

ZUKUNFTSFÄHIGE DESIGNOPTIONEN
FÜR DEN DEUTSCHEN STROMMARKT:
EIN VERGLEICH DES ENERGY-ONLY-MARKTES
MIT KAPAZITÄTSMÄRKTEN

D. Keles, L. Renz, A. Bublitz, F. Zimmermann, M. Genoese,
W. Fichtner, H. Höfling, F. Sensfuß, J. Winkler

Zukunftsfähige Designoptionen für den deutschen Strommarkt

Ein Vergleich des Energy-only-Marktes mit Kapazitätsmärkten

PRODUKTION UND ENERGIE

Karlsruher Institut für Technologie (KIT)
Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion
Deutsch-Französisches Institut für Umweltforschung

Band 10

Eine Übersicht aller bisher in dieser Schriftenreihe
erschienenen Bände finden Sie am Ende des Buches.

Zukunftsfähige Designoptionen für den deutschen Strommarkt

Ein Vergleich des Energy-only-Marktes
mit Kapazitätsmärkten

von

**Dogan Keles, Lea Renz, Andreas Bublitz,
Florian Zimmermann, Massimo Genoese,
Wolf Fichtner**

Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion (IIP),
Lehrstuhl für Energiewirtschaft

Holger Höfling, Frank Sensfuß, Jenny Winkler

Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (ISI)

Hinweis:

Das diesem Bericht zugrundeliegende Vorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie unter dem Förderkennzeichen 0325322B gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

E-Mail des korrespondierenden Autors: dogan.keles@kit.edu

Impressum



Karlsruher Institut für Technologie (KIT)
KIT Scientific Publishing
Straße am Forum 2
D-76131 Karlsruhe

KIT Scientific Publishing is a registered trademark of Karlsruhe Institute of Technology. Reprint using the book cover is not allowed.

www.ksp.kit.edu



This document – excluding the cover, pictures and graphs – is licensed under the Creative Commons Attribution-Share Alike 3.0 DE License (CC BY-SA 3.0 DE): <http://creativecommons.org/licenses/by-sa/3.0/de/>



The cover page is licensed under the Creative Commons Attribution-No Derivatives 3.0 DE License (CC BY-ND 3.0 DE): <http://creativecommons.org/licenses/by-nd/3.0/de/>

Print on Demand 2016

ISSN 2194-2404

ISBN 978-3-7315-0453-5

DOI 10.5445/KSP/1000050759

Kurzfassung

Problemstellung und Lösungsansatz

Im Rahmen der Energiewende wird derzeit intensiv über die Weiterentwicklung des Strommarktdesigns diskutiert. Während sich die beteiligten Akteure aus Energiewirtschaft, Wissenschaft und Politik weitgehend darüber einig sind, dass der Strommarkt die Aufgabe des Kraftwerkseinsatzes effizient erfüllt (Einsatzfunktion), ist umstritten, ob der Strommarkt auch langfristig Anreize für ausreichende Investitionen in neue Erzeugungskapazität setzt und so die Versorgungssicherheit jederzeit gewährleistet ist (Vorhaltefunktion).

Die Kritiker des Energy-only-Markts (EOM) vertreten im Kern die Position, dass ein grenzkostenbasierter Markt, mit überwiegend unelastischer Nachfrage und dem Einfluss der fluktuierenden erneuerbaren Stromerzeugung, langfristig zu Marktversagen führt. Demgegenüber konstatieren die Befürworter des EOM, dass in einem Opportunitätskostenregime durch Aktivierung der Flexibilitäten auf Angebots- und Nachfrageseite auch bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien ein effizientes Marktergebnis zustande kommt und weiterhin Anreize für ausreichende Investitionen bestehen werden.

Die Maßnahmen, die diese unterschiedlichen Positionen verlangen, werden im Grünbuch des Bundeswirtschaftsministeriums (BMWi 2014) erörtert. Zu den Handlungsoptionen gehören die inkrementelle Weiterentwicklung und Optimierung des bestehenden Strommarkts, sodass langfristig ausreichend Investitionsanreize gesetzt werden, um die Versorgungssicherheit zu garantieren. Eine weitere Option ist die Einführung eines zusätzlichen Kapazitätsmechanismus zur expliziten Vergütung für die Bereitstellung gesicherter Leistung.

Die vorliegende Untersuchung setzt sich mit diesen Handlungsmöglichkeiten auf Basis fundierter wissenschaftlicher Erkenntnisse auseinander. Dazu wird mithilfe modellgestützter Analysen zunächst die Funktionsfähigkeit des EOM mit und ohne Strategische Reserve untersucht. Anschließend werden

die Auswirkungen der Einführung eines zentralen und dezentralen Kapazitätsmarkts analysiert.

Im Gegensatz zu bestehenden Studien unterscheidet sich der hier gewählte Ansatz vor allem dadurch, dass bei der Modellierung des Strommarkts teilweise kein vollkommener Wettbewerbsmarkt mit perfekter Voraussicht für Investitionsentscheidungen unterstellt wird. Die gewählte agentenbasierte Modellierung versucht vielmehr, Investitionsrisiken und die Trägheit des Systems nachzubilden. Einzelne Akteure werden als Agenten modelliert, welche kein gemeinsames übergeordnetes Ziel verfolgen, sondern ihre eigene Wirtschaftlichkeit im Fokus haben. Agentenbasierte Simulationsmodelle ermöglichen somit die differenzierte Nachbildung einzelner Rollen und Funktionen unterschiedlicher Akteure. Diese Modellierungsweise begünstigt die Untersuchung, ob und in welchem Umfang in den verschiedenen Marktdesign-Optionen Investitionen aus Akteursperspektive getätigt werden und ob diese ausreichen, um das gesamtwirtschaftliche Ziel der Gewährleistung der Versorgungssicherheit zu erreichen.

Ergebnisse

Bei den im Rahmen dieser Studie dargestellten Ergebnissen und getroffenen Aussagen muss berücksichtigt werden, dass die langfristige Entwicklung einiger relevanter Modellinputparameter mit großen Unsicherheiten verbunden ist, die nur schwer abzubilden sind. Für die modellgestützten Analysen wurden daher bestimmte Rahmenbedingungen und Annahmen vorausgesetzt. Die Betrachtung geht dabei u. a. von ungestörtem Stromhandel innerhalb Deutschlands aus. Regionale Engpässe werden nicht modelliert und müssen ggf. durch geeignete Maßnahmen flankiert werden. Zu den Grundannahmen gehört weiterhin, dass in Knappheitssituationen am Spotmarkt notfalls auf die Regelenergie zur allgemeinen Nachfragedeckung zurückgegriffen werden kann. In der Analyse haben sich weitere wichtige Faktoren, die den Erhalt einer hohen Versorgungssicherheit begünstigen bzw. ermöglichen, als zentral heraus gestellt. Hierzu gehören die Annahmen, dass in Zeiten extremer Lastspitzen Kraftwerkskapazitäten aus dem Ausland zur Verfügung stehen, dass die Preisbildung oberhalb der

Grenzkosten in Knappheitssituationen möglich ist und dass abschaltbare Lasten in ausreichender Höhe am Day-ahead-Markt verfügbar sind.

Unter diesen Annahmen legen die im Rahmen dieser Studie durchgeführten modellgestützten Analysen nahe, dass der EOM in verschiedenen Szenarien bei einer deterministischen Betrachtung bis 2030 ein Versorgungssicherheitsniveau¹ von mindestens 100 % sicherstellen kann. Ein Verzicht auf den Zubau von Braunkohlekraftwerken verändert das Versorgungssicherheitsniveau kaum. In einem Szenario ohne weiteren Braunkohlezubau erfolgen zwar weniger Zubauten, aber auch weniger Stilllegungen. Weiterhin zeigen die Modellergebnisse, dass von 2015 bis 2022 in Summe ca. 32 GW an Stilllegungen thermischer Kraftwerke erfolgen. Bezüglich der Wirtschaftlichkeit von Kraftwerken kann festgestellt werden, dass neu hinzugebaute Anlagen ab 2020 in der Regel rentabel betrieben werden können. Allerdings sind Kraftwerke, die heute in Betrieb genommen werden, aufgrund von Überkapazitäten zum Teil nicht wirtschaftlich.

Auch nach 2030 können unfreiwillige Lastabschaltungen vermieden werden. Vereinzelt wird dabei in den Modellrechnungen Regelenergie zur Nachfragedeckung eingesetzt, sofern keine Markträumung zustande kommt. Eine ausbleibende Markträumung kann jedoch bei deterministischer Betrachtung mit einer Strategischen Reserve mit einer Kapazität von ca. 5 GW oder durch die Aktivierung von Nachfrageflexibilität in Höhe von über ca. 8 GW abschaltbaren Lasten abgesichert bzw. vermieden werden. Braunkohlezubauten spielen für den Zeitraum nach 2030 lediglich eine untergeordnete Rolle, da aufgrund gestiegener CO₂-Zertifikatepreise überwiegend Investitionen in gasbefeuerte Kraftwerke erfolgen.

Aus den Analysen der weiteren Marktdesignoptionen geht hervor, dass eine Strategische Reserve in Höhe von etwa 5 GW langfristig die Versorgungssi-

¹ Das deterministische Versorgungssicherheitsniveau beschreibt das Verhältnis von deterministisch verfügbarer konventioneller Kraftwerkskapazität inklusive Regelleistung zu der residualen Höchstlast. Damit kann bei einem Niveau von unter 100 % die Nachfrage nicht mehr vollständig gedeckt werden.

cherheit über den gesamten Zeitraum bis 2050 gewährleisten kann. Auch die Markträumung am Day-ahead-Markt kann bei deterministischer Betrachtung dauerhaft garantiert werden. Bezüglich der Ausgestaltung einer Strategischen Reserve bleibt anzumerken, dass ihr Volumen zeitlich variabel gestaltet und vor allem an Marktgegebenheiten, wie bspw. die Importflüsse aus den angrenzenden Nachbarländern in Knappheitssituationen, angepasst werden sollte. Bei einer zu hohen Dimensionierung der Strategischen Reserve besteht allerdings die Gefahr von Ineffizienzen.

Im Marktdesign mit einem zentralen Kapazitätsmarkt werden über den gesamten Betrachtungszeitraum relativ gleichmäßig Investitionen in konventionelle Kraftwerkskapazitäten getätigt. Der dezentrale Kapazitätsmarkt dagegen ist durch volatile Leistungszertifikatepreise charakterisiert, welche zu Investitionszyklen und dadurch zu Schwankungen in der Kapazitätsentwicklung führen können. Investitionen können durch das vom Regulator definierte Triggerereignis, welches eine gewisse Knappheit am Spotmarkt anzeigt, gesteuert werden. Bei Auftreten dieses Triggerereignisses sind Anbieter von Leistungszertifikaten verpflichtet, Strom in Höhe ihrer verkauften Zertifikate zu liefern bzw. Nachfrager, ihre Stromnachfrage auf die Höhe ihrer durch gekaufte Leistungszertifikate gesicherten Nachfrage zu reduzieren. Eine häufigere Überprüfung von Leistungszertifikaten führt unter den getroffenen Annahmen zu einer deutlich verstärkten Investitionstätigkeit.

Das Kapazitätsniveau ist in den beiden Marktdesigns mit einem Kapazitätsmarkt insgesamt deutlich höher als im EOM, sodass das deterministische Versorgungssicherheitsniveau über den gesamten Betrachtungszeitraum deutlich über 100 % liegt und somit auch die Markträumung am Day-ahead-Markt dauerhaft gewährleistet werden kann.

Bei einer stochastischen Betrachtungsweise ist festzustellen, dass insbesondere ab 2036 für alle Marktdesigns ohne Kapazitätsmechanismen Unsicherheiten bzgl. der Markträumung, also der Versorgungssicherheit ohne Berücksichtigung von Regelenergie, bestehen bleiben. Bei einem konservativen

Entwicklungspfad der Verfügbarkeit von abschaltbaren Lasten im EOM, bis zu einer Höhe von 2 GW², ist die erwartete Anzahl an Stunden einer Nicht-Markträumung ab 2036 dauerhaft erhöht. Diese Unsicherheiten können jedoch durch geeignete Maßnahmen deutlich abgeschwächt werden. Dazu gehören die Einführung einer Strategischen Reserve in Höhe von ca. 5 GW sowie die Steigerung der Nachfrageflexibilität in Form von abschaltbaren Lasten auf eine Höhe von mindestens 8 GW. Durch diese Maßnahmen nehmen die erwarteten Stunden einer Nicht-Markträumung bei stochastischer Betrachtung deutlich geringere Werte an. Unfreiwillige Lastabschaltungen³ (Brownouts) werden über den gesamten Betrachtungszeitraum vermieden.

Insgesamt lässt sich schlussfolgern, dass unter den getroffenen Annahmen die Gewährleistung der Versorgungssicherheit durch den EOM mit ausreichend dimensionierter Strategischer Reserve gewährleistet werden kann. Mit der Einführung eines Kapazitätsmarkts ist dieses Ziel ebenfalls zu erreichen. Die Steuerung der Versorgungssicherheit lässt sich mit Kapazitätsmärkten zwar leichter gestalten, allerdings sind mit der Einführung eines Kapazitätsmarkts regulatorische Risiken verbunden: U. a. können Fehlparametrierungen unerwünschte Überkapazitäten erzeugen oder regulativ bestimmte Festlegungen (bspw. Präqualifikationsanforderungen) zu Markteintrittsbarrieren und Wettbewerbsverzerrungen führen. Weiterhin muss die Integrierbarkeit der Marktde-signoptionen in den EU-Binnenmarkt berücksichtigt werden. Während der EOM ohne und mit Strategischer Reserve kaum Rückwirkungen auf den Stromaußenhandel hat, können Kapazitätsmärkte das Preisniveau und den Kapazitätsbedarf der Nachbarstaaten deutlich beeinflussen.

Die Modellergebnisse zeigen des Weiteren, dass bis 2030 die aufsummierten Zahlungsströme an konventionelle Kraftwerkskapazitäten im EOM mit konservativem Entwicklungspfad der Verfügbarkeit von abschaltbaren

² Heute ca. 1,4 GW vorhanden (regelleistung.net 2015)

³ Betrachtung der stochastischen Versorgungssicherheit inklusive Regelleistung

Lasten bis zu einer Höhe von 2 GW (Szenario „DSM-Konservativ“) und mit Strategischer Reserve mit 5 GW geringer sind als in den Szenarien mit Kapazitätsmärkten. Bei einem Zeithorizont bis 2050 sind in Summe die Zahlungen an konventionelle Kraftwerkskapazitäten im Szenario „DSM-Konservativ“ weiterhin am geringsten, jedoch liegen die Zahlungen im Szenario mit Strategischer Reserve etwas höher im Vergleich zu den anderen Szenarien. Durch die geringere Knappheit an konventioneller Erzeugungskapazität am Day-ahead-Markt treten im Marktdesign mit Kapazitätsmärkten kaum Preisspitzen auf. Dies führt zu geringeren Zahlungsströmen am Spotmarkt.

Aufgrund bestehender Unsicherheiten lassen die Modellergebnisse somit keine eindeutige Aussage über das kosteneffizienteste Marktdesign zu. Einerseits ist der EOM-Spotmarktpreis in Knappheitsjahren (mit Strategischer Reserve) deutlich höher als der Spotmarktpreis der Kapazitätsmärkte inklusive Kapazitätsumlage, in Nichtknappheitsjahren ist er allerdings deutlich geringer. Dieser Effekt ist vor allem auf das Auftreten von Preisspitzen im EOM bei Knappheit zurückzuführen, die für die Deckung der Gesamtkosten bei den konventionellen Kraftwerken ohne Kapazitätsmarkt benötigt werden.

Handlungsempfehlungen / Fahrplan für die Weiterentwicklung des Strommarktes

Kurzfristig (innerhalb der nächsten ca. 3 Jahre) sollten verlässliche Rahmenbedingungen gesetzt und die im Grünbuch angeführten Sowieso-Maßnahmen umgesetzt werden. Des Weiteren sollte gewährleistet werden, dass Markups am Markt durchgesetzt werden können. Zu den Sowieso-Maßnahmen, die unabhängig von der Entscheidung über das zukünftige Strommarktdesign auf jeden Fall umgesetzt werden sollen, gehören bspw. die Überprüfung der Ausschreibungsbedingungen für die Regelleistungsmärkte sowie die Optimierung der Struktur der Netzentgelte hinsichtlich der Flexibilisierung einzelner Nachfragesegmente. Zusätzlich wird die Anpassung der Regeln auf den Spot- und Terminmärkten angestrebt, um den Wettbewerb zwischen den Optionen zu erleichtern und die Funktionsfähigkeit des Markts zu ver-

bessern. Des Weiteren sollte der EOM nach wie vor durch eine „Netzreserve“ unterstützt werden, um möglichen regionalen Engpässen gerecht zu werden.

Mittelfristig (innerhalb der nächsten ca. 5 Jahre) wird empfohlen, zusätzlich zu den kurzfristigen Maßnahmen eine Strategische Reserve in Höhe von ca. 5 GW zur Absicherung einzuführen. Vorstellbar wäre auch eine (schrittweise) Eingliederung der „Netzreserve“ in die Strategische Reserve. Bei Bedarf ist diese Reserve an aktuelle Marktgegebenheiten anzupassen (wie bspw. das Stilllegungsniveau oder die verfügbaren Kapazitäten aus dem Ausland). Zusätzlich sollten die Möglichkeiten der Nachfrageflexibilisierung, insbesondere in Form von abschaltbaren Lasten, geprüft und ausgeschöpft werden. Ohne die Einführung eines Kapazitätsmarktes sollten dabei vor allem Anreize geschaffen werden, um die Verfügbarkeit von abschaltbaren Lasten im EOM zu erhöhen. Dies kann u. a. dadurch erreicht werden, dass bestehende Markteintrittsbarrieren, wie bspw. eine fehlende Normierung für Kommunikationsstandards für die zentrale Gerätesteuerung, aufgehoben werden. Des Weiteren sollte gewährleistet werden, dass Preissignale am Spotmarkt unverfälscht beim Verbraucher ankommen.

Vorschlag für die längere Frist (zwischen ca. 5–10 Jahren und darüber hinaus) ist es, die erreichten Ziele bezüglich der Nachfrageflexibilisierung im EOM und der Verfügbarkeit von Importen zu Spitzenlastzeiten sowie die Realisierbarkeit von Markups am Markt kontinuierlich zu überprüfen und systematisch zu erfassen (Monitoring). Falls diese Ziele nicht erreicht und eine zu große Strategische Reserve als Absicherung benötigt werden würde, ist die Einführung eines Kapazitätsmarktes zu empfehlen. Denn eine zu hohe Strategische Reserve (deutlich über 5 GW) könnte zu einem ineffizienten System führen, da in diesem Fall große Kapazitätsmengen dem regulären Markt vorenthalten werden würden. Im Falle der Einführung eines Kapazitätsmarktes ist die Parametrisierung genauer zu analysieren und relativ rasch anzupassen, wenn die Initialparametrisierung zu Verwerfungen, wie bspw. Überkapazitäten oder Wettbewerbsverzerrungen, führen sollte.

Inhaltsverzeichnis

Kurzfassung.....	i
Abbildungsverzeichnis	xi
Tabellenverzeichnis	xv
1. Ausgangslage und Zielsetzung	1
2. Marktgestaltungsoptionen.....	3
2.1. Funktionsfähigkeit des EOMs und mögliche Weiterentwicklungen	3
2.2. Diskutierte Ansätze für Kapazitätsmechanismen.....	9
2.3. Internationale Erfahrungen mit Kapazitätsmechanismen.....	14
3. Methodische Vorgehensweise	23
3.1. Untersuchungsansatz	23
3.2. Modellbeschreibung des Optimiermodells für Europa	25
3.3. Modellbeschreibung des Simulationsmodells für Deutschland	27
3.4. Kritische Würdigung	32
4. Ergebnisse und Interpretation	37
4.1. Szenariorahmen.....	37
4.1.1. Europäische Rahmenbedingungen.....	37
4.1.2. Annahmen und Szenarien für die Marktdesignanalyse	40
4.2. Definition der Bewertungskriterien	43
4.3. Funktionsfähigkeit des EOM	45
4.3.1. Szenario „DSM-Konservativ“ und Flexibilitätsszenario	46
4.3.2. Wirtschaftlichkeit von Kraftwerksinvestitionen.....	47
4.3.3. Versorgungssicherheit von „DSM-Konservativ“ und Flexibilitätsszenario	48
4.4. EOM mit Strategischer Reserve	52
4.5. Untersuchte Szenarien und identifizierte Treiber	55

4.6. Versorgungssicherheit im Fall der Einführung eines Kapazitätsmarktes.....	59
4.6.1. Umfassender Kapazitätsmarkt.....	59
4.6.2. Dezentraler Kapazitätsmarkt	62
5. Bewertung und Vergleich der Marktdesignoptionen	67
5.1. Quantitative Faktoren	67
5.1.1. Versorgungssicherheitsniveau (Effektivität)	67
5.1.2. Kosten (Effizienz)	70
5.2. Qualitative Faktoren	75
6. Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen.....	79
Quellenverzeichnis.....	85

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1:	Preisbildung am Strommarkt (Winkler et. al. 2013)	5
Abbildung 3-1:	Modellierungsansatz im Projekt.....	24
Abbildung 3-2:	Modellstruktur PowerACE EU Opt (ISI)	26
Abbildung 3-3:	Schematische Darstellung des agentenbasierten Simulationsmodells PowerACE (in Anlehnung an Genoese 2010)	28
Abbildung 4-1:	Annahmen zur Entwicklung der CO ₂ -Preise	37
Abbildung 4-2:	Annahmen zur aggregierten Grenzkuppelkapazität (NTC) in Deutschland	38
Abbildung 4-3:	Übergebene Stromerzeugung der fluktuierenden erneuerbaren Energien in Deutschland.....	39
Abbildung 4-4:	Nettostromimport nach Deutschland.....	40
Abbildung 4-5:	Entwicklung der konventionellen Kraftwerkskapazität im Szenario „DSM-Konservativ“	46
Abbildung 4-6:	Investitionen im Szenario „DSM-Konservativ“	47
Abbildung 4-7:	Entwicklung des deterministischen Sicherheitsniveaus im Szenario „DSM-konservativ“	49
Abbildung 4-8:	Entwicklung des deterministischen Sicherheitsniveaus im Flexibilitätsszenario	50
Abbildung 4-9:	Erwartete Stunden einer Nicht-Markträumung unter Berücksichtigung von stochastischen Kraftwerksausfällen im Szenario „DSM-Konservativ“ und im Flexibilitätsszenario	51
Abbildung 4-10:	Erwartete Stunden einer Nicht-Markträumung gewichtet mit dem Verhältnis von ungedeckter Nachfrage am Spotmarkt zu Gesamtstromnachfrage im Szenario „DSM-Konservativ“ und im Flexibilitätsszenario.....	52
Abbildung 4-11:	Kapazitätsentwicklung bei Einführung einer Strategischen Reserve von 5 GW bis 2050	53

Abbildung 4-12:	Entwicklung des deterministischen Sicherheitsniveaus bei Einführung einer Strategischen Reserve von 5 GW	54
Abbildung 4-13:	Entwicklung der jährlichen Auktionspreise bei Einführung einer Strategischen Reserve von 5 GW	54
Abbildung 4-14:	Entwicklung der Strategischen Reserve von 5 GW	55
Abbildung 4-15:	Erwartete Brownout-Stunden für unterschiedliche Sensitivitäten bei keiner Zulassung von Markups im EOM.....	57
Abbildung 4-16:	Entwicklung der konventionellen Kapazität im zentralen Kapazitätsmarkt. Reservemarge 5 %, EE-Leistungskredite: 1 % PV, 6 % Wind	60
Abbildung 4-17:	Entwicklung der konventionellen Kapazität im zentralen Kapazitätsmarkt. Reservemarge 5 %, EE-Leistungskredite: 6 % PV, 10 % Wind	61
Abbildung 4-18:	Entwicklung des Sicherheitsniveaus im zentralen Kapazitätsmarkt. Reservemarge 5 %, exakte Einspeisewerte der erneuerbaren Energien.....	61
Abbildung 4-19:	Entwicklung der konventionellen Kapazität im dezentralen Kapazitätsmarkt. EE-Leistungskredite: 1 % PV, 6 % Wind, Triggerereignis: 90 % Knappheit	63
Abbildung 4-20:	Entwicklung der konventionellen Kapazität im dezentralen Kapazitätsmarkt. EE-Leistungskredite: 1 % PV, 6 % Wind, Triggerereignis: 85 % Knappheit	64
Abbildung 4-21:	Entwicklung der Leistungszertifikatepreise in Abhängigkeit des Auftretens des Triggerereignisses bei einer Triggerkapazität von 90 %.....	65
Abbildung 4-22:	Entwicklung der Leistungszertifikatepreise in Abhängigkeit des Auftretens des Triggerereignisses bei einer Triggerkapazität von 85 %.....	65
Abbildung 5-1:	Markträumungsniveau (Deterministisches Sicherheitsniveau exklusive Regelleistung) für unterschiedliche Marktdesignoptionen.....	69

Abbildung 5-2: Jährliche Zahlungen an konventionelle Kraftwerkskapazitäten über den Day-ahead-Markt und die Kapazitätsmärkte 75

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1: Überblick über international eingesetzte Kapazitätsmechanismen	16
Tabelle 4-1: Übersicht über die modellierten Szenarien für den EOM	42
Tabelle 4-2: Übersicht über die Sensitivitäten für die Kapazitätsmärkte	43
Tabelle 4-3: Exemplarische Ex-post-Analyse exogener Zubauten im Szenario „DSM-Konservativ“	48
Tabelle 5-1: Kumulierte Zahlungsströme an konventionelle Kraftwerkskapazitäten in Milliarden Euro für den Zeitraum 2010–2030.....	71
Tabelle 5-2: Kumulierte Zahlungsströme an konventionelle Kraftwerkskapazitäten in Milliarden Euro für den Zeitraum 2010–2050.....	73

1. Ausgangslage und Zielsetzung

In Deutschland⁴ wird im Rahmen der Energiewende derzeit intensiv über die Weiterentwicklung des Strommarktdesigns diskutiert. Dabei haben sich im Laufe der Debatte zwei Denkschulen herauskristallisiert, die Kritiker und die Befürworter des Energy-only-Markts (EOM)⁵. Während sich die beteiligten Akteure aus Energiewirtschaft, Wissenschaft und Politik weitgehend darüber einig sind, dass der Strommarkt die Aufgabe des Kraftwerkseinsatzes effizient erfüllt (Einsatzfunktion), ist umstritten, ob der Strommarkt auch langfristig ausreichend neue Erzeugungskapazität anreizt, damit die Versorgungssicherheit jederzeit gewährleistet wird (Vorhaltefunktion).

