



A. Kapitel 1 Einleitung

I. Ziel der Arbeit

Der Ausschuss für Bildung, Forschung und Technikfolgenabschätzung des Deutschen Bundestages analysierte im Jahr 2011 die Gefährdung und Verletzbarkeit moderner Gesellschaften am Beispiel eines großräumigen und langandauernden Ausfalls der Stromversorgung. Dem Untersuchungsbericht zufolge ist die Lebens- und Arbeitswelt in so hohem Maße von elektrisch betriebenen Geräten abhängig, dass ein großflächiger Stromausfall nach kurzer Zeit zu einem Kollaps der Gesellschaft führt: Die kommerzielle Telekommunikation ist nicht mehr möglich, temperaturempfindliche Lebensmittel verderben, Supermärkte bleiben geschlossen, elektronische Bezahlmöglichkeiten fallen aus und aufgrund nicht mehr funktionierender Geldautomaten versiegt auch die Bargeldversorgung – damit ist keine *„flächendeckende [...] Versorgung der Bevölkerung mit lebensnotwendigen Gütern und Dienstleistungen“* mehr möglich. Der Staat kann *„der grundgesetzlich verankerten Schutzpflicht für Leib und Leben seiner Bürger“* nicht mehr gerecht werden und die öffentliche Sicherheit ist gefährdet.¹

Zur Vermeidung eines solchen Szenarios und zur Unterstützung des Strommarktes ist die Bundesregierung nach ihrem Koalitionsvertrag bestrebt, mittelfristig einen Kapazitätsmechanismus zu implementieren.² Unter diesem Mechanismus ist die finanzielle Unterstützung für die Bereitstellung von Kapazitäten, die der Gewährleistung einer langfristigen Versorgungssicherheit dienen, zu verstehen. Kraftwerke erhalten somit eine Vergütung für die Vorhaltung von elektrischer Leistung (Kapazität). Neben der langfristigen Versorgungssicherheit muss ein Kapazitätsmechanismus auch den Wettbewerb erhalten sowie die Errichtung flexibler und emissionsarmer Kraftwerke anregen.³ Kapazitätsmechanismen sollen Anreize für leistungsbezogene Investitionen bieten. Im Gegensatz zum bestehenden Strommarkt, auf dessen Strombörsen kurzfristig (Intraday und Day-Ahead) gehandelt wird, erfolgt die Verpflichtung von Kapazitäten auf einem Kapazitätsmechanismus über Jahre im Voraus.

Dass dem Ziel – der Integration eines Kapazitätsmechanismus – sogar eine exponierte Stellung in der 18. Legislaturperiode zukommt, wird mit Blick auf die Förderung der er-

¹ BT-Drucks. 17 / 5672, S. 4 ff, 119.

² Deutsche Bundesregierung, Koalitionsvertrag (2013), S. 41.

³ Müsgens/Peek, ZNER (2011), S. 576, 577.



erneuerbaren Energien deutlich: So soll den notwendigen Reservekapazitäten eine höhere Bedeutung beigemessen werden als dem weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien⁴ – jenem Ausbau, der energiepolitisch nahezu die gesamte vergangene Legislaturperiode dominierte.

Diese aus dem Koalitionsvertrag hervorgehende Notwendigkeit wurde vom federführenden Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) als „Zentrales Vorhaben Energiewende“ festgelegt und in die „10-Punkte-Energie-Agenda“ aufgenommen.⁵ Im Oktober 2014 erschien ein Grünbuch, in dem verschiedene Optionen mit ihren Vor- und Nachteilen zur Diskussion gestellt wurden. Daraus war bereits abzuleiten, dass eine politische Grundsatzentscheidung zur Weiterentwicklung des Strommarktes fallen muss und wird. Anfang Juli 2015 ist sodann das Weißbuch mit konkreten Maßnahmen erschienen. Einen zentralen Punkt der dort vorgeschlagenen Maßnahmen bildet der Vorschlag zur Schaffung einer Kapazitätsreserve, in die auch Braunkohlekraftwerke einbezogen werden sollen.⁶ Die Umsetzung der aus dem Weißbuch resultierenden Maßnahmen soll bis zum Frühjahr 2016 abgeschlossen sein.⁷ Zur Einleitung des Gesetzgebungsverfahrens hat das BMWi am 14. September 2015, also bereits etwas mehr als ein Jahr nach Aufnahme der ersten Konsultationen, einen ersten Gesetzesentwurf veröffentlicht, in diesem u. a. die Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) mit Hilfe des sog. Strommarktgesetzes als Artikelgesetz dargestellt ist.⁸ Nach mehreren grundlegenden Änderungen der Referentenentwürfe wurde am 04. November 2015 ein endgültiger Entwurf im Bundeskabinett verabschiedet.⁹

