lambda_7 > 0$) und das teurere Kraftwerk 2 nicht ($\lambda_8 = 0$). In diesem Fall sieht der Spotpreis für Kraftwerk 1 (Gleichung (15)) und Kraftwerk 2 (Gleichung (16)) folgendermaßen aus:

$$\lambda_2 = c_{op,1} + \lambda_7 \quad \text{wenn } y_1^{Spot} > 0 \quad (15)$$

$$\lambda_2 = c_{op,2} - k_2^r \cdot \lambda_4 \quad \text{wenn } y_2^{Spot} > 0 \quad (16)$$

²²² Mathematisch kann bewiesen werden, dass diese Kombination der Schattenpreise ($\lambda_3 = 0, \lambda_4 > 0$) die einzig mögliche und realistische zugleich ist.

Im Gegensatz zum zweiten Fall wird jetzt der Schattenpreis der begrenzten Flexibilität bezüglich Regelleistung von Kraftwerk 2 (λ_4) positiv und vom Spotpreis abgezogen (vgl. Gleichung (16)). Somit liegt der Spotpreis zwischen den variablen Kosten der beiden Kraftwerke. Infolgedessen muss der Deckungsbeitrag von Kraftwerk 1 (λ_7) kleiner als im zweiten Fall sein, ist aber immer noch positiv. Hingegen kann Kraftwerk 2 seine variablen Kosten mit dem Spotpreis nicht decken. Dies muss über den Leistungspreis geschehen.

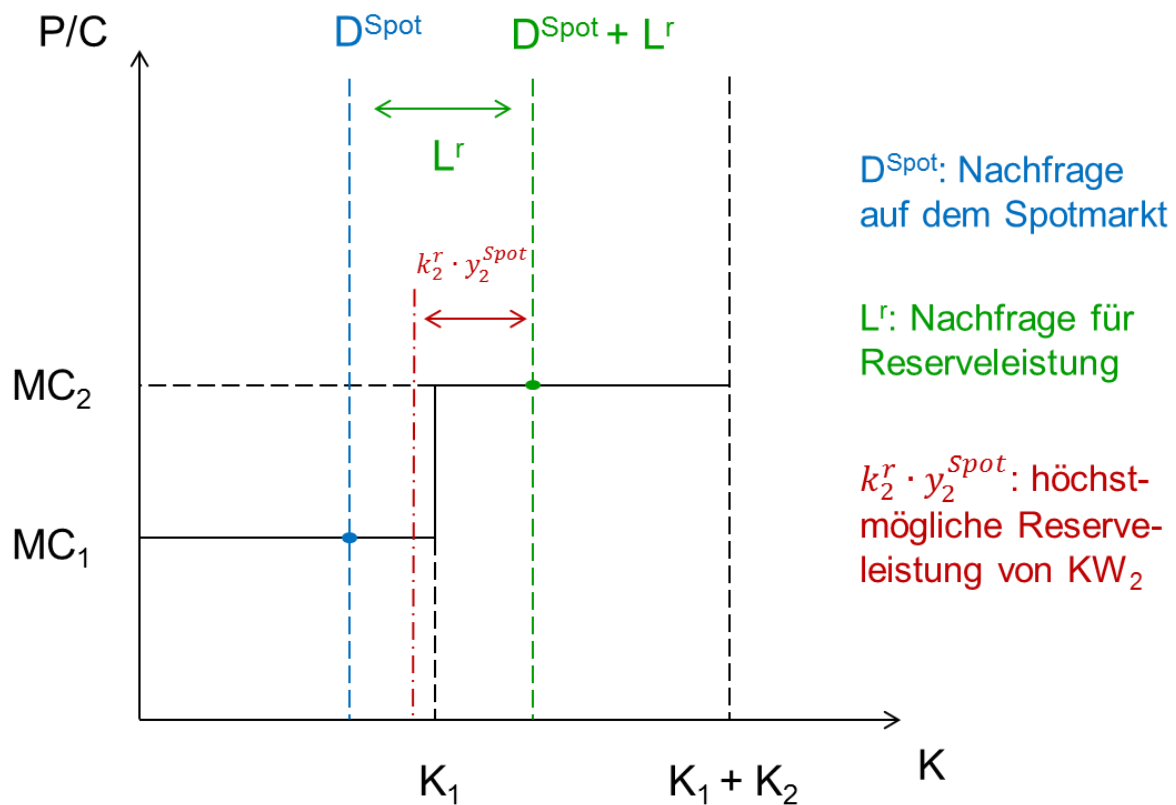


Abbildung 78: Dritter Fall: Beide Kraftwerke bieten Regelleistung an

Der Regelleistungspreis für Kraftwerk 1 (Gleichung (17)) und Kraftwerk 2 (Gleichung (18)) folgen:

$$\lambda_1 = \lambda_2 - c_{op,1} = \lambda_7 \quad \text{wenn } z_1^r > 0 \quad (17)$$

$$\lambda_1 = \lambda_2 - c_{op,2} + \lambda_4 \cdot (1 + k_2^r) = \lambda_4 \quad \text{wenn } z_2^r > 0 \quad (18)$$

Nur in diesem Fall, wenn die Regelleistungsrestriktion bindend wirkt und folglich der Schattenpreis der begrenzten Flexibilität von Kraftwerk 2 positiv ist, ist der Leistungspreis größer null und spiegelt somit die Realität wider. Die Definition des Leistungspreises für Kraftwerk 1 beinhaltet den Spotpreis, also die Opportunitätskosten, abzüglich der variablen Kosten, oder äquivalent den Deckungsbeitrag für Kraftwerk 1 (vgl. Gleichung (17)). Letzteres Ergebnis kommt heraus, wenn die Definition des Spotpreises (Gleichung (15)) in die des Leistungspreises (Gleichung (17)) eingesetzt wird. Vom Standpunkt des zweiten Kraftwerks betrachtet, wird auf die Differenz zwischen Spotpreis und variablen Kosten ein Aufschlag in Form des Schattenpreises der begrenzten Flexibilität bezüglich der Regelleistung in Verbindung mit dem Gradientenparameter gesetzt. Nach Einsetzen von Gleichung (16) in Gleichung (18) vereinfacht sich diese Definition beträchtlich; es bleibt nur noch der Schattenpreis der begrenzten Flexibilität von Kraftwerk 2 (λ_4). Ein positiver Regelleistungspreis ist im dritten Fall nötig, um den Grenzkostenabschlag von Kraftwerk 2 im Spotmarkt auszugleichen. Somit erwirtschaftet Kraftwerk 2 keinen Deckungsbeitrag, in Summe werden aber die variablen Erzeugungskosten gedeckt. Folglich verdient das marginale Kraftwerk in einem perfekten, arbitragefreien Regelleistungsmarkt kein Geld.

8.1.2.2 Erweiterungen

Mit dem Grundmodell lassen sich interessante Ergebnisse erzielen, jedoch enthält es noch einige Vereinfachungen. Deshalb werden die folgenden drei Erweiterungen implementiert. Erstens wird dem Grundmodell eine weitere technische Restriktion hinzugefügt, die eine Mindestlast vorgibt. Zweitens wird ein stochastischer Abruf von Regelarbeit integriert, und drittens wird das Grundmodell für den negativen Sekundärleistungsmarkt umgesetzt.

Mindestlast

Für diese Erweiterung wird dem Grundmodell eine neue Nebenbedingung hinzugefügt. Als vierte technische Restriktion wird jedem Kraftwerk eine Mindestlast auferlegt. In der Realität gibt es, für jedes Kraftwerk individuell technisch vorgegeben, eine untere Grenze der Leistung, die nicht unterschritten werden kann, ohne dass das Kraftwerk abgeschaltet werden muss. Gleichung (19) verkörpert diese technische Einschränkung.

$$y_u^{Spot} \geq k_u^{Min} \cdot K_u \cdot W_u \quad \forall u \quad (19)$$

Gleichung (19) besagt, dass die Arbeit, die ein Kraftwerk auf dem Spotmarkt anbietet, größer oder gleich einem Anteil (k_u^{Min}) der installierten Leistung (K_u) sein muss, wobei

der Parameter k_u^{Min} zwischen null und eins liegt und die Mindestlast maßgeblich vorgibt. Der An-/Aus-Parameter W_u wird benötigt, da die Mindestlast natürlich nur eingehalten werden muss, wenn das Kraftwerk fährt. Auch diese Nebenbedingung wird mit einem Schattenpreis pro Kraftwerk bestückt. λ_9 und λ_{10} können hier als Schattenpreise der begrenzten Flexibilität bezüglich der Arbeit, die auf dem Spotmarkt angeboten werden kann, interpretiert werden.

