

Flexibilität aus Wind- und Photovoltaikanlagen im Regelenergiemarkt 2035

Dipl.-Ing. Sebastian Spieker¹, Jakob Kopiske M.Sc.², Prof. Dr.-Ing. George Tsatsaronis³

Technische Universität Berlin, Institut für Energietechnik, FG Energietechnik und Umweltschutz,
Marchstr. 18, 10587 Berlin, Deutschland, <http://www.energietechnik.tu-berlin.de>

Kurzfassung:

Mit zunehmendem Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien (Wind, Photovoltaik) an der Stromerzeugung sind besondere Herausforderungen an die Flexibilität des konventionellen Kraftwerksparks verbunden. Neben den steigenden Gradienten der Residuallast betrifft dies insbesondere die Bereitstellung von Systemdienstleistungen wie Regelleistung. Ein Ausbau der erneuerbaren Energien führt aufgrund der Prognoseunsicherheiten zu einem erhöhten Bedarf an Regelleistung. Zudem werden bei steigender Einspeisung aus Wind- und Photovoltaikanlagen in einer Vielzahl von Stunden konventionelle Erzeuger nur betrieben, um Systemdienstleistungen erbringen zu können. Dies führt nicht nur zu Must-run-Kapazitäten und somit zur Abregelung von EE-Anlagen, sondern auch zu hohen Kosten für die Beschaffung von Regelleistung. In diesem Beitrag wird für Deutschland gezeigt, dass durch eine Vermarktung der Flexibilität von Wind- und Photovoltaikanlagen auf dem Regelenergiemarkt diese Effekte deutlich verringert werden können. Dazu wird der Einsatz des deutschen Kraftwerksparks mit Hilfe eines Fundamentalmodells für das Jahr 2035 abgebildet und die Entwicklung des Spot- und Regelleistungsmarktes untersucht. Besonderes Augenmerk liegt dabei auf der technologiespezifischen Regelleistungsbereitstellung und den Regelleistungspreisen.

Keywords: Regelleistung, Regelleistungsmarkt, erneuerbare Energien, Strommarkt

1 Einleitung

Nach ersten Schätzungen trugen im Jahr 2015 die erneuerbaren Energien in Deutschland mit etwa 32,5% zur Deckung des Stromverbrauchs bei [1]. Dieser Anteil soll im Rahmen der Energiewende bis zum Jahr 2035 auf 55–60% ansteigen. Um dieses Ziel zu erreichen, sollen insbesondere Windenergie und Photovoltaik ausgebaut werden. Mit diesem hohen Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien sind verschiedene Herausforderungen an das deutsche Stromversorgungssystem verbunden. Neben dem Netzausbau betrifft dies die Flexibilität des konventionellen Kraftwerksparks und die Bereitstellung von Systemdienstleistungen. So führt der Ausbau der erneuerbaren Energien neben steigenden Residuallastgradienten aufgrund der Prognoseunsicherheiten auch zu einem erhöhten Bedarf an Regelleistung. In Stunden mit hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien werden daher viele konventionelle Kraftwerke nur betrieben, um für die Netzstabilität wichtige Systemdienstleistungen wie Regelleistung erbringen zu können. In diesen Stunden mit sehr niedrigen Spot-Preisen kön-

¹ Tel. +49-30-314 24763, spieker@iet.tu-berlin.de

² Tel. +49-30-314 24639, j.kopiske@iet.tu-berlin.de

³ Tel. +49-30-314 24776, tsatsaronis@iet.tu-berlin.de

nen die für die Bereitstellung von Systemdienstleistungen notwendigen Kraftwerke ihre variablen Kosten nicht durch die Stromerlöse decken, so dass entsprechende Erlöse aus dem Regelleistungsmarkt notwendig sind. Somit führen die durch die Regelleistungsvorhaltung bedingten Must-run-Kapazitäten nicht nur dazu, dass erneuerbare Energien abgeregelt werden müssen, sondern auch zu hohen Kosten für die Regelleistungsbeschaffung. Durch eine Teilnahme von Windenergie- und PV-Anlagen am Regelleistungsmarkt könnten diese Effekte verringert werden.

Andere Untersuchungen zur Entwicklung des Regelleistungsmarktes betrachten bereits einzelne Aspekte, wie z. B. das Einsparpotential auf dem Regelleistungsmarkt durch internationale Kooperationen ([2], [3]), oder den Einfluss der Ausschreibungsbedingungen auf die Kosten der Regelleistungsvorhaltung ([4], [5]). Die Auswirkungen einer Marktteilnahme fluktuierender erneuerbarer Energien werden für Windenergie in ([6], [7]) und sowohl für Windenergie als auch Photovoltaik anhand einer exemplarischen Winterwoche in [5] untersucht. In allen der genannten Veröffentlichungen wird ein Kostensenkungspotential durch die Regelleistungsbereitstellung aus fluktuierenden erneuerbaren Energien identifiziert.

In diesem Beitrag werden die vorhandenen Untersuchungen um eine langfristige, detaillierte Analyse der Auswirkungen einer Regelleistungsbereitstellung durch fluktuierende erneuerbare Energien auf den deutschen Spot- und Regelleistungsmarkt ergänzt. Hierzu wird ein Fundamentalmodell verwendet, mit dem der deutsche Strommarkt abgebildet wird. Es wird ein System mit sehr hohem Anteil erneuerbarer Energien betrachtet. Der Einfluss einer Teilnahme fluktuierender Erneuerbarer am Regelleistungsmarkt wird anhand mehrerer Szenarien quantifiziert. Als Basis dient ein Szenario für das Jahr 2035, das sich am Netzentwicklungsplan Strom 2025 orientiert. Betrachtet werden die Auswirkungen einer Regelleistungsbereitstellung aus fluktuierenden erneuerbaren Energien auf die technologiespezifische Regelleistungsbereitstellung, die Regelleistungspreise und die konventionelle Must-run-Leistung. Zusätzlich werden die Gesamtkosten der Regelleistungsbereitstellung ermittelt.

2 Regelenenergie in Deutschland

Regelleistung wird von den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) als Systemdienstleistung vorgehalten und dient der Frequenzhaltung im Stromnetz. Zu Frequenzabweichungen vom Sollwert kommt es bei einem Ungleichgewicht zwischen Stromerzeugung und -verbrauch. Dies kann z. B. durch Prognosefehler der Wind- oder Photovoltaikeinspeisung, durch Kraftwerksausfälle oder durch stochastische Schwankungen in der Stromnachfrage auftreten. Zum (kurzfristigen) Ausgleich des Ungleichgewichts wird positive (im Fall zu geringer Stromerzeugung) oder negative (im Fall zu hoher Stromerzeugung) Regelenenergie eingesetzt.

