



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	6
2.2.1	Primärregelreserve	8
2.2.2	Sekundärregelreserve	9
2.2.3	Minutenreserve	11
2.2.4	Primärenergieträger und Einsatzzeiten	11
2.2.5	Momentanreserve	13
2.3	Kraftwerksreserven zur Reserveleistungsvorhaltung	14
2.3.1	Netzreserve	15
2.3.2	Kapazitätsreserve	17
2.3.3	Sicherheitsbereitschaft	19
2.4	Veränderungen der Kraftwerksreserven aufgrund des russischen Überfalls auf die Ukraine	20
3	Bewertung der Kraftwerksreserven zur Netzstabilisierung und Reserveleistungsvorhaltung	21
3.1	Bewertung der logistischen Situation der Reserven	21
3.1.1	Logistischer Stand bei der Braunkohle (Arbeitstitel)	21
3.1.2	Logistischer Stand bei der Steinkohle	22
3.1.3	Logistischer Stand beim Gas	23
3.1.4	Logistischer Stand beim Öl	23
3.2	Kapazitätssituation für den Winter 2022/23	25
3.2.1	Der zweite Stresstest zum Stromsystem	25
3.2.2	Umsetzung der Empfehlungen	26
3.3	Wie entwickeln sich Kraftwerksreserven zukünftig	26
3.3.1	Wo befinden wir uns?	28
3.3.2	Entwicklung der Reserven bis 2030	28
3.3.3	Entwicklung der Reserve bis 2045	31
3.3.4	Vergleich beider Szenarien	33
4	Zusammenfassung und Ausblick	34
5	Literatur	35
6	Anhang	37



Abbildungsverzeichnis

2.1	Strompreisbildung an der Börse nach der Merit-Order [4]	4
2.2	Strompreisbildung an der Börse mit dem Merit-Order-Effekt [4] . . .	5
2.3	Regelzonen und Übertragungsnetzbetreiber in Deutschland [3]	6
2.4	Beispielhafte Darstellung der Regelarbeit in Abhängigkeit der Netz- frequenz [3]	7
2.5	Zeitliche Abfolge der Regelleistungsreserven zur Netzfrequenzstabi- lisierung [3]	7
2.6	Mitglieder der ENTSO-E für PRL[5]	8
2.7	Netz-,Kapazitätsreserven und Sicherheitsbereitschaft in Deutschland, Quelle: Eigene Darstellung	14
3.1	Vergleich von Ölreserven verschiedener europäischer Länder	24
3.2	Annahmen im Szenario	29
3.3	Benötigter jährlicher Zubau PV	29
3.4	Benötigter jährlicher Zubau Onshore Winkraft	29
3.5	Benötigter jährlicher Zubau Offshore Winkraft	30
3.6	Zunahme des Stromverbrauchs bietet gleichzeitig Flexibilität	31
3.7	Energieerzeugung und -verbrauch 2030 und 2045 im Vergleich	33

Tabellenverzeichnis

2.1	Merkmale der Primärregelleistung [17]	9
2.2	Merkmale der Sekundärregelreserve [17]	10
2.3	Merkmale der Minutenreserve [17]	11
2.4	Präqualifizierte Leistung je Primärenergieträger/Kategorie in Deutsch- land, Stand: 01.01.2022 [9]	12
2.5	Einsatzhäufigkeit von positiver und negativer Minutenreserve [18] . .	13
2.6	Kraftwerke in der Netzreserve [22]	16
2.7	Einsätze der Netzreserve [18]	17
2.8	Kraftwerke in der Kapazitätsreserve [22]	18
2.9	Kraftwerke in der Sicherheitsbereitschaft [22]	19



1 Einleitung

Kraftwerksreserven sind im deutschen Stromsektor ein weitgefächelter Bereich, welcher einer Erklärung unter verschiedenen Gesichtspunkten bedarf. Dieser Begriff vereint mehrere Mechanismen zum Ausgleich von Angebot und Nachfrage am Strommarkt und der zuverlässigen Beständigkeit der Versorgungssicherheit in Deutschland. Ziel der folgenden Projektarbeit im Seminarfach „Regenerative Energietechnik“ ist es die einzelnen Reserven genauer zu beleuchten und anhand unterschiedlicher Einflüsse zu analysieren. Im ersten Teil wird der Begriff der Kraftwerksreserve genauer untersucht, da es unterschiedliche Arten von Reserven gibt, um verschiedene Aufgaben zu bewältigen. Darüber hinaus wird das Funktionsprinzip des Strommarkts dargestellt, um die Unterschiede zu verdeutlichen. Der zweite Teil beschäftigt sich mit der Analyse von Kraftwerksreserven unter gesetzlichen, logistischen sowie wirtschaftlichen Gesichtspunkten. Im Anschluss wird Bezug auf die Bedeutung des Atom- und Braunkohleausstiegs für die Kraftwerksreserven genommen. Zuletzt werden positive und negative Auswirkungen durch den Ausbau der erneuerbaren Energien auf die Kraftwerksreserven beleuchtet.

