



Fakultät Versorgungstechnik

Hausarbeit

im Modul Regenerative Energietechnik

zum Thema

Die Energiewende – Wo befinden sich Kraftwerksreserven in Deutschland?

vorgelegt von: Moritz Deckert, 70455296

Fynn Linnenbrügger, 70468167

Studiengang: Energie- und Gebäudetechnik

Prüfer: Prof. Dr.-Ing. Oliver Büchel

Prof. Dr. Matthias Puchta

Abgabedatum: 06.01.2023



Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	3
2	Wie kann der Begriff Kraftwerksreserve definiert werden?	4
2.1	Wie funktioniert der deutsche Strommarkt?	4
2.2	Kraftwerksreserven zur Netzfrequenzstabilisierung	5
2.2.1	Primärregelreserve	7
2.2.2	Sekundärregelreserve	9
2.2.3	Minutenreserve	10
2.2.4	Primärenergieträger und Einsatzzeiten	11
2.2.5	Momentanreserve	13
2.3	Kraftwerksreserven zur Reserveleistungsvorhaltung	14
2.3.1	Netzreserve	14
2.3.2	Kapazitätsreserve	16
2.3.3	Sicherheitsbereitschaft	17
3	Bewertung der Kraftwerksreserven zur Netzstabilisierung und Reserveleistungsvorhaltung	18
3.1	Bewertung nach gesetzlichen Gesichtspunkten	18
3.2	Bewertung nach logistischen Gesichtspunkten	18
3.3	Bewertung nach wirtschaftlichen Gesichtspunkten	18
3.4	Was bedeutet der Atom- und Braunkohleausstieg für die Kraftwerksreserven?	18
3.5	Auswirkungen des Ausbaus der erneuerbaren Energien auf die Kraftwerksreserven	18
4	Zusammenfassung und Ausblick	18
5	Literatur	19
6	Anhang	21



Abbildungsverzeichnis

2.1	Strompreisbildung an der Börse nach dem Merit-Order-Prinzip [3]	4
2.2	Regelzonen und Übertragungsnetzbetreiber in Deutschland [2]	5
2.3	Beispielhafte Darstellung der Regularbeit in Abhängigkeit der Netzfrequenz [2]	6
2.4	Zeitliche Abfolge der Regelleistungsreserven zur Netzfrequenzstabilisierung [2]	7
2.5	Mitglieder der ENTSO-E für PRL[4]	8
2.6	Netz-,Kapazitätsreserven und Sicherheitsbereitschaft in Deutschland, Quelle: Eigene Darstellung	14

Tabellenverzeichnis

2.1	Merkmale der Primärregelleistung [16]	9
2.2	Merkmale der Sekundärregelreserve [16]	10
2.3	Merkmale der Minutenreserve [16]	11
2.4	Übersicht der Präqualifizierten Leistung (in GW) je Primärenergieträger/Kategorie in Deutschland, Stand: 01.01.2022 [8]	12
2.5	Einsatzhäufigkeit von positiver und negativer Minutenreserve [17]	13
2.6	Kraftwerke in der Netzreserve [21]	15
2.7	Kraftwerke in der Kapazitätsreserve [21]	17
2.8	Kraftwerke in der Sicherheitsbereitschaft [21]	17



1 Einleitung

Um den Begriff der Kraftwerksreserve besser einzuordnen, folgt eine kurze zeitliche und thematische Einordnung warum die Reserven, gerade aktuell, eine so große Rolle spielen. Das Thema Versorgungssicherheit rückt nicht zuletzt durch den anhaltenden Ukraine-Konflikt in den Fokus der Leitmedien. Die unregelmäßigen Gaslieferungen aus Russland bedrohen die deutsche Versorgungssicherheit im Hinblick auf Wärme und Strom. Darüber hinaus steigen dadurch die Preise für Energie in ungeahnte Höhen. Der daraufhin steigende Verkauf an elektrischen Heizlüftern, begründet durch die Angst, dass im Winter kein Gas mehr zur Verfügung steht, kann eine zusätzliche Belastung für das deutsche Stromnetz darstellen. Frankreich, welches vorrangig Strom aus Atomkraftwerken bezieht, kann aus Gründen der mangelnden Kühlung und versäumten Wartungsarbeiten aus der Corona Krise, bislang kaum Strom exportieren. Hinzu kommt die Energiewende, in welcher die fossile Stromproduktion auf erneuerbare umgestellt werden soll. Die Volatilität von erneuerbaren Energiequellen stellt das Stromnetz sowie die -erzeugung vor enorme Herausforderungen.

In der folgenden Projektarbeit im Seminar „Regenerative Energietechnik“ wird untersucht, inwiefern auftretende Differenzen zwischen Stromangebot- und -nachfrage mit Hilfe der deutschen Kraftwerksreserven ausbalanciert werden können und wo sich diese befinden. Im ersten Teil wird der Begriff der Kraftwerksreserve genauer beleuchtet, da es unterschiedliche Arten von Reserven gibt. Darüber hinaus wird das Funktionsprinzip des Strommarkts dargestellt, um die Unterschiede der Reserven zu begründen. Der zweite Teil beschäftigt sich mit der Bewertung von Kraftwerksreserven unter gesetzlichen, logistischen sowie wirtschaftlichen Gesichtspunkten. Im Anschluss wird Bezug auf die Bedeutung des Atom- und Braunkohleausstiegs für die Kraftwerksreserven Bezug genommen. Zuletzt werden positive und negative Auswirkungen auf den Ausbau der erneuerbaren Energien erläutert.



2 Wie kann der Begriff Kraftwerksreserve definiert werden?

Da der Begriff Kraftwerksreserve nicht genau definiert ist, wird im Folgenden auf die unterschiedlichen Arten der Kraftwerksreserven eingegangen. Grundlage bildet der Strommarkt, welcher in Kapitel 2.1 behandelt wird. Aufgrund der Folgen des Ukraine-Konflikts ist ebenfalls eine weitere Art der Reserve hinzugekommen.