Grundlagen zur Präqualifikation und zu weiteren technischen Anforderungen sind im Transmission Code 2007 [8] und im ENTSO-E-Operation Handbook [9] festgelegt. Es wird unterschieden in die drei Regelenenergiearten Primärregelleistung (PRL), Sekundärregelleistung (SRL) und Minutenreserve (MR). Primärregelleistung dient der kurzfristigen Frequenzstabilisierung und muss innerhalb von 30 Sekunden vollständig aktiviert werden können. Sekundärregelleistung wird zur Rückführung der Frequenz auf den Sollwert eingesetzt. Die Aktivierungszeit beträgt 5 Minuten. Bei längerfristigen Störungen wird die Sekundärregelleistung nach 15 Minuten durch die Minutenreserve abgelöst, um die Sekundärregelleistung wieder

verfügbar zu machen. Die Ausschreibungsmodalitäten sind in den Beschlüssen der Bundesnetzagentur (BNetzA) zu finden ([10], [11], [12]).

Wind- und Photovoltaikanlagen konnten aufgrund der Präqualifikationsanforderungen und der Ausschreibungshorizonte bis jetzt nicht am Regelleistungsmarkt teilnehmen. In einer ersten Pilotphase ermöglichen die ÜNB seit Dezember 2015 die Präqualifikation von Windenergieanlagen für die Minutenreserve [13]. Langfristig soll für alle fluktuierenden erneuerbaren Energien und anderen Flexibilitätsoptionen, z. B. Lastmanagement, der Zugang zum gesamten Regelleistungsmarkt ermöglicht bzw. vereinfacht werden [14]. Eine Teilnahme von fluktuierenden erneuerbaren Energien am Regelleistungsmarkt erfordert dabei neben Anpassungen der Präqualifikationsanforderungen auch eine Umstellung auf kalendertägliche Ausschreibungen mit kurzen Produktlaufzeiten (siehe z. B. [15]). In diesem Beitrag wird davon ausgegangen, dass bis zum Jahr 2035 die Rahmenbedingungen soweit flexibilisiert werden, dass auch Wind- und PV-Anlagen sämtliche Regelleistungsarten anbieten können.

Tabelle 1: Übersicht über die Regelleistungsarten (technische Aspekte und Ausschreibungsbedingungen)

	PRL	SRL	MR
Aktivierungsdauer	30 s	5 min	15 min
Aktivierung	kontinuierlich (dezentral)	kontinuierlich (zentral)	Fahrplanlieferung (zentral)
Ausschreibungszeitraum	wöchentlich	wöchentlich	werktätlich
Produktzeitscheiben	gesamte Woche	HT/NT*	4 h
Angebot	symmetrisch	positiv/negativ	positiv/negativ
Vergütung	Leistungspreis	Leistungs- und Arbeitspreis	Leistungs- und Arbeitspreis

*HT werktags 8-20h, NT werktags 20-8h + Wochenenden/Feiertage

3 Methodik

Zur Beschreibung des deutschen Spot- und Regelleistungsmarktes wird ein am Fachgebiet Energietechnik und Umweltschutz der TU Berlin entwickeltes Fundamentalmodell verwendet. Das Modell ist als MIP (mixed-integer program) in GAMS formuliert. Ziel der mathematischen Optimierung ist die Minimierung der variablen Stromerzeugungskosten. Die Optimierung des Kraftwerkseinsatzes erfolgt unter Berücksichtigung aller relevanten Nebenbedingungen wie z. B. KWK-Restriktionen und Regelleistungsvorhaltung. Gleichzeitig werden die Day-Ahead-Preise und die Regelleistungspreise modellendogen ermittelt. Das Modell verwendet einen rollierenden Zeithorizont, hat eine stündliche Auflösung und beschränkt sich bei der Betrachtung auf direkt an das deutsche Netz angeschlossene Kraftwerke. Netzrestriktionen werden nicht explizit abgebildet.

3.1 Eingangsdaten

3.1.1 Kraftwerkspark

Alle deutschen Kraftwerke mit einer Nennleistung größer als 75 MW werden blockscharf abgebildet. Kleinere Kraftwerke werden kumuliert berücksichtigt. Der heutige Kraftwerkspark basiert auf den Angaben der BNetzA-Kraftwerksliste [16]. Für die Zukunft wird von einer Entwicklung gemäß des Netzentwicklungsplans Strom 2025 (NEP 2025) ausgegangen [17]. Die jeweils installierten Kraftwerksleistungen sind aufgeschlüsselt nach Energieträger in Tabelle 2 dargestellt. Als technische Parameter des Kraftwerksparks sind im Modell u. a. Wirkungsgrad, Mindestlast und Fernwärmeleistung hinterlegt.

Wesentliche Änderungen des zukünftigen Kraftwerksparks sind neben dem Ausbau der erneuerbaren Energien die deutlich sinkende Kohlekraftwerksleistung in Verbindung mit dem Zubau von Gaskraftwerken und Pumpspeichern.

Es wird angenommen, dass im Jahr 2035 Power-to-Heat-Technologien mit einer Leistung von 700 MW_{el} (Elektroheizer) bzw. 1500 MW_{el} (Wärmepumpen) installiert sind. Zusätzlich nehmen Batterien mit einer Leistung von 200 MW am Regelleistungsmarkt teil. Die Brennstoffpreise sind den BMWi Energiedaten bzw. Daten des Statistischen Bundesamtes entnommen. Für die Zukunft wird eine Entwicklung gemäß des NEP 2025 angenommen. Die CO₂-Zertifikatpreise steigen dabei im Jahr 2035 bis auf 31 €/t_{CO2}, Erdgaspreise auf 33,7 €/MWh_{Hi}.

3.1.2 Windenergie und Photovoltaik

Die in die Modellierung eingehenden Zeitreihen der Stromerzeugung von Windenergie- und Photovoltaikanlagen beruhen im Wesentlichen auf den von den ÜNB veröffentlichten Einspeisedaten. Die EE-Einspeisung wird entsprechend der zugebauten Leistung skaliert. Zusätzlich wird berücksichtigt, dass in Zukunft vermehrt Schwachwindanlagen mit höherer Volllaststundenzahl zugebaut werden. Zur Berücksichtigung von (Verteil-)Netzrestriktionen wird eine Spitzenkappung von Onshore-Windkraftanlagen und Photovoltaik beachtet.