Das Thema Versorgungssicherheit rückt nicht zuletzt durch den anhaltenden Ukraine Konflikt in den Fokus der Öffentlichkeit. Die unregelmäßigen Gaslieferungen aus Russland stellen eine Bedrohung für die deutsche Infrastruktur und Wirtschaft dar. Die dadurch verursachte Gasknappheit lässt die Preise für Energie in Deutschland und im Euroraum stark ansteigen. Nach Gesetzesänderungen der Bundesregierung rücken z.B. ältere Kohlekraftwerke aus unterschiedlichen Reserven in den Strommarkt nach, um die Verstromung aus Gas zu reduzieren und den Erdgasmarkt und -preis zu entspannen. Außerdem setzt der Ausbau der erneuerbaren Energien und die damit einhergehende Volatilität der Stromerzeugung, die Stromnetze vor eine enorme Herausforderung. An dieser Stelle werden weitere Kraftwerksreserven benötigt, um das Netz zu entlasten und regionale Unterschiede in der Erzeugung auszugleichen. Des Weiteren benötigt die Sicherung der Netzfrequenz weitere Ressourcen, um einen Zusammenbruch zu verhindern. Für die schnelle Regelbarkeit der Frequenz stehen vier unterschiedliche Arten von Regelleistungsreserven zur Verfügung. Im Anschluss wird nun auf die beschriebenen Thematiken Bezug genommen und auf die daraus resultierenden Herausforderungen für die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) und Verteilnetzbetreiber (VNB) eingegangen.



2 Wie kann der Begriff Kraftwerksreserve definiert werden?

Im Folgenden werden die Kraftwerksreserven zur Frequenzstabilisierung und zur Reserveleistungsvorhaltung vorgestellt. Dabei wird auf die Funktionsweise und Kosten eingegangen. Des Weiteren wird eine Lokalisierung bzw. Einteilung nach Bereitstellungsunternehmen vorgenommen. Grundlage dafür bildet der Strommarkt, welcher in Kapitel 2.1 behandelt wird. Zuletzt werden die Änderungen innerhalb der Kraftwerksreserven zur Reserveleistungsvorhaltung aufgrund der Folgen des Ukraine-Konflikts erklärt.

2.1 Wie funktioniert der deutsche Strommarkt?

Der deutsche Strommarkt wird als ein Energy-Only-Market (EOM) bezeichnet. Dies bedeutet, dass ausschließlich der tatsächlich produzierte Strom gehandelt wird. Anders ist dies beim Kapazitätsmarkt, indem die vorgehaltenen Leistungen für unter anderem Dunkelflauten oder Leistungsspitzen vergütet werden [2].



Abb. 2.1: Strompreisbildung an der Börse nach der Merit-Order [4]

Die Preisbildung erfolgt nach dem Prinzip der Merit-Order (s. Abb. 2.1). In der Merit-Order werden alle Stromproduzenten, welche zu gegebenem 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. Diese Abfolge wiederholt sich, bis ein Stromproduzent mit seiner angebotenen Strommenge Angebot und Nachfrage ausgleicht. Dieses sogenannte Grenzkostenkraftwerk legt den zu vergütenden Strompreis für alle anderen Marktteilnehmer in der Merit-Order



unter ihm fest. Daraus entstehen für Marktteilnehmer auf vorderen Plätzen mit Grenzkosten nahe null hohe Gewinne. Teilnehmer, welche in der Reihenfolge dem Grenzkostenkraftwerk näher kommen, erzielen immer geringer werdende Gewinne. Als Grenzkosten werden die Erzeugungskosten für die genau auf dem Markt angebotene Strommenge bezeichnet. In Abbildung 2.1 ist die typisch zu erwartende Reihenfolge der Primärenergieträger zur Stromerzeugung dargestellt.