Die Dissertation soll sich in diese Entwicklung integrieren und den politischen Mandatsträgern Lösungsmöglichkeiten aufzeigen. Da die Diskussion über ökonomische Aspekte spätestens mit Veröffentlichung des Weißbuchs abgeschlossen war, liegt der Schwerpunkt der Arbeit auf den europa- und verfassungsrechtlichen Fragestellungen. Dennoch wird zur Erläuterung der Problematik zunächst der substanzielle Bedarf und darauf aufbauend das grundsätzliche Erfordernis an Kapazitätsmechanismen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit analysiert („Ob“). Anschließend werden die Gesetzgebungskompetenzen und die rechtlichen Vorgaben an die Implementierung von zukünftigen Mechanismen erörtert („Wie“). Nach Auffassung der Europäischen Kommission besitzen

⁴ Deutsche Bundesregierung, Koalitionsvertrag (2013), S. 36.

⁵ BMWi, Zentrale Vorhaben Energiewende (2014) S. 6.

⁶ *Cosack/Laux*, ER (2015), S. 190.

⁷ BMWi, Weißbuch (2015), S. 80 f., 95.

⁸ BMWi, Entwurf Strommarktgesetz (2015).

⁹ Deutsche Bundesregierung, Gesetzentwurf Strommarktgesetz (2015).



die Ausgleichszahlungen im Rahmen eines Kapazitätsmodells das Potenzial zur unzulässigen staatliche Beihilfe nach Art. 107 AEUV.¹⁰ Diese Perspektive erfordert eine eingehende Begutachtung der Beihilfenvorschrift des Art. 107 Abs. 1 AEUV. Darüber hinaus werden die Potenziale des innerdeutschen und grenzüberschreitenden Netzausbaus sowie der europäischen Kopplung der Strommärkte betrachtet. Diese beiden alternativen Maßnahmen bieten aufgrund ihrer strukturverbessernden Eigenschaften umfangreiche Möglichkeiten, den Bedarf an einen Kapazitätsmechanismus zu konterkarieren.

Die vorliegende Arbeit untersucht, welche rechtlichen Rahmenbedingungen die Kapazitätsmodelle flankieren und wie die Entwicklung des Strommarktdesigns voranzutreiben ist. Hierfür werden im nächsten Teil fünf Forschungsfragen entwickelt und im Verlauf der Arbeit beantwortet. Damit wird ein empirischer und zugleich die Wissenschaft fördernder Beitrag zur Integration von Kapazitätsmechanismen geleistet.

II. Übersicht

Zur Konstituierung eines Elektrizitätsbinnenmarkts wird in der Europäischen Union seit dem Ende der 90er Jahre die Liberalisierung der Strommärkte forciert. Neben der Gewährleistung der Versorgungssicherheit soll jene Markt deregulierung die ineffizienten und staatlich kontrollierten Monopole der Stromsektoren durch wettbewerbliche Strommärkte ersetzen. Durch einen solchen Wettbewerb sollen Überkapazitäten abgebaut und so die Effizienz des Energieversorgungssystems verbessert werden.¹¹

Allerdings mehren sich in den letzten Jahren, mit voranschreitender Liberalisierung, Zweifel daran, ob das gegenwärtige Strommarktdesign ausreichende Anreize für Investitionen in die Versorgungssicherheit bereitstellt. Jene Zweifel waren in der Zeit vor der Liberalisierung kaum vorhanden, da im Rahmen der staatlich kontrollierten, monopolistischen Strukturen und des politischen Wunsches nach garantierter Versorgungssicherheit jederzeit genügend Erzeugungskapazitäten vorhanden waren.¹²

Jene Investitionen in die Erzeugungskapazitäten und somit in die Versorgungssicherheit bilden die Grundlage für eine erfolgreiche und hochindustrialisierte Volkswirtschaft. Die Bundesregierung hat daher die Versorgungssicherheit, neben Bezahlbarkeit und Umwelt-

¹⁰ EU-Kommission, C(2015) 2814 final, S. 2 f.