2.1 Wie funktioniert der deutsche Strommarkt?

In Deutschland gibt es einen Energy-Only-Market (EOM). Dies bedeutet, dass ausschließlich der tatsächlich produzierte Strom gehandelt wird. Anders wäre dies bei dem viel diskutierten Kapazitätsmarkt, indem auch vorgehaltene Leistungen für z.B. Dunkelflauten vergütet werden (haucap). Die Preisbildung folgt dem Prinzip der Merit-Order (s. Abb. 2.1). In der Merit-Order werden alle Stromproduzenten, welche zu gegebenen Zeitpunkt ihren Strom am Markt anbieten, nach ihren jeweiligen Grenzkosten aufsteigend aufgelistet. Der Stromerzeuger mit den geringsten Grenzkosten, darf als erstes einspeisen und nach ihm derjenige mit den nächst größeren Grenzkosten. Als Grenzkosten werden die Erzeugungskosten für die auf dem Markt genau angebotene Strommenge bezeichnet. Der Stromproduzent, welcher mit seiner angebotenen Strommenge Angebot und Nachfrage deckt, legt den zu vergütenden Strompreis für alle anderen Marktteilnehmer in der Merit-Order unter ihm fest. Dieses Kraftwerk heißt Grenzkostenkraftwerk. In Abbildung 2.1 ist die Reihenfolge der Stromerzeugungsart und den typisch zu erwartenden Grenzkosten dargestellt.

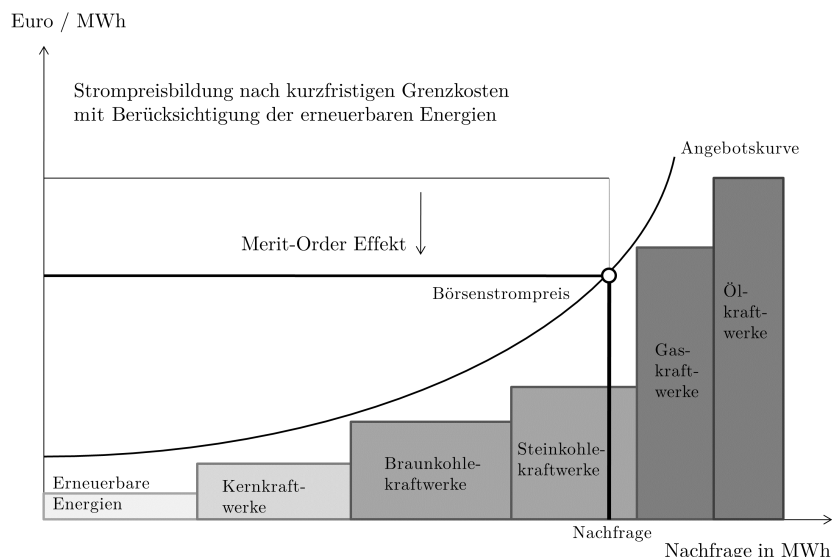


Abb. 2.1: Strompreisbildung an der Börse nach dem Merit-Order-Prinzip [3]



In der Merit-Order weist die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien Grenzkosten von nahezu Null auf. Die Folge des Ausbaus von erneuerbaren Energien ist, dass konventionelle Kraftwerke mit hohen Grenzkosten, vor allem Gas- und Ölkraftwerke, in der Reihenfolge nach rechts gerückt werden (Merit-Order-Effekt, s. Abb. 2.1). Das Verdrängen der Gas-, Öl- sowie Pumpspeicherkraftwerke führen zu einem sinkenden Strompreis an der Böse [1]. Dadurch sind diese Kraftwerke nur bei mangelndem Wind und mangelnder Sonneneinstrahlung an der Stromproduktion beteiligt. Für den Strompreis bedeutet dies teilweise erhebliche Schwankungen je nach aktueller Wetterlage und geringe bzw. unvorhersehbare Betriebsstunden der genannten Marktteilnehmer. Damit werden die Anreize vor allem schnell regelbare Gaskraftwerke zu errichten und wirtschaftlich betreiben zu können deutlich eingedämmt, weil die Kraftwerksleistung ohne Vergütung vorgehalten wird [1]. Gegenätzlich dazu verlangt der Ausbau regenerativer Stromerzeuger einen Zuwachs schnell regelbarer Gaskraftwerke, um plötzlich auftretende Schwankungen auszugleichen [3].

Die Forderung eines Kapazitätsmarkts, indem auch vorgehaltene Kraftwerksleistung bepreist wird, gewinnt dahingehend an Bedeutung. Den Kraftwerksbetreibern fällt es zunehmend schwer ihre konventionellen Kraftwerke aufgrund der bereits erörterten fehlenden und unvorhersehbaren Betriebsstunden rentabel zu betreiben. Auch ohne weiteren Ausbau von erneuerbaren Energien wird bei Dunkelflauten gerade in den wenig sonnigen Wintermonaten Januar und Februar weiterhin Residuallast gebraucht. Konträr dazu wurde eine strategische Kraftwerksreserve aus Braunkohlekraftwerken aufgebaut [12].

2.2 Kraftwerksreserven zur Netzfrequenzstabilisierung

Die Kraftwerksreserven zur Netzfrequenzstabilisierung fallen unter den Begriff des Regelenenergiemarkts. Aufgrund des liberalisierten Strommarkts besitzen die Übertragungsnetzbetreiber keine eigenen Kraftwerke, sodass für die Stabilisierung Verträge mit Energieversorgungsunternehmen (EVU) geschlossen werden müssen.

Unter Regelenenergie versteht man zum einen die Reservierung von Kraftwerksreserven bzw. -kapazitäten (Regelleistung) und zum anderen den Ausgleich von Regelzonenun-

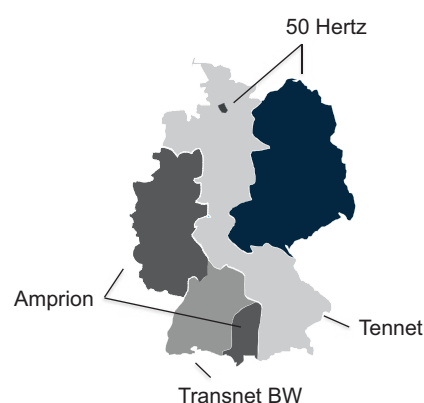


Abb. 2.2: Regelzonen und Übertragungsnetzbetreiber in Deutschland [2]



gleichgewichten (Regelarbeit) [2]. Da es im Stromnetz zu negativen und positiven Abweichungen der Frequenz kommen kann, wird zur Kompensation sowohl positive als auch negative Regelarbeit benötigt. Anders als bei der Regelleistung wird eine gelieferte Strommenge in MWh vergütet. Um Unterschiede zwischen Angebot und Nachfrage unter den vier deutschen Regelzonen zu decken, wird eine Reservierung von Kraftwerksreserven erforderlich (Regelzonen s. Abb. 2.2). In diesem Fall erfolgt eine Bezahlung der Kraftwerke unabhängig von der gelieferten Strommenge und Einsatzzeit [2]. Die Bezahlung ist als eine Art Entschädigung für das Vorhalten von Kraftwerkskapazitäten, gegebenenfalls nicht Abrufen und den damit verbundenen Fixkosten der Einsatzbereitschaft zu verstehen.