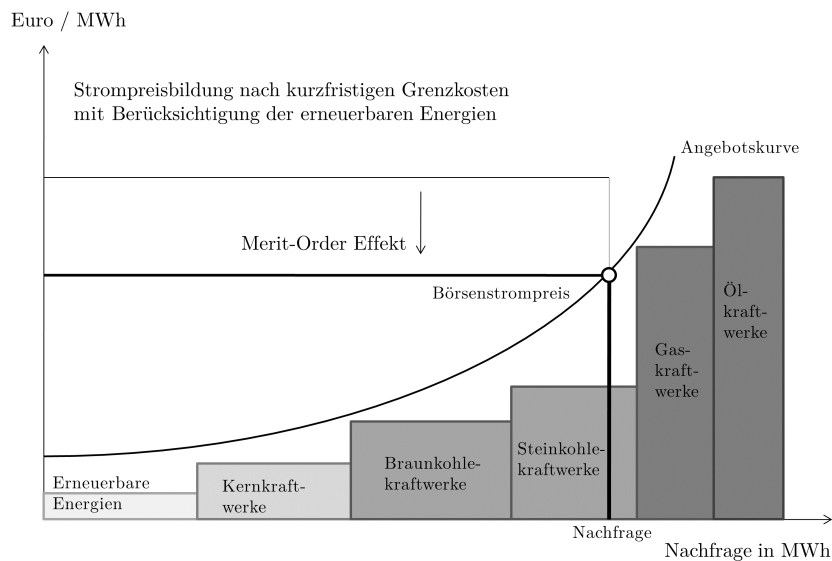


Abb. 2.2: Strompreisbildung an der Börse mit dem Merit-Order-Effekt [4]

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-, Öl- sowie Pumpspeicherkraftwerke, in der Reihenfolge nach rechts rücken (Merit-Order-Effekt, s. Abb. 2.1). Das Verdrängen dieser Kraftwerke führt zu einem sinkenden Strompreis an der Böse [1]. Auf signifikante Betriebsstunden kommen die genannten Kraftwerke dementsprechend nur bei mangelndem Wind und mangelnder Sonneneinstrahlung. Dies führt bei den Kraftwerksbetreibern zu geringen bzw. unvorhersehbaren Betriebsstunden. Für den Strompreis hingegen bedeutet dies erhebliche Schwankungen je nach gegebener Wetterlage. Ohne ausreichende und planbare Betriebsstunden können die Kraftwerke nicht wirtschaftlich betrieben werden, da die Leistung ohne Vergütung vorgehalten werden muss [1]... Gegensätzlich dazu verlangt der Ausbau regenerativer Stromerzeuger einen Zuwachs dieser Kraftwerke, um plötzlich auftretende Schwankungen in der Produktion auszugleichen [4]. Auch ohne weiteren Ausbau von erneuerbaren Energien wird gerade in den wenig sonnigen Wintermonaten Januar und Februar weiterhin Residuallast gebraucht. Konträr dazu wurde eine strategische Kraftwerksreserve aus Braunkohlekraftwerken aufge-



baut (Sicherheitsbereitschaft) [13]. Die Forderung eines Kapazitätsmarkts, indem auch vorgehaltene Kraftwerksleistung bepreist wird, gewinnt dahingehend an Aufmerksamkeit.

2.2 Kraftwerksreserven zur Netzfrequenzstabilisierung

Aufgrund des liberalisierten Strommarkts besitzen die Übertragungsnetzbetreiber zur Stabilisierung keine eigenen Kraftwerke. Die Kraftwerksreserven zur Netzfrequenzstabilisierung werden deshalb am Regenergiemarkt gehandelt (vlt. Satz mit agieren?). Unter Regenergie versteht man zum einen die Reservierung von Kraftwerksreserven bzw. -kapazitäten (Regelleistung) und zum anderen den Ausgleich von Regelzonenungleichgewichten (Regelarbeit) [3]. Da es im Stromnetz zu negativen und positiven Abweichungen der Frequenz



Abb. 2.3: Regelzonen und Übertragungsnetzbetreiber in Deutschland [3]

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 innerhalb und unter den vier deutschen Regelzonen auszugleichen, wird eine Reservierung von Kraftwerksleistung erforderlich (Regelzonen s. Abb. 2.3). In diesem Fall erfolgt eine Bezahlung der Kraftwerke unabhängig von der gelieferten Strommenge und Einsatzzeit [3]. Die Bezahlung fungiert als eine Art Entschädigung für das Vorhalten von Kraftwerkskapazitäten, gegebenenfalls nicht Abrufen der Kraftwerksleistung und den damit verbundenen Fixkosten zur Erhaltung der Einsatzbereitschaft.