¹¹ *Kempfert*, Märkte unter Strom, Einblicke Nr. 38 (2003), S. 13.

¹² *Cramton/Ockenfels*, ZfE (2012), S. 113, 115.



verträglichkeit, als energiepolitisches Dreieck der 18. Legislaturperiode bestimmt.¹³ Allerdings könnte die gesellschaftlich und umweltpolitisch motivierte Energiewende, insbesondere die sukzessive Abschaltung der Kernkraftwerke bis zum Jahr 2022, die Versorgungssicherheit signifikant gefährden. Dies resultiert aus der Tatsache, dass eine vollumfängliche Kompensation der abgeschalteten Kapazitäten durch die erneuerbaren Energien aufgrund deren Dargebotsabhängigkeit nicht möglich ist. Durch die schwankende Einspeiseleistung können sie nur in geringem Umfang zur Bereitstellung von notwendigen gesicherten Kapazitäten und folglich zur Versorgungssicherheit beitragen. Es ist sogar festzustellen, dass der Ausgleich von witterungsbedingten Einspeiseschwankungen der erneuerbaren Energien zu einem steigenden Bedarf an hochflexiblen Spitzenlastkraftwerken führt.¹⁴

Vor dem Hintergrund eines steigenden Bedarfs an Spitzenlastkraftwerken irritiert es, dass jene hochflexiblen Kraftwerke aufgrund einer sinkenden Auslastung verstärkt stilllegungsgefährdet sind. Das hängt einerseits mit dem Vergütungssystem des Energy-only-Modells sowie andererseits mit dem von allen politischen Parteien befürworteten Ausbau der erneuerbaren Energien und somit entstehenden erzeugungsseitigen Überkapazitäten zusammen. Das deutsche Strommarktdesign basiert auf dem sog. Energy-only-Modell, in dem ausschließlich physisch gelieferte Energie vergütet wird. Eine Vergütung für die langfristige Vorhaltung oder Bereitstellung von Energie ist dagegen nicht vorgesehen, sodass lediglich der Börsenstrompreis Anreize für Investitionen in fossile Erzeugungskapazitäten bietet.¹⁵ Dieser Preis wird von den Grenzkosten des teuersten noch benötigten Kraftwerks bestimmt. Speisen nun die erneuerbaren Energien, u. a. aufgrund der gesetzlichen Abnahmeverpflichtung nach § 11 Abs. 1 EEG¹⁶, Strom mit Grenzkosten nahe null in den Handel ein, verdrängen sie die teuersten Kraftwerke vom Markt und bewirken fallende Börsenstrompreise. Insbesondere die Einspeisung von Strom aus Photovoltaikanlagen während des Mittagspeaks lässt die Preise drastisch sinken. In der Folge wird die Leistung der teuersten Anlagen – i. d. R. Spitzenlastkraftwerke – immer weniger nachgefragt, sog. Merit-Order-Effekt.¹⁷ Dieser Vorgang ist auch beabsichtigt, denn Strom soll so klimaneutral wie möglich erzeugt werden. Für die Betreiber jener Kraftwerke be-

¹³ Deutsche Bundesregierung, Koalitionsvertrag (2013), S. 9.

¹⁴ BMWi, Grünbuch (2014), S. 13 f. sowie Böckers *et al.* (DICE), Vor- und Nachteile alternativer Kapazitätsmechanismen in Deutschland (2011), S. 2 und SRU, Den Strommarkt der Zukunft gestalten (2013), S. 69.

¹⁵ Haucap *et al.* (DICE), Ordnungspolitische Perspektiven (2012), S. 6.

¹⁶ Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das durch Artikel 1 des Gesetzes vom 29. Juni 2015 (BGBl. I S. 1010) geändert worden ist.

¹⁷ Bantle/Haase, EW (2012), S. 44.



deutet dies, dass Gewinne nur in wenigen Stunden im Jahr, z. B. während einer „Starklast/-Nachtwindflaute“, erwirtschaftet werden können. Da ein solches Nachfrageszenario rein hypothetischer Natur ist und die Kraftwerksbetreiber ihre Kosten nicht mehr ausreichend decken können, verschwinden die Anlagen sukzessive vom Markt. Die sinkende Auslastung und Rentabilität der Spitzenlastkraftwerke eliminiert weitestgehend alle Anreize für Neuinvestitionen in jene hochflexiblen Anlagen und führt zu Stilllegungen von unwirtschaftlichen Kraftwerken, sog. Missing-Money-Problem.¹⁸