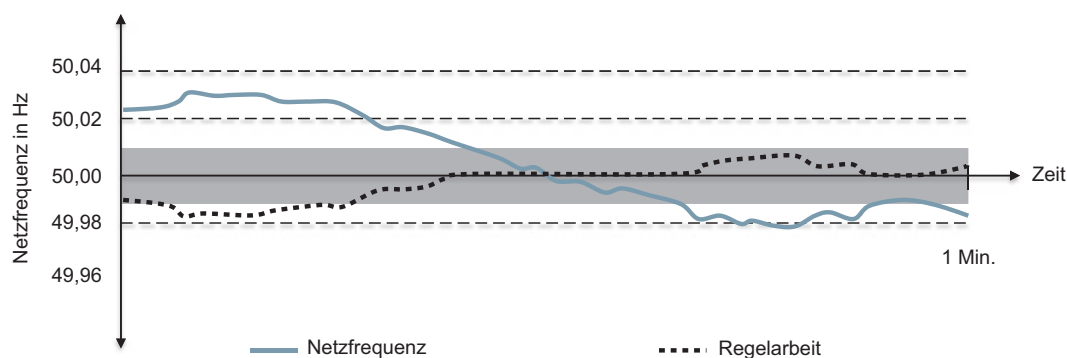


Abb. 2.3: Beispielhafte Darstellung der Regelarbeit in Abhängigkeit der Netzfrequenz [2]

Um die Frequenz von 50 Hz im deutschen und europäischen Stromnetz stabil zu halten, muss ständig Regelarbeit eingesetzt werden. Für das ständige Abrufen der Regelarbeit wird Regelleistung gebraucht. Für die Netzfrequenz gibt es eine zulässige Schwankungsbreite von ± 10 mHz [10]. Erst ab Unterschreitung von 49,99 Hz bzw. Überschreitung von 50,01 Hz wird die Frequenz durch Einsatz von Regelenergie stabilisiert. Bei einer zu geringen Netzfrequenz ist zu wenig Strom im Netz aufgrund von zu großer Abnahme oder Produktionsausfällen seitens der Stromerzeuger. In diesem Zuge gibt es Marktteilnehmer, welche zusätzliche Reserven bzw. Kapazitäten anbieten oder Stromverbraucher, die ihren eigenen Verbrauch drosseln. Gegenätzlich dazu ist eine zu hohe Netzfrequenz auf zu viel Strom im Netz zurückzuführen. In diesem Fall wiederum können Stromverbraucher diesen erhöhen oder Stromerzeuger ihre Kraftwerksleistung herunterfahren. In Abbildung 2.2 ist die Abhängigkeit der Regelarbeit von der Netzfrequenz dargestellt. Für die beschriebenen Mechanismen gibt es im Wesentlichen drei Regelenergien, die Primär-, Sekundärregelenergie und die Minutenreserve. Die Abbildung 2.2 zeigt Regelenergiearten in ihrer Einsatzreihenfolge und Reaktionsschnelligkeit zur Stabilisierung der Netzfrequenz.

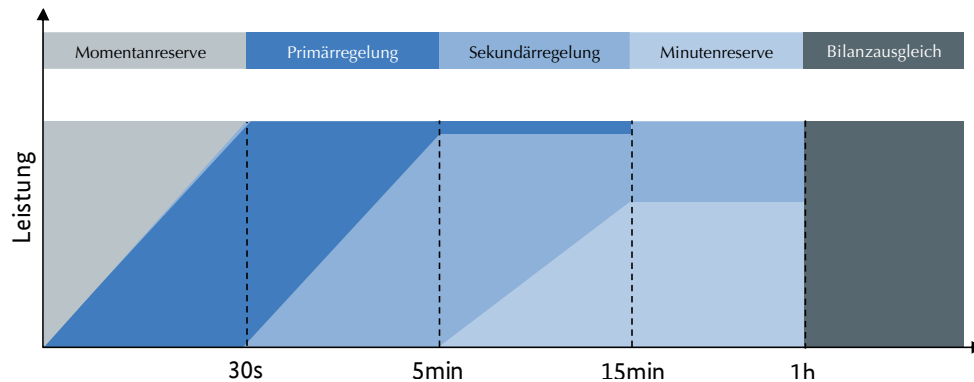


Abb. 2.4: Zeitliche Abfolge der Regelleistungsreserven zur Netzfrequenzstabilisierung [2]

2.2.1 Primärregelreserve

Der Eingriff durch die Primärregelreserve (PRL) erfolgt unmittelbar nach Über- sowie Unterschreitung des zulässigen Frequenzbereichs durch die Anbieter von Primärreserven. Die Bereitstellung erfolgt über das Gebiet der ENTSO-E („European Network of Transmission System Operators for Electricity“). Da es sich bei dem ENTSO-E um ein Synchrongebiet mit 50 Hz Netzfrequenz handelt, wird die Bereitstellung von Primärregelleistung unter allen Teilnehmern, gemessen am eingespeisten Strom, aufgeteilt. Die Mitglieder können der Abbildung 2.5 entnommen werden. Die gesamte Kapazität aller Mitglieder beläuft sich auf ± 3 GW und wird anhand des zeitgleichen Ausfalls der zwei größten Kraftwerksblöcke innerhalb des Verbundnetzes ermittelt. Am Ort des Anbieters wird die Netzfrequenz gemessen, um schnell und frequenzabhängig Strom einzuspeisen oder zu speichern. Innerhalb von 30 s muss die komplette Regelleistung abrufbar sein und die vollständig angebotene Regelarbeit für 15 min geliefert werden. Der Regelbereich befindet sich dabei innerhalb des Regelbands und außerhalb des Totbands (s. Abb. ?? next Kraftwerke). Ab einer Netzfrequenz von 49,99 Hz bzw. 50,01 Hz muss der Stromlieferant die Primärregelleistung hochfahren und bei einer Frequenz von 49,8 Hz bzw. 50,2 Hz 100 % seiner angebotenen Leistung abrufen bzw. liefern können.