Die Kritiker des EOM vertreten im Kern die Position, dass ein grenzkostenbasierter Markt, mit überwiegend unelastischer Nachfrage und dem Einfluss der fluktuierenden erneuerbaren Stromerzeugung, langfristig zu Marktversagen führt. Demgegenüber konstatieren die Befürworter des EOM, dass in einem Opportunitätskostenregime, durch Aktivierung der Flexibilitäten auf Angebots- und Nachfrageseite, auch bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien ein effizientes Marktergebnis zustande kommt.

Diese unterschiedlichen Positionen würden laut dem Grünbuch des Bundeswirtschaftsministeriums (BMWi 2014) eine Grundsatzentscheidung erfordern. Entweder soll der Strommarkt durch eine inkrementelle Weiterentwicklung so optimiert werden, dass langfristig ausreichend Investitionen getätigt werden und die Versorgung gesichert ist oder es müsste ein zusätzlicher Kapazitätsmarkt eingeführt werden, der die Investitionen steuert.

⁴ Die Diskussion über die Funktionsfähigkeit des Strommarkts bzw. die Einführung von Kapazitätsmechanismen findet seit einiger Zeit nicht nur in Deutschland statt. Vergleiche dazu die internationalen Erfahrungen in Kapitel 3.3.

⁵ Der börsliche Stromhandel ist für das deutsche Marktgebiet aktuell als sogenannter Energy-only-Markt (EOM) implementiert, da explizit nur die erzeugte Strommenge, nicht jedoch die bereitgestellte Leistung vergütet wird.

Die vorliegende Untersuchung soll diese Diskussion auf Basis wissenschaftlicher Erkenntnisse bereichern. Dazu wird mithilfe modellgestützter Analysen zunächst die Funktionsfähigkeit des EOMs mit und ohne Strategische Reserve untersucht und anschließend die Effektivität und die Effizienz von zentralen und dezentralen Kapazitätsmärkten bewertet.

Im Gegensatz zu bestehenden Studien unterscheidet sich der gewählte Ansatz vor allem dadurch, dass bei der Modellierung des Strommarkts kein vollkommener Wettbewerbsmarkt, mit perfekter Voraussicht für Investitionsentscheidungen, unterstellt wird. Die agentenbasierte Modellierung bildet Investitionsrisiken und Trägheit des Systems besser ab, als es bei der häufig angewendeten Gesamtkostenoptimierung der Fall ist. Die Aussage über die Funktionsfähigkeit des EOM gewinnt damit an Schärfe.

Die vorliegende Studie gliedert sich in vier zentrale Abschnitte. In Kapitel 3 (Marktgestaltungsoptionen) werden die aktuell diskutierten Kapazitätsmechanismen sowie die Weiterentwicklungsmöglichkeiten des EOM diskutiert. Ergänzend werden internationale Erfahrungen mit Kapazitätsmechanismen kurz dargestellt. Kapitel 4 (Methodische Vorgehensweise) beschreibt den Untersuchungsansatz und die eingesetzte Modellumgebung. In Kapitel 5 (Ergebnisse und Interpretation) werden die Ergebnisse der Marktsimulation vorgestellt und anschließend in Kapitel 6 (Bewertung und Vergleich der Optionen) die unterschiedlichen Optionen hinsichtlich Effektivität und Effizienz bewertet. Zusätzlich fließen qualitative Faktoren in die Bewertung mit ein. Abschließend werden in Kapitel 7 (Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen) aus den Untersuchungsergebnissen Handlungsempfehlungen für politische Entscheidungsträger abgeleitet.

2. Marktgestaltungsoptionen

2.1. Funktionsfähigkeit des EOMs und mögliche Weiterentwicklungen

Seit der Liberalisierung des Stromsektors wird international diskutiert, inwieweit Energy-only-Märkte ausreichende Investitionssignale für zusätzliche Kraftwerkskapazitäten setzen können. Da die meisten Stromsysteme mit Überkapazitäten aus der Zeit des staatlichen Monopols in die Liberalisierung gestartet sind, konnte bisher noch nicht empirisch bewiesen werden, ob ausreichende Investitionssignale für einen kompletten Investitionszyklus bestehen.

Preissetzung und Investitionsanreize am EOM

Abbildung 2-1 zeigt schematisch die Preisbildung am Strommarkt. Das Angebot ist mithilfe der Merit-Order-Kurve, der Aufreihung der einzelnen Kraftwerke entsprechend ihrer Grenzkosten, dargestellt. Die Nachfrage ist weitgehend unelastisch. Erst bei sehr hohen Preisen, die deutlich über den Grenzkosten des teuersten Kraftwerks liegen, kommt es zu einem geringen Rückgang der Nachfrage in Abhängigkeit vom Preis. In Situationen, in denen keine Knappheit vorliegt, setzt das letzte zur Deckung der Nachfrage benötigte Kraftwerk den Preis. Dadurch können alle Kraftwerke mit günstigeren Grenzkosten Deckungsbeiträge zur Finanzierung ihrer Fixkosten erwirtschaften.

In Knappheitssituationen, in denen das Angebot nicht zur Deckung der gesamten Stromnachfrage ausreicht, setzt zumindest in der Theorie die Nachfrage den Preis. Diese Situation ist in der zweiten Grafik in Abbildung 2-1 dargestellt. Es wird deutlich, dass der Preis hier klar über den Grenzkosten des teuersten Kraftwerks liegt. Nach dieser als Peak-Load-Pricing bezeichneten Theorie ergeben sich aufgrund der hohen Preise in Knappheitssituationen die Kostendeckung für Spitzenlastkraftwerke und entsprechende Investitionsanreize.

Die Zweifel an der Funktionsfähigkeit des EOMs beim Setzen von Investitionsanreizen beruhen auf der Missing-Money-Problematik: Da sehr hohe Spitzenpreise am Strommarkt durch politisch gesetzte oder technische Preisobergrenzen unterdrückt werden, gelingt es den Grenzkraftwerken nicht immer, ihre fixen Kosten zu erwirtschaften, sodass Investitionsanreize ausbleiben können. Politisch motivierte oder technisch bedingte Preisobergrenzen können somit erforderliche Investitionsanreize verhindern sowie die Flexibilisierung der Nachfrage hemmen. Die mittlere Grafik in Abbildung 2-1 zeigt eine solche Situation, in der die Preisobergrenze unter dem Preis liegt, der sich im Wettbewerb ergeben würde. An der EPEX Spot liegt derzeit beispielsweise der Höchstgebotspreis bei 3000 Euro/MWh am Day-ahead-, bei 10.000 Euro/MWh im Intraday- und bei 15.000 Euro/MWh im Ausgleichsenergiemarkt. Allerdings wird bereits bei einem Preis von 500 Euro/MWh am Day-ahead-Markt eine zweite Auktion durchgeführt. Neben der Preissetzung durch die Nachfrage kann auch ein Gebot des preissetzenden Kraftwerks über seinen Grenzkosten zu den benötigten hohen Knappheitspreisen führen. Marktbeherrschende Unternehmen dürfen in Deutschland aber grundsätzlich nicht zu Preisen oberhalb ihrer Grenzkosten anbieten, wenn sie nicht nachweisen, dass ein solches Bietverhalten notwendig ist, um die Gesamtkosten des Kraftwerksportfolios zu erwirtschaften (Bundeskartellamt 2011).

Außerdem besteht eine weitere Herausforderung an den derzeitigen Energy-only-Märkten: Da große Teile der Nachfrage aufgrund von Tarifstrukturen und fehlender technischer Möglichkeiten zur Leistungsmessung nicht auf die Preissignale des Stromgroßhandels reagieren können, ist die Stromnachfrage zumindest kurzfristig weitgehend preisunelastisch. Daher setzt so lange das Grenzkraftwerk den Preis, bis nicht mehr die gesamte Nachfrage bedient werden kann. Dies ist in der dritten Grafik der Abbildung dargestellt. In diesem Fall stellt sich am Strommarkt überhaupt kein Preis mehr ein, stattdessen kann es zum Abschalten von Last (Load-Shedding) oder zu „Brownouts“⁶ kommen. Alternativ kann auch der Marktbetreiber einen Preis setzen.

⁶ Brownout: kurzzeitige Spannungsabsenkung



Abbildung 2-1: Preisbildung am Strommarkt (Winkler et. al. 2013)

Schließlich ist noch zu erwähnen, dass durch die steigenden Anteile an fluktuierender erneuerbarer Energie das Missing-Money-Problem eher verschärft wird. Das zentrale Problem des steigenden EE-Anteils ist der Merit-Order⁷-Effekt: Die verstärkte Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien bewirkt bei unverändertem Kraftwerkspark ein Sinken der Strompreise an der Großhandelsbörse und führt somit zu niedrigeren Deckungsbeiträgen für konventionelle Kraftwerke. Da außerdem, die Einsatzzeit der konventionellen Kraftwerke sinkt, müssen die Erlöse in den Einsatzstunden höher sein, um die anfallenden Fixkosten zu decken. Da der Kapazitätseffekt von fluktuierenden erneuerbaren Energien allerdings relativ gering ist, müssen entweder erhebliche „Back-up“-Kapazitäten installiert sein, um die Stromnachfrage immer zu decken oder die Nachfrage muss entsprechend elastisch sein. Im „typischen“ Windjahr wird aber nur ein Teil der benötigten Kapazität genutzt. Ungenutzte Kapazitäten üben Druck auf den Preis aus, sodass Knappheitspreise tendenziell unwahrscheinlicher werden.

⁷ Merit-Order bezeichnet die Einsatzreihenfolge der Kraftwerke nach steigenden Grenzkosten.

Preisniveau und räumliche Signale des EOMs

Die Preise am EOM sind in Deutschland derzeit sehr niedrig. Der durchschnittliche Base-Preis lag im Jahr 2014 bei etwa 32,77 Euro/MWh (EPEX SPOT 2015). Das bestehende Preisniveau scheint bei einigen Kraftwerken nicht auszureichen, um die auftretenden Betriebskosten zu decken, was sich auch in den Stilllegungsplanungen niederschlägt.

Während kein Zweifel daran besteht, dass die derzeitigen geringen Preise für Neuinvestitionen nicht ausreichen, kann daraus nicht automatisch auf ein Marktversagen des EOMs geschlossen werden. Die geringen Preise lassen sich auch dadurch erklären, dass u. a. durch den Ausbau der erneuerbaren Energien und durch die europäische Marktintegration derzeit Überkapazitäten bestehen. Ein Preisdruck zum Austreten von Kraftwerken aus dem Markt ist daher fundamental begründbar (Ecofys 2012). Zudem ergeben sich auch bei einem funktionierenden EOM aufgrund der Binnenmarktintegration Investitionsanreize auf europäischer Ebene. Diese müssen, wie oben bereits erwähnt, nicht unbedingt mit den für Versorgungssicherheit auf nationalem Niveau gewünschten Investitionen zusammenfallen.

Bei der Betrachtung der Kostendeckung muss außerdem berücksichtigt werden, dass Kraftwerke in vielen Energiemärkten, u. a. auch im deutschen Strommarkt, zusätzlich zu den Einnahmen am Spotmarkt auch an den Märkten für Regenergie Einkünfte erwirtschaften können. Auf diesen Märkten existiert bereits eine zweiteilige Preisstellung: Neben der tatsächlich bereitgestellten Energie wird auch die Verfügbarkeit der Kraftwerksleistung vergütet. Dabei werden in den Märkten mit kürzeren Bereitstellungsfristen, wie der Primär- und Sekundärreserve, erheblich höhere Leistungspreise bezahlt als in der Minutenreserve.

Weitere Einkommensströme für Kraftwerke können u. a. durch den Terminhandel, durch Besicherungsgeschäfte, durch den Verkauf von Wärme sowie in der Vergangenheit durch die freie Vergabe der Emissionszertifikate entstehen.

Investitionsrisiken und tatsächliche Investitionen

Ein weiterer Grund für möglicherweise fehlende Investitionsanreize im EOM ist das hohe Investitionsrisiko. Beispielsweise Strompreise, Nachfrageschwankungen und Ausbauraten fluktuierender erneuerbarer Energien können nur schwer prognostiziert werden. Es wird außerdem erwartet, dass die Volatilität der Marktpreise in der Zukunft weiter zunimmt. Ähnliche Investitionsunsicherheiten können jedoch auch bei anderen Gütern bestehen und sind dort nicht unbedingt ein Hindernis für Investitionen.

Vorteile des EOMs und mögliche Weiterentwicklung

Ein großer Vorteil des EOMs gegenüber zusätzlichen Kapazitätsmechanismen ist die Möglichkeit, dass durch Preisdifferenzen (Spreads) unterschiedliche Flexibilisierungsoptionen auf Angebots- und Nachfrageseite angereizt werden können und damit den Herausforderungen der Integration großer Anteile erneuerbarer Energien effizient begegnet werden kann. Eine gezielte Förderung einzelner Flexibilitätsoptionen ist derzeit nicht zielführend, da noch nicht bekannt ist, welche Optionen wirtschaftlich sinnvoll sind und welche nicht. Der technologie neutrale Wettbewerb zwischen diesen Optionen ist daher wünschenswert. Außerdem stellt der EOM ein relativ einfaches Marktdesign dar. Dank dieser geringen Komplexität können Transaktionskosten minimiert, die Transparenz tendenziell erhöht und das Risiko einer Fehlparametrisierung reduziert werden. Allerdings muss auch beachtet werden, dass aufgrund der volatilen Preise im EOM evtl. hohe Risikoprämien zu höheren Kapitalkosten führen können, falls die Absicherung über die Terminmärkte nicht effektiv funktioniert.

Theoretisch ist die Bereitstellung ausreichender Investitionsanreize im EOM möglich, allerdings unter der Voraussetzung, dass Preisspitzen bei Knappheit auftreten und zugelassen werden. Um den Wettbewerb zwischen den Optionen zu erleichtern und die Funktionsfähigkeit des Markts zu verbessern, sollten der Spot- und Terminmarkt sowie die Regelenergiemärkte weiter angepasst werden. Wichtig sind dabei vor allem Maßnahmen, die zu einer besseren Marktintegration der erneuerbaren Energien, von Speichern und einzelner Nachfragesegmente führen. Die Flexibilisierung der Nachfrage kann

vor allem durch Beseitigung bestehender ökonomischer Hemmnisse wie Netzentgeltregelungen sowie zeitvariable Tarife und Geschäftsmodelle zur Nachfrageverschiebung erreicht werden. Dazu sollten die Regeln auf den Spot- und Terminmärkten sowie den Regelleistungsmärkten weiter angepasst werden. Es wird empfohlen die Zeitspanne zwischen Handelsschluss und Lieferzeitpunkt zu reduzieren, die Gebotsgrößen und -zeiträume am Regelleistungsmarkt zu verringern und schließlich die Liquidität des Intraday-Markts zu erhöhen.

Einige dieser Optimierungsmöglichkeiten werden in dem vom BMWi im Oktober 2014 veröffentlichten Diskussionspapier „Ein Strommarkt für die Energiewende“ (Grünbuch) (BMWi 2014) bereits als „Sowieso-Maßnahmen“ bezeichnet und sollen, unabhängig von der Entscheidung über das zukünftige Strommarktdesign, auf jeden Fall umgesetzt werden. Dazu gehört bspw. die Überprüfung der Ausschreibungsbedingungen für die Regelleistungsmärkte sowie die Optimierung der Struktur der Netzentgelte hinsichtlich Flexibilisierung der Nachfrage. An der EPEX SPOT wurde außerdem bereits im Dezember 2014 eine zusätzliche Auktion vor Beginn des Intradayhandels eingeführt, in der die 96-Viertelstunden des Folgetages gehandelt werden können. Dies erleichtert insbesondere erneuerbaren Energien, flexiblen Verbrauchern sowie Speichern die Teilnahme am Spotmarkt, da diese Anbieter kürzere Produkte leichter bereitstellen können bzw. kurzfristige Prognoseänderungen hinsichtlich der Einspeisung erneuerbarer Energien über Viertelstundenprodukte besser nachzubilden sind.

Ein weiteres zentrales Element für das Funktionieren des EOM ist das Bilanz- und Ausgleichsenergiesystem. Dieses stellt sicher, dass Kosten und Erlöse, die Marktakteuren durch unausgeglichene Bilanzkreise entstehen, verursachergerecht abgerechnet werden. Die Ausgestaltung des Bilanzkreissystems, insbesondere des Ausgleichsenergiepreises hat somit wesentlichen Einfluss auf die Beschaffungs- bzw. Absicherungsstrategie von Energieversorgungsunternehmen und somit auf die Gewährleistung der kurzfristigen sowie langfristigen Versorgungssicherheit. Der Ausgleichsenergiepreis wirkt bei negativen Fahrplanabweichungen wie eine Strafzahlung. Häufige Fahrplanabweichungen können die Systemsicherheit gefährden und erhöhen

außerdem die Kosten, die durch den Abruf teurer Regelenergie entstehen. Die Sicherstellung ausreichender Anreize für die Bilanzkreistreue ist somit essenziell. Dazu gehören bspw. adäquat gewählte Ausgleichsenergiepreise, welche die Kosten für die Sicherstellung der Versorgungssicherheit wiedergeben sollten. Der Ausgleichsenergiepreis ist bereits an den Börsenpreis am Intraday-Markt gekoppelt, um zu verhindern, dass die Zahlung von Ausgleichsenergie für einen Bilanzkreisverantwortlichen finanziell günstiger ist, als der Zukauf bzw. Verkauf entsprechender Strommengen am Intraday-Markt. Ob dieser Ansatz ausreichend Anreize zur Bilanzkreistreue schafft, sollte weiterhin überprüft werden.

Diese und weitere Möglichkeiten zur Weiterentwicklung des bestehenden Markts sollten zunächst genutzt werden, um die Funktionsfähigkeit des EOMs zu verbessern. Eine umfassende Umgestaltung des Marktdesigns erscheint nur sinnvoll, wenn sich herausstellt, dass das derzeitige Marktdesign auch mit den notwendigen und sinnvollen Anpassungen nicht langfristig funktioniert.

2.2. Diskutierte Ansätze für Kapazitätsmechanismen

Die Einführung eines Kapazitätsmechanismus als neues Marktsegment für das Produkt gesicherte Leistung wird in Deutschland derzeit intensiv diskutiert. Die Auswahl der in dieser Studie analysierten Kapazitätsmechanismen erfolgt anhand der für Deutschland vorgeschlagenen und als relevant identifizierten Ausgestaltungsoptionen. Dazu gehören die Mechanismen Strategische Reserve, umfassende zentrale Kapazitätsmärkte sowie der Vorschlag eines dezentralen Kapazitätsmarkts (Elberg et al. 2012; Ecke et al. 2013; Winkler et al. 2013). Diese Mechanismen werden im Folgenden näher vorgestellt.

Strategische Reserve

Bei der Strategischen Reserve handelt es sich um eine bestimmte Menge an gesicherter Kapazität, die mit einer gewissen Vorlaufzeit zentral beschafft und vorgehalten wird, aber in der Regel nur in Knappheitsstunden zum Einsatz kommt. Für Deutschland wurden sowohl Konzepte basierend auf Bestandskraftwerken (Consentec 2012) als auch auf neuen Kraftwerken (r2b 2012) vorgeschlagen. International zeigt das schwedische Beispiel, dass die Strategische Reserve auch als Anreiz zur Flexibilisierung der Nachfrage genutzt werden kann (Ministry of Enterprise, Energy and Communications Sweden 2012). So ist es in Schweden auch nachfrageseitigen Reduktionspotentialen gestattet, ihre Kapazität für die Strategische Reserve bereit zu stellen.

Ein wesentlicher Unterschied der Strategischen Reserve im Vergleich zu anderen Kapazitätsmechanismen ist, dass es Kraftwerken, die als Strategische Reserve kontrahiert wurden, nicht erlaubt ist, außerhalb der vorab definierten Knappheitssituationen am Spotmarkt teilzunehmen. Es wird darüber hinaus diskutiert eine „No-way-back-Regelung“ einzuführen. Das heißt, Kraftwerken, die einmal Teil der Strategischen Reserve gewesen sind, wird demnach der reguläre Einsatz am Markt dauerhaft – auch nach Ausscheiden aus der Strategischen Reserve – verboten. Dadurch sollen Mitnahmeeffekte durch nicht unmittelbar stilllegungsgefährdete Kapazitäten vermieden werden. Der Preis zu welchem die Anlagen in der Strategischen Reserve am Spotmarkt geboten werden, sollte über den Gebotspreis der letzten verfügbaren Erzeugungseinheit liegen. Dadurch wird sichergestellt, dass die Strategische Reserve nur dann in den Markt eintritt, wenn alle anderen verfügbaren Anlagen ausgelastet sind. Um außerdem Investitionsanreize zu setzen, muss der Preis so hoch sein, dass alle Anlagen dadurch ihre Vollkosten decken können. Dies geht nur dann, wenn die Reserve ausreichend oft im Markt preissetzend ist. Die Strategische Reserve erfüllt ihr Ziel also nur, wenn es zu Knappheitssituationen im Markt kommt, ansonsten setzt sie keine Investitionsanreize. Allerdings kann sie die Versorgungssicherheit erhöhen und, so wie sie in der aktuellen Debatte Eingang findet, als Absicherung des EOM in unvorhergesehenen Extremsituationen dienen. Sie ist daher eher ein Notfallmechanismus, jedoch vermutlich kein verlässliches

Mittel, um Investitionen rechtzeitig anzureizen. Einer der großen Vorzüge der Strategischen Reserve ist, dass dieser Mechanismus nur geringfügig in den bestehenden Markt eingreift, da Kraftwerke in der Strategische Reserve nicht mehr regulär am Markt teilnehmen dürfen und deshalb kaum Mitnahmeeffekte bzw. Rückwirkungen entstehen können. Somit ist eine Strategische Reserve vergleichsweise einfach wieder abzuschaffen und wird deshalb häufig als Übergangslösung betrachtet.

Umfassender zentraler Kapazitätsmarkt

Grundlage des Mechanismus ist ein neuer Markt, auf dem Leistungszertifikate bzw. Kapazitätsoptionen mit Stromversorgern⁸ zur Sicherstellung von Kapazitäten in Knappheitszeiten gehandelt werden. Ein solcher Mechanismus ist derzeit vom Energiewirtschaftlichen Institut zu Köln (EWI) als sogenannter Markt für Versorgungssicherheitsverträge für den deutschen Elektrizitätsmarkt vorgeschlagen (Elberg et al. 2012). Dabei definiert eine zentrale Instanz ein bestimmtes Niveau an Versorgungssicherheit und leitet daraus eine Zielmenge an sicher verfügbarer Kapazität ab, welche in einer Auktion mit einer Vorlaufzeit von 5–7 Jahren beschafft werden soll. Dies ermöglicht es auch neuen Kraftwerken, an der Auktion teilzunehmen. Die Teilnahme am Kapazitätsmarkt steht, im Gegensatz zu selektiven Kapazitätsmärkten, prinzipiell allen Kraftwerken und nachfrageseitigen Maßnahmen offen. Der Bedarf an gesicherter Leistung hängt maßgeblich von der angesetzten Reservemarge sowie der Einschätzung des Regulators ab, in welcher Höhe dargebotsabhängige erneuerbare Energien gesicherte Leistung beisteuern können (Leistungskredite). Jedes Stromversorgungsunternehmen muss sich in der Kapazitätsauktion entsprechend des Anteils seiner Kunden an der Spitzenlast mit Kapazitätsoptionen eindecken. Als Startwert der Auktion wird das Doppelte der annuitätischen Fixkosten für das günstigste, neu zu errichtende Kraftwerk (Cost of New Entry, CONE) angesetzt. Bestandsanlagen erhalten den Kapazitätspreis für ein Jahr, Neuanlagen da-

⁸ Mit dem im Text verwendeten Begriff Stromversorger oder Stromvertrieb sind alle Endkundenvertriebe für Strom gemeint.

gegen können sich zur Reduzierung ihrer Investitionsrisiken den Kapazitätspreis für mehrere Jahre sichern.

Der in dieser Studie analysierte Mechanismus der Kapazitätsoptionen orientiert sich am Forward Capacity Market des amerikanischen Übertragungsnetzbetreiber ISO New England, der dort bereits seit 2006 implementiert ist. Wesentlicher Unterschied zum Ausgestaltungsvorschlag des EWI ist die Umsetzung der Kapazitätsoptionen. Das theoretische Konzept der Kapazitätsoptionen sieht vor, dass bei Überschreiten des Ausführungspreises der Option durch den Spotmarktpreis der Verkäufer der Option, in diesem Fall der Kraftwerksbetreiber, den Differenzbetrag in jedem Fall erstatten muss, auch wenn er keinen Strom produziert und Erlöse generiert. Dies bedeutet eine Strafzahlung für Nichtverfügbarkeit; die Ausübung von Marktmacht wird dadurch erheblich eingedämmt. Im Markt von ISO New England legt der Systemoperator dazu zunächst einen Ausübungspreis („Strike Price“) fest. Dieser wird so gewählt, dass er leicht über den Grenzkosten des teuersten Kraftwerks liegt, welches noch systemrelevant ist. Damit ist er oberhalb des maximalen Preises, der normalerweise in einem kompetitiven Markt beobachtet werden sollte. Er fungiert als künstliche Preisobergrenze für den Spotmarkt. In zentralen Auktionen kauft der Systemoperator sogenannte Call-Optionen auf sicher verfügbare Leistung und gibt diese an die Versorgungsunternehmen und Großkunden weiter. Die Optionen geben dem Besitzer das Recht auf die Preisdifferenz zwischen dem vorher festgelegten Ausübungspreis und dem Spotmarktpreis. Diese Differenz wird dem Besitzer von den Stromerzeugern zurückerstattet, wenn der Spotmarktpreis über den Ausübungspreis steigt. Da es einen markträumenden Einheitspreis gibt, müssen alle Erzeuger, die Optionen ausgegeben haben, die Differenz zahlen und nicht nur die, die oberhalb des Preises angeboten haben.