Abb. 2.4: Beispielhafte Darstellung der Regelarbeit in Abhängigkeit der Netzfrequenz [3]

Um die Frequenz von 50 Hz im deutschen bzw. europäischen Stromnetz stabil zu halten, muss ständig Regelarbeit eingesetzt werden. Um diese kontinuierlich abrufen zu können, wird Regelleistung benötigt. Für die Netzfrequenz gibt es eine zulässige Schwankungsbreite von ± 10 mHz [11]. Erst ab einer 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. Dies kann aufgrund von zu hohem Stromverbrauch oder Ausfällen seitens der Stromerzeuger geschehen. 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 zwischen der Regelarbeit und der Netzfrequenz dargestellt. Für die beschriebenen Mechanismen gibt es im Wesentlichen drei Regelenergien, die Primär-, Sekundärregelenergie und die Minutenreserve. In Abbildung 2.2 sind die Regelenergiearten in ihrer Einsatzreihenfolge und Reaktionsschnelligkeit dargestellt.



Abb. 2.5: Zeitliche Abfolge der Regelleistungsreserven zur Netzfrequenzstabilisierung [3]



2.2.1 Primärregelreserve

Der Eingriff durch die Primärregelreserve (PRL) erfolgt unmittelbar nach Übersowie Unterschreitung des zulässigen Frequenzbereichs durch die Anbieter von Primärreserven. Die Bereitstellung erfolgt über ein Zusammenschluss von Nachbarstaaten aus dem 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 Höhe der Vorhaltung von Primärregelleistung unter allen Teilnehmern, gemessen am eingespeisten Strom, aufgeteilt. Die Mitglieder können der Abbildung 2.6 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. Um schnell und frequenzabhängig Strom einzuspeisen oder zu speichern, wird am Ort des Anbieters die Netzfrequenz gemessen. Innerhalb von 30 s muss die komplette Regelleistung abrufbar sein. Die vollständig angebotene Regularbeit muss hingegen für 15 min geliefert werden können. 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.

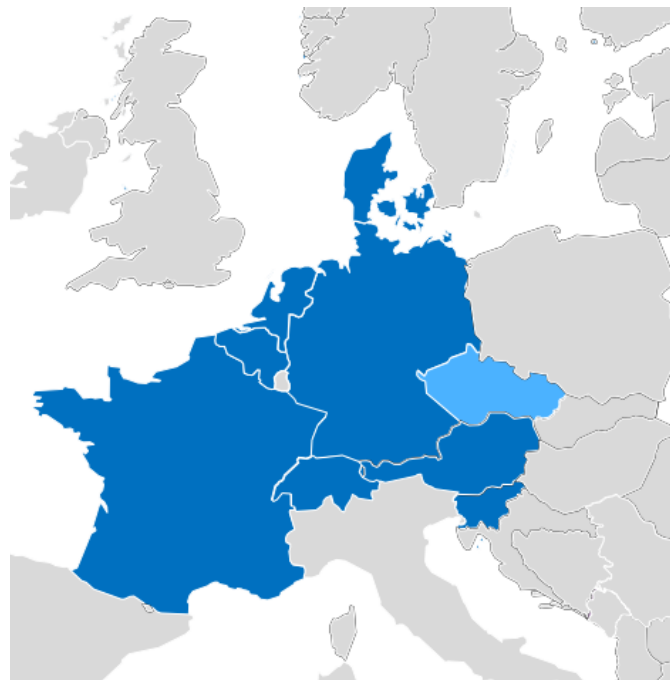


Abb. 2.6: Mitglieder der ENTSO-E für PRL[5]



Die Ausschreibung von Primärregelleistung erfolgt täglich für einen Erbringungszeitraum von 0:00 Uhr bis 24:00 Uhr am Folgetag. Angebotsabgabe erfolgt am Vortag bis 8:00 Uhr [9]. Die Auktion erfolgt online über die Internetseite regel-leistung.net [9]. Zuschlag bekommen diejenigen Anbieter, welche für den ÜNB am wirtschaftlichsten sind. Der Anbieter, welcher Angebot und Nachfrage deckt, legt den Leistungspreis für alle anderen bezuschlagten Teilnehmer fest („Marginal Pricing“). In Tabelle 2.1 sind die wichtigsten Eckpunkte der Primärregelleistung dargestellt.