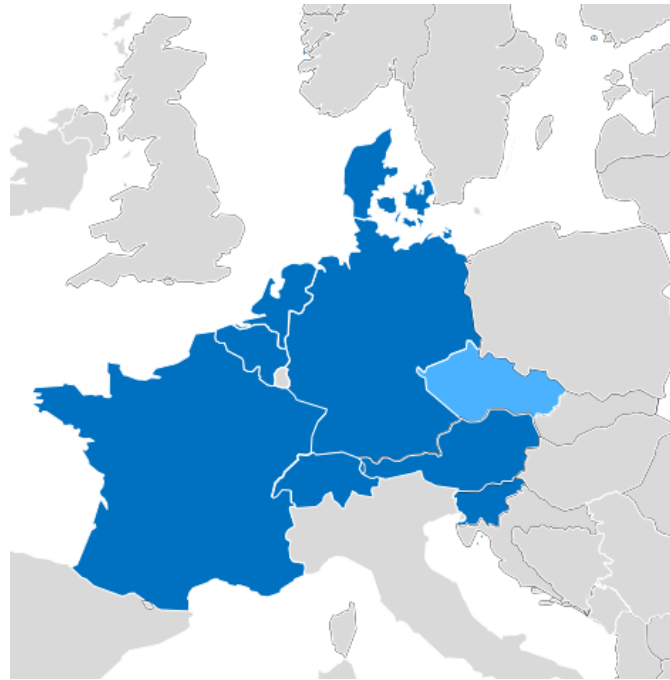


Abb. 2.5: Mitglieder der ENTSO-E für PRL[4]

Die Ausschreibung von Primärregelleistung erfolgt täglich für einen Erbringungszeitraum vom Folgetag 0:00 Uhr bis 24:00 Uhr. Angebotsabgabe erfolgt am Vortag bis 8:00 Uhr [8]. Die Auktion erfolgt online über die Internetseite [regelleistung.net](https://www.regelleistung.net) [8]. Zuschlag bekommen diejenigen Anbieter, welche für den ÜNB am wirtschaftlichsten sind. Der Anbieter, welcher Angebot und Nachfrage deckt, legt den Leistungspreis für alle anderen Zuschläger fest („Marginal Pricing“). In Tabelle 2.1 sind die wichtigsten Eckpunkte der Primärregeleistung dargestellt.



Tab. 2.1: Merkmale der Primärregelleistung [16]

Regelenergieart	Primärregelleistung
Bereitstellung durch	ENTSO-E
Aktivierung	Frequenzgesteuert: Eigenständige Messung/Eingriff vor Ort durch Anbieter der PRL
Volle Leistung	Innerhalb von 30 Sekunden
Abzudeckender Zeitraum nach Störfall	0 bis 15 Minuten
Vergütung	Leistungspreis
Mindestangebots-größe	Ab ± 1 MW (symmetrisch)
Tägliche Produkte	Positiv und negativ: 6 Zeitintervalle über 4 Stunden

2.2.2 Sekundärregelreserve

Bei länger anhaltender Frequenzabweichung wird die Sekundärregelreserve (SRL) hinzu geschaltet, um die Frequenz durch sowohl positive als auch negative Regelleistung wieder zu stabilisieren. Sie wird durch den innerhalb der Regelzone aktiven Übertragungsnetzbetreiber per Signal angefordert und durch die an der Auktion teilgenommenen Anbieter von SRL abgerufen. Die SRL wird nach 30 Sekunden hinzu geschaltet und muss nach fünf Minuten volle Regelarbeit liefern können. Für den täglichen Abruf der Reserve gibt es sechs Zeitscheiben mit je vier Stunden. Aufgrund dessen, dass die Sekundärregelleistungsanbieter ihre Anlagen im Verbund nicht auf einige MW modulieren können, besteht kontinuierlicher Bedarf an Sekundärregelleistung. Da jeder ÜNB in seiner Regelzone SRL zu- und abschalten kann, besteht eine Austauschpflicht unter den vier ÜNB. Der Grund ist, dass auf diese Weise ineffizientes gegeneinander regeln vermieden werden soll [9].

Die Mindestangebotsgröße beträgt 5 MW und nach einer Änderung des Beschlusses „zur Festlegung von Ausschreibungsbedingungen und Veröffentlichungspflichten für Sekundärregelung“ der BNetzA können auch Angebote in Höhe von 1 MW bis 4 MW eingereicht werden. Diese Änderung ist an die Maßgabe geknüpft, dass die Anbieter ausschließlich ein Angebot je Produktscheibe für positive oder negative Regelleistung abgeben dürfen [6]. Die Reduzierung erleichtert den Eintritt für kleinere Anbieter oder jene, welche mehrere Anlagen poolen und meist zu virtuellen Kraftwerken verbinden.

Die Ausschreibungen für die Sekundärregelreserven finden täglich statt. Bis zum



Vortrag um 9:00 Uhr muss das Angebot für den Folgetag abgegeben werden. Es wird aufgeteilt nach dem Leistungs- und Arbeitspreis vergütet. Dies bedeutet, dass jeder Anbieter einen Festpreis für die Vorhaltung der angebotenen Leistung abgibt, egal ob diese abgerufen wird (Handel auf dem Regelleistungsmarkt). Der abgegebene Arbeitspreis wird auf dem Regularbeitsmarkt gehandelt und gibt an wie hoch die Vergütung je erbrachter MWh ist. Die Art der Vergabe erfolgt nach der aufgestellten Merit-Order-Liste allerdings in einem Pay-as-Bid Verfahren(s. Kapitel 2.2.1). Es wird lediglich der angebotene Preis vergütet und nicht wie bei der PRL durch das „Marginal Pricing“. Tabelle 2.2 zeigt nochmals die wichtigsten Eckdaten der Sekundärregelreserve.

Tab. 2.2: Merkmale der Sekundärregelreserve [16]

Regelenergieart	Sekundärregelreserve
Bereitstellung durch	ÜNB
Aktivierung	Durch verantwortlichen ÜNB - manuelle Anforderung durch ÜNB
Volle Leistung	Innerhalb von 5 Minuten
Abzudeckender Zeitraum nach Störfall	ab 30 Sekunden bis 15 Minuten
Vergütung	Leistungs- und Arbeitspreis
Mindestangebots-größe	5 MW positiv oder negativ ¹
Tägliche Produkte	Positiv und negativ: 6 Zeitintervalle über 4 Stunden

¹ Eine Angebotshöhe von 1 MW bis 4 MW ist zulässig, sobald ein Anbieter von Minutenreserve nur ein einziges Angebot je Zeitscheibe für positive oder negative MRL in der jeweiligen Regelzone abgibt.