Damit entsteht für den Optionsinhaber eine künstliche Preisobergrenze. Gleichzeitig entsteht für die Stromerzeuger ein hoher Anreiz, ihre Leistung auch anzubieten, wenn Knappheitssituationen auftreten, da ihnen sonst möglicherweise Kosten entstehen. Als Ausgleich erhält der Erzeuger eine Optionsprämie, welche es ihm erlauben soll, seine Vollkosten zu decken.

Investitionen werden somit in einem Marktdesign mit Kapazitätsmarkt auf Basis von Spot- und Forwardmarktpreisen – nunmehr mit eher geringeren Preisspitzen – und zusätzlich auf Basis von Erlösen aus dem Kapazitätsmarkt getroffen. Die Kapazitätsoptionen sichern Nachfrager gegen hohe Preisspitzen ab und stellen außerdem einen zusätzlichen Anreiz für Stromerzeuger dar, in Knappheitszeiten verfügbar zu sein.

Dezentraler Kapazitätsmarkt

Die Kernpunkte des dezentralen Kapazitätsmarkts finden sich in einem Gutachten des Verbands kommunaler Unternehmen e.V. (VKU) wieder und wurden für die Modellierung und Analyse in dieser Studie größtenteils übernommen, ergänzt und weiterentwickelt. Der Mechanismus ist als umfassender Kapazitätsmarkt ausgestaltet, Anbieter von Leistungszertifikaten sind Bestandsanlagen, Neuanlagen und dargebotsunabhängige erneuerbare Energien. Außerdem vorgeschlagen ist eine Teilnahme dargebotsabhängiger erneuerbarer Energien in Verbindung mit Speichern. Wesentliches Merkmal des dezentralen Kapazitätsmarkts ist die marktwirtschaftliche Ausgestaltung: Sowohl der Preis als auch die Nachfrage nach Leistungszertifikaten ergeben sich auf Basis von Marktmechanismen. Eine zentrale Instanz gibt berechtigten Unternehmen lediglich Leistungszertifikate aus, legt jedoch explizit nicht fest, in welcher Gesamthöhe und in welcher Art gesicherte Leistung zur Verfügung stehen soll. Die Stromversorger und die Großkunden erwerben eigenständig zusätzlich zum Strom für ihre Kunden Leistungszertifikate auf dem Kapazitätsmarkt. Dazu müssen sie die Höhe des Bedarfs an gesicherter Leistung in ihrem Portfolio adäquat einschätzen. Es erfolgt somit eine zusätzliche Produktdifferenzierung nach flexibler und nicht flexibler Nachfrage. Endkunden haben die Wahl zwischen Verträgen mit gesicherter Leistung (also einer Vollversorgung) oder Verträgen mit ganz oder teilweise unterbrechbarem Strombezug. Dies soll eine verursachungsgerechte Rückführung der Differenzkosten der Vorhaltung gesicherter Leistung auf die Verbraucher ermöglichen. Wird bei Stromknappheit durch einen Kunden mehr Strom nachgefragt, als durch Zertifikate abgesichert bzw. ist eine Anlage, die ein Zertifikat veräußert hat zu diesem Zeitpunkt nicht verfügbar, muss eine Strafe gezahlt werden.

Die Zahlungsbereitschaft der Nachfrager nach Leistungszertifikaten, hängt somit maßgeblich von zwei Faktoren ab: zum einen von dem Wert, den es aus Sicht des Kunden hat, bei Knappheit nicht flexibilisiert zu werden bzw. keinen Strom mehr zu erhalten und zum anderen von der Strafzahlung, die angesetzt wird, wenn im Knappheitsfall mehr Strom bezogen wurde, als durch Leistungszertifikate abgesichert ist. Anbieter von Leistungszertifikaten bieten grundsätzlich mit „Differenzkosten“ der Vorhaltung gesicherter Leistung, d. h. mit den anteiligen Kosten, die nicht durch die Erlöse aus dem EOM abgedeckt werden.

Der EOM bleibt als kurzfristiges Dispatchinstrument von angebots- und nachfrageseitigen Instrumenten weiterhin erhalten. Im Hinblick auf die Knappheitssituationen soll der EOM als Signalgeber für den Leistungszertifikatemarkt dienen sowie den Einsatz der Kraftwerke, die gesicherte Leistung angeboten haben, auslösen und steuern. Im Knappheitsfall werden unbesicherte Nachfragepositionen aufsteigend nach ihrer Gebotshöhe im EOM reduziert. Die Nachfrageanpassung betrifft somit nur Bilanzkreise, die keine oder nur anteilig Leistungszertifikate beschafft haben. Dazu müssen Angebot und Nachfrage nach Leistung stetig über ein Leistungsbilanzkreissystem verteilt und überwacht werden. Bei Abweichung sind Pönale analog zum Ausgleichsenergiesystem für Strom vorgesehen. Gemäß dem Vorschlag für einen dezentralen Leistungsmarkt des BDEW soll die Höhe der Pönale einem Vielfachen des Zertifikatepreises entsprechen (BDEW 2013).

2.3. Internationale Erfahrungen mit Kapazitätsmechanismen

Einige Länder haben seit der Liberalisierung der Elektrizitätsmärkte bereits Kapazitätsmechanismen eingeführt. Diese unterscheiden sich in vielen Punkten, zum Beispiel bezüglich der Motivation zur Einführung, der genauen Ausgestaltung oder der Reichweite des Mechanismus. Im Folgenden werden einige der bestehenden Mechanismen kurz beschrieben und die bisherigen Erfahrungen ausgewertet. Während für Deutschland derzeit nur mengenbasierte Mechanismen oder dezentrale Mechanismen vorgeschla-

gen sind, werden hier auch preisbasierte Kapazitätzzahlungen vorgestellt. Tabelle 2-1 zeigt einen Überblick über Zielsetzung, Ausgestaltung und für Deutschland interessante Aspekte ausgewählter Mechanismen.

Die internationalen Beispiele für Kapazitätsmechanismen zeigen zunächst, dass es viele, teilweise sehr unterschiedliche Optionen gibt. Die häufige Umgestaltung der Mechanismen macht zudem deutlich, dass die Einführung eines funktionierenden Marktdesigns kompliziert ist. Durch die häufige Umgestaltung wird allerdings das politische Risiko der Investitionen (und dadurch die Kosten) erhöht.

Ein wichtiger Faktor der Parametrierung ist, welche Ressourcen im Kapazitätsmechanismus berücksichtigt werden – während Kraftwerke in allen Märkten zugelassen sind, spielt die Nachfrageseite insbesondere eine Rolle in den Märkten der US-amerikanischen überregionalen Übertragungsnetzbetreiber PJM und ISO New England sowie bei der schwedischen Strategischen Reserve. Hier können dargebotsabhängige Ressourcen ebenfalls am Kapazitätsmarkt teilnehmen bzw. für die Strategische Reserve genutzt werden. Die tatsächlich verfügbare Leistung dieser Anlagen wird unterschiedlich bestimmt und richtet sich bspw. bei PJM maßgeblich nach der geringsten dauernd verfügbaren Leistung zu Spitzenlastzeiten.

Bemerkenswert ist zudem, dass in Neuseeland und Australien die Strategische Reserve bereits wieder abgeschafft wurde und dies auch in Schweden geplant ist. Das zeigt zum einen, dass zumindest in manchen Staaten eine Unterstützung des EOM als nicht mehr notwendig bzw. die Strategische Reserve als nicht zielführend angesehen wird. Zum anderen wird deutlich, dass es möglich ist, den Mechanismus der Strategischen Reserve für einen begrenzten Zeitraum zu nutzen. Bei umfassenden Kapazitätsmärkten erscheint dies weit komplizierter. Konkret lassen sich aus den internationalen Erfahrungen einige Schlussfolgerungen für die deutsche Diskussion ziehen.

Tabelle 2-1: Überblick über international eingesetzte Kapazitätsmechanismen⁹

Zielsetzung	Ausgestaltung	Welche Aspekte sind für die deutsche Diskussion interessant?
Schweden: Strategische Reserve		
<ul style="list-style-type: none"> • Absicherung für Winter-peak • Anreiz zur Flexibilisierung der Nachfrage 	<p>Kontrahierung von Nachfrage- und Angebotsressourcen durch Netzbetreiber; Einsatz im Winterhalbjahr durch Bieten am Day-ahead und Intraday-Markt zu einem Preis 0,1 EuroCent/kWh über dem teuersten regulären Gebot; Bezahlung Pay-as-Bid; Finanzierung durch Umlage auf Verbraucher</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Relativ geringe Kosten aufgrund geringer Kapazität und Einsatzzeit • Aktivierung der Nachfrageseite durch Strategische Reserve möglich • Abschaffung von einmal eingeführten Mechanismen evtl. problematisch • Das Problem in Schweden sind Netzengpässe – hierbei sind eventuell andere Maßnahmen (Netzausbau, Preiszonen) effizienter

⁹ Die Beschreibung der hier aufgeführten Kapazitätsmechanismen basiert überwiegend auf Böckers et al. 2011, Carstairs & Pope 2011, Conde P. 2012, Ministry of Enterprise, Energy and Communications Sweden 2012, PJM 2011, PJM 2012, Pöyry 2011, Süßenbacher et al. 2010 und The Brattle Group 2008.

Neuseeland: Strategische Reserve		
<p>Vermeidung von Knappheit in niederschlagsarmen Jahren</p>	<p>Direkte Kontrahierung von Kraftwerken und Nachfrageressourcen durch Systembetreiber; Umlage der Fixkosten auf alle Stromverbraucher; Einsatzregeln für das (einzige) Reservekraftwerk: Preisgrenze zum Einsatz unter Normalbedingungen: etwa 3200 Euro/MWh; bei erwarteten hohen Preisen: Gebotspreis = Grenzkosten (etwa 250 Euro/MWh); bei Stromausfallrisiko > 4 % auch Gebote zu Preisen unter den Grenzkosten des Reservekraftwerks möglich; Strategische Reserve wurde 2010 abgeschafft und durch andere Mechanismen ersetzt (z. B. temporär begrenzte Stromsparkampagnen) (Wechselkurs vom 3.2.2015, 1 NZ\$ = 0,64237 Euro)</p>	<ul style="list-style-type: none"> ● Kapazitätsmechanismus (auch beschränkte Strategische Reserve) kann zu reduziertem Risiko-Hedging bei Stromversorgern führen (Moral Hazard) ● Einsatz der Strategischen Reserve zu variablen Kosten kann wegen Reduzierung der Spitzenpreise die Investitionsanreize reduzieren ● Bei echter Knappheit scheint Strategische Reserve (zumindest in dieser Ausgestaltung) nicht zielführend

<p>Irland: Preisbasierter Kapazitätsmechanismus</p>	<ul style="list-style-type: none"> ● Systemischerheit ● Preisstabilität und Investitionsreize 	<p>Zahlung an alle Kraftwerke / Speicher / Interkonnectoren entsprechend ihrer Verfügbarkeit; Gesamtbezahlung pro Jahr wird errechnet aus Produkt der benötigten installierten Leistung und durchschnittlichen Kosten eines neuen Spitzenlastkraftwerks; Zahlung an Erzeuger setzt sich zusammen aus einem Bestandteil, der auf der Schätzung der Lastsituation beruht, und einem, der aus der tatsächlichen Last nachträglich berechnet wird</p>	<ul style="list-style-type: none"> ● Bei der Ausgestaltung von Kapazitätsmechanismen muss eine Balance zwischen Anreizen zur kurzfristigen Versorgungssicherheit (Verfügbarkeit zur Knappheitszeiten) und der langfristigen Versorgungssicherheit (Investitionssicherheit) gefunden werden ● Bei Bezahlung der zu einem bestimmten Zeitpunkt verfügbaren Leistung profitieren auch fluktuierende erneuerbare Energien von der Kapazitätszahlung ● Einfluss auf Energy-only-Preise (geringere Volatilität) explizites Ziel ● Kostenbegrenzung durch Setzen eines jährlichen Caps basierend auf gewünschter Kapazität und Kosten für Neuanlagen
-----------------------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Spanien: Preisbasierter Kapazitätsmechanismus		
<ul style="list-style-type: none"> ● Investitionsanreize ● Verfügbarkeit zum Zeitpunkt der Spitzenlast 	<p>Zweitelliger Mechanismus:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Zahlungen an neu gebaute Anlagen > 50 MW und Anlagen, die erhebliche umweltrelevante Maßnahmen durchführen. Höhe der Zahlung für eine Dauer von 10 Jahren hängt vom Reserveindex (RI) im Jahr der Inbetriebnahme des Kraftwerks ab. RI = Verhältnis aus sicher verfügbarer Leistung und Spitzenlast. Ab RI < 1,1 erhält Kraftwerksbetreiber den Maximalpreis (28.000 Euro/MW). Ab RI > 1,29 erhalten Neuinvestitionen keine Zahlungen mehr. Finanzierung durch Umlage auf Verbraucher 2. Zahlungen an Bestandskraftwerke, die zum Zeitpunkt der Spitzenlast zur Verfügung stehen (seit 2011); jährliche Zahlungen, ebenfalls umgelegt auf die Verbraucher 	<ul style="list-style-type: none"> ● Administrative Preissetzung bei Kapazitätzahlungen bringt die Gefahr mit sich, dass zu viele Investitionen angereizt werden ● Unerwartete Ereignisse (z. B. Wirtschaftskrise) erschweren Schätzung der notwendigen Kapazität ● Jährliche Bestimmung der Zahlungen reduziert Investitionssicherheit ● Möglichkeit, kurz- und langfristige Versorgungssicherheit mit zwei unterschiedlichen Instrumenten anzureizen; Effizienz ggf. zu prüfen

Kolumbien: Umfassender Kapazitätsmarkt		
<p>Vermeidung von Knappheit in niederschlagsarmen Zeiten</p>	<p>Stromversorger werden verpflichtet, sich fünf Jahre im Voraus in Kapazitätsauktionen mit ausreichender Energie einzudecken (Firm Energy Obligations). Die Kraftwerks-betreiber erhalten in Auktionen bestimmte Zahlungen für die Energiebereitstellung (Optionsprämie). Zusätzlich wird vom Regulator ein Strike Price festgelegt, der knapp über den Grenzkosten des teuersten Kraftwerks liegt. Tritt dieser Preis am Strommarkt auf, müssen alle Kraftwerke, die Kapazitätszahlungen erhalten, liefern, andernfalls drohen Strafzahlungen. Steigt der Strompreis über den Strike Price, muss die Differenz zurückgezahlt werden. Dies dient der Begrenzung der Kosten sowie der Marktmacht im Knappheitsfall. Bisher erst eine Auktion durchgeführt (Zuschlag an Altanlage und je ein neues Öl-, ein Kohle- und ein Speicherwasserkraftwerk), keine operative Erfahrung, da erste Lieferung erst 2013.</p>	<ul style="list-style-type: none"> ● Kapazitätsmechanismus, um langfristig fluktuierende Stromerzeugung aus Wasserkraft auszugleichen; Parallelen zur kurzfristigen Volatilität der Stromerzeugung aus Wind ● Optionsmodell stellt interessanten Ansatz dar, falls ein umfassender Kapazitätsmechanismus eingeführt werden soll

USA – PJM: Umfassender Kapazitätsmarkt		
<ul style="list-style-type: none"> ● Vermeidung des „Missing-money-Problems“ aufgrund festgesetzter Preisobergrenze durch die „Federal Energy Regulatory Commission“ (FERC) ● Investitionsanreize 	<p>Jedes EVU muss sich mittels eigener Kapazität, bilateralen Verträgen oder der Kapazitätsbörse RPM mit einer bestimmten (prognostizierte) ihm zugewiesenen Kapazitätsmenge eindecken. Die insgesamt im System benötigte Kapazität berechnet sich über die Spitzenlast + Reserve (ca. 15 % der prognostizierten Spitzenlast). Es gibt eigene Versteigerungen innerhalb sog. „Locational Deliverability Areas“ (LDAs). Für die Erstellung der künstlichen Nachfragekurve ermittelt PJM die jährlichen Fixkosten der günstigsten, neu zu bauenden Anlage in einem LDA abzüglich prognostizierter Deckungsbeiträge (NetCONE). Kapazitätspreis = Schnittpunkt künstliche Nachfragekurve mit Angebotskurve. Strafzahlungen, wenn garantierte Verfügbarkeit der Kapazitäten nicht eingehalten werden kann.</p>	<ul style="list-style-type: none"> ● Sehr komplexes System notwendig zur Zielerreichung (z. B. aufgrund der über die Zeit notwendigen Anpassung des Kapazitätsbedarfs) ● Bei Einführung des Kapazitätsmechanismus große Anteile der Zahlungen an Bestandskraftwerke ● Neuinvestitionen im Kapazitätsmechanismus erhöhen den Preis für alle Optionen und dadurch auch die Kosten des Mechanismus, wenn keine Produktdifferenzierung besteht ● Die Nachfragekurve kann in einem umfassenden Kapazitätsmarkt erfolgreich im Wettbewerb bestehen ● Ein umfassender Kapazitätsmarkt kann auch zum Anreizen regionaler Investitionen genutzt werden ● Die Verfügbarkeit der kontrahierten Ressourcen zu Knappheitszeiten muss aufwendig überprüft und mit Strafzahlungen angereizt werden ● Häufige Regelanpassungen waren notwendig, was die Investitionssicherheit reduzieren kann

3. Methodische Vorgehensweise

3.1. Untersuchungsansatz

Die vorliegende Untersuchung baut auf einem zweistufigen Modellierungsansatz auf, der die Vorteile der Marktsimulation mit Agenten und mit Systemkostenminimierung verbindet.

Modelle der Kategorie Systemkostenminimierung¹⁰ eignen sich besonders, um mehrere vernetzte Marktgebiete auf unterschiedlichen Knoten abzubilden und methodisch konsistent zu modellieren und zu analysieren. Da bei diesem Ansatz jedoch ein vollkommener Wettbewerbsmarkt mit perfekter Voraussicht und rationalem Handeln aller Akteure unterstellt wird, können sich die Ergebnisse im Modell teilweise von denen des realen Markts unterscheiden. Die rechtzeitige Sichtbarkeit zukünftiger Knappheit für einzelne Akteure kann deshalb kaum untersucht werden.

Mit Modellen der Kategorie agentenbasierter Simulation kann hingegen die Entwicklung des Strommarkts aus Akteursperspektive abgebildet werden. Es ist damit möglich, Investitionsentscheidungen zu simulieren, die unter nicht vollständiger Information und unter Risiko getroffen werden müssen. Die Modellergebnisse können damit näher an reale Bedingungen herangerückt werden. Der Ansatz ist jedoch so komplex, dass die Abbildung von vernetzten Marktgebieten an seine Grenzen stößt. Außerdem fehlt für die Untersuchung zukünftiger Szenarien des Strommarkts die Vergleichsgröße des optimalen Marktergebnisses.

Der Untersuchungsansatz im Projekt sieht daher eine weiche Kopplung der Modelle beider Kategorien vor. Es erfolgt zunächst die Berechnung der

¹⁰ Wichtige Projekte zum Thema Strommarktdesign, die mit diesem Modellansatz untersucht wurden sind beispielsweise die Leitstudie Strommarkt (r2b 2014), Strommarkt in Deutschland (Frontier Economics und Formaet 2014) oder Folgenabschätzung Kapazitätsmechanismen (Frontier Economics und Consentec 2014).

Entwicklung des europäischen Strommarkts mit dem Systemkostenoptimierungsmodell PowerACE EU Opt (ISI) unter ausgewählten Szenarien. Aus den Simulationsergebnissen werden Daten zu Import-/Exportflüssen, zum Ausbau und den Profilen erneuerbarer Energien und zu den Pumpspeicherprofilen übergeben. Anschließend erfolgt die Simulation des deutschen Markts mit dem agentenbasierten Modell PowerACE DE Sim (KIT) mit und ohne Kapazitätsmechanismen. In beiden Modellen werden die gleichen Rahmen-daten (Stromnachfrage, Brennstoffkosten, CO₂-Kosten, Technologiekosten, etc.) für die Szenarien vorausgesetzt. Der beschriebene Modellierungsansatz ist schematisch in Abbildung 3-1 dargestellt.

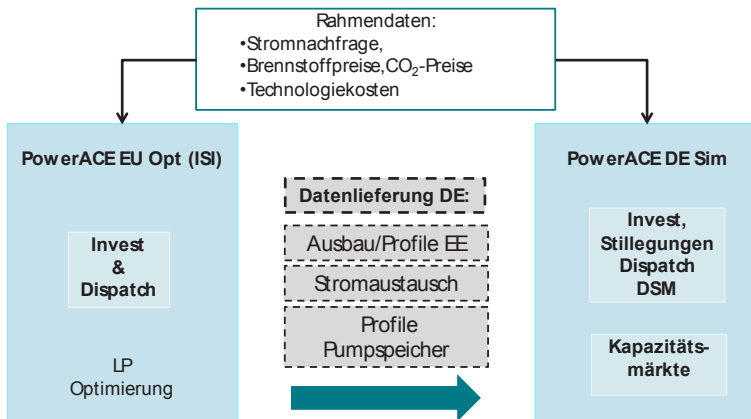


Abbildung 3-1: Modellierungsansatz im Projekt

Mit dem gewählten Modellierungsansatz ist es möglich zu untersuchen, ob die verschiedenen Markt-designoptionen effektiv und effizient ein gewisses Niveau an Versorgungssicherheit gewährleisten können. Die bereits erwähnte politische Grundsatzentscheidung, für oder gegen die Einführung von Kapazitätsmärkten, erfordert jedoch die Bewertung der Optionen nach weiteren Kriterien, die nicht oder nur unzureichend in Modellen abgebildet werden können. Zu diesen weichen Faktoren zählen zum Beispiel die Anfälligkeit für Fehlparametrierung, die Komplexität oder Reversibilität der Mechanismen, die Kompatibilität mit dem europäischen Strombinnenmarkt oder die Ver-

teilungswirkungen der jeweiligen Mechanismen. Aus diesem Grund werden die qualitativen Bewertungskriterien ergänzend in Kapitel 5.2 diskutiert.

3.2. Modellbeschreibung des Optimiermodells für Europa

PowerACE Europe (Optimierung) (PowerACE EU Opt) ist ein lineares Optimiermodell zur Analyse des europäischen Stromsystems. In der Konfiguration für die vorliegende Studie werden der kostenoptimale Kraftwerkseinsatz (in stündlicher Auflösung) und die kostenoptimalen Investitionen in neue Erzeugungstechnologien für alle europäischen Marktgebiete unter der Annahme des vollkommenen Wettbewerbs simuliert.

Neben der Zielfunktion der Systemkostenminimierung (was in einem vollkommenen Wettbewerbsmarkt der Erlösmaximierung der einzelnen Akteure entspricht) werden im Modell zahlreiche technische und ökonomische Wirkungsmechanismen des Strommarkts beim Ausgleich von Angebot und Nachfrage über Nebenbedingungen abgebildet.

Eine der Stärken des Modells ist die sehr detaillierte Modellierung der Potentiale zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Auf Basis von räumlich hoch aufgelösten Wetterdaten (7 km x 7 km im deutschen Marktgebiet) werden die Kosten-Potential-Kurven für alle Technologien in der entsprechenden Auflösung berechnet und fließen in die Optimierung ein. Die Modellstruktur mit den wichtigsten Eingangsdaten und Modellergebnissen ist in Abbildung 3-2 schematisch dargestellt.

Im Projekt wurde das europäische Stromsystem für die Szenariojahre 2020, 2030, 2040 und 2050 optimiert. Zusätzlich wurden projektspezifische Restriktionen vorgenommen, um die Auswirkungen der EU auf die deutsche Marktanalyse zu begrenzen und Verzerrungen zwischen EU und Deutschland zu vermeiden. Im Einzelnen wurde der Ausbau der Grenzkuppelstellen eingeschränkt (vgl. Abbildung 4-2), die installierte Kernkraftleistung in der

EU folgt einem vorgegebenen, politisch motivierten Pfad und der Anteil der erneuerbaren Stromerzeugung in Deutschland muss bis zum Jahr 2050 auf mindestens 70 % ansteigen.

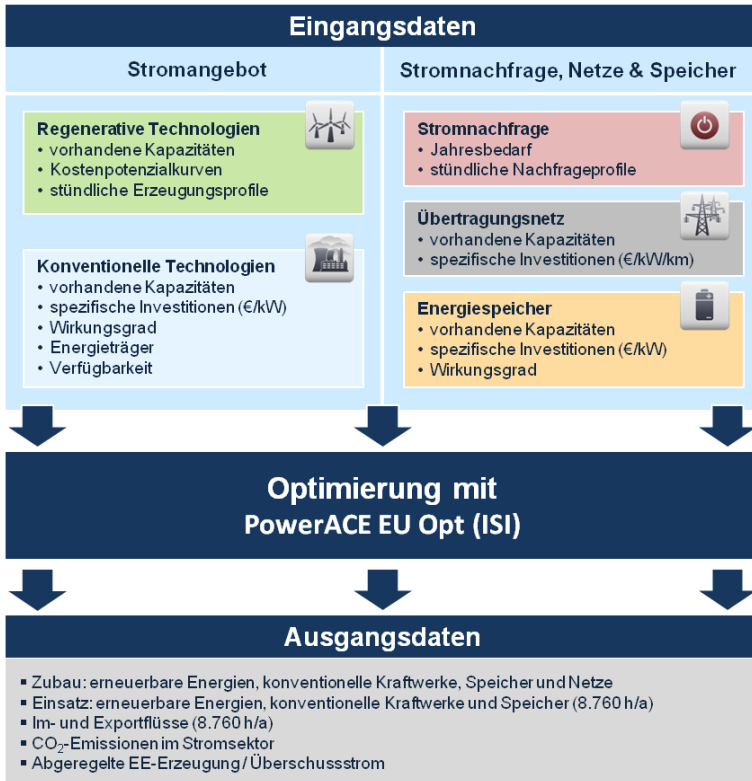


Abbildung 3-2: Modellstruktur PowerACE EU Opt (ISI)

3.3. Modellbeschreibung des Simulationsmodells für Deutschland

Die Analyse und Auswertung der Funktionsfähigkeit des EOM sowie der ausgewählten Kapazitätsmechanismen erfolgen mithilfe des agentenbasierten Simulationsmodells PowerACE, welches den gesamten deutschen Strommarkt auf Akteursebene abbildet. Einzelne Akteure werden als Agenten modelliert, welche kein gemeinsames übergeordnetes Ziel verfolgen, sondern ihre eigene Wirtschaftlichkeit im Fokus haben. Agentenbasierte Simulationsmodelle ermöglichen somit die differenzierte Nachbildung einzelner Rollen und Funktionen unterschiedlicher Akteure.