3.1.3 Strombedarf und grenzüberschreitende Lastflüsse

Die von der ENTSO-E veröffentlichten Daten zur stündlichen Netzentnahme werden angepasst, um in Summe den Jahresstromverbrauch gemäß AGEB [18] zu erreichen. Für die Zukunft wird entsprechend des NEP 2025 keine Änderung des Strombedarfs angenommen. Die grenzüberschreitenden Lastflüsse werden für das Jahr 2035 mit Hilfe eines Regressionsansatzes in Abhängigkeit von der Netzlast und der Einspeisung fluktuierender erneuerbarer Energien bestimmt. Das Regressionsmodell basiert auf den Daten der Jahre 2013 und 2014. Es ergibt sich für das Jahr 2035 ein Nettoexport in Höhe von 88 TWh.

Tabelle 2: Deutscher Kraftwerkspark – installierte Leistung in GW

	2014	2035
Kernenergie	12,1	-
Braunkohle	20,9	9,1
Steinkohle	25,8	11,0
Gaskraftwerke	23,0	40,7
Ölkraftwerke	2,2	0,4
Pumpspeicher*	9,2	14,5
Biomasse	5,5	8,4
Wind Onshore	37,1	88,8
Wind Offshore	1,0	18,5
Photovoltaik	38,3	59,9

*inkl. ausländische PSW, die in das deutsche Netz einspeisen (entsprechend der BNetzA-Kraftwerksliste)

3.1.4 Regelleistungsbedarf

Der Bedarf an Regelleistung wird nach dem aktuellen Verfahren vierteljährlich von den ÜNB bestimmt und auf der Ausschreibungsplattform regelleistung.net veröffentlicht [19]. In den vergangenen Jahren lag die ausgeschriebene Menge an Sekundär- und Minutenreserve bei etwa 2000–2500 MW für jedes Produkt. Für die Zukunft wird von einem Anstieg des Bedarfs an Regelleistung ausgegangen, um die Prognoseunsicherheiten von fluktuierenden erneuerbaren Energien zu berücksichtigen. Zur Bestimmung des zukünftigen Regelleistungsbedarfs dienen eigene Berechnungen auf Basis des in [20], [21] vorgestellten Bemessungsverfahrens zusammen mit den Eingangsparametern aus [22]. Im Jahr 2035 ergibt sich daraus ein Bedarf für positive bzw. negative Sekundärregelleistung von ca. 2400 bzw. 2200 MW und für Minutenreserve von ca. 3900 bzw. 4100 MW. Der Primärregelleistungsbedarf wird für das gesamte europäische Verbundnetz bestimmt und muss anteilig von den Mitgliedsstaaten bereitgestellt werden. Für Deutschland ergeben sich gut 600 MW. Für die Zukunft wird hier keine signifikante Änderung erwartet.

3.2 Modellierung

Grundlage der Modellierung ist die Markträumungsbedingung, wonach die Netzeinspeisung in jeder Stunde der Netzentnahme entsprechen muss. Die einzelnen Erzeugungseinheiten unterliegen dabei weiteren Restriktionen, die im Folgenden erläutert werden.

3.2.1 Kraftwerksbetrieb

Befindet sich ein thermisches Kraftwerk in Betrieb, so ist die elektrische Leistung über die Mindestlast nach unten und über die Nennleistung nach oben begrenzt. Das Teillastverhalten wird mittels eines mit abnehmender Leistung sinkenden Wirkungsgrades beschrieben. Die maximale Laständerungsgeschwindigkeit der Kraftwerke limitiert die Lastgradienten, die gefahren werden können. Anfahrkosten werden in Abhängigkeit der Stillstandszeit bestimmt (nach [23]). Für Energiespeicher wird als weitere Restriktion die Speicherkapazität berücksichtigt.

3.2.2 KWK-Restriktionen und Fernwärme

Es werden 34 separate Fernwärmenetze betrachtet, für die basierend auf Temperaturdaten der stündliche Fernwärmebedarf bestimmt wird. Innerhalb der Fernwärmenetze muss die Wärme über Heizkraftwerke, Heißwassererzeuger oder Power-to-Heat-Technologien bereitgestellt werden. Heizkraftwerke unterliegen zusätzlich zu den Kraftwerksrestriktionen nach Abschnitt 3.2.1 Einschränkungen durch die Wärmeauskopplung. Es wird unterschieden in Entnahmekondensations- und Gegendruckanlagen. Für jedes Heizkraftwerk wird im Modell ein entsprechendes PQ-Diagramm hinterlegt (angelehnt an [23], [24], [25]).

3.2.3 Regelleistung

Die Vorhaltung von Regelleistung wird für jede Regelleistungsart (PRL, SRL, MR) einzeln betrachtet. Die Modellierung berücksichtigt, dass die Erbringung der von den verschiedenen technischen Einheiten vorgehaltenen Regelleistung jederzeit möglich sein muss. Zusätzlich wird bei der PRL ein Regelleistungsabruf explizit im Modell abgebildet, da hier die Regelarbeit nicht gesondert über einen Arbeitspreis vergütet wird.

Die mögliche Regelleistungsvorhaltung konventioneller Kraftwerke ist abhängig vom gewählten Betriebspunkt. Eine kurzfristige Leistungserhöhung (d.h. das Angebot positiver Regelleistung) ist nur bis zur Nennleistung möglich. Analog kann negative Regelleistung nur durch eine Lastabsenkung erbracht werden. Diese wird im Regelfall durch die Kraftwerksmindestlast begrenzt. Für KWK-Anlagen ergeben sich aus der Wärmebereitstellung weitere Einschränkungen. Es wird angenommen, dass sich durch den ggf. erfolgenden Regelleistungabruf die Wärmeauskopplung nur geringfügig ändern darf. Regelleistung kann von allen Kraftwerken nur in dem Maß angeboten werden, in dem die Kraftwerksleistung innerhalb der Aktivierungszeit der einzelnen Regelleistungsarten geändert werden kann. Begrenzender Faktor ist dabei die Laständerungsgeschwindigkeit der Kraftwerke. Bei Dampfkraftwerken wird hierbei auch die mögliche Nutzung interner Speicher zur kurzfristigen Leistungsänderung berücksichtigt. Werden mehrere Regelleistungsarten zeitgleich angeboten, so muss auch eine gleichzeitige Erfüllung technisch möglich sein (vgl. [8]). Positive Minutenreserve kann aufgrund der kurzen Anfahrtszeit von Gasturbinen auch aus dem Stillstand erbracht werden. Entsprechend ist für einige Pumpspeicherkraftwerke auch die nicht rotierende Vorhaltung von SRL möglich. Für Energiespeicher werden zusätzlich zur Leistungsvorhaltung auch Speicherkapazitätsrestriktionen berücksichtigt. Weitere Effekte, die bei der Modellierung der Regelleistungsvorhaltung berücksichtigt werden, sind Besicherung, Anteil präqualifizierter Anbieter, verkürzte Vorhaltdauer auf Kraftwerksebene durch Poolung sowie die zusätzliche Vorhaltung von Stundenreserve.