Tab. 2.1: Merkmale der Primärregelleistung [17]

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) zugeschaltet, um die Frequenz durch sowohl positive als auch negative Regelleistung zu stabilisieren. Sie wird durch den innerhalb der Regelzone zuständigen Übertragungsnetzbetreiber per Signal angefordert und durch die an der Auktion teilgenommenen Anbieter von SRL abgerufen. Die SRL wird nach 30 Sekunden zugeschaltet und muss nach fünf Minuten volle Regelarbeit liefern können. Nach 15 Minuten wird die Sekundärregelreserve heruntergefahren und die Minutenreserve übernimmt, um neu auftretenden Störungen entgegenzuwirken. Für den täglichen Abruf der Reserve gibt es sechs Zeitscheiben mit je vier Stunden. Da die Sekundärregelleistungsanbieter ihre Anlagen im Verbund nicht auf einige MW modulieren können, besteht fast kontinuierlicher Bedarf an Sekundärregelleistung. Da jeder ÜNB in seiner Regelzone SRL zu- und abschalten kann, besteht eine Austauschpflicht unter den vier ÜNB. Auf diese Weise wird ineffizientes gegeneinander regeln unter den Regelzonen auf ein Minimum reduziert [10].



Die Mindestangebotsgröße beträgt 5 MW. Jedoch können nach einer Änderung des Beschlusses „zur Festlegung von Ausschreibungsbedingungen und Veröffentlichungspflichten für Sekundärregelung“ der BNetzA 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 Zeitscheibe für positive oder negative Regelleistung abgeben dürfen [7]. Die Reduzierung erleichtert den Eintritt für kleinere Anbieter oder virtuelle Kraftwerke, welche mehrere Anlagen poolen. Pooling bezeichnet das Zusammenschalten, meist zu virtuellen Kraftwerken, von mehreren kleinen Anlagen zur Stromerzeugung oder -speicherung.

Die Sekundärregelreserven werden täglich ausgeschrieben. Bis zum Vortag um 9:00 Uhr muss das Angebot für den Folgetag abgegeben werden. Vergütet wird aufgeteilt nach dem Leistungs- und Arbeitspreis. 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 Regelarbeitsmarkt gehandelt und gibt an, wie hoch die Vergütung je erbrachter MW h ist. Die Vergabe erfolgt nach einer Merit-Order-Liste, in welcher die Bieter nach aufsteigendem Preis aufgelistet werden. Jedoch erfolgt die Vergütung nach dem Pay-as-Bid Verfahren. Dies bedeutet, dass ausschließlich der angebotene Preis bezahlt wird. Die Tabelle 2.2 zeigt nochmals die wichtigsten Eckdaten der Sekundärregelreserve.

Tab. 2.2: Merkmale der Sekundärregelreserve [17]

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
Mindestangebotsgröße	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 Maßnahme zur Stabilisierung der Netzfrequenz. Falls die Sekundärregelreserve die Frequenz nicht binnen 15 Minuten stabilisieren kann, muss die Minutenreserve innerhalb von weiteren 15 Minuten auf volle Leistung hochfahrbar sein. Die Mindestangebotsgröße beträgt wie bei der Sekundärregelreserve 5 MW und unter der bereits erläuterten Prämisse können auch Angebote in Höhe von mindestens 1 MW bis 4 MW abgegeben werden. Das Pooling von Anlagenleistung ist ebenfalls möglich, um kleinerer Anbieter den Einstieg zu erleichtern. Geboten wird ebenfalls auf sechs Zeitscheiben, welche sich über jeweils vier Stunden erstrecken.

Die Vergütung erfolgt analog zu der Sekundärregelreserve, aufgeteilt nach Leistungs- und Arbeitspreis. Das Einreichen von Angeboten und die darauffolgende Vergabe verläuft ebenfalls analog zu der SRL. Die Angebotsabgabefrist verschiebt sich lediglich um eine Stunde auf 10:00 Uhr.