2.2.3 Minutenreserve

Die Minutenreserve ist die dritte aktive Maßnahme zur Stabilisierung der Netzfrequenz. Falls die Sekundärregelreserve es nicht innerhalb von 15 Minuten schafft die Frequenz entsprechend zu stabilisieren, muss die Minutenreserve innerhalb von weiteren 15 Minuten auf volle Leistung hoch fahrbar sein. Die Mindestangebotsgröße beträgt wie bei der Sekundärregelreserve 5 MW und unter der bereits erläuterten Maßnahme können auch Angebote in Höhe von mindestens 1 MW abgegeben werden. Unter diesem Aspekt ist das Pooling von Anlagenleistung möglich und erleichtert somit den Einstieg kleinerer Anbieter. Es wird sich ebenfalls auf sechs Zeitscheiben über je vier Stunden beworben.

Vergütet wird wie bei der Sekundärreserve aufgeteilt nach dem Leistungs- und Ar-



beitspreis. Das einreichen von Angeboten und die darauffolgende Vergabe verläuft exakt gleich der Vergabe von Sekundärregelleistungsreserve. Die Angebotsabgabefrist verschiebt sich lediglich um eine Stunde nach hinten auf 10:00 Uhr.

Tab. 2.3: Merkmale der Minutenreserve [16]

Regelenergieart	Minutenreserve
Bereitstellung durch	ÜNB
Aktivierung	Durch verantwortlichen ÜNB - löst automatisch PRL ab
Volle Leistung	Innerhalb von 15 Minuten
Abzudeckender Zeitraum nach Störfall	ab 15 Minuten bis 60 Minuten
Vergütung	Leistungs- und Arbeitspreis
Mindestangebots-größe	5 MW positiv oder negativ ²
Tägliche Produkte	Positiv und negativ: 6 Zeitintervalle über 4 Stunden

² Eine Angebotshöhe von 1 MW bis 4 MW ist zulässig, sobald ein Anbieter von Minutenreserve nur ein einziges Angebot je Zeitscheibe für positive oder negative MRL in der jeweiligen Regelzone abgibt.

2.2.4 Primärenergieträger und Einsatzzeiten

Aus Tabelle 2.4 können die Präqualifizierten Leistungen je Primärenergieträger in Deutschland entnommen werden. Auffällig ist der hohe Anteil an Wasserkraft und Erdgas mit 64,3 % und 15,1 % an der Sekundärreserve bzw. 42,3 % und 21,1 % an der Minutenreserve. In der Minutenreserve ist ebenfalls ein großer Anteil an konventionellen Braun- und Steinkohlekraftwerken in Höhe von 21,5 %. Die vorgehaltene Leistung verhält sich aufsteigend von der Primär- bis zur Minutenreserve. Des Weiteren ist gut zu erkennen, dass Windkraft, Batteriespeicher und Demand-Side-Management Systeme kaum eine Rolle für die Bereitstellung von Kraftwerksreserve zur Netzfrequenzstabilisierung spielen.

Um die Diversität der Teilnehmer am Regelleistungsmarkt zu analysieren, kann die von den ÜNB veröffentlichte Liste genutzt werden [8]. Auf der Liste sind insgesamt 53 Unternehmen aufgeführt, welche am Regelleistungsmarkt ihre Kapazitäten zur Verfügung stellen. Ausschließlich Unternehmen, welche die Präqualifikationskriterien des in der Regelzone verantwortlichen ÜNB erfüllen, dürfen am Regelleistungsmarkt teilnehmen. Die Mehrzahl der aufgelisteten Marktteilnehmer sind Energieversorgungsunternehmen oder solche, die sich auf Energie- und Systemdienstleistungen konzentrieren. Lediglich acht Unternehmen sind aus der Industrie



wie der Ludwigshafener Chemiekonzern BASF oder Trimet Aluminium SE. Die aufgelisteten Industriekonzerne bieten in erster Linie Sekundär- und Minutenreserve an. Die wenigen Industrieunternehmen, die Primärreserven vorhalten, haben sich auf Batteriespeicher spezialisiert und können somit schnelle bzw. dynamische Reserven zur Verfügung stellen. Nach Stand vom 28.01.2022 haben 30 Unternehmen Primärregelleistung, jeweils 34 Sekundärregelleistung und Minutenreserve angeboten.

Tab. 2.4: Übersicht der Präqualifizierten Leistung (in GW) je Primärenergieträger/Kategorie in Deutschland, Stand: 01.01.2022 [8]

Technologie	FCR	aFRR+	aFRR–	mFRR+	mFRR–
Kernenergie	0,22	0,18	0,19	1,27	1,27
Braunkohle	0,56	1,20	1,21	4,16	4,20
Steinkohle	0,48	1,05	1,07	2,98	2,88
Erdgas	0,35	3,53	3,57	7,10	6,94
Öl	-	0,26	0,03	1,28	0,09
Biogas/-masse	0,04	1,82	2,29	2,27	2,75
Wasser	4,79	15,10	15,15	13,99	14,01
Batteriespeicher	0,48	0,08	0,06	-	-
Nachfrage/DSM	0,02	0,12	0,07	0,20	0,14
Windkraft	-	-	0,03	-	0,22
Sonstige	-	0,01	0,01	0,11	0,30
Summe	6,94	23,35	23,68	33,36	32,80

Aus dem Monitoringbericht der BNetzA geht hervor, dass die Primärregelreserven ständig und unmittelbar abgerufen werden. Es findet also eine ständige Korrektur der Netzfrequenz statt. Ähnlich verhält es sich bei der Sekundärregelleistung. In nahezu jeder der jährlichen 35 040 Viertelstunden kommt die Sekundärregelreserve zum Einsatz. Im Hinblick auf die Minutenreserve kann ein deutlicher Rückgang zum Vorjahr verzeichnet werden (2019: 8313 und 2020: 3230 [17]). Auffallend ist ebenso, dass die positive MRL deutlich häufiger als die negative abgerufen wird (s. Tab. 2.5). Dies lag unter anderem am von Oktober 2018 bis Juli 2019 angewandten Mischpreisverfahren. Durch ansteigen vorrangig der Leistungspreise für die Bereitstellung von Regelleistung, sind die Arbeitspreise gesunken, welche nur bei einem Abruf von Regelenergie gezahlt werden. Demnach ergaben sich wenig Anreize für Bilanzkreisverantwortliche ihre Netzprognosen sorgfältig abzugeben, da die bei Ungleichgewichten gezahlten Arbeitspreise zur aktiven Regulierung der Netzfrequenz sehr billig waren. Somit war es wirtschaftlicher Angebot und Nachfrage



über Aktivierung von Regelreserven als durch sorgfältige Verbrauchsprognosen zu regulieren [17].