Aus diesem neuen Optimierungsproblem ergibt sich folgender Spot- und Regelleistungspreis für Kraftwerk 1 (Gleichungen (20) und (22)) und Kraftwerk 2 (Gleichungen (21) und (23)):

$$\lambda_2 = c_{op,1} + \lambda_7 - k_1^r \cdot \lambda_3 - \lambda_9 \quad \text{wenn } y_1^{Spot} > 0 \quad (20)$$

$$\lambda_2 = c_{op,2} + \lambda_8 - k_2^r \cdot \lambda_4 - \lambda_{10} \quad \text{wenn } y_2^{Spot} > 0 \quad (21)$$

$$\lambda_1 = \lambda_2 - c_{op,1} + \lambda_3 \cdot (1 + k_1^r) - \lambda_5 + \lambda_9 \quad \text{wenn } z_1^r > 0 \quad (22)$$

$$\lambda_1 = \lambda_2 - c_{op,2} + \lambda_4 \cdot (1 + k_2^r) - \lambda_6 + \lambda_{10} \quad \text{wenn } z_2^r > 0 \quad (23)$$

Die Zusammensetzung der Preise gleicht dem Grundmodell, mit der Ausnahme, dass der Schattenpreis der begrenzten Flexibilität bezüglich der auf dem Spotmarkt gestellten Arbeit des jeweiligen Kraftwerks vom Spotpreis abgezogen und auf den Regelleistungspreis aufgeschlagen wird. Diese Preisanpassungen finden nur statt, wenn ein Kraftwerk auf Mindestlast fährt, die dazugehörige technische Restriktion (Gleichung (19)) also bindend wirkt. Sie dienen dazu, dass auch ein auf Mindestlast fahrendes Kraftwerk genügend Anreize hat, trotz der potenziell prekären Lage noch Regelleistung anzubieten. Außerdem kann der Spotpreis gesenkt werden, da ein auf Mindestlast fahrendes Kraftwerk sichergehen muss, dass es Abnehmer für seine zwangsweise produzierte Energie findet. Andernfalls müsste es herunterfahren.

Stochastischer Abruf

Bis jetzt wurde angenommen, dass Regelleistung zwar vorgehalten, Regelarbeit aber nie tatsächlich abgerufen wird. Diese zweite Erweiterung implementiert einen stochastischen Abruf von Regelarbeit, der durch verschiedene Szenarien $s \in \{a, b, c, \dots\}$ abgebildet wird. Jedes Szenario tritt mit Wahrscheinlichkeit π_s ein und gibt eine bestimmte Menge an Regelarbeit vor, die abgerufen wird. Somit ändert sich die Zielfunktion zu:

$$\text{Min } C = \sum_s \pi_s \cdot (c_{op,1} \cdot (y_1^{Spot} + y_{1,s}^r) + c_{op,2} \cdot (y_2^{Spot} + y_{2,s}^r)) \quad (24)$$

Da nun tatsächlich Arbeit im Regelleistungsmarkt abgerufen wird, ist eine weitere Nebenbedingung nötig, um die Lastdeckung der Regelarbeit zu sichern. Gleichung (25) gibt vor, dass die abgerufene Regelarbeit beider Kraftwerke ($y_{1,s}^r + y_{2,s}^r$) in jedem Szenario größer oder gleich der nachgefragten Regelarbeit sein muss. Der dazugehörige Schattenpreis (λ_{11}) kann als Arbeitspreis im Regelleistungsmarkt interpretiert werden. Gleichung (26) wiederholt die schon bekannte Abrufrestriktion, nur dass jetzt berücksichtigt wird, dass die abgerufene Regelarbeit variiert.

$$y_{1,s}^r + y_{2,s}^r \geq D_s^r \quad \forall s \quad (25)$$

$$y_{u,s}^r \leq z_u^r \quad \forall u, s \quad (26)$$

Die neue Zielfunktion mit den abgeänderten Nebenbedingungen formt ein weiteres Optimierungsproblem, das mit den bekannten Mitteln gelöst werden kann. Die daraus resultierenden Spot- und Regelleistungspreise für Kraftwerk 1 und 2 sind von der theoretischen Zusammensetzung her im Grunde identisch. Der einzige Unterschied ist, dass die Schattenpreise des Deckungsbeitrags durch abgerufene Regelarbeit hier als gewichtetes Mittel über alle Szenarien ($\sum_s \pi_s \cdot \lambda_{5/6,s}$) in den Leistungspreis eingehen und somit die stochastische Seite der Erweiterung widerspiegeln. Außerdem existiert zum ersten Mal ein Arbeitspreis für den Regelleistungsmarkt:

$$\sum_s \pi_s \cdot \lambda_{11,s} = c_{op,1} + \sum_s \pi_s \cdot \lambda_{5,s} \quad \text{wenn } y_{1,s}^r > 0 \quad (27)$$

$$\sum_s \pi_s \cdot \lambda_{11,s} = c_{op,2} + \sum_s \pi_s \cdot \lambda_{6,s} \quad \text{wenn } y_{2,s}^r > 0 \quad (28)$$

Dieser wird ebenfalls als gewichtetes Mittel über alle Szenarien errechnet. Er setzt sich aus den variablen Kosten und dem Schattenpreis des Deckungsbeitrags durch abgerufene Reserve des jeweiligen Kraftwerks zusammen. Wenn Regelarbeit benötigt wird, dann wird diese zuerst vom günstigeren Kraftwerk 1 abgerufen. Ist die Nachfrage groß, muss auch auf Kraftwerk 2 zugegriffen werden, sodass die Abrufrestriktion von Kraftwerk 1 bindend und der zugehörige Schattenpreis positiv wird ($\sum_s \pi_s \cdot \lambda_{5,s} > 0$). In diesem Fall wird der Arbeitspreis von den variablen Kosten von Kraftwerk 2, dem Grenzkraftwerk,

diktiert. Alle Kraftwerke mit geringeren Grenzkosten (hier Kraftwerk 1) erwirtschaften im Modell einen Deckungsbeitrag $(\sum_s \pi_s \cdot \lambda_{5,s})^{223}$.

Negative Sekundärregelleistung

Das Grundmodell und die beiden vorstehenden Erweiterungen geben dem Kraftwerksbetreiber die Möglichkeit, entweder in den Spot- oder in den positiven Sekundärregelleistungsmarkt zu bieten. Die dritte Erweiterung betrachtet das Opportunitätskostenkalkül zwischen dem Spot- und dem negativen Sekundärregelleistungsmarkt. Hierzu wird die Zielfunktion wie folgt angepasst:

$$\text{Min } C = c_{op,1} \cdot (y_1^{Spot} - y_1^{r^-}) + c_{op,2} \cdot (y_2^{Spot} - y_2^{r^-}) \quad (29)$$

Da hier negative Regelleistung im Mittelpunkt steht, bildet der obere Index r^- den negativen Sekundärregelleistungsmarkt ab. Der einzige Unterschied zum Grundmodell ist, dass abgerufene Regularbeit keine variablen Kosten mehr verursacht, sondern im Gegenteil einspart. Dies spiegelt die grundsätzlich verschiedenen Ansprüche an die positive und negative Reserve wider. Bei der positiven Reserve muss das Kraftwerk bei Abruf mehr Arbeit erbringen, während es beim Abruf von negativer Reserve weniger Energie produzieren muss.

Die Nebenbedingungen des Grundmodells bleiben weitestgehend erhalten, nur die technische Restriktion der Maximalleistung muss angepasst werden. Da $z_u^{r^-}$ für negative Regelleistung steht und somit bei Abruf heruntergeregelt wird, fällt die Variable aus der Maximalleistungsrestriktion heraus und es bleibt nur noch:

$$y_u^{Spot} \leq K_u \quad \forall u \quad (30)$$

Da in dieser Erweiterung kein Abruf von Regularbeit implementiert wird, hat vor allen Dingen Gleichung (30) Einfluss auf die Zusammensetzung der Preise. Nach Aufstellung der Lagrange-Funktion und Ableitung der KKT-Bedingungen zeigt sich, dass der Spotpreis der Definition des Grundmodells gleicht. Im Gegensatz dazu ändert sich der Regelleistungspreis wie folgt:

²²³ In der Praxis wird dieser Deckungsbeitrag aufgrund der Pay-as-Bid-Vergütung ggf. etwas geringer ausfallen. In diesem Fall ergibt sich ein kompliziertes Kalkül für die Bestimmung der optimalen Gebotspreise und die Anbieter werden versuchen, den Grenzpreis zu erraten.

$$\lambda_1 = \frac{1}{k_1^r} \cdot (c_{op,1} - \lambda_2 + \lambda_7) - \lambda_5 \quad \text{wenn } z_1^r > 0 \quad (31)$$

$$\lambda_1 = \frac{1}{k_2^r} \cdot (c_{op,2} - \lambda_2 + \lambda_8) - \lambda_6 \quad \text{wenn } z_2^r > 0 \quad (32)$$

Diese Formulierungen heben sich stark von den bisherigen ab. Erstens gibt es keinen pauschalen Aufschlag in Form der Schattenpreise der begrenzten Flexibilität bezüglich Regelleistung wie im Fall der positiven Reserve. Allerdings wird der größte Teil des Leistungspreises mit dem Kehrwert von k_u^{r-} multipliziert, sodass, wenn der Gradientenparameter kleiner und somit Regelleistung knapper wird, der Kehrwert und folglich der Regelleistungspreis steigt. Zweitens fließen die variablen Kosten und der Spotpreis mit umgekehrten Vorzeichen ein, und drittens wird der Kapazitätenpreis des jeweiligen Kraftwerks aufgeschlagen, sobald die Maximalleistung erreicht wird. Dieser wurde bisher nur dem Spotpreis hinzugefügt. Allein die Schattenpreise des Deckungsbeitrags durch abgerufene Regelarbeit kommen in derselben Form in allen Definitionen des Regelleistungspreises vor.