Tab. 2.3: Merkmale der Minutenreserve [17]

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 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. Hierbei findet keine Unterteilung in Laufwasserkraftwerke oder Speicherkraftwerke statt. Da die Ausschreibung der Reserven täglich stattfindet, finden



saisonale Schwankung der Wasserkraft durchaus Berücksichtigung [4]. Konventionellen Braun- und Steinkohlekraftwerken haben ebenfalls einen großen Anteil an der Minutenreserve mit 21,5 %. Die vorgehaltene Leistung steigt mit der Regelenergieart stetig an. Des Weiteren ist gut zu erkennen, dass Windkraft, Batteriespeicher und Demand-Side-Management Systeme keinen nennenswerten Beitrag zur Netzfrequenzstabilisierung leisten.

Um die Diversität der Teilnehmer am Regelleistungsmarkt zu analysieren, kann die von den ÜNB veröffentlichte Liste genutzt werden [9]. 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 spezialisiert haben. Lediglich acht Unternehmen sind aus der Industrie. Nennenswert ist 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 damit schnelle bzw. dynamische Reserven zur Verfügung stellen. Nach Stand vom 28.01.2022 haben 30 Unternehmen Primärregelleistung und jeweils 34 Sekundärregelleistung bzw. Minutenreserve angeboten.

Tab. 2.4: Präqualifizierte Leistung je Primärenergieträger/Kategorie in Deutschland, Stand: 01.01.2022 [9]

Technologie [–]	FCR [GW]	aFRR+ [GW]	aFRR– [GW]	mFRR+ [GW]	mFRR– [GW]
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 [18]). Auffallend ist ebenso, dass die positive MRL deutlich häufiger als die negative abgerufen wird (s. Tab. 2.5). Dies lag unter anderem am Mischpreisverfahren, dass von Oktober 2018 bis Juli 2019 in Kraft war. Durch vorrangiges Ansteigen der Leistungspreise zur 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 gering ausfielen. Somit war es wirtschaftlicher Angebot und Nachfrage über Aktivierung von Regelreserven als durch sorgfältige Verbrauchsprognosen zu regulieren [18].

Tab. 2.5: Einsatzhäufigkeit von positiver und negativer Minutenreserve [18]

Einsatzhäufigkeit	2019	2020
MRL positiv	5271	2256
MRL negativ	3042	974

2.2.5 Momentanreserve

Eine weitere Möglichkeit zur Frequenzstabilisierung stellt die Momentanreserve dar. Da die ÜNB keinen direkten Einfluss auf die Momentanreserve haben, ist sie im Sinne der klassischen Regelleistungen wie PRL, SRL und MRL keine Systemdienstleistung. 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 diese 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 [15]. Um die Frequenz innerhalb des Regelbands zu halten, nutzen diese die gespeicherte kinetische, magnetische oder elektrische Energie [16]. Bei Ausbau der erneuerbaren Stromerzeuger, allem voran Wind- und Sonnenenergie, sind unmittelbar abrufbare Momentanreserven für die Aufrechterhaltung der Stromversorgung von zentraler Bedeutung. Die dauerhaft vorzuhaltende Momentanreserve bemisst sich an einem maximalen Leistungssprung bzw. Lastabfall von 3 GW [14].



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 [14].

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

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

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

2.3 Kraftwerksreserven zur Reserveleistungsvorhaltung



Abb. 2.7: Netz-,Kapazitätsreserven und Sicherheitsbereitschaft in Deutschland, Quelle: Eigene Darstellung

Abbildung 2.7 zeigt die deutschlandweite Verteilung von Kraftwerken der Netz-, Kapazitätsreserve sowie 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.

2.3.1 Netzreserve

In erster Linie stellt die Netzreserve den ÜNB zusätzliche Kraftwerkskapazitäten für den Redispatch zur Verfügung. Redispatch bezeichnet dabei die Maßnahme, einen netzseitigen Engpass auszugleichen und zwischenzeitlich auftretende Lastspitzen abzufedern. 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 ausfällt. 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 konventionelle Kraftwerke heruntergefahren und im Süden mit gleicher Leistung hochgefahren (s. Abb. 2.7). So findet ein Ausgleich bzw. eine Entlastung des Stromnetzes über die Grenzen der Regelzonen hinweg statt [20].

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 nach dem EnWG nicht still gelegt werden dürfen [19].