In der Ökonomie gelten niedrige Preise als ein marktwirtschaftliches Zeichen dafür, dass Überkapazitäten vorhanden sind und gegebenenfalls abgebaut werden. Dies trifft auch auf den deutschen Strommarkt zu. Erneuerbare Energien können bereits gegenwärtig an vereinzelten sehr sonnen- und windreichen Tagen den gesamten Tagesbedarf an Elektrizität decken. Allerdings folgen auf diese Tage mit Vollversorgung auch Zeiträume, in denen nur ein geringer Teil des Strombedarfs auf Grundlage erneuerbarer Energien erzeugt werden kann. Insoweit besteht die Gefahr, dass es in Ausnahmefällen zu einem Ungleichgewicht von Stromangebot und -nachfrage kommen kann.¹⁹ Da Elektrizität noch nicht in ökonomisch relevanten Mengen gespeichert werden kann, muss zum Ausgleich der kurzfristigen Fluktuationen der erneuerbaren Energien die Struktur der Energieversorgung in den kommenden Jahren verstärkt auf Flexibilität setzen. Investitionen in die Versorgungssicherheit gewährleistenden Spitzenlastkraftwerke müssen erfolgen, um den Wegfall der Kernkraftwerksleistungen und die altersbedingten Stilllegungen konventioneller Kraftwerke kompensieren zu können.²⁰ Hieraus ergibt sich die erste im Verlauf der Arbeit zu beantwortende Forschungsfrage:

1. Kann das gegenwärtige Strommarktdesign – ohne einen zusätzlichen Kapazitätsmechanismus – langfristig ausreichend Versorgungssicherheit gewährleisten?

Angesichts der langen Vorlaufzeiten für die Genehmigung und den Bau von Kraftwerken sollte zeitnah ein verlässlicher Rahmen für Investitionsentscheidungen und Planungssicherheit geschaffen werden. Um auch in Zukunft Versorgungssicherheit zu gewährleisten, erwog das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie anstelle der Implementierung von Kapazitätsmärkten auch einen Strommarkt 2.0 mit ergänzender Kapazitätsreserve.²¹ Eine konkrete Entscheidung für jene Reservelösung und somit gegen einen Kapazitätsmarkt wurde mit dem Weißbuch getroffen und soll schließlich mit dem eröffneten

¹⁸ Cramton/Ockenfels, ZfE (2012), S. 113, 118.

¹⁹ Cosack/Laux, ER (2015), S. 190.

²⁰ Growitsch et al. (EWI/Öko-Institut), Clearing-Studie Kapazitätsmärkte (2013), S. 5.

²¹ BMWi, Grünbuch (2014), S. 39 ff.



Gesetzgebungsverfahren umgesetzt werden.²² Aufgrund der bereits fortgeschrittenen Entscheidung behandelt die Arbeit im Kern daher die vom BMWi entwickelte Kapazitäts- und Braunkohlereserve. Dennoch werden der Vollständigkeit halber, auch wegen der noch ausstehenden Debatte im Bundestag, die verbleibenden und vergleichbaren Reservemodelle – die strategische Reserve sowie das Fangnetz – berücksichtigt. Dabei werden diese spezifischen Reserven in der vorliegenden Arbeit unter den Oberbegriff „Kapazitätsreservemodelle“ gefasst. Der Begriff der „Kapazitätsmechanismen“ bezieht sich dagegen auf alle bekannten Modelle. Diese ursprünglich debattierten Kapazitätsmechanismen sind in zwei Gruppen zu unterteilen: klassische Kapazitätsmärkte²³ und die vom Bundeswirtschaftsministerium favorisierten Reserve- oder Back-up-Modelle²⁴. Erstere Gruppe – die in der Arbeit nicht weiter behandelt wird – bildet einen eigenständigen und finanziell vom bestehenden Energy-only-Markt unabhängigen Markt. Die Kraftwerke nehmen weiterhin am Strommarkt teil und tendieren durch ihre zusätzliche Vergütung über den Kapazitätsmarkt zu einer Verzerrung der freien Preisbildung. Dagegen stellt letztere Gruppe lediglich eine Erweiterung dar, denn ihre Vergütung erfolgt direkt über den Energy-only-Markt.²⁵ Zudem wird den Reservemodellen eine parallele Teilnahme am Energy-only-Markt und der Reserve verwehrt. Dies dient der Vermeidung von Wettbewerbs- und Preisverzerrungen.