8.1.2.3 Vorläufiges Fazit

Ein Kraftwerksbetreiber steht vor der Wahl, seine zur Verfügung stehenden Kapazitäten entweder in den Spot- oder in den Regelleistungsmarkt zu bieten. Aus diesem Opportunitätskostenkalkül wurden im Kontext der linearen Optimierung der Spot- und der Regelleistungspreis abgeleitet, um eine potenzielle Relation mit Hilfe eines durch Reserverestriktionen erweiterten Merit-Order-Modells zu untersuchen. Im Falle der positiven Sekundärregelleistung stellte sich heraus, dass es entscheidend ist, welche Einflussfaktoren auf die beiden Preise wirken. Verschiedene Faktoren rufen verschiedene Reaktionen in den Preisen hervor. Verteuert sich z. B. der Kapazitätenpreis, steigen tatsächlich der Spot- sowie der Regelleistungspreis. Erhöhen sich jedoch die variablen Kosten eines Kraftwerks, geht dies positiv in den Spotpreis ein, hat aber keinen Einfluss auf den Leistungspreis. Ein weiteres interessantes Beispiel ist der Schattenpreis der begrenzten Flexibilität bezüglich der Regelleistung. Wird Regelleistung knapp, senkt der Schattenpreis den Spotpreis und hebt gleichzeitig den Regelleistungspreis. Durch diese Preisanpassungen werden die richtigen Anreize gesetzt, um ausreichende Gebote für Regelleistung zu gewährleisten. Diese drei Beispiele zeigen, dass im Modell keine eindeutige Beziehung zwischen den Preisen aufzuweisen ist, was empirische Ergebnisse bestätigt.²²⁴

Neben dem Grundmodell wurden drei Erweiterungen implementiert: eine Erweiterung mit Mindestlast, eine mit stochastischem Abruf von Regelarbeit und eine mit einem ne-

²²⁴ Eigene Berechnungen.

gativen Regelleistungsmarkt. Abgesehen von der letzteren haben die Erweiterungen gezeigt, dass das Grundmodell nur leicht angepasst wird und somit, trotz seiner Einfachheit, allgemein gültige Ergebnisse liefert.

Bei genauerer Betrachtung stellte sich heraus, dass in den meisten Fällen der Regelleistungspreis auf null reduziert wird. Nur wenn die Regelleistungsrestriktion bindend wird, Regelleistung also knapp wird, resultiert ein positiver Leistungspreis. Dieses Ergebnis wird auch von den Erweiterungen reproduziert. Trotz des positiven Leistungspreises erwirtschaftet das Grenzkraftwerk keinen Deckungsbeitrag, sondern in Summe gerade Grenzkosten, da ein positiver Regelleistungspreis nötig ist, um den Grenzkostenabschlag im Spotmarkt auszugleichen. Dieser Abschlag existiert auch nur dann, wenn die Regelleistungsrestriktion bindend wirkt. Folglich verdient das marginale Kraftwerk in einem perfekten, arbitragefreien Regelleistungsmarkt lediglich seine variablen Kosten.

8.2 Modellbeschreibungen

8.2.1 Das Marktmodell E2M2s

Zur Analyse wird auf das stochastische Marktmodell E2M2s (European Electricity Market Model – stochastische Version) zurückgegriffen. Das Modell ist ein strategisches Planungs-Tool zur Analyse langfristiger Entwicklungen auf dem europäischen Strommarkt. Es berücksichtigt insbesondere auch die zunehmende Bedeutung fluktuierender Erneuerbarer wie Wind und PV. Aber auch die Begrenzungen des grenzüberschreitenden Stromaustauschs sowie die Spezifika des Betriebs von thermischen Kraftwerken und Wasserkraftwerken werden abgebildet. Um der langfristigen Zeitperspektive gerecht zu werden, sind Investitionen als modellendogene Entscheidungen dargestellt, aber auch exogen vorgegebener Zubau kann berücksichtigt werden. Die ermittelten Ergebnisse ermöglichen eine Bewertung unterschiedlicher Szenarien zu Brennstoffpreisen, Umweltpolitik (Ausbau Erneuerbare, CO₂-Preise, KWK-Förderung etc.) und Kernenergiepolitik in den unterschiedlichen betrachteten Regionen.

Dem Fundamentalmodell liegt ein kostenminimierender Ansatz zugrunde, der die Kosten des Betriebs des bestehenden Kraftwerksparks und der Investitionen in neue Kraftwerke optimiert. Dabei muss sowohl die Stromnachfrage in den einzelnen Regionen als auch die Wärmenachfrage in untergeordneten Wärmeregionen gedeckt werden. Aspekte wie Anfahrkosten, Teillastwirkungsgrade thermischer Kraftwerke, der Einsatz von Speichern sowie die Nutzung von Übertragungskapazitäten haben Einfluss auf die Preisbildung auf Großhandelsmärkten und werden daher im Modell berücksichtigt.

Die stochastische Fluktuation der Erneuerbaren wird mittels rekombinierender Bäume einbezogen (vgl. Abbildung 79). Dabei wird die Fluktuation von Solar- und Windproduktion explizit mit einkalkuliert. Um verschiedene saisonale Einflüsse auf die Elektrizitätsnachfrage zu erfassen, wird jeweils ein Jahr abgebildet. Das Jahr wird in acht typische Tage aufgeteilt, um die Rechenzeit zu reduzieren. Diese typischen Tage werden wiederum in sieben Typ-Stunden unterteilt, um temporäre Fluktuationen hinsichtlich Nachfrage und Erneuerbaren zu berücksichtigen. Insgesamt gibt es somit acht Typ-Tage mit jeweils sieben Typ-Stunden und jeweils unterschiedlichen Ausprägungen für die Einspeisung erneuerbarer Energien. Dabei wird zwischen Fällen mit niedriger bis hoher Erneuerbaren-Einspeisung gewichtet mit Eintrittswahrscheinlichkeiten auf Basis von historischen Zeitreihen unterschieden.

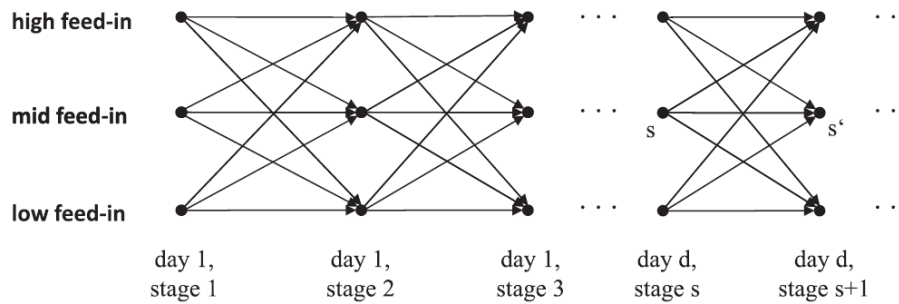


Abbildung 79: Rekombinierende Bäume zur Abbildung stochastischer EE-Einspeisung

Neben der elektrischen Last muss auch die Wärmelast in den betrachteten Nachfragegebieten gedeckt werden. Neben der Wärmelastdeckung gibt es keine weiteren Restriktionen bezüglich der Fahrweise oder des Erzeugungsmix bei den Wärme erzeugenden Anlagen. Investitionen in neue Anlagen, die die aus Altersgründen wegfallenden Anlagen ersetzen und die eventuell steigende Nachfrage bedienen, erfolgen dementsprechend ausschließlich auf Basis der Kosten. Stromflüsse, die über die regionalen Grenzen hinausgehen, werden exogen festgesetzt.