Die Höhe der bereitzustellenden Reserve wird anhand von Berechnungen der BNetzA und der jährlichen Systemanalyse der ÜNB ermittelt. Innerhalb der 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 zugeschaltet werden muss, um Angebot und Nachfrage gesamtheitlich auszubalancieren. Für den Winter 2022/2023 ergibt sich daraus eine Reserveleistung von 8,264 GW [21]. Für den Betrachtungszeitraum 2023/2024 bestätigt die BNetzA die Reserveleistung in Höhe von 5,361 GW, welche durch die Systemanalyse der ÜNB ermittelt wurde [21]. 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 Kraftwerkskapazitäten hinzugekauft werden.

Tab. 2.6: Kraftwerke in der Netzreserve [22]

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

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 [19]. Die Ausweisung durch die BNetzA und ÜNB ist für 24 Monate bindend und kann bei erneuter Ausweisung um weitere 24 Monate 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. Auf Anordnung der ÜNB müssen die Kraftwerksbetreiber jedoch ihre angegebene Leistung innerhalb der Netzreserve an den aktuellen Bedarf anpassen.



Tab. 2.7: Einsätze der Netzreserve [18]

	Tage [d]	Einsatzdurchschnitt [MW]	Maximale Leistungsanforderung [MW]	Summe [MW h]
Januar	9	148	622	12 832
Februar	14	228	1 145	41 638
März	8	121	342	10 147
April	14	183	872	31 022
Mai	22	232	930	85 851
Juni	24	246	560	95 267
Juli	20	208	912	58 588
August	19	226	745	71 112
September	21	297	990	71 576
Oktober	10	156	385	18 324
November	17	322	1 049	95 149
Dezember	13	231	740	43 569
Gesamt	191			635 074

Aus dem Monitoringbericht der BNetzA geht hervor, dass in 2020 an 191 Tagen insgesamt ca. 635 GW h Strom aus Kraftwerken der Netzreserve erzeugt wurden [18]. In den Monaten Februar und November sind dabei die größten Leistungen angefallen. Dies ist mit dem bereits angesprochenen Nord-Süd-Gefälle zu begründen. Weiterhin finden in Sommermonaten erhebliche Kraftwerkseinsätze statt. Hierbei rückt nicht die maximal angeforderte Leistung in den Vordergrund sondern die erzeugte Menge Strom. In den Sommermonaten kann dies an unterschiedlichen Faktoren liegen und ist nicht wie im Winter an die besonders hohe Windstromerzeugung gekoppelt.

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 gemäß der Anfahrtszeit bereits am Vortag aktiviert, sobald am Day-Ahead-Market kein markträumendes Ergebnis abzusehen ist [20]. Die Anlagen in der Kapazitätsreserve sollen, sofern sie in netztechnisch geeigneten Regionen liegen, ebenfalls an der Netzreserve teilnehmen (vgl. Gaskraftwerk Thy-



row). Ab dem Winterhalbjahr 2020/2021 waren Kraftwerkskapazitäten mit einer Leistung von 2 GW ausgeschrieben. Nach Stand vom 31.05.2022 wurden Kraftwerke mit einer kumulierten Leistung von 1,263 GW kontrahiert (s. Tab. 2.8). Die daraus resultierende Unterdeckung muss im Ernstfall durch zusätzliche ausländische Kraftwerke kompensiert werden.

Tab. 2.8: Kraftwerke in der Kapazitätsreserve [22]

Kraftwerk [–]	Ort [–]	Energieträger [–]	Nettoleistung [MW]
Gasturbinenkraftwerk Ahrensfelde	Ahrensfelde	Erdgas	148
Gaskraftwerk Emden	Emden	Erdgas	52
Gaskraftwerk Landesbergen	Landesbergen	Erdgas	56
Gersteinwerk F & G	Werne	Erdgas	820
Kraftwerk Thyrow	Zossen	Erdgas	187
Summe			1 263 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 [22].

Die Vergabe der Kapazitätsreserve erfolgt durch wettbewerbliche 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 dabei berücksichtigt:

- Kosten zur Vorhaltung der Anlage
- Kosten für Anfahrvorgänge innerhalb anderer gesetzlicher Vorschriften
- Kosten zur Instandhaltung
- Kosten für Nachbesserungen
- Kosten für den Eigenstromverbrauch der Anlage
- Kosten für den Werteverbrauch

Gesondert werden außerdem folgende Kosten vergütet:

- Kosten aus Einspeisungen, die innerhalb der Kapazitätsreserve oder Netzreserve angefordert wurden
- variable Instandhaltungskosten für Einspeisungen innerhalb der Netzreserve



- Kosten für die Sicherstellung der Brennstoffversorgung
- 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 dabei ein Preis je Megawatt von 62 940 € aufgerufen.