3.2.4 Preisbestimmung

Die Strom- und Regelleistungspreise werden in einem mehrstufigen iterativen Verfahren bestimmt. Durch diesen Ansatz werden sämtliche Kosten, wie beispielsweise auch Anfahrkosten und Opportunitätskosten berücksichtigt.

Aufgrund sinkender Kraftwerkskapazitäten kann es in Zukunft - je nach Annahmen zu EE-Einspeisung und grenzüberschreitenden Lastflüssen - dazu kommen, dass die verfügbare konventionelle Leistung nicht zur Deckung der Nachfrage ausreicht. In diesem Fall werden eine Lastreduktion und/oder der Einsatz von Notstromaggregaten angenommen. Die zusätzlichen variablen Kosten dieser Maßnahmen werden für einen Leistungsbereich von 0–10 GW zu 0–500 €/MWh angenähert (angelehnt an [26], [27]), wodurch sich in den Knappheitssituationen sehr hohe Strompreise einstellen können.

Die Regelleistungspreise werden in der Modellierung analog zu den Strompreisen anhand der Regelleistungsvorhaltekosten des Grenzkraftwerks in der Merit-Order bestimmt. Es wird somit angenommen, dass aufgrund der Bietstrategien der sich über das Pay-as-bid-Verfahren ergebende mittlere Leistungspreis in etwa den Kosten des Grenzkraftwerks entspricht (vgl. [26]). Zusätzliche Auswirkungen von strategischem Angebotsverhalten werden ansatzbedingt nicht berücksichtigt (weiterführende Diskussionen zur Ausgestaltung des Regelleistungsmarktes finden sich in [29], [30]). In diesem Beitrag soll gezeigt werden, dass eine fundamentale Beschreibung des Leistungspreisniveaus anhand der mit der Vorhaltung verbundenen Kosten möglich ist.

4 Ergebnisse

Zunächst werden die Modellergebnisse anhand eines Vergleiches mit den historischen Daten des Jahres 2014 validiert. Im Anschluss werden die Ergebnisse der Szenarienrechnungen für das Jahr 2035 vorgestellt.

4.1 Validierung

In Abbildung 1 ist für das Jahr 2014 die mit dem Fundamentalmodell bestimmte energieträgerspezifische Jahresstromerzeugung den Daten der AG Energiebilanzen [18] gegenübergestellt. Wie die Abbildung zeigt, weisen die Modellergebnisse eine sehr hohe Übereinstimmung mit den historischen Daten auf. Eine ebenso hohe Übereinstimmung zeigt sich bei den mit dem Modell bestimmten Day-Ahead-Preisen (EPEX Spot). Für Baseload, Peak und Off-Peak sind nur geringe Abweichungen von den historischen Marktergebnissen zu sehen (Tabelle 3). Neben diesen jeweils über bestimmte Zeiträume gemittelten Werten kann für eine bessere Einschätzung der Modellgüte der RMSE verwendet werden [31]. Der sehr niedrige Wert von 6,1 €/MWh bestätigt, dass mit dem vorgestellten Fundamentalmodell die Ergebnisse am Day-Ahead-Markt gut beschrieben werden können.

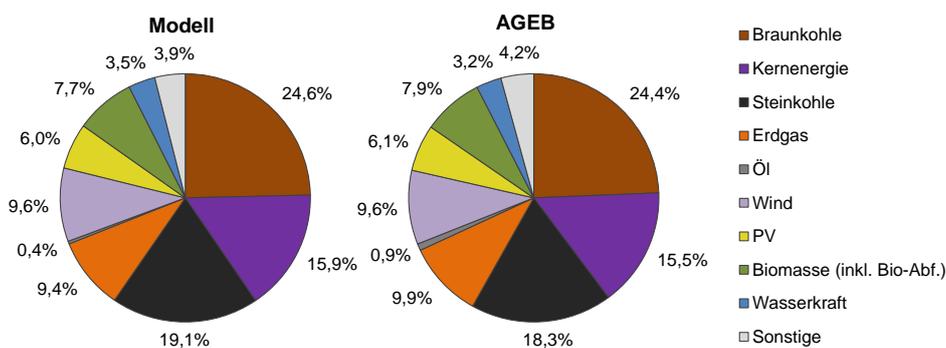


Abbildung 1: Jahresstromerzeugung 2014 (Nettostromerzeugung)

Die mit dem Modell ermittelten mittleren Regelleistungspreise sind in Tabelle 4 dargestellt und zeigen eine gute Annäherung der historischen Preise. Das Preisniveau der Regelleistungsbereitstellung lässt sich somit zu guten Teilen fundamental erklären.

Tabelle 3: Strompreise 2014 [€/MWh]

	2014	
	historisch	Modell
Base	32,8	31,9
Peak	41,0	40,4
Off-Peak	28,2	27,1
Volatilität	5,1	5,7
RMSE	6,1	

Tabelle 4: Regelleistungspreise 2014 [€/MWh]

	2014	
	historisch	Modell
PRL	20,9	17,1
SRL pos.	7,5	6,8
neg.	5,0	5,8
MR pos.	0,5	0,4
neg.	3,8	2,4

4.2 Prognose 2035

Für die Untersuchung zukünftiger Entwicklungen auf dem Regelleistungsmarkt wird das Jahr 2035 anhand eines repräsentativen Zeitraums von vier Monaten beschrieben.