Aufgrund der Modellformulierung wird eine Optimierung nur für das jeweilige Simulationsjahr vorgenommen, eine intertemporale Optimierung über die gesamte Laufzeit von Kraftwerken findet nicht statt, da auch in der Realität die zukünftigen Preise und Rahmenbedingungen nicht bekannt sind. Jedoch werden die mit Investitionen verbundenen Kapitalkosten in den nachfolgenden Simulationsjahren berücksichtigt.

Für eine detaillierte Darstellung der Zielfunktion und Restriktionen sei auf Swider/Weber (2007), Spiecker/Weber (2011) und Spiecker/Vogel/Weber (2013) verwiesen.

Für die durchgeführten Modellrechnungen wurde auf verschiedene Datenquellen zurückgegriffen. Der Startkraftwerkspark basiert auf der Datenbank des Lehrstuhls für Energiewirtschaft (EWL), die durch regelmäßige Aktualisierungen beispielsweise auf Basis der Kraftwerklisten von Platts und der BNetzA gepflegt wird. Neben Kraftwerkskapazitäten sind in der Datenbank Wirkungsgrade, An- und Abfahrkosten, variable Kosten und Investitionskosten hinterlegt. Die aktuellen Erneuerbaren-Kapazitäten für Deutschland sind der BMU-Leitstudie 2011 entnommen.

Die Gesamtnachfrage für jedes Land wird auf Basis der IEA Electricity Information vorgegeben und bleibt über den betrachteten Zeitraum konstant.

Als CO₂-Minderungsziel wird ein Zielwert von 95 % gegenüber 1990 für das Jahr 2050 vorgegeben.

Die Übertragungskapazitäten sind den Veröffentlichungen von ENTSO-E entnommen, wobei der Ausbau der Kapazitäten auf dem Ten Year Network Development Plan (TYNDP) basiert.²²⁵

²²⁵ Vgl. Entso-E (2012, 2014).

8.2.2 Das Joint Market Model (JMM)

Das WILMAR Joint Market Model, ein dynamisches Einsatzplanungsmodell, wurde ursprünglich im Rahmen des Projekts Wind Power Integration in Liberalised Electricity Markets (WILMAR) entwickelt, das durch die EU gefördert wurde (vgl. Barth et al. 2006).

In der Zielfunktion werden die gesamten variablen Systemkosten über die gesamte Optimierungsperiode minimiert. Die variablen Kosten umfassen die Brennstoffkosten, die CO₂-Kosten, Anfahrkosten und weitere variable Kosten für Wartung und Versicherung. Technische Restriktionen wie Anfahrzeiten, Minimumbetriebs- und -stillstandszeiten, Teillastwirkungsgrade, minimale und maximale Erzeugung und Reserveanforderungen werden berücksichtigt. Neben der Nachfrage nach Strom muss auch die Nachfrage nach Wärme in allen 8.760 Stunden des Jahres gedeckt sein. Die modellierten Marktpreise reflektieren die marginalen Erzeugungskosten. Detailliertere Informationen über das Modell und seine Gleichungen sind in Trepper et al. (2014), Weber et al. (2009), Tuohy et al. (2009), Barth et al. (2006) und Meibom et al. (2006) zu finden.

Für eine sehr detaillierte Modellierung der Kraftwerkseinsatzplanung, insbesondere von Pumpspeicherkraftwerken, ist die Nutzung von Typtagen oder Typstunden unangemessen. Um die Auswirkungen der fluktuierenden EE auf das Versorgungssystem abzubilden, ist eine intertemporale, stündliche Optimierung des Kraftwerkseinsatzes, wie sie in WILMAR JMM implementiert ist, notwendig.

Der Planungshorizont von WILMAR JMM beträgt bis zu 36 Stunden mit einer stündlichen Optimierung. Dabei können zwei Entscheidungsprobleme unterschieden werden:

- Day-Ahead-Markt für Stromhandel (EPEX-basiertes Handeln)
- Anpassung des Day-Ahead-Dispatch auf Basis neu verfügbarer Informationen wie beispielsweise Netzrestriktionen oder Prognoseabweichungen der Einspeisung von EE (After-Day-Ahead)

Die rollierende Planung wird für den Fall, dass alle zwölf Stunden rolliert wird, in Abbildung 80 abgebildet. Die Einsatzplanung startet am Mittag und wird dann für die nächsten 36 Stunden bis zum Ende des nächsten Tages (Tag 1) durchgeführt. Basierend auf den aktuell verfügbaren Informationen wird die Einsatzplanung alle zwölf Stunden erneut optimiert. Während im Day-Ahead-Markt keine Netzrestriktionen oder Prognoseabweichungen für die EE-Einspeisung berücksichtigt werden, werden diese nach dem Handelsschluss des Day-Ahead-Marktes mit einbezogen. Ausgehend vom Day-Ahead-Fahrplan wird hier die Fahrweise der Kraftwerke angepasst (Redispatch).

Um eine möglichst große Realitätsnähe zu schaffen, werden die Wechselwirkungen zwischen konventionellem Kraftwerkseinsatz, Einspeisung erneuerbarer Energien, verfügbarer Reserveleistung (Primär-, Sekundär- und Minutenreserve) und verfügbaren Übertragungskapazitäten abgebildet. Durch die Modellierung regionaler Wärmemärkte können zudem potenzielle Einschränkungen wärmegeführter KWK-Anlagen im Strommarkt abgebildet werden.

8.2.3 Das BET-Modell des europäischen Strommarktes

8.2.3.1 Einführung

Fundierte Marktanalysen und langfristige Strompreisprognosen sind als Grundlage für strategische Entscheidungen von Unternehmen und Investitionsentscheidungen in Erzeugungsanlagen von essenzieller Bedeutung. Erst durch die Kenntnis heutiger und zukünftiger ökonomischer, politischer und technischer Rahmenbedingungen lassen sich Chancen und Risiken identifizieren und daraus entsprechende Entscheidungen ableiten. Auf Basis fundierter Marktanalysen sowie mittel- und langfristiger Strompreisprognosen können im Rahmen von Szenarien- und Sensitivitätsrechnungen die Chancen und Risiken und deren treibende Faktoren quantifiziert werden. Dies liefert Entscheidungsträgern in Unternehmen und Politik wichtige Informationen zur Unterstützung und Begründung von konkreten Projekten und der strategischen Ausrichtung.

8.2.3.2 Modell des europäischen Strommarktes

BET verfügt über ein langfristiges Kraftwerksinvestitions- und -einsatzmodell des europäischen Elektrizitätserzeugungsmarktes. Ergänzend pflegt BET umfangreiche Datenbanken zu bestehenden und geplanten Kraftwerken, Lastverläufen und Übertragungsnetzen. Beides sind Grundvoraussetzungen, um die mittel- und insbesondere langfristigen Auswirkungen von politischen, technischen und wirtschaftlichen Entwicklungen auf die Stromerzeugung und die Großhandelspreise für Elektrizität adäquat quantifizieren zu können.

Das Elektrizitätsmarktmodell bildet sowohl den Einsatz der Kraftwerke (unter Berücksichtigung technischer und ökonomischer Randbedingungen) als auch Investitionsentscheidungen von Unternehmen in Neu- und Ersatzanlagen ab. Es wird unterstellt, dass die Einsatz- und die Investitionsentscheidungen grundsätzlich unter Kostenaspekten durch die Unternehmen getätigt werden. Mit einem volkswirtschaftlichen Ansatz verfolgt das Modell hierbei das Ziel einer in Summe kostenoptimalen Deckung des Bedarfs. Das Modell umfasst als Kernregionen Deutschland, die Niederlande, Belgien, Frankreich, die Schweiz, Österreich, Großbritannien und Italien. Die Erzeugung in diesen Regionen und der Austausch zwischen ihnen werden modellendogen abgebildet. Die an diese Re-

gionen angrenzenden Länder werden als Satellitenregionen modelliert. Das heißt, Stromimporte und -exporte aus diesen bzw. in diese Länder werden über aggregierte Angebots- und Nachfragefunktionen berücksichtigt.

Neben Prognosen auf Grundlage eines „Best-Guess-Szenarios“ können mittels dieses Modells zu folgenden Kernbereichen Quantifizierungen der (fundamentalen) Auswirkungen von Politikszenerarien sowie technischen und wirtschaftlichen Entwicklungen erfolgen:

- Strompreise auf dem Großhandelsmarkt (auf Basis von Grenzkosten) für die Modellregionen in bis zu stündlicher Auflösung (Abbildung 82)
- Entwicklung der Zusammensetzung des Kraftwerksparks und der Stromerzeugung nach Brennstoffen/Technologien für die Modellregionen
- Entwicklung des „(clean) dark spread“ sowie des „(clean) spark spread“ für die Modellregionen
- Entwicklung der CO₂-Emissionen aus der Stromerzeugung in den Modellregionen
- Entwicklung des fossilen Brennstoffverbrauchs in der Stromerzeugung in den Modellregionen

Weitere Kenngrößen können in Abstimmung mit dem Auftraggeber abgeleitet werden.