Tab. 2.5: Einsatzhäufigkeit von positiver und negativer Minutenreserve [17]

Einsatzhäufigkeit	2019	2020
MRL positiv	5271	2256
MRL negativ	3042	974

2.2.5 Momentanreserve

Eine weitere Möglichkeit zur Frequenzstabilisierung stellt die Momentanreserve dar. Sie ist im Sinne der klassischen Regelleistungen wie PRL, SRL und MRL keine Systemdienstleistung, da die ÜNB keinen direkten Einfluss auf diese haben. Momentanreserven sind rotierende Schwungmassen aus z.B. Generatoren, welche intrinsisch auf die Netzfrequenz wirken. Die Momentanreserve greift noch vor der Primärregelleistung ein und wirkt dadurch unmittelbar auf das Netz ohne dass sie gezielt ab- oder zugeschaltet wird. Generatoren, die direkt an das deutsche Stromnetz angeschlossen sind, sind auf eine Netzfrequenz von 50 Hz eingestellt. Bei Frequenzabfall oder -anstieg drehen sich die Schwungmassen der Generatoren langsamer oder schneller und wirken der Frequenzabweichung dämpfend entgegen [14]. Um die Frequenz innerhalb des Regelbands zu halten und Ausreißern entgegenzuwirken, nutzen diese die gespeicherte kinetische, magnetische oder elektrische Energie [15]. Bei Ausbau der erneuerbaren Stromerzeuger allem voran Wind- und Sonnenenergie sind unmittelbar abrufbare Momentanreserven für die Aufrechterhaltung der Stromversorgung von zentraler Rolle. Die dauerhaft vorzuhaltene Momentanreserve bemisst sich an einem maximalen Leistungssprung bzw. Lastabfall von 3 GW [13].

Aufgrund des direkten Zusammenhangs zwischen dem mechanischen Moment und der elektrischen Leistung ändert sich die Rotationsgeschwindigkeit in Abhängigkeit der Netzfrequenz. Die rotierende Schwungmasse wirkt aufgrund ihrer Massenträgheit durch Aus- und Einspeichern von Rotationsenergie einer Änderung der Rotationsgeschwindigkeit entgegen [13].

$$P_{\text{el}} = M \cdot 2 \cdot \pi \cdot f \quad (2.1)$$

$$M = J \cdot \omega \quad (2.2)$$

$$E_{\text{rot}} = \frac{1}{2} \cdot J \cdot \omega \quad (2.3)$$



2.3 Kraftwerksreserven zur Reserveleistungsvorhaltung

Abbildung 2.6 zeigt die deutschlandweite Verteilung von Netz-, Kapazitätsreserven und den Braunkohlekraftwerken der Sicherheitsbereitschaft. Die drei Arten der Reserveleistungsvorhaltung sind im Energiewirtschaftsgesetz gesetzlich verankert und gegenwärtige Rahmenbedingungen klar definiert. Anhand der Karte wird verdeutlicht, dass die Netzreserve vor allem in Süddeutschland präsent ist (orange Kennzeichnung). Die Gründe für die überaus starke regionale Konzentration im Süden werden in Kapitel 2.3.1 eruiert. Die rot gekennzeichneten Kapazitätsreserven sind hauptsächlich im Norden Deutschlands zu finden. Die drei verbliebenen Braunkohlekraftwerke aus der Sicherheitsbereitschaft sind mit blauen Punkten gekennzeichnet.

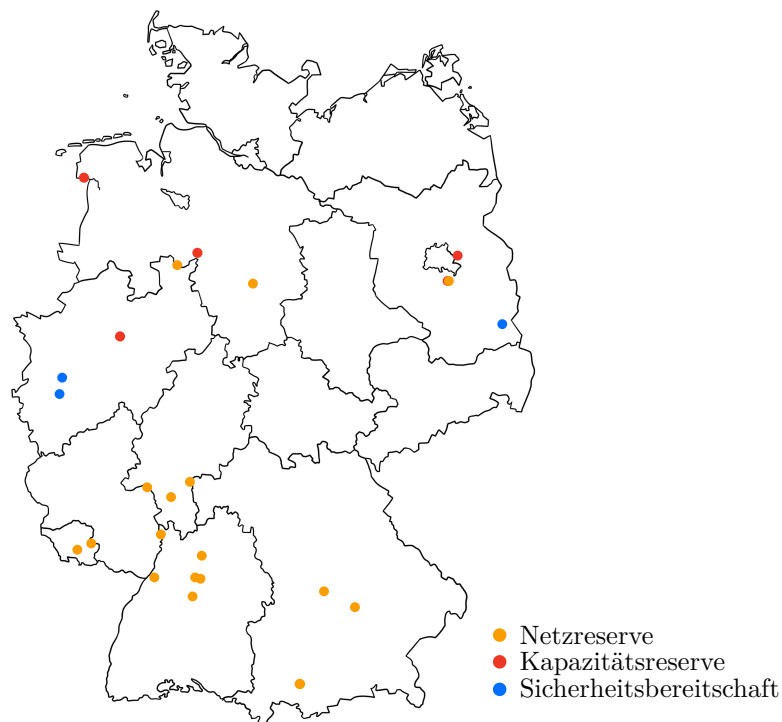


Abb. 2.6: Netz-,Kapazitätsreserven und Sicherheitsbereitschaft in Deutschland, Quelle: Eigene Darstellung

2.3.1 Netzreserve

Die Netzreserve stellt den ÜNB zusätzliche Kraftwerkskapazitäten in erster Linie für den Redispatch zur Verfügung, um zwischenzeitlich auftretende Lastspitzen abzufedern. Redispatch bezeichnet dabei die Maßnahme einen netzseitigen Eng-



pass auszugleichen. In den meisten Fällen wird diese Maßnahme mit dem Nord-Süd-Gefälle des Stromnetzes in Verbindung gebracht. Besonders massiv zeigt sich dieses Problem im Winterhalbjahr, da der allgemeine Strombedarf größer ist. Die Windparks im Norden des Landes produzieren viel Strom, welcher unter anderem aufgrund des mangelnden Netzausbaus nicht von Nord nach Süd transportiert werden kann. Um diesen Engpässen entgegenzuwirken und ein Gleichgewicht herzustellen, werden im Norden Kraftwerke heruntergefahren und im Süden mit gleicher Leistung hochgefahren (s. Abb. 2.6). So findet ein Ausgleich bzw. eine Entlastung über die Grenzen der Regelzonen hinweg statt [19]. Kraftwerke können auf zwei verschiedene Arten in die Netzreserve überführt werden. Zum einen durch die freie Kontrahierung von Anlagen im In- und Ausland. Zum anderen durch Ausweisung von vorläufig oder endgültig stillzulegenden Kraftwerken, welche zuvor von den ÜNB und der BNetzA als systemrelevant eingestuft werden und damit nicht still gelegt werden dürfen [18].