4.2.1 Untersuchte Szenarien

Als Referenz dient das Jahr 2035 ohne Regelleistungsbereitstellung durch fluktuierende erneuerbare Energien (EE-0). Für das Basisszenario (EE-20) wird angenommen, dass 20% der installierten Windenergie- und Photovoltaikanlagen für die Regelleistungserbringung präqualifiziert wurden. Hiervon sind alle Anlagen für MR, aufgrund der höheren Anforderungen aber nur 50% für SRL und 20% für PRL präqualifiziert. Bedingt durch die Prognoseunsicherheiten kann nicht die gesamte (prognostizierte) Einspeiseleistung zur Regelleistungsvorhaltung genutzt werden. Es muss, z.B. anhand probabilistischer Methoden, mit hoher Sicherheit garantiert werden, dass die vermarktete Regelleistung auch tatsächlich erbracht werden kann. Bei negativer Regelleistung bedeutet dies, dass eine ausreichende Einspeiseleistung garantiert werden muss. Je nach gefordertem Sicherheitsniveau, Annahmen zur Prognosegüte und Prognosehorizont sowie Überlegungen zur Vermarktung (z.B. Poolung mit konventionellen Erzeugern oder eine externe Besicherung) kann das potentielle Regelleistungsangebot abgeschätzt werden. Basierend auf [32], [33], [34] wird in dieser Arbeit bei Annahme einer auf der Vortagesprognose beruhenden Regelleistungsvermarktung ein Sicherheitsfaktor von 2 für Windenergie und 3 für Photovoltaik angenommen. Bei Windenergieanlagen erfolgt eine Leistungsanpassung über die mechanische Verstellung der Rotorblätter. Da für die Sekundär- und Primärregelleistung hohe technische Anforderungen hinsichtlich Leistungsänderungsgeschwindigkeit und möglicher Abruffrequenz gelten, wird hier für Windenergieanlagen ein geringeres Regelleistungsband von 50% bzw. 20% angenommen.

In zwei zusätzlichen Szenarien wird untersucht, welchen Einfluss der Anteil für Regelleistung präqualifizierter Windenergie- und Photovoltaikanlagen hat. Hierzu wird der Anteil im EE-10 Szenario auf 10% abgesenkt und im EE-30 Szenario auf 30% erhöht.

4.2.2 Stromerzeugung und -preise

In Abbildung 2 ist die mit dem Fundamentalmodell ermittelte Jahresstromerzeugung im Jahr 2035 aufgeschlüsselt nach Energieträgern dargestellt (vgl. [17]). Es zeigt sich ein im Vergleich zum heutigen Niveau deutlich ansteigender Anteil an fluktuierenden erneuerbaren Energien (insbesondere Windkraft) an der Stromerzeugung ebenso wie eine erhöhte Stromproduktion aus Gaskraftwerken. Erneuerbare Energien machen in Summe einen Anteil von gut 56% an der Stromerzeugung aus.

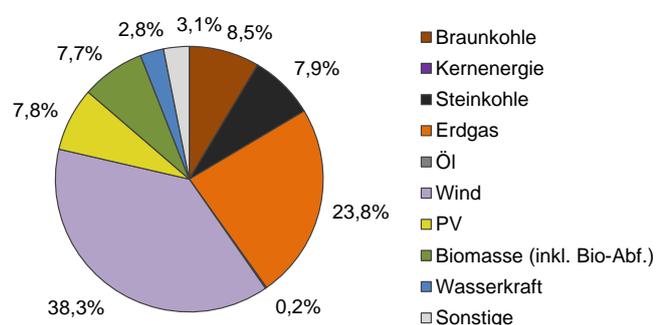


Abbildung 2: Jahresstromerzeugung 2035 – Modell

Tabelle 5: Strompreise 2035 [€/MWh]

	2014		2035		
	historisch	EE-0	EE-10	EE-20	EE-30
Base	32,8	68,9	69,1	69,0	69,4
Peak	41,0	87,7	87,4	87,0	87,3
Off-Peak	28,2	58,5	59,0	58,9	59,5
Volatilität	5,1	12,5	12,3	12,4	12,3
Stunden ≤ 0 €/MWh	64	284	179	124	111

In den Strompreisen (Tabelle 5) zeigt sich ein deutlicher Anstieg im Vergleich zu 2014. Ursächlich hierfür sind die steigenden CO₂- und Erdgaspreise, die Struktur des Kraftwerksparks (mehr Gaskraftwerke, weniger Kohle- und Kernkraftwerke) sowie die in den Knappheitssituationen auftretenden Strompreisspitzen (siehe Abschnitt 3.2.4). Die Regelleistungsbereitstellung durch fluktuierende erneuerbarer Energien hat nur geringe Auswirkungen auf das Strompreisniveau. Durch die Reduzierung der Must-run-Kapazität (vgl. Abschnitt 4.2.4) wird jedoch die Anzahl der Stunden mit Null- oder negativen Strompreisen deutlich verringert.

4.2.3 Regelleistungsbereitstellung und -preise

Die technologiespezifische Regelleistungsvorhaltung im Jahr 2035 ist in Abbildung 3 dargestellt. Positive Regelleistung wird v. a. durch Pumpspeicherwerke und Gaskraftwerke bereitgestellt. Die Vorhaltung negativer Regelleistung erfolgt zu guten Teilen ebenfalls durch Pumpspeicherwerke, aber auch durch andere konventionelle Kraftwerkstypen (Kohle, Gas). Ebenso leisten die sonstigen Marktteilnehmer (Biomasse, Power-to-Heat, Batterien) in Summe einen signifikanten Beitrag.

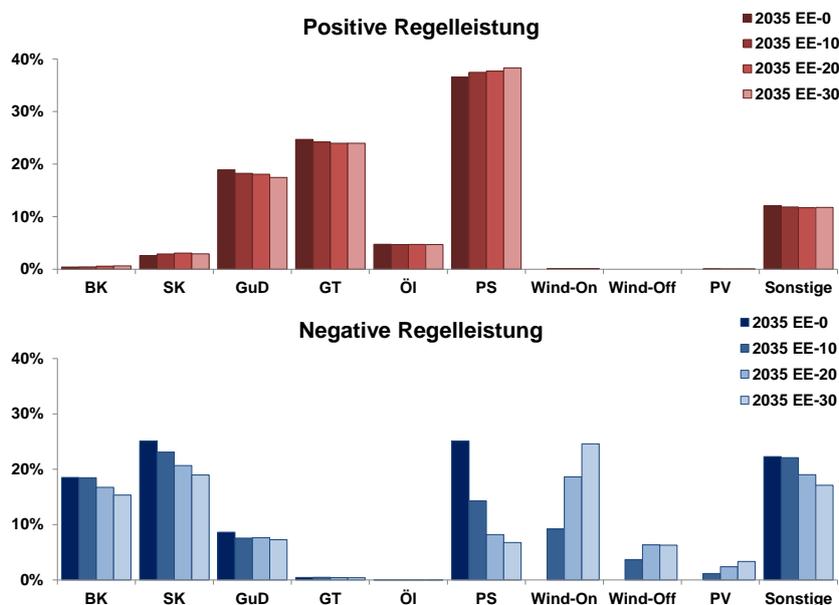


Abbildung 3: Anteil an der Regelleistungsbereitstellung: 2035

Die Marktteilnahme von Windenergie- und PV-Anlagen am Regelleistungsmarkt zeigt deutliche Auswirkungen auf die Regelleistungsbereitstellung. In den untersuchten Szenarien vari-