Im Wesentlichen besteht das Modell aus den vier Modulen Märkte, Stromversorgung, Stromnachfrage und Regulator. Eine Übersicht dazu zeigt Abbildung 3-3, welche exemplarisch außerdem das Modul Kapazitätsmärkte enthält.

Das Modell bildet den deutschen Strommarkt kraftwerksscharf ab. Wesentliche Eingangsparameter sind die Entwicklung der zukünftigen Stromnachfrage, CO₂- und Brennstoffpreise, Stromimporte und -exporte sowie der Ausbau der erneuerbaren Energien.

Die Stromversorgungsseite wird durch sieben Akteure im Modell abgebildet (EnBW, E.ON, RWE, STEAG, Vattenfall, Industrie und regionale Betreiber in aggregierter Form). Jeder dieser Stromversorger wird durch eigene Agenten, wie bspw. Stromhändler, Kraftwerksbetreiber und Investitionsplaner dargestellt, die bestimmte Aufgaben im Modell erfüllen.

Für die kurzfristige Marktsimulation geben die einzelnen Stromhändler auf Grundlage von Preisdaten, verfügbaren Kraftwerken und Strompreisprognosen Gebote auf dem Spotmarkt, dem Forwardmarkt sowie den verschiedenen Regelenergiemärkten ab.

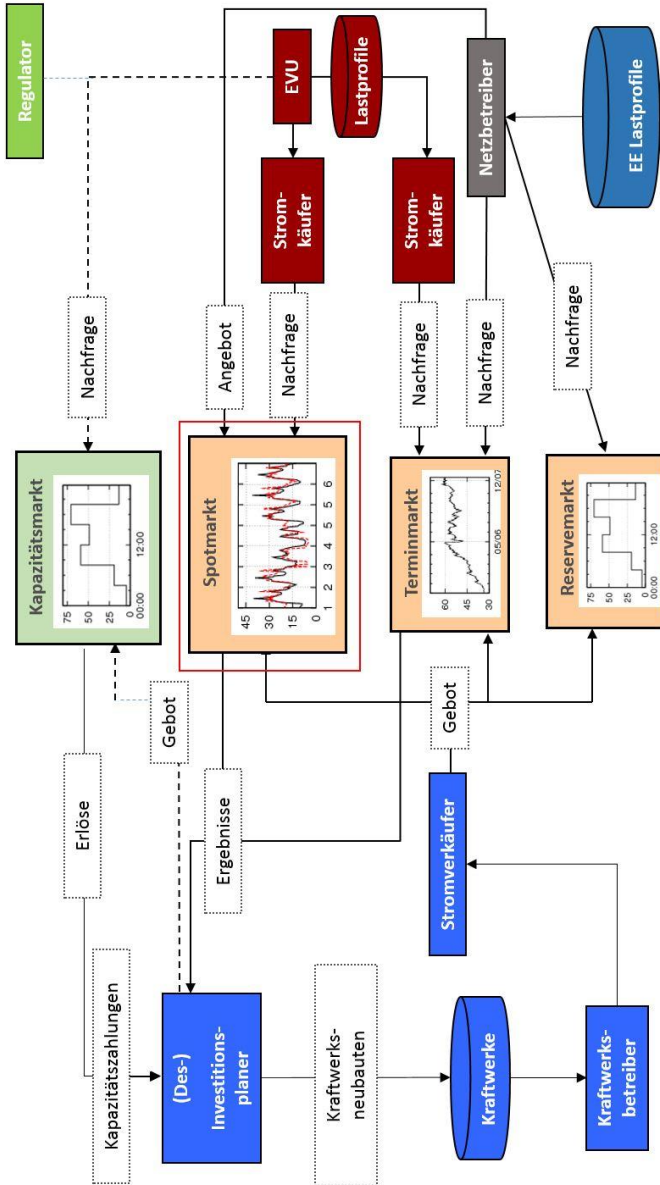


Abbildung 3-3: Schematische Darstellung des agentenbasierten Simulationsmodells PowerACE (in Anlehnung an Genoese 2010)

Ausgangspunkt für Investitionsentscheidungen im Modell ist die Wirtschaftlichkeitsberechnung auf Grundlage des simulierten Kraftwerkseinsatzes vorgegebener konventioneller Technologieoptionen. Entscheidungsbasis der einzelnen Investitionsplaner sind dabei die im Modell simulierten stündlichen Preise des Spot- und Forwardmarkts und ggf. die zusätzlichen Erlöse auf dem Kapazitätsmarkt. Ausgangspunkt der Investitionsentscheidung ist die Annahme, dass Kraftwerke in Betrieb sind, wenn die Marktpreise mindestens deren variable Kosten decken, da nur so ein positiver Deckungsbeitrag erzielt werden kann. Für jede zur Verfügung stehende Technologieoption wird auf Grundlage erwirtschafteter Deckungsbeiträge und unter Hinzunahme von Literaturwerten zu Investitionsausgaben und ökonomischer Lebensdauer der Kapitalwert der einzelnen Technologieoptionen berechnet. Anschließend überprüft der Investitionsplaner in Abhängigkeit von seinem Marktanteil und der zukünftigen Residuallast, wie viele Kraftwerke von der Technologieoption mit dem höchsten Kapitalwert gebaut werden sollen (vgl. Genoese 2010).

Strategische Reserve

Eine wichtige Modellerweiterung stellt die Implementierung der in Kapitel 2.2 beschriebenen Kapazitätsmechanismen dar. Die Strategische Reserve ist im Modell dabei wie folgt umgesetzt: Jedes Jahr fragen die Netzbetreiber über eine zentrale Einheitspreisauktion eine vom Regulator festgelegte Kapazität nach, wobei die bereits bestehende Netzreserve zu anfangs in die Strategische Reserve überführt wird und damit die Nachfragemenge reduziert. Um an der strategischen Reserve teilnehmen zu können, muss ein Kraftwerk kurzfristig verfügbar sein, d. h. eine Kaltstartzeit von weniger als 10 Stunden besitzen. Die Auswahl der Kraftwerke in der Auktion erfolgt dann alleine aufgrund des Kapazitätspreises ohne Berücksichtigung von variablen Kosten.

Kraftwerksbetreiber bieten einzelne Bestandskraftwerke basierend auf deren jährlichen Fix- und Opportunitätskosten für die Strategische Reserve an. Die Opportunitätskosten entstehen durch das Verbot für Kraftwerke, die in die Strategische Reserve aufgenommen werden, an anderen Märkten

außerhalb der Strategischen Reserve teilzunehmen. Dieses Verbot bleibt auch nach Ablauf der Vertragslaufzeit bestehen („No-way-back-Regelung“). Der Maximalpreis in der Auktion entspricht der CONE, da in diesem Zeitpunkt auch ein neues Kraftwerk explizit für die Strategische Reserve kostendeckend gebaut und betrieben werden kann.

Wenn ein Kraftwerk Teil der Strategischen Reserve ist, bleibt es zwar im Besitz des Kraftwerkbetreibers, die operative Steuerung erfolgt jedoch durch den Netzbetreiber. Der Einsatz der Strategischen Reserve erfolgt nur in Extremsituationen, nämlich dann, wenn kein Gleichgewicht zwischen Angebot und Nachfrage im Spotmarkt gefunden werden kann. In diesem Fall bieten die Netzbetreiber die Reserve zum Maximalpreis an. Der Einsatz der Kraftwerke erfolgt nach deren variablen Kosten: Zuerst wird das Kraftwerk mit den geringsten variablen Kosten eingesetzt, danach das nächst teurere. Für die angefallenen Kosten erhalten die Kraftwerksbetreiber dann eine Rekompensation.

Zentraler Kapazitätsmarkt

Der in dieser Studie analysierte zentrale Kapazitätsmarkt mit Kapazitätsoptionen orientiert sich am Forward Capacity Market, der derzeit im Marktgebiet des amerikanischen Netzbetreibers ISO New England implementiert ist. Das theoretische Konzept der Kapazitätsoptionen ist bereits näher in Kapitel 3.2 beschrieben. Der Regulator-Agent bestimmt im Modell mit einer Vorlaufzeit von vier Jahren den konventionellen Kapazitätsbedarf anhand der prognostizierten Spitzenlast im Ausführungsjahr, abzüglich des Beitrags der erneuerbaren Energien zur Versorgungssicherheit (anhand von definierten Leistungskrediten) sowie unter Berücksichtigung von sicher verfügbaren Importen. Durch die Vorgabe einer bestimmten Reservemarge wird das Versorgungssicherheitsniveau gesteuert. Ein zentraler Agent kauft im Modell anschließend in einer Auktion gesicherte Leistung in Höhe dieses Kapazitätsbedarfs ein. Die Auktion ist als Descending-Clock-Auction ausgestaltet, Floor- und Startpreis orientieren sich an den CONE, der Annuität der Investition in eine Referenzgasturbine. Für die Durchführung der Auktion werden alle eingehenden Angebote zunächst zufällig gemischt und an-

schließlich aufsteigend nach ihrem Kapazitätspreis geordnet. Die kumulierte Menge im Markt wird im Folgenden so lange angebotsweise reduziert, bis der vorgegebene konventionelle Kapazitätsbedarf inklusive Reservemarge erreicht ist. Daraus resultiert der endgültige Kapazitätspreis. Diesen erhalten Neuanlagen für vier Jahre, alle bestehenden Anlagen für ein Jahr.

Für die Umsetzung der Kapazitätsoptionen im Modell wird jährlich der Deckungsbeitrag auf dem EOM einer Referenzgasturbine von den Kapazitätserlösen abgezogen. Dies entspricht einem Ausführungspreis in Höhe der höchsten kurzfristigen Grenzkosten der vorhandenen Erzeugungskapazitäten; Kapazitätszurückhaltung wird für Kraftwerksbetreiber durch die immer zu zahlende Differenz unattraktiv.

Dezentraler Kapazitätsmarkt

Für die Modellierung des dezentralen Markts wurde die Nachfrage nach Leistungszertifikaten in die drei Risikogruppen risikoneutral, risikoavers und risikofreudig aufgeteilt. Es wurde angenommen, dass der überwiegende Teil der Nachfrage risikoneutral agiert. Jeder der drei Nachfrageagenten hat je nach Risikoneigung einen persönlichen Risikofaktor, der sich auf die Höhe des Gebotspreises auf dem Kapazitätsmarkt auswirkt. Dies führt dazu, dass risikofreudige Agenten ihren Bedarf an Leistungszertifikaten tendenziell unterschätzen bzw. risikoaverse Agenten ihren Bedarf tendenziell überschätzen. Zusätzlich wurden Lerneffekte für die Agenten unterstellt: Die Anzahl der Jahre, in denen keine Knappheit bzw. keine Nachweispflicht für Zertifikate (Triggerereignis) in den vergangenen Jahren auftrat, wirkt sich auf die Bereitschaft aus, Zertifikate nachzufragen und somit auf den Gebotspreis. Die Gesamtnachfrage orientiert sich analog zum zentralen Markt an der prognostizierten Spitzenlast, abzüglich des Beitrags der erneuerbaren Energien zur Versorgungssicherheit anhand vordefinierter Leistungskredite und abzüglich sicher verfügbarer Importe. Eine explizite Reservemarge wurde nicht unterstellt, da diese bereits implizit über die persönlichen Risikofaktoren der Agenten gegeben ist. Anbieter von Leistungszertifikaten sind konventionelle Kraftwerke. Diese bieten ihre gesicherte Leistung grundsätzlich zu ihren Differenzkosten am Kapazitätsmarkt.

Vorhandene Lastmanagementmaßnahmen können ebenfalls an den Kapazitätsmärkten teilnehmen. Im zentralen Kapazitätsmarkt treten sie explizit auf der Angebotsseite auf und können Gebote abgeben. Im dezentralen Markt nehmen nachfrageseitige Flexibilitäten dagegen implizit auf der Nachfrageseite teil indem sie den Bedarf der Nachfrageagenten an Leistungszertifikaten reduzieren. Bei der Berechnung des Beitrags an gesicherter Leistung von Lastmanagementmaßnahmen wurde zwischen abschaltbaren und verschiebbaren Lasten unterschieden. Abschaltbare Lasten zeichnen sich dadurch aus, dass sie ausschließlich zu einer Lastreduktion, nicht jedoch zu einer vor- oder nachgelagerten Lasterhöhung führen. Verschiebbare Lasten dagegen können ihren Bedarf einerseits für eine gewisse Zeitspanne reduzieren, müssen diesen jedoch zu einem anderen Zeitpunkt nachholen. Sie führen somit im Gegensatz zu abschaltbaren Lasten zu einem späteren Zeitpunkt für eine gewisse Zeitspanne zu einer Lasterhöhung. Der Beitrag zur Versorgungssicherheit von verschiebbaren Lasten ist somit geringer zu bewerten, als der Beitrag von abschaltbaren Lasten. Hinzu kommt, dass Lastmanagementmaßnahmen nicht beliebig oft aktiviert werden können, sondern eine maximal tolerierbare Anzahl an Aktivierungen innerhalb eines bestimmten Zeitfensters vorweisen. Diese Einschränkung wurde bei der Berechnung von gesicherter Leistung von verschiebbaren Lasten berücksichtigt.

3.4. Kritische Würdigung

Die für die Modellierung unterstellten Annahmen und Inputdaten unterliegen großen Unsicherheiten. Insbesondere für die benötigte Entwicklung der Nachfrage und der Preise für CO₂-Zertifikate, Gas oder Kohle sind für einen Zeithorizont bis zum Jahr 2050 keine gesicherten (Markt-)Daten verfügbar. Die Unsicherheiten nehmen zu, je weiter in die Zukunft modelliert wird.

Technologische Entwicklungen und Trends der Kraftwerkstechnologien (sowohl konventionell als auch der erneuerbaren) können nur bedingt Eingang finden und wurden eher konservativ angenommen. DSM-Technologien sind schon längere Zeit verfügbar und Kapazitäten werden im Markt eingesetzt. Jedoch wurden Annahmen über die Höhe der dem Markt zur

Verfügung gestellten Kapazitäten sowie die Preise für deren Aktivierung getroffen. Weiter hängen die tatsächliche Entwicklung der Potentiale von der zukünftigen wirtschaftlichen und technologischen Entwicklung der jeweiligen Prozesse und Branchen ab sowie der tatsächliche Einsatz von der Attraktivität auf den Märkten die Technologien bereitzustellen.

Darüber hinaus sind in jedem Modell Vereinfachungen nötig, damit die Komplexität der abgebildeten Realität mit verfügbarer Rechenleistung beherrschbar bleibt. Vereinfachungen in der eingesetzten Modelllandschaft sind unter anderem:

- Nur ein Wetterjahr
- Kein Intradaymarkt
- Keine explizite Modellierung von KWK-Anlagen
- Keine Besicherungsgeschäfte
- Keine Netzersatzanlagen

In PowerACE wurden Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK) bislang vereinfacht abgebildet, sodass lediglich die Wärmeauskopplung bei der Leistungsberechnung berücksichtigt ist.

Weitere Vereinfachungen in PowerACE wurden hinsichtlich des elektrischen Netzes getroffen. Das Netz wird derzeit nicht modelliert, weder die Übertragungs- noch die Verteilnetzebene. Somit werden keine Netzengpässe, sonstige Störungen im Netz oder Netzausbauszenarien berücksichtigt, die aber in der Realität sehr wohl eine wichtige Rolle spielen. So kann es im Zuge hoher Einspeisungen von erneuerbarer Energien im Falle von Netzengpässen zu Abschaltungen von Anlagen kommen. Solche Abschaltungen werden in PowerACE nicht betrachtet. Lediglich die Kapazitäten für den Austausch mit dem Ausland wurden bei der Optimierung als Restriktion berücksichtigt.

Bei der Ausgestaltung des dezentralen Leistungszertifikatemarktes (Ecke et al. 2013) mussten durch die Umsetzung und Weiterentwicklung für das Modell wesentliche Annahmen getroffen werden.

Dieser Markt wurde bisher in keinem Marktgebiet implementiert, sodass auf keinerlei empirische Daten zurückgegriffen werden konnte – bspw. zur Risikostruktur der Marktteilnehmer.

Unsicherheiten bestehen weiter hinsichtlich der Wetterdaten. Allerdings ist der Einfluss des Wetters für das Angebot und den Verbrauch von Elektrizität erheblich. So sind erneuerbare Energien wie Wind, Wasser oder Photovoltaik direkt vom Wetter abhängig, konventionelle Kraftwerke können durch die Vorschriften hinsichtlich Flusspegelstände oder maximale Temperaturerhöhung auch direkt vom Wetter abhängig sein. Indirekt können sie durch zu hohe Produktion von erneuerbaren Energien zur Drosselung oder Abschaltung gezwungen werden. Die Nachfrage passt sich ebenfalls an. Im Winter werden Wohnungen und Häuser durch Elektroheizsysteme oder Wärmepumpen beheizt. Generell wurden die Lastprofile auf Basis des Wetterjahres und der Ausbau der erneuerbaren Energien vom Optimiermodell an das Simulationsmodell für Deutschland übergeben und somit exogen in der Simulation des deutschen Strommarkts gesetzt. Überschusserzeugung durch erneuerbare Energien findet keine Berücksichtigung und wird vernachlässigt. Weder Redispatch noch finanzielle Kompensation für erneuerbare Energien fanden in der Studie Berücksichtigung.

Für die Übergabe vom Optimiermodell an das Simulationsmodell wurden die Stützpunkte des optimierten Import/Export nur in 10-Jahres-Schritten berechnet und für die Jahre dazwischen interpoliert. Bei dieser Optimierung der Im- und Exportflüsse fand allerdings die Einführung des Kapazitätsmarkts in Frankreich keine Berücksichtigung.

Grundsätzlich kann im Simulationsmodell PowerACE nur in konventionelle Kraftwerke investiert werden, erneuerbare Energien wurden exogen aus dem Optimiermodell übernommen. Dafür greifen die Agenten auf Referenztechnologien (Gasturbine, GuD-, Steinkohle- oder Braunkohlekraftwerke) zurück. Die Agenten investieren in zufälliger Reihenfolge solange genereller Bedarf vorhanden und der Kapitalwert positiv ist. Es werden darüber hinaus keine spieltheoretischen Entscheidungen oder Investitionsprogrammentscheidungen berücksichtigt, sondern nur bei relativer Vorteilhaftigkeit in die

Technologie mit dem höchsten positiven Kapitalwert investiert. Des Weiteren werden endogen keine Ersatzinvestitionen oder Retrofitmaßnahmen modelliert.

Ebenfalls nur exogen wurde der Pumpspeichereinsatz berücksichtigt. Ein Speicherausbau, auch bzgl. dezentraler Batteriespeicher, wurde nicht modelliert. Zumindest bei hohen Durchdringungsgraden ist der Speicherzubau aber wichtig, um möglichst flexibel auf wechselnde Wetterbedingungen reagieren zu können.

Diese Vereinfachungen führen zu Unsicherheiten im Simulationsergebnis. Deshalb können die Ergebnisse nicht unmittelbar in die Realität projiziert werden. Ziel ist es vielmehr verschiedene Entwicklungen bei unterschiedlichen Annahmen (Szenarios) einander gegenüberzustellen, um heutige Handlungsoptionen bewerten zu können (Voß 1982).

4. Ergebnisse und Interpretation

4.1. Szenariorahmen

4.1.1. Europäische Rahmenbedingungen

Nach dem in Kapitel 3.1 beschriebenen Untersuchungsansatz (Abbildung 3-1) wurde im Projekt ein Szenariorahmen festgelegt, der die Rahmenparameter sowohl für die Optimierungsrechnungen als auch für die Simulationen beschreibt. Darin enthalten sind unter anderem Annahmen zur Höhe und Entwicklung der Stromnachfrage, zu Brennstoff- und CO₂-Preisen und zu Technologiekosten.

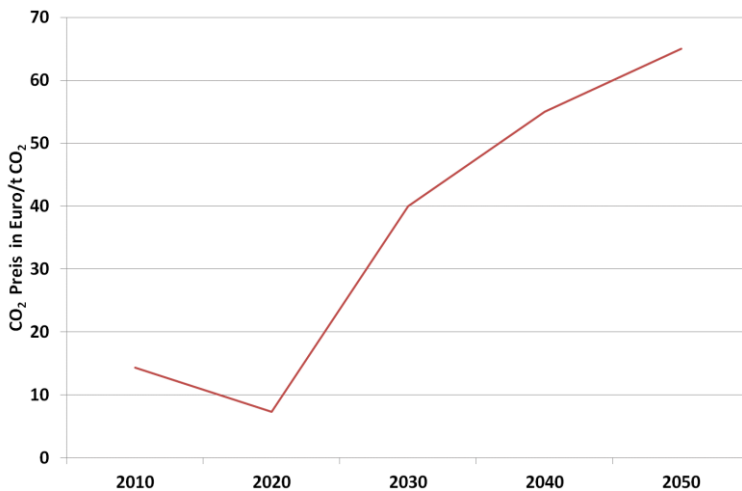


Abbildung 4-1: Annahmen zur Entwicklung der CO₂-Preise

Die gewählten Rahmenparameter orientieren sich weitgehend an den Annahmen aus der Studie zu den EU Langfristszenarien bis 2050 (Sensfuß und Pfluger 2014). Abweichungen davon gibt es beispielsweise bei dem gewählten Pfad der Preise für Emissionszertifikate.

Die Preise für CO₂-Zertifikate orientieren sich bis 2020 an den Notierungen des Spot- und Terminmarktes der EEX (Abbildung 4-1).

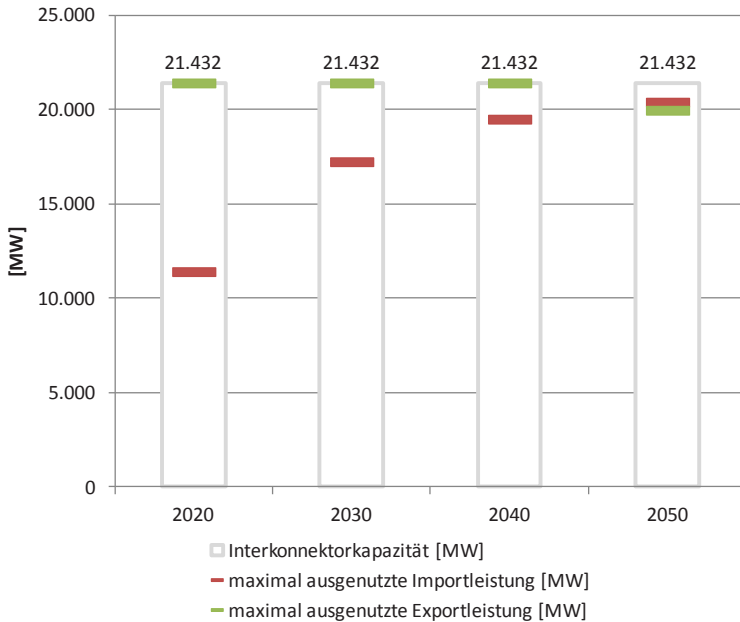


Abbildung 4-2: Annahmen zur aggregierten Grenzkuppelkapazität (NTC) in Deutschland

Hinsichtlich des grenzüberschreitenden Stromaustausches wurde angenommen, dass die Grenzkuppelkapazitäten zwischen Deutschland und seinen Nachbarländern bis zum Jahr 2020 gemäß dem „Ten-Year-Network-Development-Plan“ (TYNDP 2012) ausgebaut werden und anschließend bei einer aggregierten Leistung von etwa 21 GW NTC konstant bleiben (Abbildung 4-2). Ziel dieser Annahme war es, den Beitrag des europäischen Netzverbundes zur nationalen Versorgungssicherheit eher konservativ abzuschätzen.

Aus den genannten Rahmenparametern ergeben sich nach den Optimierungsrechnungen Ausgangsdaten, die wiederum in die agentenbasierte Simulation des Strommarkts einfließen. Dazu gehören beispielsweise die stündlich aufgelösten Stromimport/Export-Zeitreihen oder die Entwicklung des Ausbaus erneuerbarer Energien sowie deren stündliches Erzeugungsprofil für die zukünftigen Jahre. Die Veränderung des grenzüberschreitenden Stromaustausches ist als Nettoimport in Abbildung 4-4 dargestellt.