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie hat sich der aufgeworfenen Problematik angenommen und ist bestrebt, die Novellierung des EnWG hin zu einer Kapazitätsreserve bis zum Frühjahr 2016 abzuschließen.²⁶ Als Grundlage für die bevorstehende Anpassung des energierechtlichen Rahmens wird die vorliegende Arbeit u. a. prüfen, ob die Gesetzgebungskompetenz für die Implementierung von Kapazitätsmechanismen bei dem europäischen oder dem deutschen Gesetzgeber liegt. Für eine europäische Gesetzgebungskompetenz kommt der Energietitel des Art. 194 AEUV und für eine nationale das Recht der Wirtschaft nach Art. 74 Abs. 1 Nr. 11 GG in Betracht. Darüber hinaus hat die

²² BMWi, Weißbuch (2015), S. 34 ff.

²³ Innerhalb der klassischen Kapazitätsmärkte ist nochmals zwischen umfassenden von *Elberg et al.* (EWI), Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign (2012); selektiven von *Matthes et al.* (Öko-Institut/LBD/Raue), Fokussierte Kapazitätsmärkte (2012) und dezentralen Ausgestaltungen von *Ecke et al.* (enervis/BET), Ein zukunftsfähiges Strommarktdesign (2013) zu differenzieren.

²⁴ Zu dieser Gruppe zählen die wettbewerblichen strategische Reserve von Consentec, Ausgestaltung einer strategischen Reserve (2012); das Fangnetz von E-bridge, Ein Beitrag zur Ausgestaltung eines Fangnetzes (2014); die regulierte Netzreserve der Reservekraftwerksverordnung; sowie die Kapazitäts- und Braunkohlereserve Deutsche Bundesregierung, Gesetzentwurf Strommarktgesetz (2015).

²⁵ BMWi, Weißbuch (2015), S. 36; *Laux*, EnWZ (2015), S. 249.

²⁶ BMWi, Weißbuch (2015), S. 95.



Europäische Kommission bereits konkrete Vorgaben im Rahmen der Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien erlassen. Somit stellen sich folgende essenzielle Fragen:

2. Wie sind die Gesetzgebungskompetenzen im Bereich der Kapazitätsmechanismen zwischen der nationalen und der supranationalen Ebene aufgeteilt?

3. Welche Kriterien ergeben sich aus den Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien?

Unter bestimmten Voraussetzungen stellen Kapazitätsmechanismen für die Kommission eine unzulässige staatliche Beihilfe i. S. d. Art. 107 Abs. 1 AEUV dar.²⁷ Aus diesem Grund hat sie Ende April 2015 angekündigt, die Verfahren einzelner Mitgliedstaaten im Rahmen einer Sektorenuntersuchung zu prüfen.²⁸ Stehen die Mechanismen jedoch im Einklang mit den aufgeworfenen Leitlinien, hält die Kommission sie innerhalb ihres Ermessensspielraums nach Art. 107 Abs. 3 AEUV für vereinbar mit dem Binnenmarkt. Auf der Grundlage der Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien hat die Kommission im Juli 2014 einen Kapazitätsmarkt in Großbritannien legitimiert.²⁹ Jene Verfahrensweise der Europäischen Kommission führt unabhängig von ihrer Ansicht zu der Forschungsfrage:

4. Sind Kapazitätsmechanismen grundsätzlich als staatliche Beihilfe i. S. d. Art. 107 Abs. 1 AEUV zu qualifizieren?

Wie bereits ausgeführt hat sich das Bundeskabinett am 04. November 2015 mit dem Strommarktgesetz für die Einführung einer Kapazitäts- und Braunkohlereserve entschieden. Neben dieser Reserve werden auch die strategische Reserve und das Fangnetz nach einer empirischen Illustration anhand der beihilferechtlichen Regelungen des Art. 107 Abs. 1 AEUV, der Vorgaben der Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien sowie der nationalen Rechtsgrundlagen bewertet. Daraus leitet sich die fünfte und letzte Forschungsfrage ab:

5. Harmonisieren die debattierten Kapazitätsreservemodelle mit den europarechtlichen und nationalen Vorgaben?

²⁷ EU-Kommission, ABl. 2014 Nr. C 200/01, S. 3 ff.

²⁸ EU-Kommission, C(2015) 2814 final.