iert der Anteil der fluktuierenden Erneuerbaren an der Vorhaltung negativer Regelleistung zwischen 14 und 34%. Der weitaus größte Anteil der Regelleistung aus erneuerbaren Energien entfällt auf Onshore-Windkraftanlagen, während Offshore-Wind und PV einen deutlich kleineren Beitrag leisten. Aus dem Regelenergiemarkt verdrängt werden dabei insbesondere die Pumpspeicherwerke, in geringerem Umfang auch Kohlekraftwerke und sonstige Marktteilnehmer. Positive Regelleistung wird aufgrund meist hoher Opportunitätskosten nur in sehr geringem Umfang durch fluktuierende Erneuerbare bereitgestellt.

Die Regelleistungspreise der einzelnen Szenarien finden sich in Tabelle 6. Ohne ein Regelleistungsangebot von Windenergie- und PV-Anlagen zeigen sich Preise für negative Regelleistung, die etwa auf heutigem Niveau liegen. Durch den zukünftig deutlich flexibleren Kraftwerkspark kann negative Regelleistung häufig sehr günstig bereitgestellt werden. Nur zu Zeiten sehr hoher EE-Einspeisung, wenn wenige konventionelle Kraftwerke am Netz sind, kommt es zu deutlichen Preisspitzen. Die im Vergleich zu 2014 steigenden Preise für positive Regelleistung sind zum Teil auf den Effekt von Knappheitssituationen zurückzuführen. Die sehr hohen Strompreise in diesen Zeiten führen zu entsprechend hohen Opportunitätskosten der Vorhaltung positiver Regelleistung. Aber auch ohne Berücksichtigung der Knappheitssituationen ergeben sich Preise für positive Regelleistung, die bei SRL in etwa auf und bei MR sogar über dem Niveau von 2014 liegen.

Tabelle 6: Regelleistungspreise 2035

		2014	2035			
		(Modell)	EE-0	EE-10	EE-20	EE-30
PRL		17,0	13,3	10,7	10,1	9,9
SRL	pos.	6,8	14,1	12,6	12,3	12,2
	neg.	5,8	4,7	2,0	0,5	0,2
MR	pos.	0,4	6,7	6,5	6,4	6,4
	neg.	2,3	2,8	1,3	0,4	0,2

Eine Marktteilnahme von Wind- und PV-Anlagen am Regelleistungsmarkt hat nur geringe Auswirkungen auf die Bereitstellung bzw. die Preise positiver Regelleistung. Negative Regelleistung hingegen kann von fluktuierenden Erneuerbaren näherungsweise ohne Opportunitätskosten vorgehalten werden, wodurch insbesondere bei geringer Residuallast bzw. hoher EE-Einspeisung kostengünstig negative Regelleistung angeboten werden kann. Bereits eine geringe Marktteilnahme (EE-10) führt zu einer Halbierung der Preise für negative Regelleistung. Eine noch weiter erhöhte Marktteilnahme (EE-20) resultiert für negative Regelleistung in Preisen nahe Null, so dass ein weiteres Angebot von Regelleistung aus erneuerbaren Quellen kaum mehr Auswirkungen hat bzw. auch nicht benötigt wird.

In Abbildung 4 sind die jährlichen Kosten der Regelleistungsvorhaltung dargestellt. Im Jahr 2014 lagen die Kosten für die Vorhaltung von Regelleistung bei insgesamt etwa 437 Mio.€ [35]. Bis zum Jahr 2035 ist mit einer deutlichen Steigerung der Kosten zu rechnen. Dies liegt zum einen am steigenden Regelleistungsbedarf und zum anderen am hohen Preisniveau positiver Regelleistung. Eine Marktteilnahme erneuerbarer Energien kann dazu beitragen, die Kosten der Regelleistungsvorhaltung deutlich zu senken. Schon eine geringe Marktteilnahme (EE-10) resultiert in einer Verringerung der jährlichen Kosten um bis zu

150 Mio. €. Davon entfällt der größte Teil (gut 100 Mio. €) auf die Kosten negativer Regelleistung. Die Einsparungen in der Bereitstellung positiver Regelleistung sind deutlich geringer. Mit zunehmendem Regelleistungsangebot erneuerbarer Energien kann eine Kosteneinsparung von insgesamt gut 200 Mio. € erreicht werden.

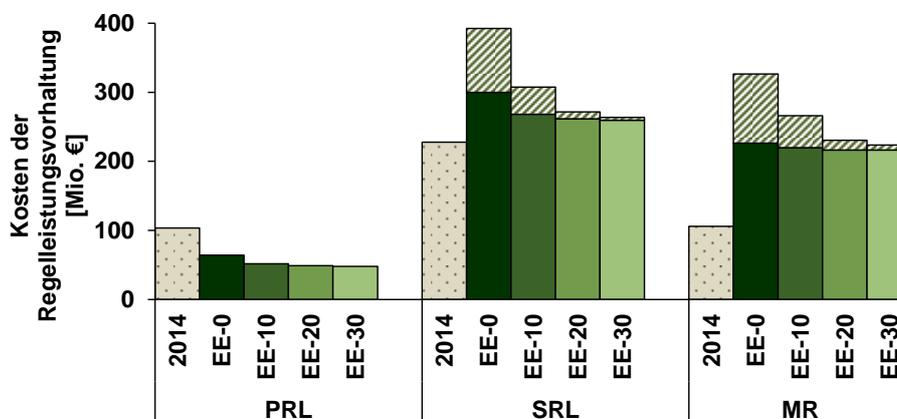


Abbildung 4: Jährliche Kosten der Regelleistungsbeschaffung – Vergleich der Szenarien für 2035. (nur EE-Szenarien: Die schraffierte Fläche beschreibt die Kosten der negativen Regelleistung, die Vollfläche die Kosten der positiven Regelleistung.)