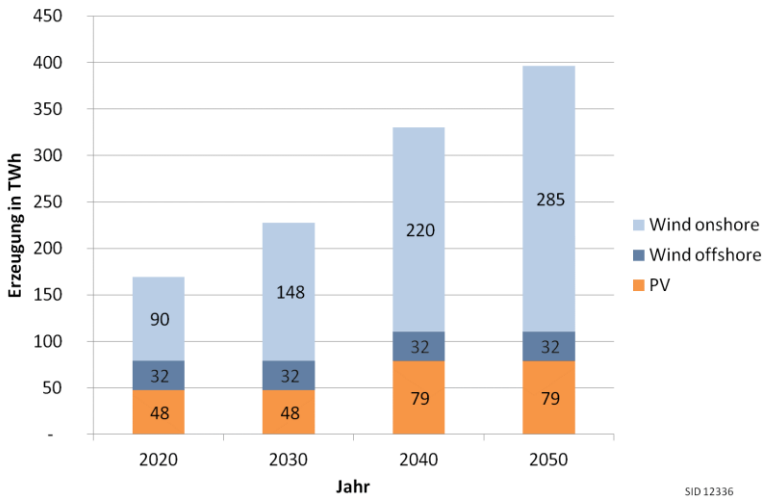
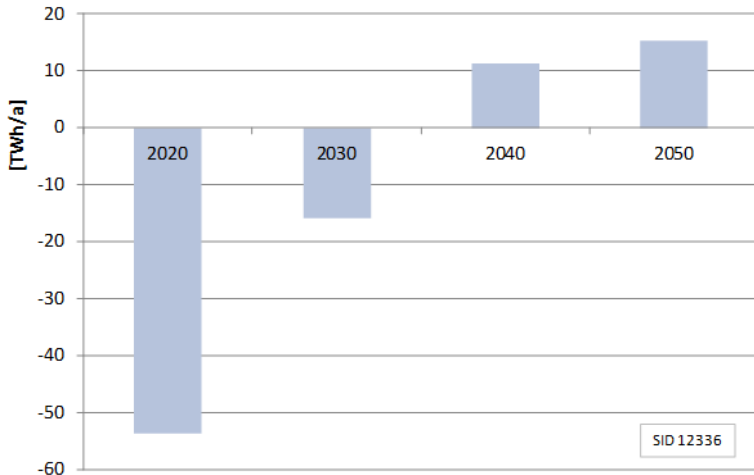


Abbildung 4-3: Übergebene Stromerzeugung der fluktuierenden erneuerbaren Energien in Deutschland

Dabei ist ersichtlich, dass sich Deutschland bis zum Jahr 2032 vom Stromexporteur zum Importeur geringer Strommengen entwickelt, was darauf zurückzuführen ist, dass in den kostenoptimalen Berechnungen des europäischen Stromsystems, mit erneuerbaren Anteilen an der Stromversorgung von bis zu 80 %, große Teile des kostengünstigsten erneuerbaren Energien Potentials außerhalb von Deutschland zu finden sind. Die kostenminimale Entwicklung des Ausbaus erneuerbarer Energien und die dazugehörige Stromerzeugung können aus Abbildung 4-3 entnommen werden.

Abbildung 4-4: Nettostromimport nach Deutschland¹¹

Die detaillierten Annahmen zu den im agentenbasierten Modell simulierten Marktdesigns werden im folgenden Kapitel 4.1.2 diskutiert.

4.1.2. Annahmen und Szenarien für die Marktdesignanalyse

Für die Analyse und Bewertung der einzelnen Marktdesigns wurden unterschiedliche Szenarien bzw. Sensitivitäten modelliert. Eine flexibel, auf Preisspitzen reagierende Nachfrage spielt eine Schlüsselrolle in der Peak-Load-Pricing-Theorie (siehe Kapitel 2.1). Allerdings herrscht nach wie vor starke Unsicherheit und Uneinigkeit bezüglich des wirtschaftlichen Potentials und somit der tatsächlich aktivierbaren Höhe von Lastmanagementmaßnahmen. Daher wurde bei den Modellrechnungen zwischen einer eher konservativen (2,1 GW) und einer eher optimistischen Einschätzung (8,1 GW) der Höhe an

¹¹ Grafiken zu Modellergebnissen des Modells PowerACE EU Opt (ISI) enthalten unter dem Kürzel SID immer eine eindeutige Kennung des Datensatzes. Diese Kennung kann bei Rückfragen zur Identifikation des Datensatzes genutzt werden und wird deshalb in die Grafiken integriert.

maximal verfügbaren abschaltbaren Lasten, die bei unterschiedlichen Aktivierungskosten am Markt eingesetzt werden können, unterschieden. Im Gegensatz zu verschiebbaren Lasten zeichnen sich abschaltbare Lasten dadurch aus, dass der Strombezug bei Bedarf für eine gewisse Zeitspanne ausgesetzt werden kann, jedoch weder vorgelagert noch nachgelagert werden muss. Die Aktivierung von abschaltbaren Lasten führt somit ausschließlich zu einer Reduktion des Strombedarfs, zu keinem Zeitpunkt jedoch zu einer Erhöhung. In dieser Studie wurde angenommen, dass diese Art von Nachfrageflexibilität ausschließlich im Industriesektor zu finden ist. Für die meisten industriellen Prozesse und Anwendungen liegen die Strompreise, bei denen eine Produktionsdrosselung und dadurch Lastabschaltung attraktiv wird, zwischen 900–1300 Euro/MWh. Die Preise am Spotmarkt müssen also ausreichend hoch sein, um erlangte Erlöse durch Produktionsverluste oder An- und Abfahrkosten zu kompensieren. Geringe Potentiale an abschaltbaren Lasten stehen jedoch bereits bei deutlich niedrigeren Preisen zur Verfügung.

Für den EOM wurde außerdem explizit untersucht, inwieweit sich ein Markup-Verbot auf Investitionstätigkeiten im Modell und somit auf die Gewährleistung der Versorgungssicherheit auswirkt. Um der aktuellen Diskussion über die Kohleverstromung zu begegnen, wurde außerdem ein Szenario in die Untersuchung der Funktionsfähigkeit des EOM aufgenommen, in dem kein weiterer Braunkohlezubau zugelassen wurde. Eine Übersicht über die einzelnen, für die Analyse der Funktionsfähigkeit des EOM modellierten Szenarien ist in Tabelle 4-1 gegeben.

Tabelle 4-1: Übersicht über die modellierten Szenarien für den EOM

Szenario / Kriterien	Markup	Braunkohle-zubau	Verschiebbare Lasten	Abschaltbare Lasten
„DSM-Konservativ“	ja	gedeckt auf derzeitigem Niveau	6–17 GW	2,1 GW
Flexibilitäts-szenario	ja	gedeckt auf derzeitigem Niveau	6–17 GW	8,1 GW
kein Braun-kohlezubau	ja	nein	6–17 GW	2,1 GW
kein Markup	nein	gedeckt auf derzeitigem Niveau	6–17 GW	8,1 GW
Strategische Reserve 3,5 GW	ja	gedeckt auf derzeitigem Niveau	6–17 GW	2,1 GW
Strategische Reserve 5 GW	ja	gedeckt auf derzeitigem Niveau	6–17 GW	2,1 GW

Für die Untersuchung der Kapazitätsmärkte wurden im Wesentlichen die Leistungskredite der fluktuierenden erneuerbaren Energien variiert, mit denen ihr Beitrag zur gesicherten Leistung und somit zur Versorgungssicherheit quantifiziert wird. Die Leistungskredite geben den Anteil an installierter Leistung einer Erzeugungstechnologie an, der als sicher verfügbar betrachtet wird.

Tabelle 4-2: Übersicht über die Sensitivitäten für die Kapazitätsmärkte

Szenario	Photovoltaik	Wind	Reservefaktor/ Triggerereignis
Zentraler Kapazitätsmarkt	1 %	6 %	1,05
			1,00
	6 %	10 %	1,05
			Exakte Berücksichtigung des Einspeiseprofiles der erneuerbaren Energien als Kapazitätsbeitrag
Dezentraler Kapazitätsmarkt	1 %	6 %	90 % Knappheit
			85 % Knappheit
	6 %	10 %	90 % Knappheit

Zusätzlich dazu wurden für die Analyse des zentralen Kapazitätsmarkts Szenarien mit unterschiedlicher Reservemarge, mit der das Niveau der Versorgungssicherheit gesteuert werden kann, simuliert. Für den dezentralen Kapazitätsmarkt wurde analog dazu die Triggerkapazität¹² bzw. die Höhe der Knappheit am Day-ahead-Markt, bei der Nachweispflicht für die Marktakteure besteht, variiert, da dieses Ereignis einen wesentlichen Einfluss auf das Kapazitätsniveau im Gesamtsystem hat. Eine Übersicht zur Variation der Parameter für die Kapazitätsmärkte bzw. zu den analysierten Szenarien für die Kapazitätsmärkte zeigt Tabelle 4-2.

4.2. Definition der Bewertungskriterien

Bei der Untersuchung der langfristigen Versorgungssicherheit in dieser Studie geht es im Wesentlichen um die Beantwortung der Frage, ob bzw. unter

¹² Unter Triggerkapazität ist ein hohes Verhältnis zwischen Residuallast und verfügbarer Kapazität gemeint. Sie dient als Signal dafür, dass Knappheit im Spotmarkt herrscht.

welchen Bedingungen der grenzkostenbasierte EOM ausreichend Anreize für Investitionen in neue Kraftwerkskapazitäten setzen kann, um die Versorgungssicherheit langfristig zu gewährleisten oder ob ein Kapazitätsmechanismus eingeführt werden sollte. Die Bewertung der einzelnen Marktdeignoptionen hinsichtlich der Gewährleistung der Versorgungssicherheit wurde anhand drei verschiedener Kriterien durchgeführt. Zunächst wurde zwischen einer deterministischen sowie einer stochastischen Berechnung des „Versorgungssicherheitsniveaus“ unterschieden. Grundsätzlich wurde dabei von Netzstörungen bzw. Netzengpässen, atmosphärischen Einwirkungen sowie Einflussnahmen Dritter abstrahiert. Das deterministische Sicherheitsniveau ergibt sich durch Division der deterministisch verfügbaren konventionellen Kraftwerkskapazität inklusive Regelleistung¹³ durch die residuale Höchstlast, wie aus Formel 4-1 ersichtlich. Ein Sicherheitsniveau von unter 100 % bedeutet folglich, dass die Nachfrage nicht mehr vollständig gedeckt werden kann.

$$\text{Sicherheitsniveau} = \frac{\text{deterministisch verfügbare Kraftwerkskapazität inkl. Regelleistung}}{\text{Residuale Höchstlast}}$$

Formel 4-1: Berechnung des deterministischen Sicherheitsniveaus

Die stochastische Betrachtung des Sicherheitsniveaus, welche in dieser Studie im Folgenden als Reliability Standard bezeichnet wird, gibt zusätzlich die Versorgungssicherheit im modellierten System unter Berücksichtigung stochastischer Kraftwerksausfälle und der Regelleistung an. Dabei werden ex-post die geplanten Nichtverfügbarkeiten der Kraftwerke konstant gelassen, aber eine Monte-Carlo-Simulation für die nicht geplanten Nichtverfügbarkeiten der Kraftwerke ausgeführt und im Anschluss die folgende Kennzahl berechnet:

¹³ In den dazugehörigen Abbildungen ist ergänzend dieses „Sicherheitsniveau auch ohne Regelenenergie“ dargestellt.

$$\text{Reliability Standard} = \frac{\text{stochastisch verfügbare Kraftwerkskapazität inkl. Regelleistung}}{\text{Residuale Höchstlast}}$$

Formel 4-2: Berechnung des stochastischen Reliability Standard

Ein Reliability Standard unter 100 % bedeutet jedoch nicht, dass es zwingend zu Brownouts kommen muss. In den folgenden Kapiteln wird anstatt auf den Reliability Standard meist auf die erwarteten Brownout-Stunden Bezug genommen¹⁴. Zusätzlich dazu wurden bei der stochastischen Betrachtung des Sicherheitsniveaus die erwarteten Stunden einer Nicht-Markträumung gewichtet mit dem Verhältnis von ungedeckter Nachfrage am Spotmarkt zu Gesamtstromnachfrage berechnet. Dieser Zusammenhang ergibt sich durch Multiplikation der erwarteten Anzahl an Stunden einer Nicht-Markträumung mit dem Anteil an der jährlichen Gesamtstromnachfrage, der nicht über den Spotmarkt bedient werden kann.

4.3. Funktionsfähigkeit des EOM

Insbesondere die Funktionsfähigkeit des EOMs liegt im Fokus dieser Studie und wird in den folgenden Punkten detailliert analysiert. Zunächst werden die Auswirkungen unterschiedlicher Entwicklungspfade für die Nachfrageflexibilität auf Investitionen und die Gewährleistung der Versorgungssicherheit im EOM vorgestellt. Im darauf folgenden Abschnitt wird aufgezeigt, welche Auswirkungen eine zusätzliche Strategische Reserve auf die Versorgungssicherheit im EOM hat. Abschließend werden die Treiber und Sensitivitäten sowie deren Beitrag zur Versorgungssicherheit identifiziert.

¹⁴ In Frankreich und Großbritannien ist per Gesetz ein maximales Brownout-Risiko von ca. 3 h pro Jahr vorgeschrieben.

4.3.1. Szenario „DSM-Konservativ“ und Flexibilitätsszenario

Zunächst werden die Ergebnisse des EOMs mit einer eher konservativen Einschätzung der in Zukunft tatsächlich aktivierbaren Höhe abschaltbarer Lasten (Szenario „DSM-Konservativ“) vorgestellt. Abbildung 4-5 zeigt hierfür die Kapazitätsentwicklung im Betrachtungszeitraum 2010–2050.

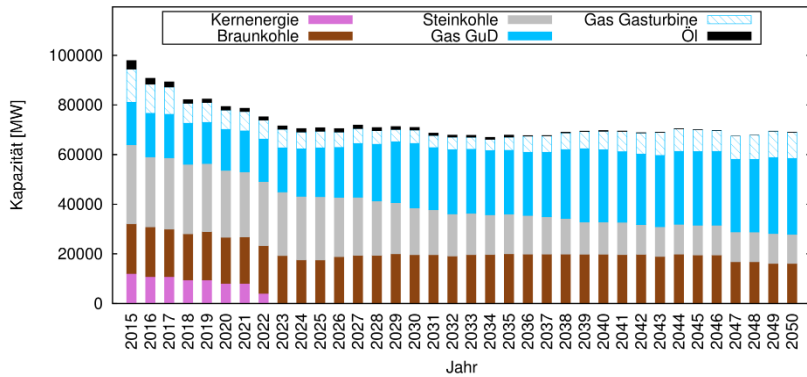


Abbildung 4-5: Entwicklung der konventionellen Kraftwerkskapazität im Szenario „DSM-Konservativ“

Bis 2025 sinkt die benötigte konventionelle Kapazität durch den Ausbau der erneuerbaren Energien und verstärkten Stromaustausch mit dem europäischen Ausland auf ein Niveau von ca. 71 GW ab. Anschließend bleibt die Kapazitätsentwicklung trotz leicht steigender Nachfrage relativ konstant zwischen 65 und 70 GW. Die unterstellte steigende Stromnachfrage¹⁵ kann durch den Ausbau der erneuerbaren Energien kompensiert werden. Bis zum Jahr 2035 wird in unterschiedliche Technologien investiert, anschließend hauptsächlich in gasbefeuerte Kraftwerke (Gas- und Dampfturbinen (GuD) und Gasturbinen) wie aus Abbildung 4-6 zu erkennen ist. Dies ist hauptsäch-

¹⁵ Eine leicht steigende Stromnachfrage ab 2025 resultiert aus der verstärkten Einführung der Elektromobilität und weiterer stromverbrauchender Technologien.

lich durch den Anstieg der CO₂-Zertifikatepreise zu erklären, der Investitionen in Kohlekraftwerke unrentabel werden lässt.

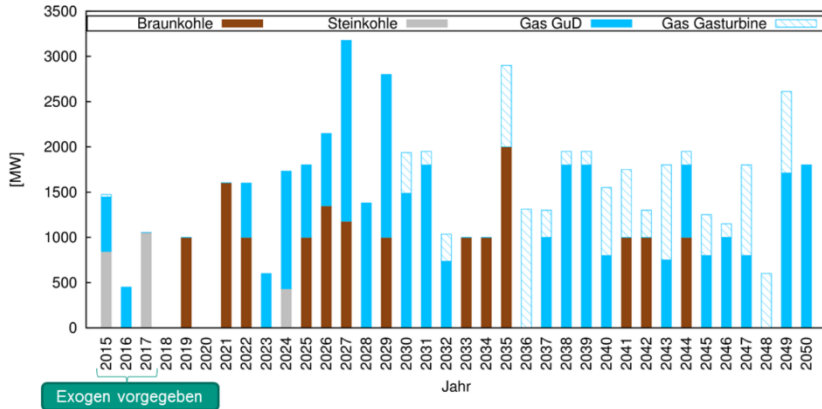


Abbildung 4-6: Investitionen im Szenario „DSM-Konservativ“

4.3.2. Wirtschaftlichkeit von Kraftwerksinvestitionen

Die Simulationsergebnisse lassen außerdem eine Ex-post-Analyse bezüglich der Wirtschaftlichkeit von Kraftwerken zu. Interessant hierbei ist insbesondere die Beantwortung der Frage, ob Kraftwerksinvestitionen langfristig profitabel sind, und wenn ja, in welche Technologien investiert werden sollte. Die Auswertung der Simulationsergebnisse hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit von Kraftwerken, findet dabei anhand der Kapitalwertmethode mit einem angenommenen Kalkulationszinssatz von 8 % und einer konservativ gewählten wirtschaftliche Nutzungsdauer von 20 Jahren statt. Die Berechnungen ergeben, dass Investitionen in Steinkohle- sowie GuD-Kraftwerke, die gegenwärtig oder vor kurzem getätigt wurden, eher unvorteilhaft sind. Insbesondere Braunkohlekraftwerke, die heute auf den Markt kommen, können dagegen weitestgehend gewinnbringend betrieben werden. Dies gilt auch für Kraftwerke, die modellendogen zugebaut werden. In der Regel können Kraftwerke, die ab 2020 zugebaut werden wirtschaftlich betrieben werden und die Investitionsausgaben erwirtschaften.

Eine exemplarische Ex-post-Analyse der Wirtschaftlichkeit von Kraftwerken kann Tabelle 4-3 entnommen werden.

Tabelle 4-3: Exemplarische Ex-post-Analyse exogener Zubauten im Szenario „DSM-Konservativ“

Technologie	Stein- kohle	Gas- turbine	GuD	GuD	Gas- turbine
Inbetriebnahme	2013	2013	2013	2030	2030
Durchschnittlicher Cashflow (20 Jahre) [T Euro/MW]	73,99	3,19	29,31	77,34	8,44
Kapitalwert [T Euro/MW]	-339,72	3,65	-105,58	123,80	7,68

Eine eher optimistische Einschätzung der Entwicklung von Nachfrageflexibilität, insbesondere der tatsächlichen Verfügbarkeit von abschaltbaren Lasten (Flexibilitätsszenario), ergibt eine nur geringfügig vom Szenario „DSM-Konservativ“ abweichende Kapazitätsentwicklung. Allerdings ist festzustellen, dass sich die Wirtschaftlichkeit von insbesondere Gaskraftwerken, die ab 2022 in den Markt kommen, deutlich verschlechtert. Grund dafür ist die geringere Anzahl von Maximalpreisen am Spotmarkt durch die größere Verfügbarkeit von abschaltbaren Lasten. Während die Nicht-Markträumung am Spotmarkt im Modell zu Preisen von 3000 Euro/MWh führt, sind die Preise abschaltbarer Lasten mit ca. 1000 Euro/MWh deutlich geringer.

4.3.3. Versorgungssicherheit von „DSM-Konservativ“ und Flexibilitätsszenario

Unterschiede zwischen den beiden Szenarien ergeben sich außerdem bei der Auswertung der Simulationsergebnisse hinsichtlich der Versorgungssicherheit. Abbildung 4-7 zeigt den Verlauf des deterministischen Sicherheits-

niveaus für das Szenario „DSM-Konservativ“, das von einem Höchstwert an tatsächlich aktivierbarer abschaltbarer Lasten bis zum Jahr 2050 von 2 GW ausgeht. In diesem Szenario muss ab 2040 Regelenergie eingesetzt werden, um Nachfrageunterdeckungen zu vermeiden. Durch diese Maßnahme können unfreiwillige Abschaltungen vermieden werden, allerdings kann die Markträumung am Spotmarkt in diesem Szenario ab 2040 nicht mehr garantiert werden. Anders verhält es sich dagegen mit der Entwicklung des Sicherheitsniveaus im Flexibilitätsszenario, welche aus Abbildung 4-8 ersichtlich ist. In diesem Szenario wird von einer in Zukunft höheren Verfügbarkeit an abschaltbaren Lasten von bis zu 8 GW ausgegangen. Diese Entwicklung führt zu einer deutlichen Erhöhung des Sicherheitsniveaus gegenüber dem Szenario „DSM-Konservativ“. So kommt es im Flexibilitätsszenario erst und ausschließlich im Jahr 2047 zum Einsatz von Regelenergie, um Nachfrageunterdeckungen zu vermeiden. In allen weiteren Jahren kann eine Markträumung garantiert werden. Nachfrageflexibilität, insbesondere in Form abschaltbarer Lasten, kann somit in Zukunft einen wesentlichen Beitrag zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit beitragen.

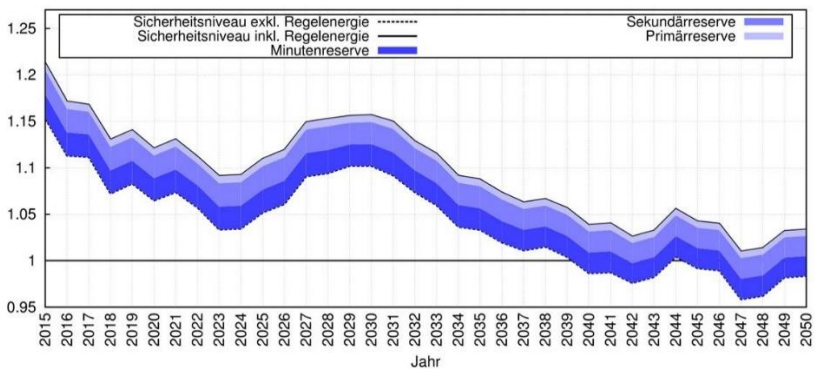


Abbildung 4-7: Entwicklung des deterministischen Sicherheitsniveaus im Szenario „DSM-konservativ“

Die Auswertung des stochastischen Sicherheitsniveaus unter der Berücksichtigung zufälliger Kraftwerksausfälle führt zu einem ähnlichen Bild. Abbildung 4-9 zeigt die erwarteten Stunden pro Jahr, in denen der Spotmarkt bei einer stochastischen Betrachtung nicht geräumt werden kann.

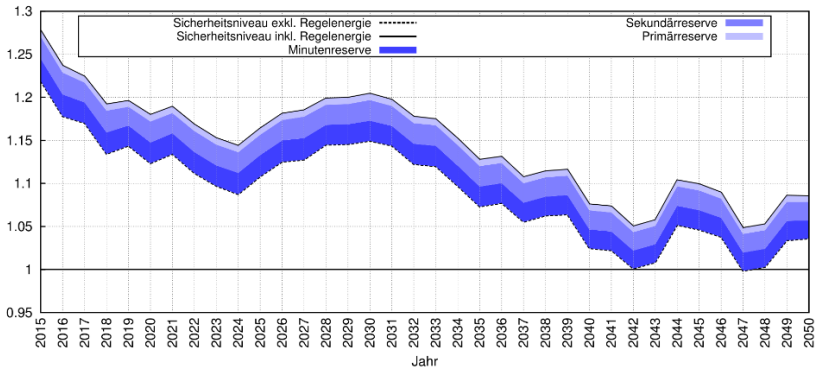


Abbildung 4-8: Entwicklung des deterministischen Sicherheitsniveaus im Flexibilitätsszenario

Während die erwartete Nicht-Markträumung im Szenario „DSM-Konservativ“ ab 2036 dauerhaft einen Wert größer 3 h pro Jahr annimmt und sich auf einen Wert von knapp 80 h im Jahr 2047 steigert, liefert das Flexibilitätsszenario ein deutlich positiveres Ergebnis. In diesem Szenario kommt es lediglich in den Jahren 2042, 2043, 2047 und 2048 zu einer deutlich erhöhten Erwartung der fehlenden Markträumung. Dieses Resultat unterstreicht die Relevanz ausreichend verfügbarer Potentiale an Prozessen und Technologien, die bei Bedarf ihren Strombezug reduzieren können, für die Funktionsfähigkeit des EOMs.

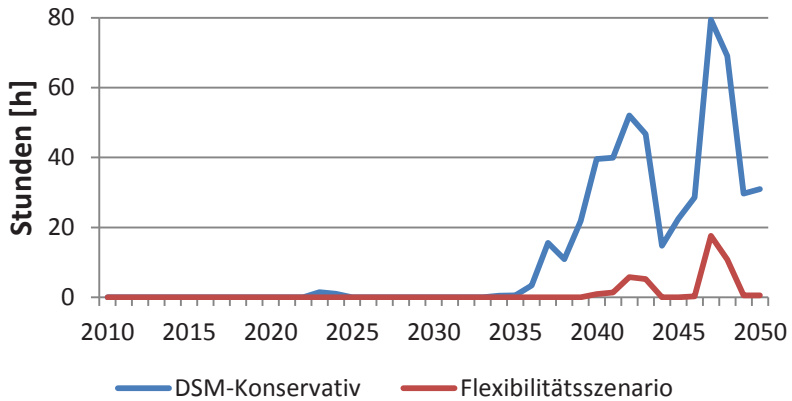


Abbildung 4-9: Erwartete Stunden einer Nicht-Markträumung unter Berücksichtigung von stochastischen Kraftwerksausfällen im Szenario „DSM-Konservativ“ und im Flexibilitätsszenario

Betrachtet man dagegen die erwartete Anzahl an Stunden einer Nicht-Markträumung, gewichtet mit dem Verhältnis von ungedeckter Nachfrage am Spotmarkt zu Gesamtstromnachfrage¹⁶, relativiert sich dieses Bild und wird deutlich abgeschwächt. Abbildung 4-10 zeigt das Risiko, dass die Nachfrage in einer Stunde des Jahres nicht ausschließlich über den Spotmarkt bedient werden kann. Bereits im Szenario „DSM-Konservativ“ liegt dieser Wert dauerhaft, mit Ausnahme des Jahres 2047, unterhalb 30 Minuten, im Flexibilitätsszenario steigt er zu keinem Zeitpunkt über 2 Minuten an. Bei einer Betrachtung des stochastischen Sicherheitsniveaus unter Berücksichtigung der Regelleistung ist festzustellen, dass beide Szenarien im gesamten Betrachtungszeitraum sogar konstant einen Reliability Standard von 100 % einhalten können.