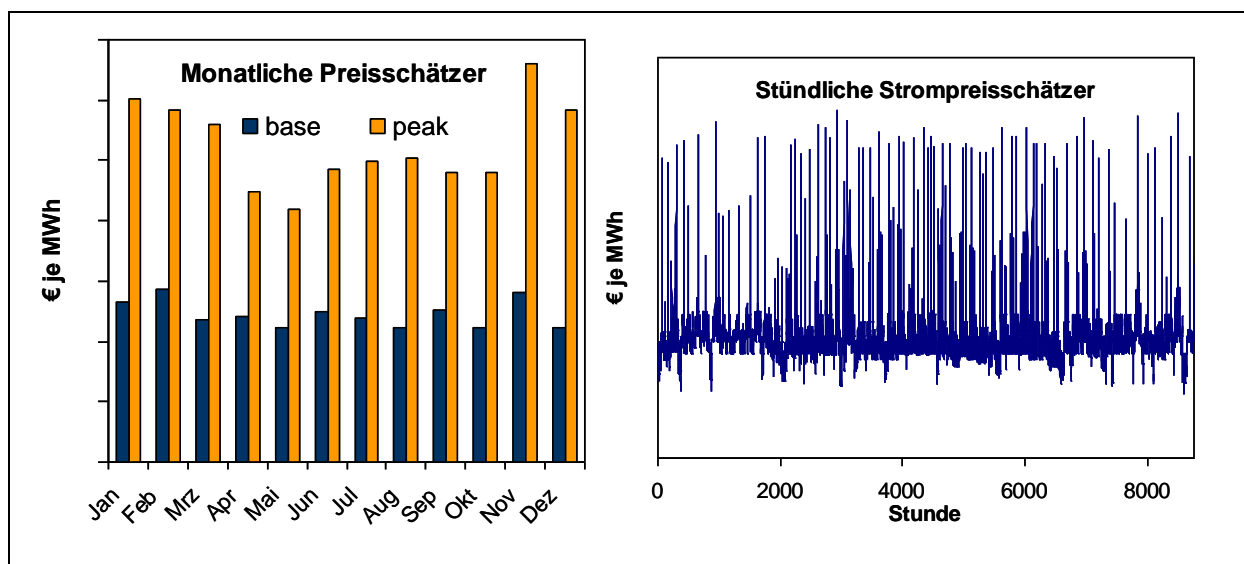


Abbildung 82: Strompreisschätzer auf Basis von Grenzkosten

Die Ergebnisse von Fundamentalmodellen spiegeln die Entwicklung unter Annahme bestimmter Rahmenbedingungen wider. Technologische und politische Entwicklungen

sowie die Entwicklung von Brennstoffpreisen lassen sich bei fundierten Analysen zu den einzelnen Themenbereichen eingrenzen und können im Rahmen von Szenarien- und Sensitivitätsanalysen untersucht werden.

Fundamentalmodelle gehen von kostenbasierten Entscheidungen aus. Strategisches Verhalten („mark-ups“) von Unternehmen, das bei einer hohen Anbieterkonzentration auf dem Strommarkt zu erwarten ist, wird in diesem Schritt nur insofern berücksichtigt, als die Grenzkosten einen Aufschlag für ungeplante Kraftwerksausfälle enthalten. Grundsätzlich ist durch Kraftwerksneubau neuer Marktteilnehmer Wettbewerb möglich. Strategisches Verhalten bzw. die Ausübung von Marktmacht durch dominante Unternehmen bei der Preisbestimmung wird durch damit einhergehende Implikationen auf zukünftige Markteintritte – insbesondere aufgrund einer möglichen Entwertung des Bestandsportfolios der dominanten Unternehmen bei Entwicklung von Überkapazitäten – begrenzt. Zudem wird sich durch den Ausbau der Kuppelkapazitäten der europäische Strommarkt (langfristig) zunehmend integrieren. Somit werden sich größere, regionale Teilmärkte bilden. Die zurzeit hohe Konzentration im deutschen und europäischen Erzeugungsmarkt wird folglich tendenziell abnehmen. Aufgrund der langen technischen Lebensdauer und der langen Planungs-, Genehmigungs- und Bauzeiten von Kraftwerken und Netzen wird dieser Prozess allerdings eine erhebliche Zeit erfordern. Somit sind die auf Basis von Fundamentalmodellen ermittelten Grenzkostenpreisschätzer in der Regel eine Untergrenze der Strompreise am Großhandelsmarkt. Daher müssen, um zu Großhandelspreisen zu gelangen, gegebenenfalls auf Grundlage von historisch zu beobachtenden Preisaufschlägen („mark-ups“) unter Berücksichtigung möglicher Veränderungen der Wettbewerbssituation alternative Prognosen der Strompreise abgeleitet werden, die die Wettbewerbssituation berücksichtigen.

8.2.3.3 Kurzbeschreibung des BET-Modells des europäischen Strommarktes

In wettbewerblich organisierten Strommärkten fällen Kraftwerksbetreiber ihre Entscheidungen mit dem Ziel, ihren Gewinn zu maximieren. Dabei sind Entscheidungen in der kurzen, in der mittleren und in der langen Frist zu unterscheiden.

Kurzfristig kann über den Kraftwerkseinsatz bei einem zur Verfügung stehenden Kraftwerkspark entschieden werden. Dabei sind technische Restriktionen wie Mindestteillastbedingungen, Anfahr- und Abfahrentscheidungen (sowie deren Kosten) sowie Mindeststillstandsbedingungen zu berücksichtigen. Mittelfristig sind Entscheidungen über Revisionen und bei Speicherkraftwerken Entscheidungen über heutige Erzeugung versus zukünftige Erzeugungsmöglichkeiten zu treffen. Langfristig sind Entscheidungen über den Zubau und die Stilllegungen von Kraftwerken möglich. Diese erfordern in der Regel lange Vorlaufzeiten (Entscheidungsfindungs-, Genehmigungs- und Bauphase) und

haben lang andauernde Auswirkungen aufgrund der langen technischen Lebensdauer (25 bis 50 Jahre) und der Irreversibilität der Entscheidung.

Simultanes Invest- und Dispatch-Modell

Beim BET-Strommarktmodell wird davon ausgegangen, dass ein Teil der Entscheidungen über Kraftwerkszubauten und -stilllegungen der näheren Zukunft exogen, d. h. außerhalb des Modells, bestimmt werden können (auf der Grundlage bekannter und wahrscheinlicher Unternehmensentscheidungen). Darüber hinaus kann das Modell in vorgegebenen Grenzen eigenständig („endogen“) Kraftwerke stilllegen oder zubauen. Diese Zubauentscheidung wird durch ein gesamtwirtschaftliches Optimum (kostenminimale Deckung der Last) determiniert.

Bei allen Entscheidungen wird von einem kostenminimalen Kraftwerkseinsatz ausgegangen, d. h. die Nachfragedeckung erfolgt durch die jeweiligen, bezüglich der variablen Kosten günstigsten Kraftwerke, was implizit die Annahme des vollkommenen Wettbewerbs in der Stromerzeugung unterstellt. Bei vollkommenem Wettbewerb wollen Kraftwerksbetreiber auf dem Day-Ahead-Markt erzeugen, wenn die variablen Kosten ihres Kraftwerks unterhalb des (erwarteten) Strompreises in der jeweiligen Betrachtungsperiode liegen. In diesem Falle können sie einen kurzfristigen Deckungsbeitrag erzielen. Das günstigste verfügbare, nicht eingesetzte Kraftwerk (sog. extramarginales Kraftwerk) bestimmt unter diesen Annahmen den Preis auf dem Großhandelsmarkt für Strom (kurzfristige Grenzkostenpreissetzung).²²⁷

In vereinfachter Form wird dieses durch das sogenannte Merit-Order-Modell abgebildet (Abbildung 83):

²²⁷ Diese Annahme gilt für die Situation auf dem deutschen Strommarkt nur eingeschränkt, da zurzeit eine oligopolistische Erzeugungsstruktur vorhanden ist. Dies kann z.B. dazu führen, dass dominante Marktakteure einen Teil ihrer Erzeugungskapazitäten vom Markt zurückhalten, um den Preis, der in diesem Fall durch das extramarginale Kraftwerk (der Wettbewerber) gesetzt wird, zu erhöhen und somit ihren Gewinn zu steigern. Insbesondere der Kraftwerkseinsatz verändert sich hierdurch in der Regel nur unwesentlich. Bei der Ergebnisinterpretation sollte diese Annahme allerdings berücksichtigt werden.