In Tabelle 7 sind die spezifischen Erlöse der fluktuierenden erneuerbaren Energien aus der Regelleistungsvermarktung bezogen auf die jeweils präqualifizierte Leistung dargestellt. Photovoltaikanlagen erwirtschaften deutlich weniger Erlöse als Windkraftanlagen. Dies liegt zum einen an der geringeren Volllaststundenzahl und dem damit einhergehenden kleineren Regelleistungsangebot, zum anderen daran, dass Regelleistung durch Photovoltaik v. a. in Peak-Stunden, d.h. in Stunden mit relativ hohen Strompreisen und ausreichend hohem Regelleistungsangebot aus konventionellen Kraftwerken, angeboten wird (Im NEP 2025 wird von einem vergleichsweise moderaten PV-Ausbau ausgegangen – vgl. Tabelle 2).

Tabelle 7: Spezifische Erlöse aus der Regelleistungsbereitstellung [€/MW*a]

	2035		
	EE-10	EE-20	EE-30
Wind (Onshore)	3.522	856	359
Wind (Offshore)	6.161	1.507	619
PV	476	94	22

Die höheren Erlöse von Offshore- im Vergleich zu Onshore-Windkraftanlagen ergeben sich zu großen Teilen aus den höheren Volllaststunden und dem damit einhergehenden größeren Regelleistungsangebot. Mit zunehmender Marktteilnahme der fluktuierenden Erneuerbaren ist aufgrund abnehmender Regelleistungspreise mit stark sinkenden Erlösen zu rechnen. Der Anreiz zu einer Marktteilnahme sinkt entsprechend.

4.2.4 Must-run-Leistung

Ohne eine Teilnahme von Wind- und PV-Anlagen am Regelleistungsmarkt werden zu Zeiten sehr niedriger Residuallast viele konventionelle Erzeuger nur betrieben, um Systemdienstleistungen erbringen zu können. Diese durch Systemdienstleistungen verursachte Must-run-Leistung kann durch das Regelleistungsangebot fluktuierender regenerativer Energien deutlich verringert werden. Die hier untersuchte Must-run-Leistung beinhaltet nur die Kraftwerksleistung, die aufgrund von Regelleistungsvorhaltung betrieben wird. Must-run-Leistung, die andere Ursachen wie bspw. Anfahrkosten, KWK-Restriktionen o. ä. hat, wird nicht betrachtet. Hierzu wird bei konventionellen Kraftwerken die Must-run-Leistung nur anteilig entsprechend

dem Verhältnis aus tatsächlicher zu potentieller Regelleistungsvorhaltung berücksichtigt. Für das Jahr 2014 liegt die so ermittelte Must-run-Leistung bei durchschnittlich 16,9GW. Im Jahr 2035 kann dieser Wert aufgrund des flexibleren Kraftwerksparks auf 11,3GW reduziert werden. Durch das Regelleistungsangebot erneuerbarer Energien kann die Must-run-Leistung (je nach Szenario) im Durchschnitt um bis zu 23% auf etwa 8,7GW gesenkt werden. Besondere Bedeutung hat die Must-run-Leistung zu Zeiten geringer Residuallast bzw. niedriger Strompreise, in der viele konventionelle Kraftwerke nicht wirtschaftlich betrieben werden können und nur zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen am Netz sind. So kann im Jahr 2035 im Referenzszenario (EE-20) für Residuallasten kleiner als 25GW die Must-run-Leistung durch die Marktteilnahme erneuerbarer Energien sogar um gut 50% von 8,9GW auf 4,2GW gesenkt werden.

Die marktgetriebene Abschaltung von Windenergie- und PV-Anlagen ist in allen Szenarien aufgrund des flexiblen Kraftwerksparks und der hohen exportierten Strommenge gering. Trotzdem können die EE-Abschaltungen durch eine Regelleistungsmarktteilnahme der Erneuerbaren noch weiter verringert werden. In Summe sinkt die marktgetriebene Abschaltung dabei um etwa 50% von 1,4TWh auf 0,7TWh (Szenario EE-20). Durch die Vermeidung von EE-Abschaltungen kann auch eine Verminderung der CO₂-Emissionen beobachtet werden. Im Referenzszenario (EE-20) sinken die Emissionen um etwa 0,46% im Vergleich zum Basiszenario (Szenario EE-0).

5 Fazit

In dieser Arbeit werden die Auswirkungen einer Teilnahme von Windenergie- und Photovoltaikanlagen am Regelleistungsmarkt in einem System mit hohen Anteilen regenerativer Energien untersucht. Es zeigen sich signifikante Effekte in der Regelleistungsbereitstellung, den Regelleistungspreisen sowie der Must-run-Leistung und EE-Abregelung. Außer Power-to-Heat werden andere Flexibilitätsoptionen wie z. B. regelbare Laufwasserkraftwerke, Elektromobilität und Demand-Side-Management in diesem Beitrag nicht näher untersucht. Auch diese Technologien verfügen über ein großes Potential, um zukünftig Flexibilität bereitstellen zu können.

Nehmen Wind- und Photovoltaikanlagen am Regelleistungsmarkt teil, so bieten sie überwiegend negative und kaum positive Regelleistung an. In der negativen Regelleistung werden dabei v. a. Pumpspeicherwerke (und z. T. Kohlekraftwerke) verdrängt. Der Beitrag von Windkraftanlagen ist dabei deutlich höher als von Photovoltaikanlagen. Durch die Regelleistungsmarktteilnahme der fluktuierenden Erneuerbaren sinkt der Preis für negative Regelleistung signifikant. Schon eine geringe Marktteilnahme von etwa 10% der installierten Leistung hat dabei große Auswirkungen. Der Preis positiver Regelleistung wird kaum beeinflusst. Die Gesamtkosten der Regelleistungsvorhaltung lassen sich mittels Regelleistungsbereitstellung aus fluktuierenden EE-Anlagen deutlich reduzieren. Die aus der Regelleistungsbereitstellung resultierende konventionelle Must-run-Leistung sinkt durch die EE-Regelleistungsbereitstellung zu Zeiten niedriger Residuallast um bis zu 50%. Die Abregelung von Wind- und PV-Anlagen und damit die CO₂-Emissionen können ebenfalls verringert werden.