¹⁶ Dieser Wert ergibt sich durch Multiplikation der erwarteten Anzahl an Stunden einer Nicht-Markträumung mit dem Anteil an der jährlichen Gesamtstromnachfrage, der nicht über den Spotmarkt bedient werden kann.

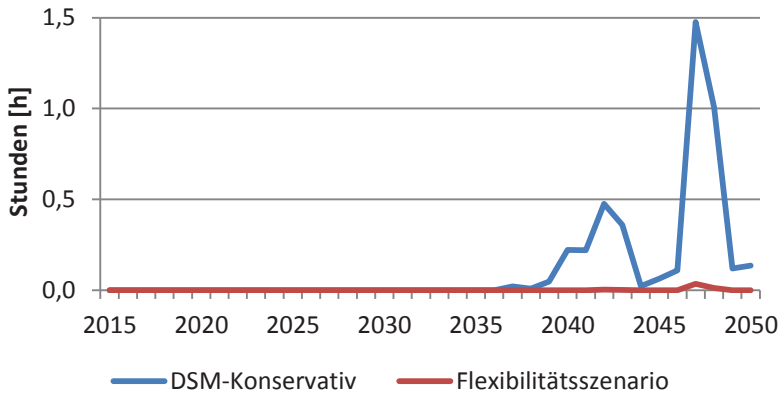


Abbildung 4-10: Erwartete Stunden einer Nicht-Markträumung gewichtet mit dem Verhältnis von ungedeckter Nachfrage am Spotmarkt zu Gesamtstromnachfrage im Szenario „DSM-Konservativ“ und im Flexibilitätsszenario

4.4. EOM mit Strategischer Reserve

Im folgenden Abschnitt werden die wesentlichen Modellergebnisse bei einer schrittweisen Einführung einer Strategischen Reserve dargestellt. Eine Strategische Reserve in Höhe von 5 GW führt ab dem Jahr 2025 zu einer thermischen Kapazität von ungefähr 75 GW (Abbildung 4-11), wobei dabei alle thermischen Kraftwerke – auch die, die Teil der Reserve sind – betrachtet werden. Damit erhöht sich die thermische Kapazität gegenüber einem EOM ohne Strategische Reserve deutlich, vor allem durch zusätzliche Spitzenlastkraftwerke, insbesondere Gasturbinen.

Das deterministische Sicherheitsniveau liegt bis 2050 stets über 1.05; bis 2030 sogar über 1.1, wie in Abbildung 4-12 zu sehen ist. Auch kann über den betrachteten Zeitraum bis 2050 die Nachfrage auf dem Day-ahead-Markt stets gedeckt werden. Bei Betrachtung von deterministischen Kraftwerksausfällen kommt die Reserve erst nach 2035 zum ersten Einsatz, ab 2040 wird sie jedoch vermehrt benötigt, in vereinzelt Jahren sogar über 50 Stunden.

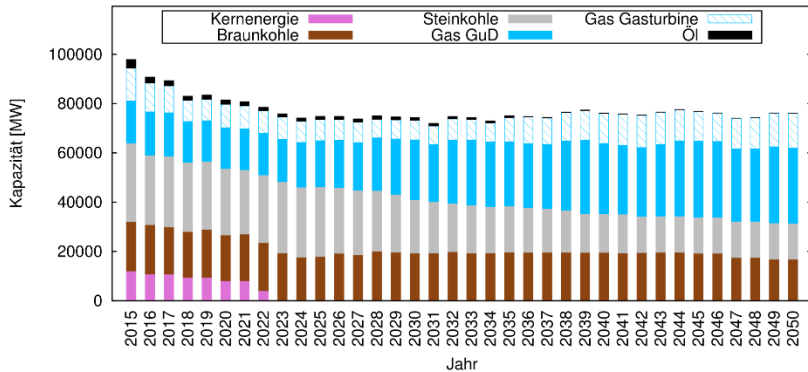


Abbildung 4-11: Kapazitätsentwicklung bei Einführung einer Strategischen Reserve von 5 GW bis 2050

Die jährlichen Auktionspreise sind mit der Marktknappheit korreliert. In Zeiten von Knappheit steigen die Strompreise, da Kraftwerke am Day-ahead-Markt mit höheren Einnahmen rechnen können und diese als Opportunitätskosten betrachten. Dementsprechend sinken die Preise in den Jahren, in denen nur selten bis gar keine Knappheitssituationen erwartet werden und Spitzenlastkraftwerke von geringen Einnahmen ausgehen. Die minimalen und maximalen Preise sind allerdings durch die Fixkosten der günstigen Kraftwerkstechnologie (CONE) festgelegt.

Die gesamten für den Auktionator anfallenden Kosten der Auktion für die Strategische Reserve liegen bis 2030 bei 3 Mrd. Euro. Bis 2050 erhöhen sich diese dann auf ca. 5 Mrd. Euro. Zwar sorgen die durch die Knappheit bedingten hohen Auktionspreise ab 2041 für höhere Ausgaben, allerdings verbleibt der Großteil der Einnahmen, die durch den Einsatz der Reserve generiert werden, beim Auktionator, sodass die durchschnittlichen jährlichen Kosten von 2031–2050 sogar geringer ausfallen als im Zeitraum von 2015–2030.

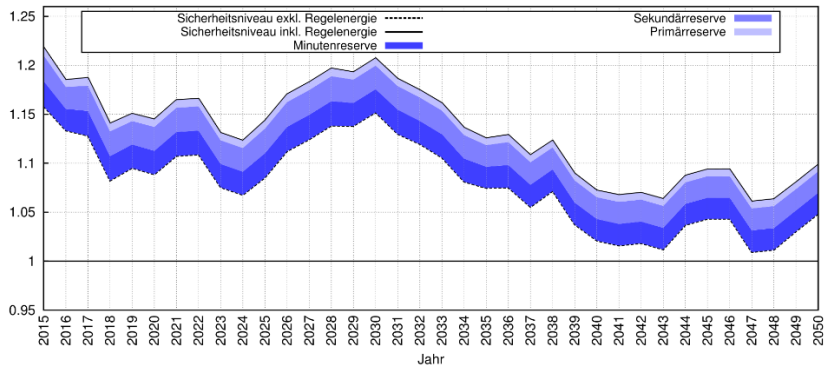


Abbildung 4-12: Entwicklung des deterministischen Sicherheitsniveaus bei Einführung einer Strategischen Reserve von 5 GW

Da Kraftwerke in der Reserve hauptsächlich für die zur Verfügung gestellte Kapazität vergütet werden, kommen vor allem Spitzenlastkraftwerke mit geringen Fixkosten für die Strategische Reserve in Frage. In der Simulation sind dies in erster Linie Öl- und Gasturbinen, die am EOM nur geringe Deckungsbeiträge erzielen und damit niedrige Opportunitätskosten besitzen.

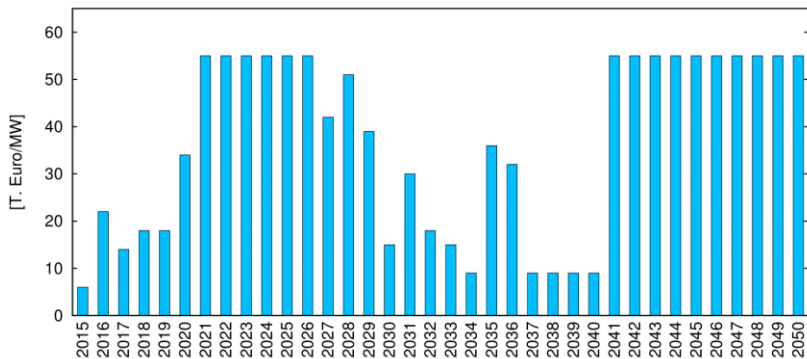


Abbildung 4-13: Entwicklung der jährlichen Auktionspreise bei Einführung einer Strategischen Reserve von 5 GW

Nur sehr vereinzelt wechseln auch Kohlekraftwerke in die Strategische Reserve. Neubauten machen ebenso nur einen geringen Anteil in der Strategischen Reserve aus, da bei diesen die Höhe der Investition zusätzlich noch im Angebotspreis für die Reserveauktion betrachtet werden muss, während bei Bestandskraftwerken die Investition als irreversible Kosten bei der Gebotsabgabe keine Rolle mehr spielt.

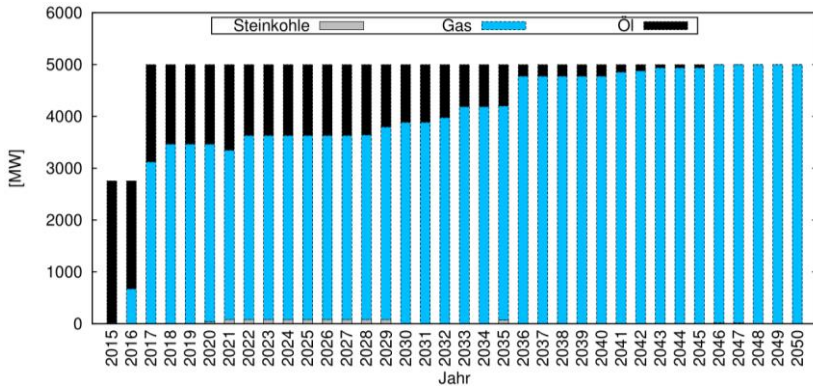


Abbildung 4-14: Entwicklung der Strategischen Reserve von 5 GW

4.5. Untersuchte Szenarien und identifizierte Treiber

Der wesentliche und deutliche Einfluss ausreichend vorhandener Nachfrageflexibilität auf die Funktionsfähigkeit des EOM wurde bereits in Abschnitt 4.3.1 bei der Analyse unterschiedlicher Entwicklungspfade für die Verfügbarkeit von abschaltbaren Lasten erkennbar. Es zeigt sich, dass nachfrage-seitige Maßnahmen, insbesondere in Form abschaltbarer Lasten, in Zukunft einen deutlichen Beitrag zur Erhöhung des Versorgungssicherheitsniveaus leisten und das Risiko einer Nicht-Markträumung reduzieren können.

Allerdings konnten lediglich geringe und eher vernachlässigbare Auswirkungen der Aktivierung von abschaltbaren Lasten auf modellendogene Investitionsentscheidungen festgestellt werden. So unterscheidet sich die Entwick-

lung der konventionellen Kapazität der beiden Szenarien nur geringfügig voneinander. Einerseits erhöht sich der durchschnittliche Day-ahead-Strompreis im Szenario „DSM-Konservativ“ ab ca. 2038 erkennbar gegenüber dem Flexibilitätsszenario. Dies liegt daran, dass in diesem Szenario anschließend regelmäßig der Markt nicht geräumt werden kann und die Nicht-Markträumung zu Day-ahead-Preisen von 3000 Euro/MWh führt. Im Flexibilitätsszenario muss dagegen lediglich im Jahr 2047 aufgrund von Nicht-Markträumung am Spotmarkt auf den Einsatz von Regelenergie zurückgegriffen werden, in allen anderen Jahren können bei angebotsseitiger Knappheit verfügbare abschaltbare Lasten eine fehlende Markträumung verhindern. Diese Maßnahme zur Gewährleistung der Markträumung verursacht weit niedrigere Kosten von meist ca. 1000 Euro/MWh (im Vergleich zu 3000 Euro/MWh bei Nicht-Markträumung) und resultiert in dementsprechend niedrigeren Day-ahead-Strompreisen in diesen Stunden. Andererseits haben die im Szenario „DSM-Konservativ“ gegenüber dem Flexibilitätsszenario größeren Preisspitzen am Day-ahead-Markt kaum einen Einfluss auf Investitionen. Der Grund hierfür liegt in der Umsetzung der risikobehafteten Investitionsentscheidungen. Es wurde angenommen, dass Investoren bei ihrer Investitionsentscheidung nicht auf zukünftig mögliche Preisspitzen in Höhe von 3000 Euro/MWh durch Nicht-Markträumung vertrauen, sondern sich eher konservativ im Hinblick auf erwartete Erlöse am Spotmarkt verhalten. Dies bedeutet, dass aktuell auftretende Day-ahead-Strompreise größer 1000 Euro/MWh kaum Auswirkungen auf zeitgleiche Investitionsentscheidungen haben, da die Unsicherheit der zukünftigen Entwicklung von künftigen hohen Preisspitzen den Marktakteuren als zu groß erscheint.

Das Risiko in Zukunft fehlender extrem hoher Preisspitzen wird von Investoren als zu groß eingeschätzt, um dadurch mögliche Erlöse in ihre Investitionsentscheidung einzubeziehen, auch wenn aktuell Preise in Höhe von 3000 Euro/MWh am Spotmarkt auftreten. Dementsprechend lässt sich schlussfolgern, dass auch eine Änderung der Preisobergrenze am Spotmarkt kaum einen Einfluss auf Investitionsentscheidungen haben sollte, da extreme Preisspitzen ohnehin nicht als Grundlage für Investitionsentscheidungen unter Unsicherheit angenommen werden. Es lässt sich somit festhalten,

dass Nachfrageflexibilität in Form abschaltbarer Lasten bei den in dieser Studie getroffenen Annahmen kaum Auswirkungen auf Kraftwerksinvestitionen hat, durchaus aber zu einer deutlichen Erhöhung der Versorgungssicherheit beiträgt.

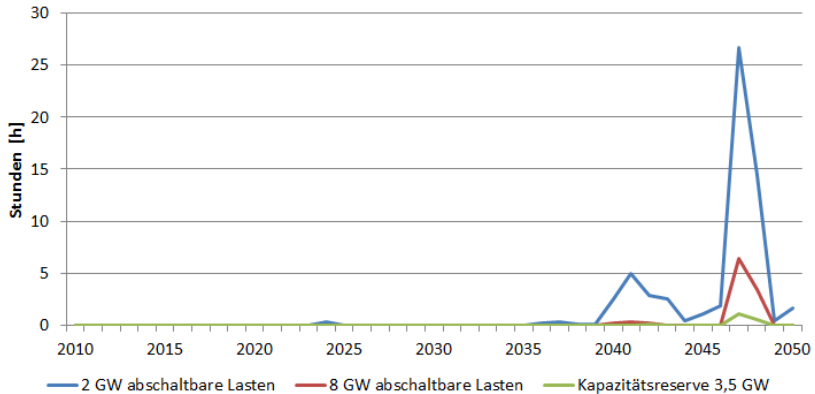


Abbildung 4-15: Erwartete Brownout-Stunden für unterschiedliche Sensitivitäten bei keiner Zulassung von Markups im EOM

Im Rahmen der Analyse der Funktionsfähigkeit des EOM wurde außerdem untersucht, welchen Einfluss ein theoretisches Markup-Verbot auf das Versorgungssicherheitsniveau hat. Die Ergebnisse zeigen, dass Markups elementar für das Funktionieren des Peak-Load-Pricing sind und damit für die Funktionsfähigkeit des EOM. Vor allem dann, wenn nur eine geringe Verfügbarkeit von abschaltbaren Lasten und keine Verfügbarkeit von Netzersatzanlagen und statische Exportzeitreihen angenommen werden. So liegen die erwarteten Stunden einer Nicht-Markträumung im Szenario „DSM-Konservativ“ (Verfügbarkeit von abschaltbaren Lasten in einer Höhe von maximal 2 GW) bereits für das Jahr 2023 bei ca. 20 h und für 2024 sogar bei über 100 h. Unter Berücksichtigung von Regelenergie können jedoch bis 2040 unfreiwillige Lastabschaltungen vermieden werden. Ab 2041 kommt es jedoch mehrfach zu Brownouts, die erwarteten Brownout-Stunden nehmen im Markup-Verbotsszenario einen Maximalwert von 27 h im Jahr 2047 an. Ein Markup-Verbot führt somit zu einer deutlichen Verschlechterung des

Sicherheitsniveaus. Allerdings bleibt anzumerken, dass eine Steigerung der Verfügbarkeit abschaltbarer Lasten auch bei einer Unterlassung von Markups die Versorgungssicherheit positiv beeinflusst. Bei einer gesteigerten Kapazität abschaltbarer Lasten in Höhe von ca. 8 GW nehmen die erwarteten Ausfallstunden lediglich in den Jahren 2047 und 2048 Werte größer 3 h pro Jahr an. Allerdings muss auch in diesem Szenario erstmals im 2024 und ab 2040 dauerhaft auf Regelenergie zurückgegriffen werden, um Brownouts zu vermeiden.

Werden die Märkte dagegen zusätzlich durch eine Strategische Reserve in Höhe von mindestens 3,5 GW unterstützt, kann die Nachfrage unter Einbezug der Regelenergie sogar über den gesamten Betrachtungszeitraum gedeckt werden. Die erwarteten Brownout-Stunden liegen inklusive Regelleistung dauerhaft unter 3 h pro Jahr, mit einem Maximalwert von ca. 1 h im Jahr 2047. Andererseits ist festzustellen, dass auch eine Strategische Reserve in Höhe von 3,5 GW bei keiner Zulassung von Markups eine Markträumung auf dem Spotmarkt nicht über den gesamten Betrachtungszeitraum gewährleisten kann. Ab dem Jahr 2039 ist der Einsatz von Regelleistung notwendig, um Brownouts zu vermeiden. Abbildung 4-15 zeigt die Entwicklung der erwarteten Brownout-Stunden für die bei einem Markup-Verbot untersuchten unterschiedlichen Sensitivitäten.

Des Weiteren wurde außerdem ein Szenario untersucht in dem für die Zukunft kein weiterer Braunkohlezubau zugelassen wurde. Die Entwicklung der Gesamtkapazität im Markt unterscheidet sich kaum von den Szenarien mit Braunkohlezubau. Alte Braunkohle- und Kohlekraftwerke werden hauptsächlich ersetzt durch GuD-Kraftwerke. Es erfolgen zwar einerseits insgesamt weniger Zubauten, andererseits werden weniger Kraftwerke aus wirtschaftlichen Gründen stillgelegt. Dementsprechend ergeben sich lediglich geringe Unterschiede in der Entwicklung des Versorgungssicherheitsniveaus bei einer zukünftigen Unterlassung von Investitionen in Braunkohlekraftwerke. Ab 2040 kann der Day-ahead-Markt bei einer konservativen Einschätzung der Verfügbarkeit an abschaltbaren Lasten wiederholt nicht geräumt werden und Regelenergie wird zur Nachfragedeckung eingesetzt.

Durch den Abruf von Regellenergie können jedoch auch in diesem Szenario über den gesamten Betrachtungszeitraum Brownouts vermieden werden.

4.6. Versorgungssicherheit im Fall der Einführung eines Kapazitätsmarktes

4.6.1. Umfassender Kapazitätsmarkt

Im Folgenden werden die wesentlichen Ergebnisse aus der Simulation des umfassenden zentralen Kapazitätsmarkts mit Kapazitätsoptionen zusammengefasst.

Abbildung 4-16 und 4-17 zeigen die Entwicklung der installierten konventionellen Kraftwerkskapazität bei einer angesetzten Reservemarge von 5 %, jedoch mit unterschiedlichen Leistungskrediten für die fluktuierenden erneuerbaren Energien und somit mit einer unterschiedlichen Bewertung ihres Beitrags zur gesicherten Leistung. Insgesamt ist über den Betrachtungszeitraum eine gleichmäßige Investitionstätigkeit bzw. Kapazitätsentwicklung festzustellen. Die Ergebnisse zeigen außerdem, dass höhere Leistungskredite (Abbildung 4-17) zu weniger Kapazitätsnachfrage im zentralen Kapazitätsmarkt und somit insgesamt zu weniger Investitionen und Kapazitäten im Gesamtsystem führen. Das Kapazitätsniveau ist in beiden Szenarien jedoch deutlich höher als im EOM (durchschnittlich um ca. 13 GW im Szenario mit niedrigen Leistungskrediten bzw. ca. 6,7 GW im Szenario mit hohen Leistungskrediten).

Im gesamten Betrachtungszeitraum werden im Szenario mit den niedrigeren Leistungskrediten kumuliert ca. 16 GW und in dem Szenario mit den höheren Leistungskrediten kumuliert ca. 6 GW mehr Investitionen getätigt, als im Szenario „DSM-Konservativ“. Diese zusätzlichen Investitionen erfolgen überwiegend in Gasturbinen. Die Wirtschaftlichkeit für Kraftwerksneubauten ist in der Regel in beiden Szenarien gegeben.

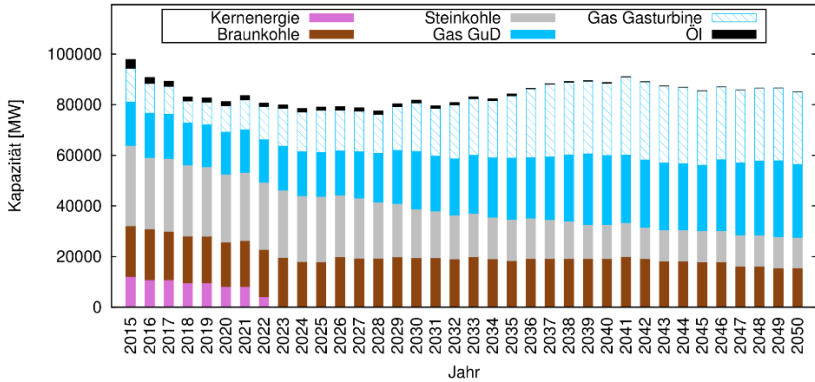


Abbildung 4-16: Entwicklung der konventionellen Kapazität im zentralen Kapazitätsmarkt. Reservemarge 5 %, EE-Leistungskredite: 1 % PV, 6 % Wind

Die Auswertung der Simulationsergebnisse hinsichtlich der Versorgungssicherheit ergibt, dass in beiden Szenarien mit Kapazitätsmarkt sowohl die Markträumung als auch die Deckung der Nachfrage in jeder Stunde des Betrachtungszeitraums ohne Einsatz von Regenergie möglich ist. Der zentrale Kapazitätsmarkt erreicht somit bei vorgeschlagener Parametrisierung sein Ziel, die Versorgungssicherheit und auch die Markträumung dauerhaft zu gewährleisten. Im Szenario mit den niedrigeren Leistungskrediten für die fluktuierenden erneuerbaren Energien liegt das Sicherheitsniveau ohne Berücksichtigung von Regenergie im gesamten Zeitraum über 108 %. Im Szenario mit den höheren Leistungskrediten ist das Sicherheitsniveau nur geringfügig niedriger, liegt jedoch dauerhaft über 106 %, mit Ausnahme der Jahre 2021, 2022 und 2050. In diesen Jahren sinkt das Niveau kurzzeitig unterhalb von 106 % ab, liegt jedoch nur knapp darunter und schwankt sonst zwischen 107 und 109 %.

Auch bei einer stochastischen Betrachtung der Ausfallwahrscheinlichkeit wird der Reliability Standard (maximales Brownout-Risiko bei 3 h) in beiden Szenarien deutlich und dauerhaft eingehalten. Im Szenario mit Berücksichtigung der exakten Einspeisewerte der erneuerbaren Energien bei der Berechnung des konventionellen Kapazitätsbedarfs, nähert sich die Kapazitätsentwicklung dem der EOM-Szenarien an. Jedoch werden auch in diesem

Szenario ausreichend Kapazitäten bereitgestellt, um die Markträumung am Spotmarkt und somit die Versorgungssicherheit dauerhaft zu gewährleisten. So liegt das Sicherheitsniveau ohne Berücksichtigung von Regelenergie im Betrachtungszeitraum immer über 102 % und inklusive Regelenergie sogar bis auf das Jahr 2050 konstant über 108 % (siehe Abbildung 4-18).

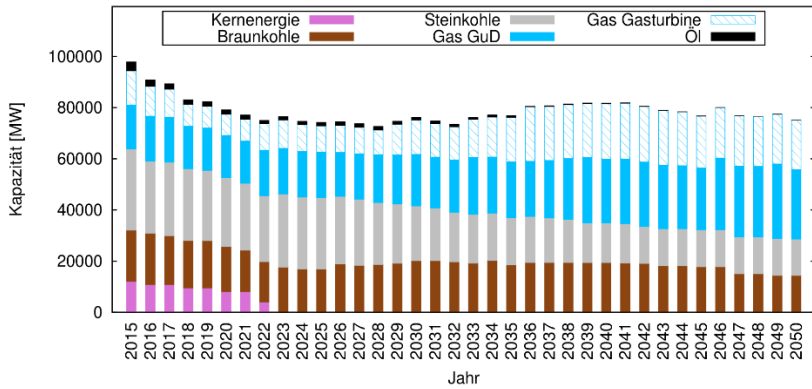


Abbildung 4-17: Entwicklung der konventionellen Kapazität im zentralen Kapazitätsmarkt. Reservemarge 5 %, EE-Leistungskredite: 6 % PV, 10 % Wind

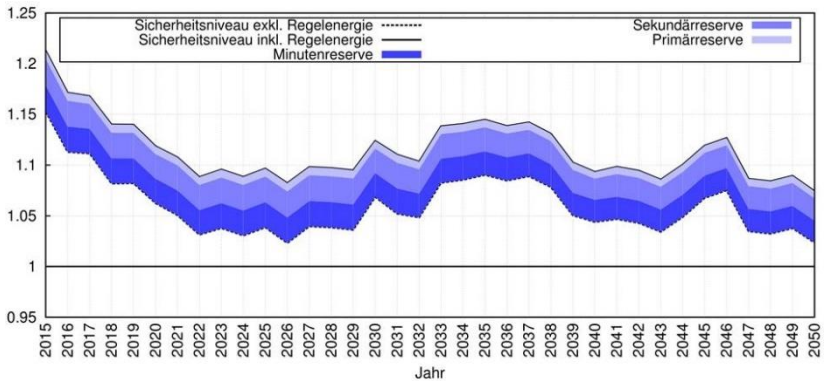


Abbildung 4-18: Entwicklung des Sicherheitsniveaus im zentralen Kapazitätsmarkt. Reservemarge 5 %, exakte Einspeisewerte der erneuerbaren Energien

4.6.2. Dezentraler Kapazitätsmarkt

Zentrale Rolle für die Funktionsweise des dezentralen Markts spielt die Bestimmung der Triggerkapazität bzw. die Definition des Triggerereignisses. Die Triggerkapazität zeigt eine gewisse Knappheit im System an und wird vom Regulator im Vorfeld definiert. Bei Erreichen dieser Triggerkapazität am Spotmarkt sind Anbieter von Leistungszertifikaten verpflichtet, Strom in Höhe ihrer verkauften Zertifikate zu liefern, bzw. Nachfrager ihre Stromnachfrage auf Höhe ihrer durch gekaufte Leistungszertifikate gesicherte Nachfrage zu reduzieren. Kann einer der Marktakteure diese Forderung nicht einhalten, wird eine Strafzahlung fällig. Abbildung 4-19 zeigt die Kapazitätsentwicklung im dezentralen Markt bei einer Triggerkapazität von 90 % und Abbildung 4-20 bei einer Triggerkapazität von 85 %. Dies bedeutet, dass zu jedem Zeitpunkt, wenn der Kraftwerkspark zu 90 % bzw. 85 % ausgelastet ist, das Triggerereignis eintritt und Nachweispflicht für alle Marktakteure besteht. Die Kapazitätsentwicklung in diesem Marktdesignszenario verläuft leicht zyklisch, die konventionelle Kraftwerkskapazität schwankt im Betrachtungszeitraum zwischen 75 und 90 GW (von den hohen Startwerten der Kapazitätsentwicklung abgesehen).