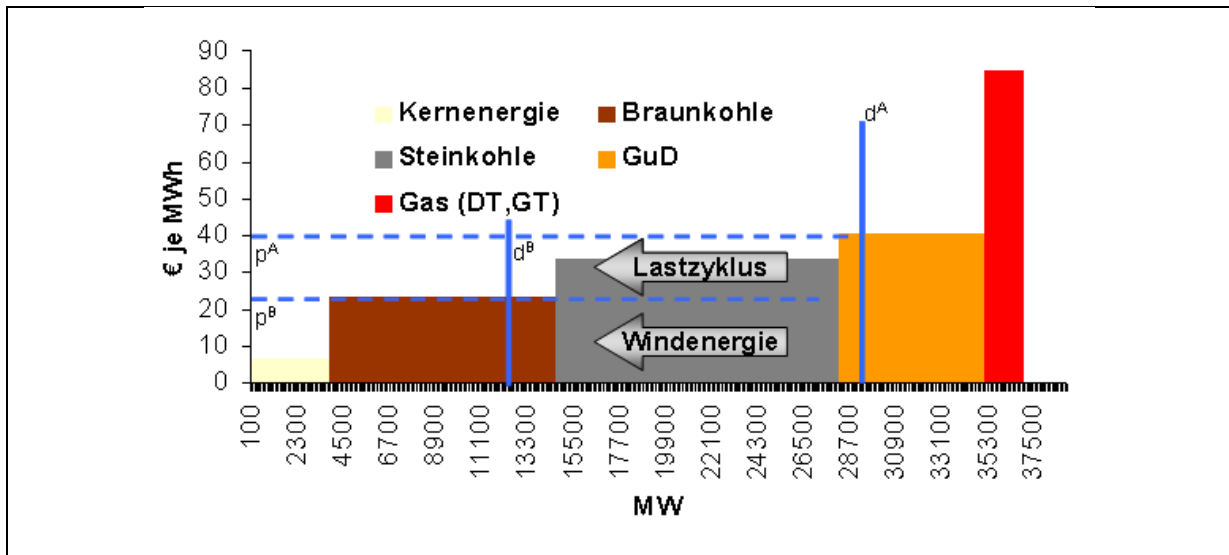


Abbildung 83: Einfaches Merit-Order-Modell

Die (verfügbaren) Kapazitäten der Kraftwerke werden nach der Reihenfolge ihrer variablen Kosten sortiert und zur Deckung der jeweiligen Last auf dem Wettbewerbsmarkt in der Periode eingesetzt. Die Nachfrage auf dem Wettbewerbsmarkt (residuale Last) stellt die Last dar, die von Kraftwerken, die bezüglich ihres Einsatzes auf Preissignale am Wettbewerbsmarkt reagieren, gedeckt werden muss. In einem solchen einfachen Merit-Order-Modell ist die residuale Last definiert als Verbrauchslast zuzüglich der Netzverluste und des Verbrauchs der Pumpspeicher sowie der Exporte in andere Regionen, abzüglich der Erzeugung aus dargebotsabhängigen Erzeugungsanlagen (z. B. Windenergie, Laufwasser, Photovoltaik), wärmegeführten KWK-Anlagen, Importen aus anderen Regionen sowie Erzeugung der Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke. Für die Last und somit die residuale Last wird eine Preiselastizität von null unterstellt, d. h. die Nachfrage reagiert nicht auf die Höhe des Preises und lässt sich durch eine Senkrechte darstellen. Der Schnittpunkt von Angebot und Nachfrage bestimmt approximativ den Preis.

Die variablen Kosten der Kraftwerke werden durch den Brennstoffpreis unter Berücksichtigung der Kosten für CO₂-Zertifikate frei Kraftwerk, sonstige variable Erzeugungskosten und den Wirkungsgrad der Kraftwerke determiniert.

Um den Stromaustausch sowie die begrenzten Übertragungskapazitäten zwischen einzelnen Regionen berücksichtigen zu können, werden simultan mehrere Teilmärkte betrachtet.

In vereinfachter Form ist dies für den Fall von zwei Teilmärkten zunächst bei integrierten Märkten (Abbildung 84) dargestellt.

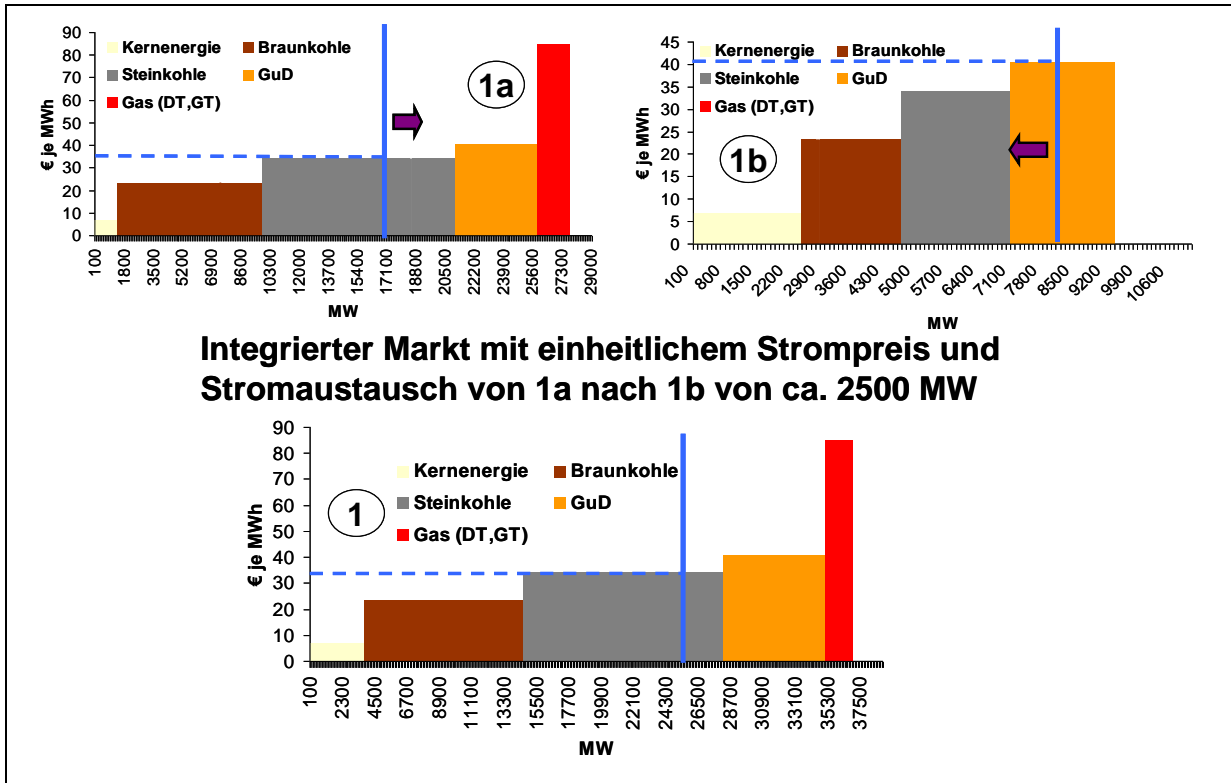


Abbildung 84: Merit-Order-Modell für den Fall zweier integrierter Märkte

In diesem Fall ist ausreichend Handelskapazität zwischen den beiden Teilmärkten verfügbar und es kommt zu einem einheitlichen Preis. Somit können die beiden Teilmärkte zu einem integrierten Markt zusammengefasst werden und die Lastdeckung erfolgt durch die Kraftwerke kostenminimal.

Im Unterschied dazu ist in Abbildung 85 eine Situation dargestellt, in der die beiden Teilmärkte aufgrund unzureichender Stromtauschmöglichkeiten nicht integriert sind.