Tab. 2.6: Kraftwerke in der Netzreserve [21]

Kraftwerk	Ort	Energieträger	Nettoleistung
Heizkraftwerk Altbach	Altbach	Steinkohle	433 MW
Bexbach	Bexbach	Steinkohle	726 MW
GT 11 & GT 12	Darmstadt	Erdgas	93 MW
Staudinger 4	Großkrotzenburg	Erdgas	622 MW
Ingolstadt 3 und 4	Großmehring	Heizöl	772 MW
HLB 5 und 6	Heilbronn	Steinkohle	250 MW
KWM Block 3	Hohenhameln	Steinkohle	690 MW
RDK 4S DT & GT	Karlsruhe	Erdgas	353 MW
KW2 DT27	Mainz	Erdgas	250 MW
GKM Block 7	Mannheim	Steinkohle	425 MW
Kraftwerk Marbach	Marbach	Heizöl	425 MW
Heyden 4	Petershagen	Steinkohle	875 MW
Weiher 3	Quierscheid	Steinkohle	656 MW
UPM Schongau DKW T4 & T5	Schongau	Erdgas	64 MW
Irsching 3	Vohburg	Heizöl	415 MW
Walheim Block 1 & 2	Walheim	Steinkohle	244 MW
Kraftwerk Thyrow	Zossen	Erdgas	187 MW
Summe			<u>7 480 MW</u>



Die Höhe der bereitzustellenden Reserve erfolgt anhand von Berechnungen der BNetzA und der jährlichen Systemanalyse der ÜNB. Innerhalb einer Berechnung werden Erzeugungsspitzen im Norden, Kraftwerksausfälle im Süden und Nichtverfügbarkeiten von Netzbetriebsmitteln gegenüber gestellt. Anschließend erfolgt die Ermittlung welche Leistung im Süden unterhalb des 50,4 Breitengrades hin zugeschaltet werden muss, um Angebot und Nachfrage gesamtheitlich auszubalancieren. Für den Winter 2022/2023 ergibt sich daraus eine Reserveleistung von 8,264 GW [20]. Für den Betrachtungszeitraum 2023/2024 bestätigt die BNetzA die Reserveleistung in Höhe von 5,361 GW, welche durch die Systemanalyse der ÜNB ermittelt wurde [20]. Die geplante Verringerung der Leistung ist an den fortlaufenden Netzausbau geknüpft und kann nur bei Einhaltung der Ausbauziele eingehalten werden. In Tabelle 2.6 sind nach Stand des 31.05.2022 alle Kraftwerke der Netzreserve aufgeführt. Da lediglich 7,48 GW von deutschen Kraftwerken bereitgestellt werden können, müssen zusätzliche ausländische Kapazitäten hinzugekauft werden.

Die Vergütung erfolgt anhand der Kosten für die dauerhafte Herstellung der Betriebsbereitschaft (Betriebsbereitschaftskosten) und anhand eines Leistungs- und/oder Arbeitspreises, falls diese vorher mit dem zuständigen ÜNB ausgemacht worden sind [18]. Die Ausweisung durch die BNetzA und ÜNB ist für 24 Monate bindend und kann bei erneuter Ausweisung um weitere 24 verlängert werden. Des Weiteren dürfen die Anlagen der Netzreserve auch an den Ausschreibungen der Kapazitätsreserve teilnehmen. Bei erfolgreicher Ausschreibung erfolgt die Vergütung ausschließlich anhand der Kapazitätsreserve. Müssen jedoch ihre Leistung auf Geheiß der ÜNB innerhalb der Netzreserve anpassen können.

2.3.2 Kapazitätsreserve

Die Kapazitätsreserve stellt den ÜNB eine zusätzliche Möglichkeit zur Verfügung weitere Leistungsreserven zu aktivieren. Dies geschieht wenn trotz freier Preisbildung an der Strombörse keine Deckung von Angebot und Nachfrage erzielt wird. Der Abruf der Kapazitätsreserve geschieht zeitlich nach der Strombörse und den Systemdienstleistungen (Regelleistungen) zur Frequenzstabilisierung. Laut dem BMWi werden die Kraftwerke je nach jeweiliger Anfahrtszeit bereits am Vortag aktiviert, sobald am Day-Ahead-Market kein markträumendes Ergebnis abzusehen ist [19]. Die Anlagen in der Kapazitätsreserve sollen, sofern sie in netztechnisch geeigneten Regionen liegen, ebenfalls an der Netzreserve teilnehmen (vgl. Gaskraftwerk Thyrow). Ab dem Winterhalbjahr 2020/2021 sollten Kraftwerkskapazitäten mit einer Leistung von 2 GW vorgehalten werden. Nach Stand vom 31.05.2022 wurden Kraftwerke mit einer kumulierten Leistung von 1,263 GW kontrahiert (s. Tab. 2.7).



Tab. 2.7: Kraftwerke in der Kapazitätsreserve [21]

Kraftwerk	Ort	Energieträger	Nettoleistung
Gasturbinenkraftwerk Ahrensfelde	Ahrensfelde	Erdgas	148 MW
Gaskraftwerk Emden	Emden	Erdgas	52 MW
Gaskraftwerk Landesbergen	Landesbergen	Erdgas	56 MW
Gersteinwerk F & G	Werne	Erdgas	820 MW
Kraftwerk Thyrow	Zossen	Erdgas	187 MW
Summe			<u>1 263 MW</u> ³

³ Laut Netztransparenz.de wurden 1 086 MW kontrahiert. Der Unterschied zu der Angabe der BNetzA besteht in unterschiedlichen Aussagen zur Nettokraftwerksleistung und Nichtberücksichtigung der Dampfturbinen im Gersteinkraftwerk E & F. Diese sind jedoch in der Excel-Liste der BNetzA als Kapazitätsreserve ausgewiesen [21].

Die Vergabe für die Kapazitätsreserve erfolgen durch wettbewerblichen Ausschreibungsverfahren. Die Anlagen können mehrmals an der Ausschreibung teilnehmen und werden anschließend jährlich vergütet. Die dabei entstehenden Kosten werden auf die Netzentgelte umgeschlagen. Folgende Kosten werden berücksichtigt: Vorhaltung der Anlage, Anfahrtvorgänge innerhalb anderer gesetzlicher Vorschriften, Instandhaltung, Nachbesserungen, Eigenstromverbrauch der Anlage, Werteverbrauch, Einspeisungen, die innerhalb der Kapazitätsreserve oder Netzreserve angefordert wurden, variable Instandhaltungskosten für Einspeisungen innerhalb der Netzreserve, die Sicherstellung der Brennstoffversorgung und Kosten, die durch weitere Anforderungen der ÜNB entstehen (um die Schwarzstartfähigkeit oder Blindleistungseinspeisung ohne Wirkleistungseinspeisung herstellen zu können). Für die Ausschreibung vom 1. Oktober 2022 bis zum 30. September 2024 wird ein Preis je Megawatt von 62 940 € aufgerufen.