Abbildung 4-21 und 4-22 zeigen außerdem die Entwicklung der Leistungszertifikatepreise in Abhängigkeit des Auftretens des Triggerereignisses und für die beiden unterschiedlichen Triggerkapazitäten. Es ist eine deutliche Volatilität der Zertifikatepreise zu erkennen, welche die leicht zyklische Investitionstätigkeit in diesem Marktdesign erklärt. Die Höhe der Zertifikatepreise variiert zwischen 0 Euro/MW bzw. 60 Tsd. Euro/MW, wenn keine Kapazitätsknappheit im Gesamtsystem besteht, und steigt auf ca. 120 Tsd. Euro/MW bzw. knapp 111 Tsd. Euro/MW bei Knappheit an.

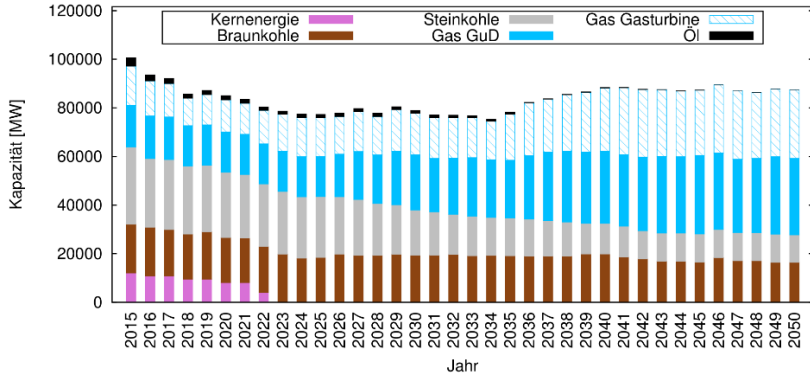


Abbildung 4-19: Entwicklung der konventionellen Kapazität im dezentralen Kapazitätsmarkt. EE-Leistungskredite: 1 % PV, 6 % Wind, Triggerereignis: 90 % Knappheit

Die Simulationsergebnisse lassen außerdem den deutlichen Zusammenhang zwischen der vorgegebenen Triggerkapazität und der Höhe bzw. Entwicklung der Zertifikatepreise erkennen. Je häufiger die Nachweispflicht für die Marktakteure eintritt, also je niedriger die Triggerkapazität gewählt wird, umso größer ist die Bereitschaft sich ausreichend Leistungszertifikate zu beschaffen, da im Falle einer Unterdeckung eine Strafzahlung fällig wird. Das Auftreten des Triggerereignisses wirkt sich folglich auf den Gebotspreis der Nachfrager nach Leistungszertifikaten aus und dadurch unmittelbar auf den Leistungszertifikatepreis und das Investitionsvolumen.

Mit der Definition des Triggerereignisses kann also direkt das Niveau der Versorgungssicherheit sowie die Höhe bzw. die Entwicklung der Zertifikatepreise gesteuert werden.

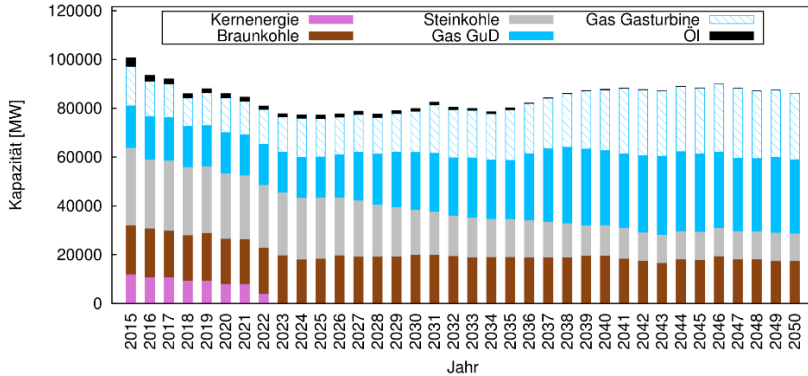


Abbildung 4-20: Entwicklung der konventionellen Kapazität im dezentralen Kapazitätsmarkt. EE-Leistungskredite: 1 % PV, 6 % Wind, Triggerereignis: 85 % Knappheit

Wird die Triggerkapazität eher niedrig gewählt, besteht oft eine Nachweispflicht für Leistungszertifikate und es kommt zu einer vergleichsweise konstanten Entwicklung der Kapazitätspreise (siehe Abbildung 4-22). Tritt das Triggerereignis jedoch durch eine höher definierte Triggerkapazität seltener auf, schwanken die Zertifikatepreise dagegen deutlich und sinken im Extremfall bei lang anhaltender Abwesenheit der Nachweispflicht auf 0 Euro/MW ab (siehe Abbildung 4-21). Eine adäquate Parametrierung hinsichtlich des Triggerereignis bzw. der Triggerkapazität ist somit essenziell für die Effektivität und Effizienz des dezentralen Kapazitätsmarkts.

Bezüglich der Auswertung der Simulationsergebnisse hinsichtlich des Sicherheitsniveaus ist festzustellen, dass auch der dezentrale Markt das Ziel, ausreichend Kapazitäten bereitzustellen, um die Markträumung am Spotmarkt zu garantieren und die Versorgungssicherheit dauerhaft zu gewährleisten, deutlich erreicht. Das deterministische Sicherheitsniveau sinkt in beiden Szenarien im Betrachtungszeitraum ohne Berücksichtigung von Regelenergie nie unter einen Wert von 110 % ab. Mit Einbezug von Regelenergie liegt das Sicherheitsniveau in den meisten Jahren sogar über einem Wert von 116 %. Der Reliability Standard liegt ebenfalls in beiden Szenarien konstant bei 100 %. Somit kann auch bei einer stochastischen Betrachtung unter Be-

rücksichtigung zufälliger Kraftwerksausfälle die Sicherheit bzw. eine zuverlässige Stromversorgung in diesem Marktdesign bei gewählter Parametrierung dauerhaft gewährleistet werden.

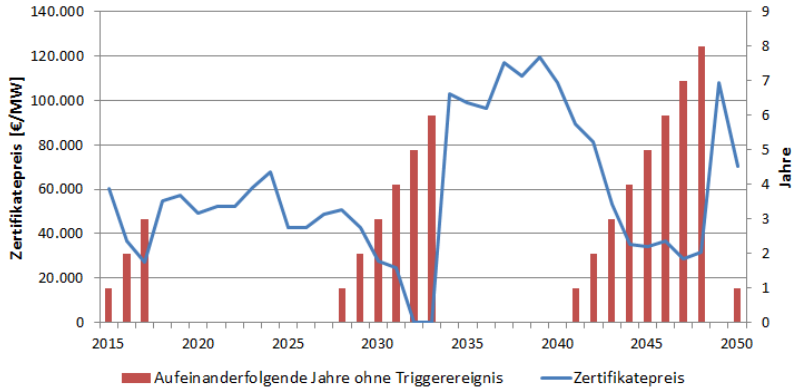


Abbildung 4-21: Entwicklung der Leistungszertifikatepreise in Abhängigkeit des Auftretens des Triggerereignisses bei einer Triggerkapazität von 90 %

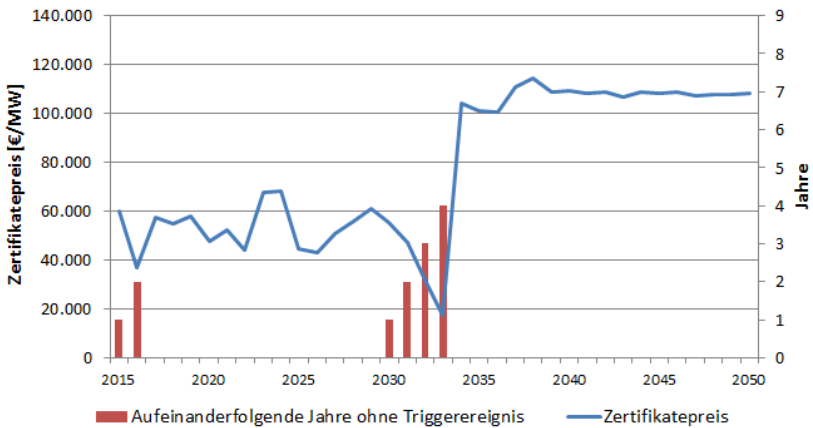


Abbildung 4-22: Entwicklung der Leistungszertifikatepreise in Abhängigkeit des Auftretens des Triggerereignisses bei einer Triggerkapazität von 85 %

5. Bewertung und Vergleich der Marktdesignoptionen

5.1. Quantitative Faktoren

Im Folgenden werden die vier wesentlichen Marktdesignoptionen mit konservativ angenommenen DSM-Kapazitäten und zusätzlich das Flexibilitätsszenario (mit abschaltbaren Lasten von 8,1 GW) miteinander verglichen und bewertet. Im Detail sind das die Szenarien „EOM-DSM-Konservativ“, EOM-Flexibilitätsszenario, die Strategische Reserve mit 5 GW Reserveleistung sowie der dezentrale und zentrale (mit Reserveindex von 5 %) Kapazitätsmarkt mit Leistungskrediten von 6 % für Wind und 1 % für Photovoltaik.

5.1.1. Versorgungssicherheitsniveau (Effektivität)

Im Versorgungssicherheitsniveau zeigen sich deutliche Unterschiede zwischen den gewählten Szenarien. Die Auswirkungen unterschiedlicher Entwicklungspfade für Nachfrageflexibilität im EOM sowie unterschiedlicher Parametrierungen der Kapazitätsmechanismen auf das Versorgungssicherheitsniveau wurden bereits im Kapitel 5 aufgezeigt. Jedoch sind insbesondere zwischen den Marktdesignoptionen Unterschiede zu verzeichnen. Abbildung 5-1 zeigt das deterministische Versorgungssicherheitsniveau exklusive Regelleistung, hier als Markträumungsniveau bezeichnet, für die unterschiedlichen Marktdesigns. Ein Wert unter 1 bedeutet somit, dass der Day-ahead-Markt mangels verfügbarer Kapazität nicht geräumt werden kann.

Es wird deutlich, dass die verfügbare Erzeugungskapazität im EOM ab 2030 zunehmend knapp wird und der Day-ahead-Markt bei einem konservativen Entwicklungspfad der DSM-Potentiale (Szenario „DSM-Konservativ“) schließlich ab 2040 häufiger nicht geräumt werden kann. Anschließend muss in diesem Szenario in einzelnen Fällen Regelenergie eingesetzt werden, um eine Nachfragedeckung weiterhin gewährleisten zu können.

Unfreiwillige Lastabschaltungen (Brownouts) gibt es dadurch in keinem der untersuchten Szenarien. Die Einführung einer entsprechend dimensionierten Strategischen Reserve (in Höhe von 5 GW) erscheint hier als geeignete Maßnahme zur Absicherung des Marktes, da in diesem Szenario jederzeit eine Markträumung stattfindet (Abbildung 5-1).

Das Versorgungssicherheitsniveau im EOM mit Strategischer Reserve ist ab 2030 um durchschnittlich ca. 4,5 Prozentpunkte höher als im EOM ohne Strategische Reserve. Wie bereits in Kapitel 4.3.1 ausführlich diskutiert, wird das Markträumungsniveau im EOM außerdem wesentlich davon beeinflusst, in welcher Höhe abschaltbare Lasten tatsächlich aktivierbar sind. So kann im Flexibilitätsszenario, also bei einem eher optimistischen Entwicklungspfad der DSM-Potentiale, der Day-ahead-Markt lediglich im Jahr 2047 in einzelnen Fällen nicht geräumt werden. Die Ergebnisse zeigen, dass eine Steigerung der Verfügbarkeit von abschaltbaren Lasten von ca. 2,1 GW auf ca. 8,1 GW einen vergleichbaren Anstieg des Sicherheitsniveaus wie die Einführung einer Strategischen Reserve bewirkt. Die Förderung von DSM-Potentialen bzw. Anreize zur Aktivierung abschaltbarer Lasten können somit einen entscheidenden Beitrag zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit leisten.

Eine deutlichere Erhöhung des Versorgungssicherheitsniveaus bewirkt die Einführung eines Kapazitätsmarkts. Sowohl im dezentralen als auch im zentralen Kapazitätsmarkt fällt das Markträumungsniveau bei vorgeschlagener Parametrisierung nie unter einen Wert von 110 % und schwankt in beiden Marktdesigns ab 2040 zwischen 113 % und 117 %. Diese hohen Werte sind einerseits positiv hinsichtlich der Gewährleistung der Versorgungssicherheit zu beurteilen, weisen jedoch gleichzeitig auf die regulatorischen Risiken in diesem Marktdesign hin. Fehlparametrisierungen können in einem Kapazitätsmarkt zu Überkapazitäten und somit zu Ineffizienzen im Markt führen. Diese Gefahr sollte beim Vergleich und der Bewertung des Versorgungssicherheitsniveaus der unterschiedlichen Marktdesignoptionen neben weiteren qualitativen Kriterien (Kapitel 5.2) berücksichtigt werden.

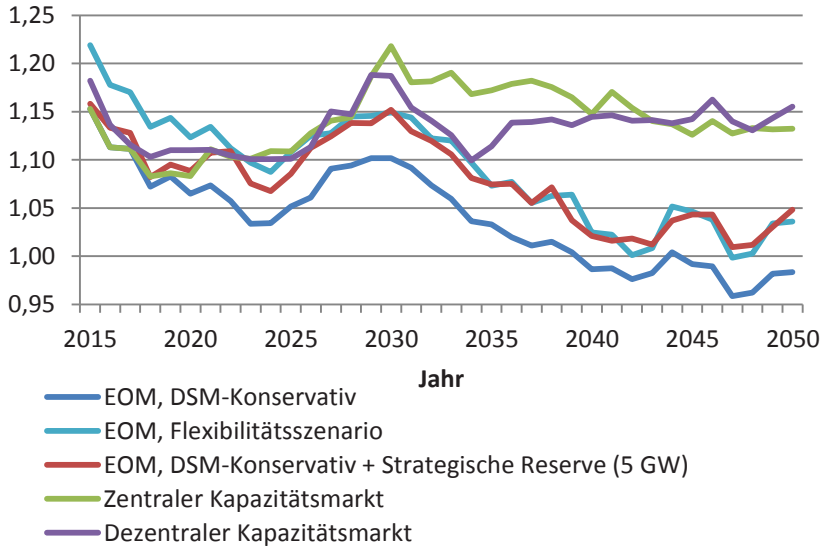


Abbildung 5-1: Markträumungsniveau (Deterministisches Sicherheitsniveau exklusive Regelleistung) für unterschiedliche Marktdesignoptionen

Sowohl in beiden EOM-Szenarien („DSM-Konservativ“ und Flexibilitätsszenario) als auch mit Strategischer Reserve liegt der Reliability Standard, also die stochastische Betrachtung der Versorgungssicherheit inklusive Regelleistung, über den gesamten Betrachtungszeitraum bei 100 %. Das erwartete Risiko für unfreiwillige Lastabschaltungen ist somit für diese Szenarien dauerhaft kleiner als eine Stunde pro Jahr.

Bei einer stochastischen Betrachtung der Räumung des Day-ahead-Markts (Markträumung) ist jedoch festzustellen, dass die Kapazität sowohl im Szenario „DSM-Konservativ“ als auch im EOM mit Strategischer Reserve bereits vor 2030 knapp wird. Ab 2036 ist die Anzahl der erwarteten Stunden im Jahr, in denen der Day-ahead-Markt nicht geräumt werden kann, im Szenario „DSM-Konservativ“ deutlich und regelmäßig erhöht. Eine Reduktion dieses Risikos kann entweder durch die Einführung einer Strategischen Reserve in Höhe von 5 GW oder eine Erhöhung der Verfügbarkeit an ab-

schaltbaren Lasten bis auf eine Höhe von 8 GW erreicht werden. Im Szenario mit Strategischer Reserve in Höhe von 5 GW und im Flexibilitätsszenario ist unter Berücksichtigung zufälliger Kraftwerksausfälle das Risiko einer Nicht-Markträumung, insbesondere nach 2030, zwar zeitweise erhöht, allerdings liegt das Risiko im gesamten Betrachtungszeitraum deutlich unter dem im Szenario „DSM-Konservativ“. Bei einer stochastischen Betrachtung der Markträumung, also der Versorgungssicherheit ohne Berücksichtigung von Regelenergie, bleiben somit insbesondere ab 2036 für alle Marktdesigns ohne Kapazitätsmechanismen Unsicherheiten bestehen.

Für die Kapazitätsmärkte liegt bei einer stochastischen Betrachtung das Risiko einer fehlenden Markträumung, wie aus den bisherigen Ergebnissen zu erwarten war, dauerhaft bei 0 h/Jahr und der Reliability Standard dementsprechend immer bei 100 %.

5.1.2. Kosten (Effizienz)

Hinsichtlich der Kosten bzw. der Effizienz ergeben sich für die verschiedenen Szenarien zwar zum Teil deutliche Unterschiede bei den Zahlungsströmen, die Ergebnisse lassen allerdings, insbesondere bei Berücksichtigung der existierenden Unsicherheiten, keine eindeutige Aussage hinsichtlich des ökonomischen Vergleichs der verschiedenen Marktdesigns zu. Im eingesetzten Simulationsmodell PowerACE werden die Zahlungen aus Erlösen des Day-ahead-Markts, der Kapazitätsmärkte und der Regelenergiemärkte abgebildet und den konventionellen Erzeugungskapazitäten im deutschen Marktgebiet kraftwerksscharf zugeordnet. Eine Berücksichtigung von Erlösen für erneuerbare Energien auf Grundlage des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) ist aktuell nicht möglich, deshalb werden hier nur Aussagen zu den Kosten der konventionellen Stromerzeugung getroffen. Des Weiteren wurden keine externen Effekte oder Kosten für Fehlparametrisierungen in der Bewertung berücksichtigt. Aufgrund der vereinfachten Modellierung der Regelleistung und der vergleichsweise geringen Höhe werden diese Zahlungsströme bei der monetären Bewertung der Marktdesignoptionen vernachlässigt.

Die Zahlungsströme werden für den Zeitraum von 2010–2030 separat und über den kompletten Simulationszeitraum von 2010–2050 betrachtet.

Tabelle 5-1: Kumulierte Zahlungsströme an konventionelle Kraftwerkskapazitäten in Milliarden Euro für den Zeitraum 2010–2030

Zahlungsströme an konv. Kapazitäten [Mrd. Euro]	DSM-Konservativ	Flexibilitäts-szenario	Strategische Reserve mit 5 GW	Dezentraler Kapazitätsmarkt	Zentraler Kapazitätsmarkt
Day-ahead-Markt	502,7	502,7	516,7	469,2	467,3
Kapazitätsmechanismus	–	–	0,8	53,0	61,6
Summe	502,7	502,7	517,5	522,2	528,9

Stromverkäufe am Großhandelsmarkt bilden die Grundlage der Zahlungsströme des EOM. Preis und Menge werden für jede Stunde eines Jahres in einer Einheitspreisauktion ermittelt. Erneuerbare Energien bieten ihre jeweilige Stromerzeugungsmenge mit 0 Euro/MWh ebenfalls in den Markt. Im Falle eines Auktionspreises größer 0 Euro/MWh erhalten alle Kraftwerke stündliche Zahlungen in Höhe des Einheitspreises der Auktion multipliziert mit der jeweils verkauften Menge.

Kapazitätsmechanismen sehen in aller Regel nur Zahlungen für Anbieter gesicherter Leistung vor. Dazu gehören auf der Angebotsseite vor allem konventionelle Kraftwerke und nicht-fluktuierende erneuerbare Energien sowie – je nach Ausgestaltung des Kapazitätsmechanismus – nachfrageseitige Maßnahmen wie abschaltbare oder verschiebbare DSM-Technologien (vgl. Kapitel 3.3).

Bis 2030 sind die kumulierten Zahlungsströme (Tabelle 5-1) an konventionelle Kraftwerkskapazitäten in den Szenarien „DSM-Konservativ“, Flexibilitätsszenario und Strategische Reserve mit 5 GW geringer als in den Szenarien mit Kapazitätsmärkten. Die Zahlungen im Flexibilitätsszenario und „DSM-Konservativ“ sind identisch aufgrund ähnlicher Knappheit, Investitionsverhalten und kontinuierlicher Markträumung bis 2030. Die Zahlungsströme aus dem Day-ahead-Markt sind zwar in den Szenarien mit Kapazitätsmarkt geringer, jedoch werden zusätzliche Erlöse durch die Kapazitätsmechanismen für die Kraftwerksbetreiber von konventionellen Kraftwerken generiert, um alle Kosten zu decken. Daher übersteigen die Gesamtkosten der konventionellen Stromerzeugung bis 2030 in den Szenarien mit Kapazitätsmärkten die der anderen Szenarien.

Tabelle 5-2: Kumulierte Zahlungsströme an konventionelle Kraftwerkskapazitäten in Milliarden Euro für den Zeitraum 2010–2050

Zahlungsströme an konv. Kapazitäten [Mrd. Euro]	DSM-Konservativ	Flexibilitäts-szenario	Strategische Reserve mit 5 GW	Dezentraler Kapazitätsmarkt	Zentraler Kapazitätsmarkt
Day-ahead-Markt	981,8	958,8	1002,57	856,49	860,77
Kapazitätsmechanismus	—	—	1,64	147,35	122,25
Summe	981,8	958,8	1004,2	1003,8	983,0

Die zusätzlichen Zahlungen durch die Kapazitätsmechanismen spiegeln sich auch in Tabelle 5-2 im Zeithorizont bis 2050 wider. Der EOM mit höheren DSM-Kapazitäten (Flexibilitätsszenario) weist in Summe die geringsten Zahlungen an konventionelle Kraftwerke auf. Jedoch liegen die Zahlungen im Szenario mit Strategischer Reserve leicht höher im Vergleich zu den anderen Szenarien. Das hängt mit den höheren Preisen im Day-ahead-Markt bei Einsatz der Strategischen Reserve zusammen. So bieten bei Knappheit DSM-Technologien zu geringeren Preisen als die Strategische Reserve in den Markt. Im Marktdesign mit Kapazitätsmärkten treten wegen geringerer Knappheit von konventioneller Erzeugungskapazität am Day-ahead-Markt kaum Preisspitzen auf. Diese führen in den Szenarien mit Kapazitätsmärkten zu geringeren Zahlungsströmen am Spotmarkt. Die Preisspitzen im Spotmarkt sind jedoch in den Szenarien „DSM-Konservativ“, Flexibilitätsszenario und Strategische Reserve mit 5 GW notwendig, um die Fixkosten vollständig decken zu können.

Betrachtet man zusätzlich Abbildung 5-2 wird deutlich, dass aus ökonomischer Sicht keine eindeutige Aussage hinsichtlich des günstigsten bzw. effizientesten Marktdesigns möglich ist. Gegen Ende des Betrachtungszeitraums nehmen die Zahlungen an konventionelle Kraftwerkskapazitäten im Szenario „DSM-Konservativ“ und im Marktdesign mit Strategischer Reserve im Vergleich zu den Szenarien mit Kapazitätsmärkten stark zu. Bis 2030 sind die Gesamtzahlungen ohne Kapazitätsmärkte jedoch am geringsten. Aus den Ergebnissen lässt sich somit schlussfolgern, dass in Jahren ohne Kapazitätsknappheit die Zahlungen an die konventionellen Kraftwerke in den Marktdesigns ohne Kapazitätsmarkt unterhalb der Zahlungen mit Kapazitätsmarkt (inklusive Kapazitätzahlungen) liegen. In Jahren mit Kapazitätsknappheit liegen die Zahlungen in den Szenarien ohne Kapazitätsmarkt jedoch teilweise deutlich höher. Dieser Effekt ist vor allem auf das Auftreten von Preisspitzen im EOM bei Knappheit zurückzuführen. Ebenso zeigt sich der positive Effekt höherer abschaltbarer DSM-Kapazitäten auf die Zahlungsströme im EOM mit und ohne Strategische Reserve. Höhere DSM-Kapazitäten bewirken, dass eine Nichtmarkträumung und der Einsatz der Strategischen Reserve, die mit Preisen von 3000 €/MWh einhergehen, möglichst verhindert werden.