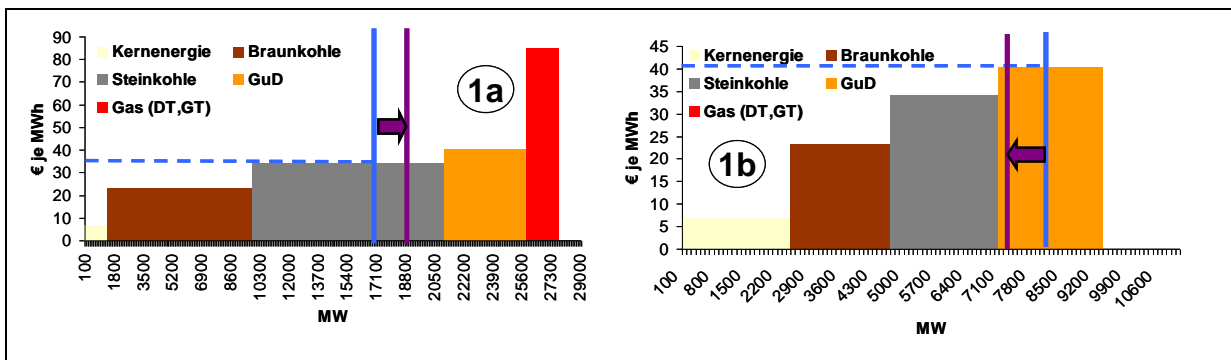


Abbildung 85: Merit-Order-Modell mit zwei nicht integrierten Teilmärkten

Zwar kommt es zu einem Stromaustausch von Region 1a nach Region 1b. Dieser reicht jedoch aufgrund der Beschränkungen der maximalen Austauschmöglichkeiten nicht dafür aus, dass die Märkte integriert sind und sich ein einheitlicher Preis einstellt. Während nach Berücksichtigung des maximalen Stromaustauschs im obigen Beispiel potenziell in Region 1a noch freie Leistung von Steinkohlekraftwerken vorhanden ist, müssen in Region 1b GuD-Anlagen mit höheren variablen Kosten zur Lastdeckung eingesetzt werden. Auf Basis einer kurzfristigen Grenzkostenpreissetzung bestimmt sich der Strompreis am Großhandelsmarkt in Region 1a folglich durch die variablen Erzeugungskosten von Steinkohlekraftwerken, während in Region 1b die variablen Kosten von GuD-Anlagen preissetzend sind.

Das Marktmodell von BET umfasst in seiner Grundversion den mitteleuropäischen Kernmarkt, bestehend aus Deutschland, den Niederlanden, Belgien, Frankreich, Österreich, der Schweiz, Italien und Großbritannien (Abbildung 86).

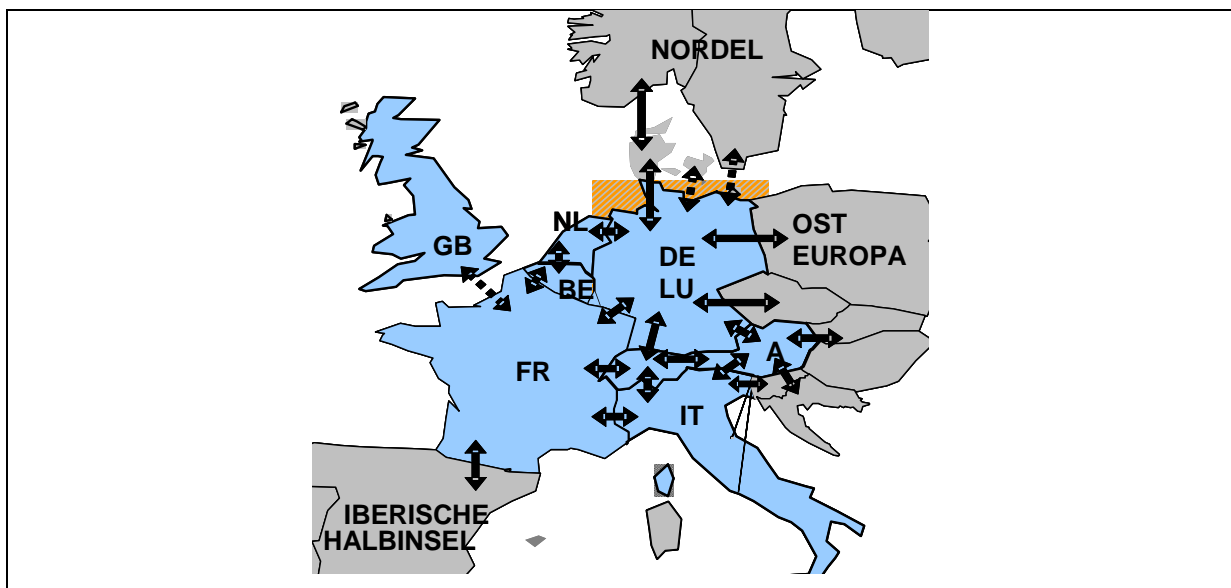


Abbildung 86: Modellregionen Strommarktmodell

Zwischen den Modellregionen werden die maximalen Stromflüsse auf die verfügbaren Handelskapazitäten (NTC-Werte) begrenzt.

Dynamische Effekte, wie z. B. der Einsatz von Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken und/oder Revisionen, die beim einfachen Merit-Order-Modell nicht berücksichtigt werden, müssen in einem realitätsnahen Modell berücksichtigt werden. Daher werden diese modellendogen bestimmt, d. h. diese werden im Modell mit dem Ziel der Kostenminimierung festgelegt. Dabei ist bei Revisionen zu berücksichtigen, dass sie in der Regel einmal jährlich stattfinden. Bei Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken sind neben den

installierten Kapazitäten die maximal und minimal zulässigen Speicherstände („Arbeitskapazität der Speicher“) berücksichtigt.

Die erforderlichen Kraftwerkskapazitäten zur Deckung des Bedarfs an positiver und negativer Regelleistung (Primär- und Sekundärregelleistung sowie Minutenreserve) stehen für den „regulären“ Strommarkt nicht zur Verfügung. Allein in Deutschland besteht momentan ein Bedarf an positiver und negativer Regelleistung von jeweils etwa 7.000 MW bzw. etwa 10 % der Spitzenlast in Deutschland. Daher hat der Regelleistungsmarkt einen erheblichen Einfluss auf den Einsatz der Kraftwerke am „regulären“ Strommarkt sowie auf die Preise (Grenzkostenpreise) am Großhandelsmarkt. Das Modell wird daher gezwungen, über die zur Lastdeckung notwendigen Kapazitäten hinaus Leistungsreserven vorzuhalten, die sich am Regelleistungsbedarf bemessen.

Die Nachfrage auf dem Strommarkt (Last) unterliegt typischen jahreszeitlichen, wöchentlichen und täglichen Zyklen. Diese Zyklen sind mit einer hohen Genauigkeit zu prognostizieren. Ein zunehmender Anteil der Stromerzeugung basiert inzwischen auf volatilen, nicht „steuerbaren“ Technologien, wie z. B. der Windenergie. Dies hat erhebliche Auswirkungen auf den Einsatz der Kraftwerke am Wettbewerbsmarkt. Zur Abbildung sowohl der typischen Zyklen der Stromnachfrage als auch der volatilen, nicht „steuerbaren“ Erzeugung wird für jede Stunde des Jahres eine von den Kraftwerken am Wettbewerbsmarkt zu deckende Nachfrage („residuale Last“) basierend auf Simulationen der Last sowie Erzeugung der Windenergieanlagen, Laufwasserkraftwerke, sonstiger erneuerbarer Energien und wärmegeführter KWK-Anlagen abgeleitet. Diese wird in eine zweistündliche Zeitreihe übersetzt, die dem BET-Modell für den gesamten Optimierungszeitraum (z. B. 30 Jahre) simultan als Eingangsdatum dient. Durch die hohe zeitliche Auflösung ist sichergestellt, dass sowohl die Zyklen als auch die Volatilitäten der „residualen Last“ adäquat abgebildet werden.

BET setzt das europäische Strommarktmodell in unterschiedlichen Beratungsfeldern ein:

- Quantifizierung des Effekts von unterschiedlichen politischen und wirtschaftlichen Rahmenannahmen auf die Strompreise an den Großhandelsmärkten in der mittleren Frist
- Prognose zukünftiger Strompreise auf den europäischen Großhandelsmärkten
- Bewertung der aktuellen Terminmarktnotierungen für Strom unter Berücksichtigung der Terminmarktnotierungen für Brennstoffe und CO₂-Zertifikate

Jährliches Dispatch-Modell

Um die Investitionstätigkeit adäquat modellendogen abzubilden, ist es unbedingt sinnvoll, den gesamten Betrachtungszeitraum simultan zu optimieren. Hieraus folgt eine beachtliche Mächtigkeit des mathematischen Problems, was zu hohen Rechenzeiten führt. Ermöglicht wird diese simultane Betrachtung durch Vereinfachungen der Realität, wie sie jedes Modell vornimmt. Je nach Anwendungsfall kann es sinnvoll sein, den konkreten Kraftwerkseinsatz feiner zu modellieren, als dies im zuvor beschriebenen Invest- und Dispatch-Modell möglich ist. Hierzu wird der im ersten Modellschritt ermittelte Kraftwerkspark übernommen und fixiert. Das Modell wird dadurch von der Aufgabe optimaler Zubau- und Stilllegungsentscheidungen entbunden. Dies ermöglicht, die Jahre einzeln und nicht mehr simultan zu betrachten. Hierdurch frei werdende Rechenkapazitäten können genutzt werden, um Aspekte, die für den Zubau nachrangig waren, feiner zu modellieren.