2.3.3 Sicherheitsbereitschaft

Tab. 2.8: Kraftwerke in der Sicherheitsbereitschaft [21]

Kraftwerk	Ort	Energieträger	Nettoleistung
Niederaußem E & F	Bergheim	Braunkohle	594 MW
Neurath C	Grevenbroich	Braunkohle	292 MW
Kraftwerk Jänschwalde Block E & F	Jänschwalde	Braunkohle	1 000 MW
Summe			<u>1 886 MW</u>



3 Bewertung der Kraftwerksreserven zur Netzstabilisierung und Reserveleistungsvorhaltung

- 3.1 Bewertung nach gesetzlichen Gesichtspunkten**
- 3.2 Bewertung nach logistischen Gesichtspunkten**
- 3.3 Bewertung nach wirtschaftlichen Gesichtspunkten**
- 3.4 Was bedeutet der Atom- und Braunkohleausstieg für die Kraftwerksreserven?**
- 3.5 Auswirkungen des Ausbaus der erneuerbaren Energien auf die Kraftwerksreserven**

4 Zusammenfassung und Ausblick



5 Literatur

- [1] H. Wirth. *Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland*. Report. Fraunhofer ISE, Sep. 2022 (siehe S. 5).
- [2] T. Wawer. *Elektrizitätswirtschaft. Eine praxisorientierte Einführung in Strommärkte und Stromhandel*. Wiesbaden: Springer Gabler, 2022 (siehe S. 5–7).
- [3] N. Reitsam. „Potentiale einer solidarischen Eigenstromerzeugung der Industrie zur Bereitstellung von Backup-Leistung auf dem deutschen Strommarkt“. Dissertation. München: Technische Universität München, 2022 (siehe S. 4, 5).
- [4] ENTSO-E. *Frequency Containment Reserves (FCR)*. 2022. URL: https://www.entsoe.eu/network_codes/eb/fcr/#basic-principle (besucht am 16.10.2022) (siehe S. 8).
- [5] BNetzA. *Festlegungsverfahren zu den Ausschreibungsbedingungen und Veröffentlichungspflichten für Primärregelleistung*. Beschluss. 2011.
- [6] BNetzA. *Festlegungsverfahren zu den Ausschreibungsbedingungen und Veröffentlichungspflichten für Sekundärregelung*. Beschluss. 2017 (siehe S. 9).
- [7] BNetzA. *Festlegungsverfahren zu den Ausschreibungsbedingungen und Veröffentlichungspflichten für Minutenreserve*. Beschluss. 2017.
- [8] Deutschland ÜNB. *Internetplattform zur Vergabe von Regelleistung*. 2022. URL: <https://www.regelleistung.net/ext/> (besucht am 17.10.2022) (siehe S. 8, 11, 12).
- [9] Next-Kraftwerke. *Was ist Sekundärregelleistung (SRL)/ automatic Frequency Restoration Reserves (aFRR)?* 2022. URL: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/sekundaerreserve> (besucht am 17.10.2022) (siehe S. 9).
- [10] K. Angerer und S. Krohns. *Stromhandel auf europäischen Spotmärkten. Bewertung von technischen Flexibilitätsoptionen am Beispiel des Intraday-Handels*. Berlin: Shaker Verlag, 2018 (siehe S. 6).
- [11] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. *Stromhandel auf europäischen Spotmärkten. Bewertung von technischen Flexibilitätsoptionen am Beispiel des Intraday-Handels*. Berlin: Shaker Verlag, 2018.
- [12] I. Zenke, C. Dessau und T. Heymann. 2016. URL: <https://www.bbh-blog.de/alle-themen/energie/kommission-macht-weg-fuer-kapazitaetsreserve-frei/> (besucht am 17.10.2022) (siehe S. 5).
- [13] F. Knoll et al. *Momentanreserve in einem überwiegend EE-basierten Stromsystem. Eine interdisziplinäre Einführung unter Berücksichtigung technischer, ökonomischer und juristischer Aspekte*. Report. Universität Greifswald, Universität Rostock und Hochschule Stralsund, Feb. 2021 (siehe S. 13).



- [14] A. Lechner R. Schürhuber und W. Gawlik. „Bereitstellung synthetischer Schwungmassedurch Wasserkraftwerke. Eine praxisorientierte Einführung in Strommärkte und Stromhandel“. In: *Elektrotechnik und Informationstechnik* 133.8 (2016), S. 388–394 (siehe S. 13).
- [15] M. Sterner und I. Stadler. *Energiespeicher. Bedarf, Technologien, Integration*. .2., korrigierte und ergänzte Auflage. Springer Vieweg, 2017 (siehe S. 13).
- [16] Next-Kraftwerke. *Was ist Regelenergie*. 2022. URL: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/regelenergie> (besucht am 17.10.2022) (siehe S. 9–11).
- [17] BNetzA. *Monitoringbericht 2021*. Report. BNetzA, März 2022 (siehe S. 12, 13).
- [18] EnWG. *Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung. Energiewirtschaftsgesetz*. Gesetz. Version 2022. 2005 (siehe S. 15, 16).
- [19] Next-Kraftwerke. *Was sind Netzreserve, Kapazitätsreserve und Sicherheitsbereitschaft?* 2022. URL: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/netzreserve-kapazitaetsreserve-sicherheitsbereitschaft#kapazitaetsreserve-ausschreibungsverfahren-und-zuschlge> (besucht am 22.10.2022) (siehe S. 15, 16).
- [20] BNetzA. *Feststellung des Bedarfs an Netzreserve für den Winter 2022/2023 sowie den Betrachtungszeitraum April 2023 bis März 2024*. Bericht. BNetzA, Apr. 2022 (siehe S. 16).
- [21] BNetzA. *Kraftwerksliste Bundesnetzagentur (bundesweit; alle Netz- und Umspannebenen) Stand: 31.05.2022*. Excel-Tabelle. Mai 2022 (siehe S. 15, 17).
- [22] BMWi. *Weißbuch. Ein Strommarkt für die Energiewende*. Berlin: BMWi, Juli 2015.



6 Anhang

Anhangsverzeichnis