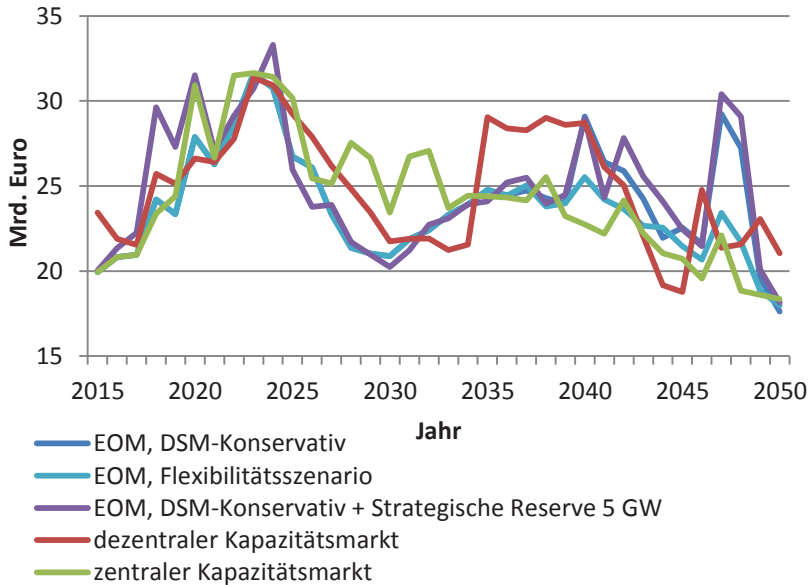


Abbildung 5-2: Jährliche Zahlungen an konventionelle Kraftwerkskapazitäten über den Day-ahead-Markt und die Kapazitätsmärkte

5.2. Qualitative Faktoren

Neben der quantitativen Bewertung, die sich auf die Ergebnisse der durchgeführten Modellanalysen stützt, weisen die vorgestellten Marktdesignoptionen weitere Eigenschaften auf, welche sich nicht oder nur schwer in eine Modelllandschaft integrieren lassen. Dennoch können diese Eigenschaften bei der Umsetzung des jeweiligen Marktdesigns zu starken Effizienzverlusten führen und müssen daher bei der politischen Entscheidungsfindung berücksichtigt werden. Nachfolgend werden deshalb die relevanten Kriterien kurz diskutiert und die Mechanismen qualitativ eingeordnet.

Die ausgewählten Bewertungskriterien sind: Regulierungstiefe, europäische Einbindung, Reversibilität und Verteilungswirkungen.

Die Regulierungstiefe wird bestimmt durch den Umfang der zentralen Festlegungen, die je Designoption erforderlich sind. Von den untersuchten Optionen findet beim EOM der geringste und beim umfassenden Kapazitätsmarkt der tiefste Markteingriff statt. Dazwischen liegen der EOM mit Reserve mit einem schwächeren und der dezentrale Kapazitätsmarkt mit einem stärkeren Eingriff. Tendenziell steigt mit der Tiefe des Markteingriffs die Höhe des Regulierungsrisikos an. Folgende Begründungen werden dafür angeführt:

- Regulativ bestimmte Festlegungen, wie beispielsweise konkrete Produktdefinitionen oder Präqualifikationsanforderungen, können zu Markteintrittsbarrieren und Wettbewerbsverzerrungen für einzelne Marktakteure (z. B. Anbietern von DSM-Maßnahmen) führen.
- Weitere Regulierungsrisiken ergeben sich bei administrativen Festlegungen aus der „Informationsasymmetrie“ zwischen Markt und Regulierer. Beispielsweise müssen bei der administrativen Bestimmung des Kapazitätsbedarfs, aufgrund der Unsicherheit der Vorhersage, Sicherheitsmargen eingeplant werden, die wiederum zu Ineffizienzen und höheren Kosten führen können.
- Eingriffe in den Markt können die dynamische Effizienz beeinflussen. Während beispielsweise in einem EOM durch den Einfluss der erneuerbaren Energien langfristig eine Anpassung des Kraftwerksparks implizit angereizt wird, können diese Anreize in einem Kapazitätsmarkt je nach Ausgestaltung gestört werden.
- Bei komplexen Regulierungseingriffen hat sich historisch gezeigt, dass sich häufig ein Trend zu noch stärkeren Eingriffen ergibt. Dieser Effekt wird auch als „slippery slope“ bezeichnet. Somit können sich die oben skizzierten Effekte weiter verstärken.
- Je mehr politischer Entscheidungsspielraum in einem Marktdesign vorgesehen ist, desto stärker wächst der mögliche Einfluss zur Durchsetzung von Individualinteressen.

Trotz dieser Risiken ist ein regulativer Eingriff nach sorgfältiger Abwägung dann vorzunehmen, wenn der Strommarkt durch verschiedene Entwicklungen gestört sein sollte und ein effektives Marktergebnis nicht mehr zustande kommt.

Die diskutierten Marktdesignoptionen können unterschiedlich gut in den EU-Binnenmarkt für Strom integriert werden. Während der EOM ohne und mit Reserve nahezu keine Rückwirkungen auf den Stromaußenhandel hat, beeinflussen Kapazitätsmärkte das Preisniveau und den Kapazitätsbedarf der Nachbarstaaten im Netzverbund deutlich. Ein koordiniertes europäisches Vorgehen ist hier dringend zu empfehlen.

Die Anpassung des Mechanismus an neue Anforderungen oder die Möglichkeit diesen rückgängig zu machen (Reversibilität), können wichtige Eigenschaften sein, z. B. im Falle von unerwarteten Marktentwicklungen. Tendenziell ist Anpassungsfähigkeit und Reversibilität bei allen Designoptionen gegeben, jedoch können die starken Festlegungen bei den Kapazitätsmärkten zu Lock-in-Effekten führen, welche eine Anpassung oder Abschaffung sehr aufwendig bis prohibitiv werden lassen. Beim EOM mit Reserve basieren die Einkommensströme des größten Teils des Kraftwerksparks jedoch ausschließlich auf den bereits heute implementierten Marktmechanismen, sodass eine Anpassung oder Abschaffung der Kraftwerksreserve nur geringe Auswirkungen hätte und kurzfristig umsetzbar wäre.

Verteilungswirkungen haben eine sehr starke politische Komponente und können aus energiewirtschaftlicher Perspektive nur schwer beurteilt werden, da eine Verschiebung zwischen Konsumentenrente und Produzentenrente bzw. zwischen In- und Ausland nicht zwingend ineffizient ist. Beispielsweise steigen die Kosten für nicht-privilegierte Endverbraucher durch die Kapazitätsumlage an, während sich zusätzliche Erlösströme für die Erzeuger ergeben. Demgegenüber stehen jedoch ein höheres Kapazitätsniveau und ggf. ein niedrigeres Preisniveau am Großhandelsmarkt.

6. Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen

In diesem Kapitel werden zunächst die wichtigsten Schlussfolgerungen aus den Analysen zur Funktionsfähigkeit des EOMs sowie aus den Modellrechnungen für die weiteren Marktdesigns zusammengefasst. Anschließend werden Empfehlungen zum weiteren Fahrplan für den zukünftigen deutschen Strommarkt abgegeben.

Schlussfolgerungen EOM bis 2030

Die modellgestützten Analysen legen nahe, dass der EOM in verschiedenen Szenarien bis 2030 ein deterministisches Versorgungssicherheitsniveau von mindestens 100 % sicherstellen kann. Die Betrachtung geht dabei u. a. von ungestörtem Stromhandel innerhalb Deutschlands aus. Regionale Engpässe werden nicht modelliert und müssen ggf. durch eigene Maßnahmen flankiert werden. In der Analyse haben sich einzelne wichtige Faktoren, die den Erhalt einer hohen Versorgungssicherheit begünstigen bzw. ermöglichen als zentral heraus gestellt. Relevante Bedingungen für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit sind die Verfügbarkeit abschaltbarer Lasten im EOM in ausreichender Höhe sowie die Verfügbarkeit ausreichender Kraftwerkskapazitäten aus dem Ausland zu Zeiten extremer Lastspitzen. Als weitere wichtige Voraussetzung um die Versorgungssicherheit langfristig garantieren zu können, hat sich außerdem die Möglichkeit der Preisbildung oberhalb der Grenzkosten in Knappheitssituationen herausgestellt. Ein Verzicht auf den Zubau von Braunkohlekraftwerken verändert dagegen das Versorgungssicherheitsniveau kaum. In einem Szenario ohne weiteren Braunkohlezubau erfolgen zwar weniger Zubauten, aber auch weniger Stilllegungen.

Im Zeitraum 2015 bis 2022 zeigen die Modellergebnisse in Summe ca. 32 GW an Stilllegungen thermischer Kraftwerke. Bezüglich der Wirtschaftlichkeit von Kraftwerken kann festgestellt werden, dass neu hinzugebaute Anlagen ab 2020 in der Regel rentabel betrieben werden können. Allerdings

sind einige Kraftwerke, die heute in Betrieb genommen werden, aufgrund bestehender Überkapazitäten nicht wirtschaftlich.

Schlussfolgerungen EOM nach 2030

Auch nach 2030 können bei deterministischer Betrachtung unfreiwillige Lastabschaltungen ohne zusätzliche Maßnahmen vermieden werden. Einzeln wird dabei in den Modellrechnungen Regelenergie zur Nachfragedeckung eingesetzt, sofern keine Markträumung zustande kommt. Eine geeignete Maßnahme um auch weiterhin eine Markträumung garantieren zu können, ist die Einführung einer ausreichend dimensionierten Strategischen Reserve mit einer Kapazität von ca. 5 GW. Die Vermeidung einer Nicht-Markträumung kann jedoch auch durch die Erhöhung der Verfügbarkeit abschaltbarer Lasten im EOM auf eine Höhe von mindestens 8 GW erreicht werden. Weiterhin spielen Braunkohlezubauten für den Zeitraum nach 2030 lediglich eine untergeordnete Rolle, da aufgrund der unterstellten gestiegenen CO₂-Zertifikatepreise überwiegend Investitionen in gasbeheizte Kraftwerke erfolgen.

Bei einer stochastischen Betrachtungsweise ist festzustellen, dass insbesondere ab 2036 für alle Marktdesigns ohne Kapazitätsmechanismen Unsicherheiten bzgl. der Markträumung, also der Versorgungssicherheit ohne Berücksichtigung von Regelenergie, bestehen bleiben. Bei einem konservativen Entwicklungspfad der Verfügbarkeit von abschaltbaren Lasten im EOM, bis zu einer Höhe von 2 GW, ist die erwartete Anzahl an Stunden einer Nicht-Markträumung ab 2036 sichtbar und dauerhaft erhöht. Diese Unsicherheiten können durch die Einführung einer Strategischen Reserve in Höhe von 5 GW oder durch eine Steigerung der Nachfrageflexibilität in Form von abschaltbaren Lasten auf eine Höhe von mindestens 8 GW deutlich abgeschwächt werden.

Schlussfolgerungen Strategische Reserve

Eine Strategische Reserve in Höhe von etwa 5 GW sorgt langfristig für Versorgungssicherheit und bei einer deterministischen Betrachtung für eine funktionierende Markträumung im Day-ahead-Markt. Bei stochastischer

Betrachtung bleiben ab 2030 Unsicherheiten bezüglich der garantierten Markträumung bestehen, allerdings deutlich schwächer als im EOM ohne Strategische Reserve. Weiterhin konnte festgestellt werden, dass die Strategische Reserve hauptsächlich durch gas- und ölbefeuerte Bestandskraftwerke und nur selten durch Neubauten gedeckt wird.

Bezüglich der Ausgestaltung einer Strategischen Reserve bleibt anzumerken, dass ihr Volumen zeitlich variabel gestaltet werden sollte und vor allem an Marktgegebenheiten, wie bspw. die Importflüsse aus den angrenzenden Nachbarländern in Extremsituationen, angepasst werden sollte. Bei einer zu hohen Dimensionierung der Strategischen Reserve besteht allerdings die Gefahr von Ineffizienzen. Insgesamt erscheint die Einführung einer Strategischen Reserve als Unterstützung des EOMs bereits vor 2030 als vorteilhaft.

Schlussfolgerungen Kapazitätsmärkte

Im Marktdesign des zentralen Kapazitätsmarkts erfolgen über den Betrachtungszeitraum relativ gleichmäßig Investitionen in konventionelle Kraftwerkskapazitäten. Das Kapazitätsniveau insgesamt ist deutlich höher als im EOM. Den Großteil der zusätzlichen Investitionen machen Gasturbinen aus, auch bereits vor 2030. Dies führt bei den vorgeschlagenen Leistungskrediten für erneuerbare Energien zu einem Sicherheitsniveau (inkl. Regelleistung) von über 110 % im gesamten Zeitraum.

Der dezentrale Kapazitätsmarkt ist insbesondere durch stark volatile Kapazitätszertifikatspreise charakterisiert, welche zu Investitionszyklen und dadurch auch zu Schwankungen in der Kapazitätsentwicklung führen können. Dieser Effekt ist durch das regulatorisch vorgegebene Triggerereignis, welches eine gewisse Knappheit im Markt signalisiert, zu erklären. Bei Auftreten des Triggerereignisses müssen Verbraucher Leistungszertifikate in Höhe ihres Strombezugs nachweisen bzw. Erzeuger Strom in Höhe ihrer verkauften gesicherten Leistung einspeisen. Eine häufigere Überprüfung von Leistungszertifikaten führt unter den getroffenen Annahmen zu einem deutlich höheren Kapazitätsniveau.

Vergleich EOM 2.0 und Kapazitätsmärkte

Insgesamt lässt sich schlussfolgern, dass unter den getroffenen Annahmen die Gewährleistung der Versorgungssicherheit durch den EOM mit ausreichend dimensionierter Strategischer Reserve gewährleistet werden kann. Mit der Einführung eines Kapazitätsmarkts ist dieses Ziel ebenfalls zu erreichen. Die Steuerung der Versorgungssicherheit lässt sich mit Kapazitätsmärkten zwar leichter gestalten, allerdings birgt die Einführung eines Kapazitätsmarkts regulatorische Risiken. Fehlparametrierungen können Überkapazitäten erzeugen oder regulativ bestimmte Festlegungen (bspw. Präqualifikationsanforderungen) zu Markteintrittsbarrieren und Wettbewerbsverzerrungen führen. Während der EOM mit und ohne Reserve außerdem relativ wenige Rückwirkungen auf den Stromaußenhandel hat, können Kapazitätsmärkte das Preisniveau und den Kapazitätsbedarf der Nachbarstaaten deutlich beeinflussen.

Aufgrund von bestehenden Unsicherheiten lassen die Modellergebnisse keine eindeutigen Aussagen über das kosteneffizienteste Marktdesign zu. Einerseits ist der EOM-Spotmarktpreis in Knappheitsjahren (mit Strategischer Reserve) deutlich höher als der Spotmarktpreis der Kapazitätsmärkte inklusive Kapazitätsumlage, in Nichtknappheitsjahren ist er allerdings geringer.

Vorstellung eines Fahrplans für den zukünftigen deutschen Strommarkt

Kurzfristig (innerhalb der nächsten ca. 3 Jahre) sollten verlässliche Rahmenbedingungen gesetzt, die im Grünbuch (BMWi 2014) angeführten Sowieso-Maßnahmen umgesetzt und die Realisierbarkeit von Markups gewährleistet werden. Außerdem erscheint es notwendig, eine Verbesserung der Rahmenbedingungen für die Aktivierung und Einbringung der DSM-Potentiale in den EOM anzustoßen.

Mittelfristig (innerhalb der nächsten ca. 5 Jahre) wird empfohlen, zusätzlich zu den kurzfristigen Maßnahmen eine Strategische Reserve zur Absicherung einzuführen. Weiterhin sollte die Verfügbarkeit nachfrageseitiger Flexibilitäten im EOM, insbesondere in Form von abschaltbaren Lasten, durch geeignete Maßnahmen erhöht und gesichert werden. Dazu sollten vor allem be-

stehende Markteintrittsbarrieren und Hindernisse, wie bspw. eine fehlende Normierung für die zentrale Steuerung, aufgehoben werden. Eine adäquate Produktdefinition für Anbieter von abschaltbaren Lasten sowie die Gewährleistung eines unverfälschten Preissignals beim Verbraucher erscheint ebenfalls notwendig.

Vorschlag für die längere Frist (nach ca. 5–10 Jahren) ist die kontinuierliche Überprüfung und das Monitoring der erreichten Ziele bezüglich der Nachfrageflexibilisierung, der Verfügbarkeit von Importen zu Spitzenlastzeiten sowie der Zulassung von Markups. Falls diese Ziele nicht erreicht werden und eine zu große Strategische Reserve als Absicherung benötigt würde, ist die Einführung eines Kapazitätsmarkts zu empfehlen.

Quellenverzeichnis

- BMWi. 2014. Ein Strommarkt für die Energiewende – Diskussionspapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Grünbuch). Berlin: Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi).
- BDEW. 2013. Ausgestaltung eines dezentralen Leistungsmarkts, Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
- Bundeskartellamt. 2011. Sektoruntersuchung Stromerzeugung Stromgroßhandel. Verfügbar unter: http://www.bundeskartellamt.de/wDeutsch/download/pdf/Stellungnahmen/110113_Zusammenfassung_Abschlussbericht_endg.pdf.
- Böckers V, Giessing L, Haucap U, Heimeshoff J. 2011. Vor- und Nachteile alternativer Kapazitätsmechanismen in Deutschland – Eine Untersuchung alternativer Strommarktssysteme im Kontext europäischer Marktconvergenz und erneuerbarer Energien. Verfügbar unter: http://www.dice.hhu.de/fileadmin/redaktion/Fakultaeten/Wirtschaftswissenschaftliche_Fakultaet/DICE/Forschung_DICE/Projekte/CE__282011_29_5F_Gutachten_f_FCr_die_RWE_AG_zur_Implementierung_eines_Kapazitaetsmarktes_in_Deutschland.pdf.
- Carstairs J, Pope I. 2011. The case for a new capacity mechanism in the UK electricity market – Lessons from Australia and New Zealand. Energy Policy 39 (9): 5096-8.
- Conde, P. 2012. Pagos por capacidad en España: situación actual y perspectivas. Verfügbar unter: http://www.ariae.org/download/reuniones/XVI_Reunion_ARIAE_2012/Pablo%20Villaplana%20%20Pagos%20por%20capacidad.pdf.
- Consentec. 2012. Versorgungssicherheit effizient gestalten – Erforderlichkeit, mögliche Ausgestaltung und Bewertung von Kapazitätsmechanismen in Deutschland. Verfügbar unter: http://www.consentec.de/wp-content/uploads/2012/03/Consentec_EnBW_KapM%C3%A4rkte_Ber_20120207.pdf.

- Cramton P, Ockenfels A. 2011. Economics and design of capacity markets for the power sector. Verfügbar unter:
<http://www.cramton.umd.edu/papers2010-2014/cramton-ockenfels-economics-and-design-of-capacity-markets.pdf>.
- Julius N, Hilmes U, Kremp R, Macharey U, Nolde A, Wolter H und Zander W. 2013. Ein Zukunftsfähiges Energiemarktdesign für Deutschland (Langfassung). Berlin: enervis, BET, im Auftrag des VKU.
- Ecofys. 2012. Notwendigkeit und Ausgestaltungsmöglichkeiten eines Kapazitätsmechanismus für Deutschland. Verfügbar unter:
<http://www.umweltdaten.de/publikationen/fpdf-l/4221.pdf>.
- Elberg C, Growitsch C, Höffler F und Richter J. 2012. Untersuchungen Zu Einem Zukunftsfähigen Strommarktdesign. EWI. http://www.ewi.uni-koeln.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Studien/Politik_und_Gesellschaft/2012/EWI_Studie_Strommarktdesign_Endbericht_April_2012.pdf.
- European Energy Exchange AG. 2015. Leipzig. www.eex.com/de. Stand Januar 2015.
- Frontier Economics und Consentec. 2014. Folgenabschätzung Kapazitätsmechanismen (Impact Assessment). Köln, Aachen.
- Frontier Economics und Formaet. 2014. Strommarkt in Deutschland – Gewährleistet das derzeitige Marktdesign Versorgungssicherheit? Köln.
- Genoese, M. 2010. Energiewirtschaftliche Analysen des deutschen Strommarkts mit agentenbasierter Simulation, Fakultät für Wirtschaftswissenschaften, Karlsruher Institut für Technologie (KIT). Dissertation, Januar 2010.
- Ministry of Enterprise, Energy and Communications Sweden. 2012. Experiences with the implementation of the strategic reserve in Sweden. Verfügbar unter: http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Veranstaltungen/2012/Vortraege_Capacity_Mechanisms/06_JoakimCeje_SWE_Experiences_with_the_implementation_of_the_strategic_reserve.pdf.
- PJM. 2011. Load Management in the Reliability Pricing Model, PJM State & Member Training. Verfügbar unter:
http://www.pjm.com/training/~/_/media/training/core-curriculum/dr-ilr-test-require/lm-resource-test-training.ashx.

- PJM. 2012. PJM Manual 18: PJM Capacity Market. Verfügbar unter:
<http://www.pjm.com/~media/documents/manuals/m18.ashx>.
- RAP. 2012. Kapazitätsmärkte in den USA und Kolumbien – Erfahrungen und Schlussfolgerungen für die Deutsche Energiewende. Verfügbar unter:
<http://www.raponline.org/document/download/id/5028>.
- Pövy. 2011. Capacity Payment Mechanism Medium Term Review.
- r2b. 2014. Leitstudie Strommarkt – Arbeitspaket Funktionsfähigkeit EOM & Impactanalyse Kapazitätsmechanismen (Endbericht). Köln: r2b energy consulting GmbH.
- regelleistung.net. 2015. Abschaltbare Lasten. Verfügbar unter:
<https://www.regelleistung.net/ip/action/static/ausschreibungAbLa>.
 Abgerufen am: 16.07.2015.
- Sensfuß F und Pfluger B. 2014. Optimized Pathways towards Ambitious Climate Protection in the European Electricity System (EU Long-Term Scenarios 2050 II). Karlsruhe: Fraunhofer ISI.
- Süßenbacher W, Schwaiger M, Stigler H. 2010. PJM Kapazitätsbörse – Reliability Pricing Model (RPM). Verfügbar unter:
https://online.tugraz.at/tug_online/voe_main2.getvolltext?pCurrPk=49776.
- The Brattle Group. 2008. Review of PJM’s Reliability Pricing Model (RPM). Verfügbar unter:
http://www.brattle.com/_documents/uploadlibrary/upload695.pdf.
- Voß, A. 1982. Nutzen und Grenzen von Energiemodellen – einige grundsätzliche Überlegungen. Angewandte Systemanalyse Band 3 Heft 3 (1982), S. 111–117.
- 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. FhG ISI, KIT.

PRODUKTION UND ENERGIE

Karlsruher Institut für Technologie (KIT)



Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion
Deutsch-Französisches Institut für Umweltforschung

ISSN 2194-2404

Die Bände sind unter www.ksp.kit.edu als PDF frei verfügbar
oder als Druckausgabe zu bestellen.

- Band 1** **National Integrated Assessment Modelling zur Bewertung
umweltpolitischer Instrumente.**
Entwicklung des otello-Modellsystems und dessen Anwendung
auf die Bundesrepublik Deutschland. 2012
ISBN 978-3-86644-853-7
- Band 2** **Erhöhung der Energie- und Ressourceneffizienz und
Reduzierung der Treibhausgasemissionen in der Eisen-,
Stahl- und Zinkindustrie (ERESTRE).** 2013
ISBN 978-3-86644-857-5
- Band 3** Frederik Trippe
**Techno-ökonomische Bewertung alternativer Verfahrens-
konfigurationen zur Herstellung von Biomass-to-Liquid (BtL)
Kraftstoffen und Chemikalien.** 2013
ISBN 978-3-7315-0031-5
- Band 4** Dogan Keles
**Uncertainties in energy markets and their
consideration in energy storage evaluation.** 2013
ISBN 978-3-7315-0046-9
- Band 5** Heidi Ursula Heinrichs
**Analyse der langfristigen Auswirkungen von
Elektromobilität auf das deutsche Energiesystem
im europäischen Energieverbund.** 2013
ISBN 978-3-7315-0131-2



- Band 6** Julian Stengel
**Akteursbasierte Simulation der energetischen
Modernisierung des Wohngebäudebestands
in Deutschland.** 2014
ISBN 978-3-7315-0236-4
- Band 7** Sonja Babrowski
**Bedarf und Verteilung elektrischer Tagesspeicher im
zukünftigen deutschen Energiesystem.** 2015
ISBN 978-3-7315-0306-4
- Band 8** Marius Wunder
**Integration neuer Technologien der
Bitumenkalthandhabung in die Versorgungskette.** 2015
ISBN 978-3-7315-0319-4
- Band 9** Felix Teufel
**Speicherbedarf und dessen Auswirkungen auf
die Energiewirtschaft bei Umsetzung der politischen
Ziele zur Energiewende.** 2015
ISBN 978-3-7315-0341-5
- Band 10** D. Keles, L. Renz, A. Bublitz, F. Zimmermann, M. Genoese,
W. Fichtner, H. Höfling, F. Sensfuß, J. Winkler
**Zukunftsfähige Designoptionen für den deutschen
Strommarkt: Ein Vergleich des Energy-only-Marktes
mit Kapazitätsmärkten.** 2016
ISBN 978-3-7315-0453-5



Im Rahmen der Energiewende wird intensiv über Weiterentwicklungen des Strommarktdesigns diskutiert. Während sich die beteiligten Akteure aus Energiewirtschaft, Wissenschaft und Politik weitgehend darüber einig sind, dass der Strommarkt die Aufgabe des Kraftwerkseinsatzes effizient erfüllt (Einsatzfunktion), ist umstritten, ob der Strommarkt auch langfristig Anreize für ausreichende Investitionen in neue Erzeugungskapazität setzt und so die Versorgungssicherheit jederzeit gewährleistet ist (Vorhaltefunktion). Die vorliegende Untersuchung setzt sich mit diesen Handlungsmöglichkeiten auf Basis fundierter wissenschaftlicher Erkenntnisse auseinander. Dazu wird mithilfe eines agentenbasierten Strommarktmodells zunächst die Funktionsfähigkeit des EOM mit und ohne Strategische Reserve untersucht. Anschließend werden die Auswirkungen der Einführung eines zentralen und dezentralen Kapazitätsmarkts analysiert.