Im jährlichen Dispatch-Modell wird jedes Jahr im Stundenraster berechnet. Der Einsatz der Kraftwerke berücksichtigt weitere Aspekte, wie z. B. Startkosten. Ein nachträglicher Eingriff in die Zusammensetzung des Kraftwerksparks findet nicht statt, da dieser nur bei simultaner Optimierung des Gesamtzeitraums zu optimieren ist.

8.2.3.4 Zusammenfassung

„*Quid sit futurum cras, fuge quaerere!*“ (Forsche nicht, was die Zukunft bringt), lehrte der römische Dichter und Denker Horaz. Viele Akteure des Energiemarktes sehen sich dennoch in der Situation, ebendies tun zu müssen und ihre Entscheidungen, die die Zukunft betreffen, auf ein optimales Fundament zu stellen. Fundamentale Modelle sind in der Lage, Wirkzusammenhänge zwischen den unterschiedlichen Einflussfaktoren (Eingangsparametern) und dem Kraftwerkspark der Zukunft und den hieraus resultierenden Grenzkosten für elektrische Energie zu beschreiben und zu untersuchen. Dies liefert in vielen Bereichen wichtige quantitative Aussagen in einem langen Betrachtungshorizont.

BET verfügt über ein langfristiges Strommarktmodell, das die acht wesentlichen europäischen Staaten bezüglich des Energiemarktes umfasst. Ferner werden bei BET die notwendigen umfangreichen Eingangsdaten gepflegt und eingeschätzt.

Auf dieser Basis sind fundamentale Aussagen über die Entwicklung des Kraftwerksparks der Zukunft, über die aus der Stromerzeugung resultierenden CO₂-Emissionen, über die Grenzkosten der Stromerzeugung, über den Austausch zwischen den betrachteten Staaten und über diverse weitere Aspekte des Europäischen Strommarktes möglich. Sofern das Projekt dies erfordert, kann das Modell darüber hinaus in einem zweiten Schritt den

Kraftwerkseinsatz mit höherer Präzision optimieren, um zusätzliche Aussagen zu generieren.

8.2.3.5 Das Kraftwerkseinsatzoptimierungs-Tool (KWE)

BET hat ein flexibles Kraftwerkseinsatzoptimierungs-Tool entwickelt, in dem verschiedenste Anlagenkonfigurationen zur Strom- und Dampferzeugung abgebildet werden können. So können beispielsweise eine beliebige Anzahl Gas- und Dampf-Turbinen, Kessel, Umformer und Einspritzanlagen abgebildet werden, die durch Stoffströme (Dampf-, aber auch Strom-, Brennstoff- und/oder Heißwasserströme) miteinander gekoppelt sind (vgl. Abbildung 87).

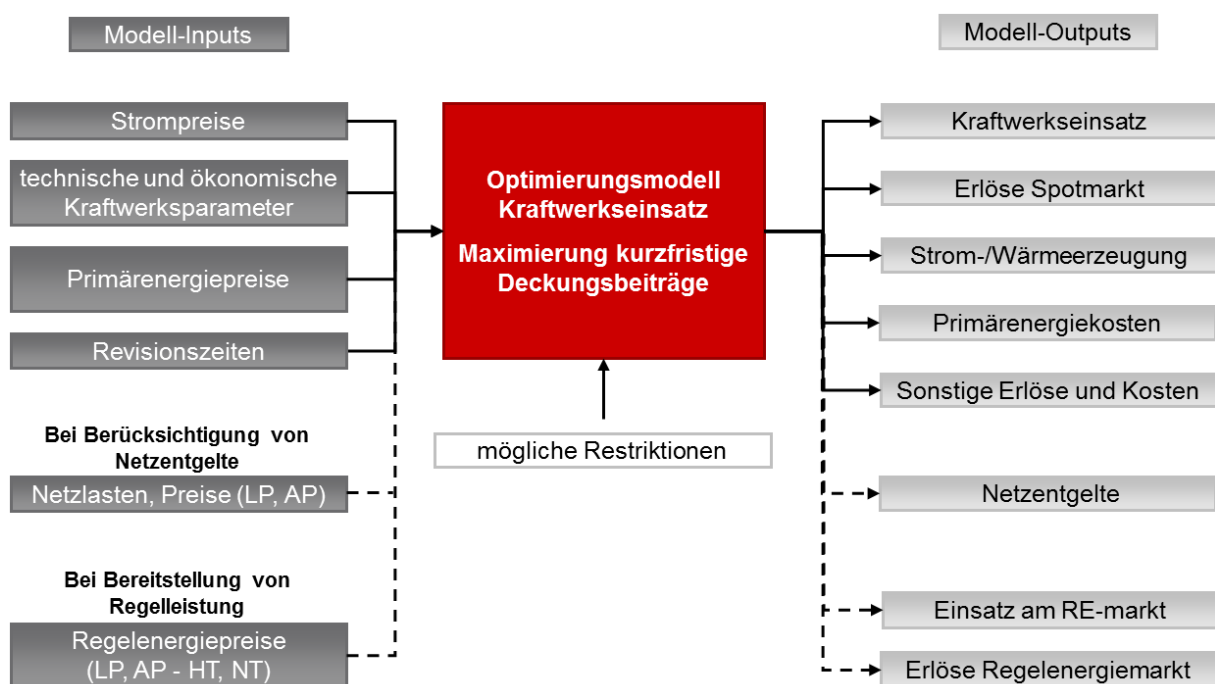


Abbildung 87: Das Kraftwerkseinsatzoptimierungs-Tool

In Bezug auf Speicherkraftwerke können die Turbinen bei Bedarf einzeln dargestellt werden, ebenso wie ihre betrieblichen Restriktionen und jegliche betriebsabhängige Kosten. Soll der Regelenergiemarkt ebenfalls berücksichtigt werden, wird simultan zur Spotvermarktung der Einsatz am Regelenergiemarkt berücksichtigt. Derzeit liegen BET detaillierte Analysen zum **deutschen** Regelenergiemarkt vor. Die Regelenergiemarktabildung basiert auf diesen Analysen.

Das Tool kann einen gewissen Anteil der Kraftwerksleistung auf dem Regelenergiemarkt zur Verfügung stellen. Dies beinhaltet positive Leistung in Form einer Energiebereitstellung oder auch negative Regelleistung in Form einer angebotenen Betriebsdrosselung. Dabei wird berücksichtigt, dass im Falle eines Abrufs der Leistung diese auch

über den Gebotszeitraum zur Verfügung stehen muss (ein Speicherbecken muss somit anfänglich hinreichend gefüllt sein). Um die erwirtschafteten Arbeitspreise abzuschätzen, werden durchschnittliche Abrufwahrscheinlichkeiten der jüngeren Vergangenheit genutzt.

Das Tool rechnet mit einer stündlichen Auflösung unter Berücksichtigung der Gebotszeiträume bei Regelenergie. Die Zielfunktion des Optimierungs-Tools ist die Maximierung des Deckungsbeitrags des Gesamtsystems jeweils eines Jahres. Dies bedeutet, dass das Tool unter Berücksichtigung aller Kosten und Erlöse bestimmt, wann welche Anlagen bzw. welche Anteile der Anlagen auf welchem Markt zum Einsatz kommen, um den höchsten Deckungsbeitrag am Strom- und Regelenergiemarkt zu erwirtschaften. Bei Bedarf können auch vermiedene Netzentgelte, Stromnetzrestriktionen sowie Speicherkapazitäten und -verluste bzw. das Wasserdargebot durch natürlichen Zufluss abgebildet werden.

Aus der obigen Beschreibung geht hervor, welche Aspekte eines Erzeugungssystems das Tool derzeit berücksichtigt. Da das Tool eine generelle Optimierungssoftware (GAMS) nutzt, kann das zu modellierende System in seinen Eigenschaften, Restriktionen, seiner Zielfunktion oder Detailtiefe jederzeit durch Anpassung des Codes auf die Anforderungen abgestimmt werden.

Für Speicherkraftwerke sind folgende **technische Informationen zur Modellierung** notwendig:

- Teil- und Volllast in MW
- Speichervolumen in MWh oder zusätzliche Umwandlungsfaktoren in m^3/MWh
- Wasserdargebot in MWh, wenn möglich in stündlicher Auflösung, falls nicht durchgehend in Volllast erzeugt werden kann

Ferner können für alle Anlagenkomponenten Revisionszeitpunkte und -dauern hinterlegt werden, die im Vorfeld abzustimmen sind.

Über die technischen Anlagenparameter hinaus werden im Modell folgende **wirtschaftlichen Parameter** berücksichtigt:

- Sonstige variable Betriebskosten des Speichers ($\text{€}/\text{MWh}_{\text{el}}$)
- Variable Instandhaltungskosten des Speichers in Abhängigkeit der Betriebsdauer ($\text{€}/\text{h}$)