Zusammenfassend wird gezeigt, dass bei hohem Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung eine Teilnahme selbiger am Regelleistungsmarkt sinnvoll ist und einen wesentlichen Beitrag zur Kostenreduktion leisten kann. Eine Anpassung der Rahmen-

bedingungen zur Ermöglichung einer Regelleistungserbringung durch fluktuierende Erneuerbare Energien (wie bereits durch die BNetzA [14] und die ÜNB [13] angedacht) ist auf Basis dieser Ergebnisse zu empfehlen.

6 Literaturverzeichnis

- [1] AG Energiebilanzen e.V., „Stromerzeugung nach Energieträgern 1990 - 2015,“ 2015.
- [2] Y. Gebrekiros, G. Doorman, S. Jaehnert und H. Farahmand, „Reserve procurement and transmission capacity reservation in the Northern European power market,“ *Electrical Power and Energy Systems* 67, p. 546–559, 2015.
- [3] C. Lorenz und C. Gerbaulet, „New Cross-Border Electricity Balancing Arrangements in Europe,“ DIW Berlin: Discussion Papers, 2014.
- [4] Lehrstuhl für Energiewirtschaft, Universität Duisburg-Essen, Trianel GmbH, BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH, „Marktdesign für zukunftsfähige Elektrizitätsmärkte unter besonderer Berücksichtigung der vermehrten Einspeisung von erneuerbaren Energien,“ 2014.
- [5] M. Zipf und D. Möst, „Kosteneinsparungspotenziale in den Märkten für Regelleistung - Welchen Beitrag können erneuerbare Energien liefern?,“ in *46. Kraftwerkstechnisches Kolloquium*, 2014.
- [6] G. Papaefthymiou, J. van Doorn, A. Kakorin, M. van der Meijden, M. Laurisch, J.-W. Meulenbroeks und C. Nabe, „Future provision of control reserve from offshore wind farms: An analysis of benefits and barriers,“ in *12th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, 2015.
- [7] M. Jansen, M. Speckmann und A. Baier, „Impact of frequency control supply by wind turbines on balancing costs,“ *Fraunhofer IWES*, 2012.
- [8] Verband der Netzbetreiber - VDN - e.V. beim VDEW, *TransmissionCode 2007: Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber*, 2007.
- [9] „ENTSO-E-Operation Handbook,“ [Online]. Available: www.entsoe.eu/publications/system-operations-reports/operation-handbook/.
- [10] BNetzA, Beschluss BK6-10-097, 2011.
- [11] BNetzA, Beschluss BK6-10-098, 2011.
- [12] BNetzA, Beschluss BK6-10-099, 2011.
- [13] ÜNB, Leitfaden zur Präqualifikation von Windenergieanlagen zur Erbringung von Minutenreserveleistung im Rahmen einer Pilotphase, 2015.
- [14] BNetzA, Festlegungsverfahren zur Weiterentwicklung der Ausschreibungsbedingungen und Veröffentlichungspflichten für Sekundärregelleistung und Minutenreserve, 2015.
- [15] L. Hirth und I. Ziegenhagen, „Balancing power and variable renewables: Three links,“ *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 50, p. 1035–1051, Oktober 2015.
- [16] BNetzA, „Kraftwerkliste der BNetzA,“ [Online]. Available: http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungss

kapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html.

- [17] ÜNB, Netzentwicklungsplan Strom 2025, Version 2015, 1. Entwurf, 2015.
- [18] AG Energiebilanzen e.V., Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2014, 2015.
- [19] ÜNB, „Internetplattform zur Vergabe von Regelleistung,“ [Online]. Available: <https://www.regelleistung.net/>.
- [20] CONSENTEC Consulting für Energiewirtschaft und -technik GmbH & Univ.-Prof. Dr.-Ing. Hans-Jürgen Haubrich, Gutachten zur Höhe des Regelenergiebedarfs, BNetzA, 2008.
- [21] CONSENTEC Consulting für Energiewirtschaft und -technik GmbH, Gutachten zur Dimensionierung des Regelleistungsbedarfs unter dem NRV, BNetzA, 2010.
- [22] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), dena-Studie Systemdienstleistungen 2030, 2014.
- [23] R. Dubois, Optimale Tageseinsatzplanung von Kraft-Wärme-Kopplungs-Systemen unter Berücksichtigung von Kurzzeitwärmespeichern, 1986.
- [24] A. Christidis, C. Koch, L. Pottel und G. Tsatsaronis, „The contribution of heat storage to the profitable operation of combined heat and power plants in liberalized electricity markets,“ *Energy* 41, pp. 75-82, 2012.
- [25] A. Christidis und G. Tsatsaronis, „Das ökonomische Potential von Wärmespeichern,“ in 9. *Fachtagung Optimierung in der Energiewirtschaft*, Nürtingen, 2011.
- [26] Umweltbundesamt, „Potentiale regelbarer Lasten in einem Energieversorgungssystem mit wachsendem Anteil erneuerbarer Energien,“ Berlin, 2015.
- [27] A. Praktiknjo, Sicherheit der Elektrizitätsversorgung, Berlin: Springer Vieweg, 2013.
- [28] T. Wawer, „Effiziente Ausgestaltung von Regelenergieauktionen zur Verringerung der Netznutzungsentgelte,“ in 4. *Internationale Energiewirtschaftstagung (IEWT)*, Wien, 2005.
- [29] F. Müsgens, A. Ockenfels und M. Peek, „Economics and design of balancing power markets in Germany,“ *Electrical and Energy Systems* 55, pp. 392-401, 2014.
- [30] F. Ocker, K.-M. Erhart und M. Ott, „An Economic Analysis of the German Secondary Balancing Power Market,“ *Working Paper (under review)*, 2015.
- [31] O. Syben und T. Hatakka, „Vergleich unterschiedlicher Ansätze für die Prognose von EEX-Spotpreisen,“ in 10. *Fachtagung Optimierung in der Energiewirtschaft*, Köln, 2013.
- [32] Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), „Regelenergie durch Windkraftanlagen,“ 2014.
- [33] A. Görtz und B. Baumgart, „Potenziale der Windenergie im Regelleistungsmarkt,“ *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 64. Jg. (2014) Heft 4.
- [34] M. Jansen und M. Speckmann, „Participation of photovoltaic systems in control reserve markets,“ in 22nd *International Conference on Electricity Distribution*, Stockholm, 2013.
- [35] BNetzA; Bundeskartellamt, Monitoringbericht 2015, 2015.