²⁹ EU-Kommission, IP/14/865 (2014); EU-Kommission, C (2014) 5083 final, State aid SA.35980 (2014/N-2) – United Kingdom Electricity market reform – Capacity market.



III. Struktur der Dissertation

Die Arbeit gliedert sich in sechs Kapitel:

- **Kapitel 2** gibt einen Überblick über die theoretischen Grundlagen des deutschen Strommarktdesigns. Zunächst werden die Charakteristika elektrischer Energie sowie die Kostendeckung in einem idealtypischen Energy-only-Markt vorgestellt. Darauf aufbauend folgt eine Analyse der Effekte einer verstärkten Marktdurchdringung der erneuerbaren Energien auf den konventionellen Kraftwerkspark. Hierzu werden insbesondere der in der Literatur häufig angeführte Merit-Order-Effekt, die Missing-Money-Problematik sowie die Peak-Load-Pricing-Theorie empirisch untersucht. Abschließend wird die Frage beantwortet, „ob“ generell eine Notwendigkeit für die Umstrukturierung des gegenwärtigen Strommarktdesigns vorliegt.
- In **Kapitel 3** wird aus juristischer und ökonomischer Perspektive untersucht, wie Versorgungssicherheit definiert wird und welcher Akteur für deren Gewährleistung verantwortlich ist. Darüber hinaus werden die Ausgleichseffekte bei einer europaweiten Betrachtung der Versorgungssicherheit analysiert und der Markt auf Grundlage des gegenwärtig technisch Möglichen räumlich abgegrenzt. Vor der Beantwortung der **ersten Forschungsfrage** wird die Gefährdung der Versorgungssicherheit anhand der Leistungsbilanzen des nationalen Kraftwerksparks und der Übertragungsengpässe bewertet sowie der Beitrag der Reservekraftwerksverordnung mit ihrer Netzreserve untersucht.
- **Kapitel 4** widmet sich den rechtlichen Fragen der Integration von Kapazitätsmechanismen („Wie). Behandelt werden die Gesetzgebungskompetenzen für jene Mechanismen und die bestehenden rechtlichen Vorgaben. Dafür wird zum einen auf europäischer Ebene die Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien untersucht sowie eruiert, ob die Mechanismen grundsätzlich eine staatliche Beihilfe i. S. d. Art. 107 Abs. 1 AEUV darstellen. Zum anderen werden auf nationaler Ebene potenzielle verfassungsrechtliche Einwände und konkrete Ermächtigungsgrundlagen geprüft. Einwände gegen Kapazitätsmechanismen könnten insbesondere in einer Verletzung der Art. 3, 12 und 14 GG bestehen. Auf Basis der Erkenntnisse des Kapitels werden abschließend die **Fragen 2 bis 4** beantwortet.



- Bereits dem Grünbuch ist zu entnehmen, dass das Bundeswirtschaftsministerium zur Integration einer Kapazitätsreserve tendiert, was mit dem Weißbuch und letztendlich mit dem Gesetzesentwurf bestätigt wurde. Da es sich bei der Kapazitäts- und Braunkohlereserve jedoch lediglich um eine Erweiterung des Energy-only-Marktes in Form eines Back-up-Modells und nicht um einen klassischen Kapazitätsmarkt handelt, stellt **Kapitel 5** der Vollständigkeit halber – neben der Kapazitäts- und Braunkohlereserve – auch die spezifischen Elemente des Fangnetzes und der strategischen Reserve dar. Zur Beantwortung der **fünften und letzten Forschungsfrage** werden aufbauend auf den in Kapitel 4 erörterten rechtlichen Vorgaben die drei Modelle zuerst auf supranationaler Ebene beihilferechtlich nach Art. 107 Abs. 1 AEUV sowie anhand der Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien geprüft. Im Anschluss wird untersucht, ob die Kapazitätsreservemodelle im Einklang mit den verfassungsrechtlichen Vorgaben stehen sowie verfügbare internationale Erfahrungen bewertet.
- Anschließend werden in **Kapitel 6** die wesentlichen Erkenntnisse der Arbeit unter Zuhilfenahme der in der Einleitung aufgeworfenen Forschungsfragen zusammengefasst und Handlungsempfehlungen für das anstehende Gesetzgebungsvorhaben aufgeführt. Die Empfehlungen beziehen sich sowohl auf die allgemeine Weiterentwicklung des Strommarktdesigns als auch auf die drei spezifischen Kapazitätsreservemodelle.