2.3.3 Sicherheitsbereitschaft

Falls Netz- und Kapazitätsreserve nicht ausreichen, um Angebot und Nachfrage am Strommarkt zu decken, sieht das EnWG die Vorhaltung von Kraftwerksleistung innerhalb der Sicherheitsbereitschaft vor. Die Sicherheitsbereitschaft impliziert ausschließlich Braunkohlekraftwerke, welche aufgrund des Kohleausstiegs vorläufig stillgelegt werden sollen. Grund ist, dass Braunkohlekraftwerke für 50 % der CO₂-Emissionen im Stromsektor verantwortlich sind, dabei jedoch nur 24 % der Erzeugung abdecken [24]. Für die in Tabelle 2.9 aufgelisteten Kraftwerke wurden im Vorhinein Stilllegungstermine vereinbart. Nach §13g EnWG dürfen diese jedoch nicht vorläufig stillgelegt werden und stehen den ÜNB für weitere vier Jahre ab dem Stilllegungstermin zur Verfügung. Die Kraftwerke Buschhaus und Frimmersdorf sind nach der Sicherheitsbereitschaft endgültig stillgelegt worden [19].

Tab. 2.9: Kraftwerke in der Sicherheitsbereitschaft [22]

Kraftwerk [–]	Ort [–]	Energieträger [–]	Nettleistung [MW]
Niederaußem E & F	Bergheim	Braunkohle	594
Neurath C	Grevenbroich	Braunkohle	292
Kraftwerk Jänschwalde Block E & F	Jänschwalde	Braunkohle	1 000
Summe			1 886

Die Anlagen der Sicherheitsbereitschaft müssen innerhalb von zehn Tagen betriebsbereit sein. Nach erfolgreicher Betriebsbereitstellung muss nach elf Stunden Mindestleistung und weiteren 13 Stunden Volllast zur Verfügung stehen. Der Nachweis zur Einhaltung des gesetzlichen Zeitplans erbringen die Betreiber selbst. Eine unabhängige Prüfung seitens der BNetzA oder ähnlichen Institutionen erfolgt nicht. Für die Vorhaltung der Kraftwerksleistung werden insgesamt 1,61 Milliarden Euro bereitgestellt und auf die Netzentgelte umgelegt [20]. Falls die Betreiber nicht rechtzeitig die versprochene Leistung bereitzustellen, sinkt die Vergütung. Nach 13 Tagen findet keine Vergütung mehr statt [19].



Die Linkspartei und Grünen haben zudem öffentlich Kritik an der Notwendigkeit und Einsatzbereitschaft der „Braunkohlereserve“ geäußert. Zum einen wurde die fehlende unabhängige Beurteilung bzgl. des Zeitplans zur Betriebsbereitschaft bemängelt. Zum anderen wurde die Transportlogistik zur Brennstoffbeschaffung sowie die unregelmäßige Personalverfügbarkeit kritisiert. Außerdem wurde angemerkt, dass vor Einsatz der Sicherheitsbereitschaft mehrere Mechanismen greifen, um zusätzliche Kraftwerksleistung zur Verfügung zu stellen. Eine weitere Reserve sei daraufhin nicht unbedingt notwendig [20].

2.4 Veränderungen der Kraftwerksreserven aufgrund des russischen Überfalls auf die Ukraine

Aufgrund des Überfalls Russlands auf die Ukraine und den damit verminderten Gaslieferungen aus Russland soll der Anteil von Erdgas an der Stromproduktion reduziert werden. Hierfür sind zwei Verordnungen, basierend auf den Verordnungsermächtigungen im Energiewirtschaftsgesetz, die durch das Ersatzkraftwerkereithaltungsgesetz beschlossen wurden, in Kraft getreten. Innerhalb dieser ist die reguläre Teilnahme am Strommarkt für die Braunkohlekraftwerke aus der Sicherheitsbereitschaft und Steinkohlekraftwerke aus der Netzreserve geregelt. Dafür gehen die Kraftwerke der Sicherheitsbereitschaft ab dem 01. Oktober in die neu geschaffene Versorgungsreserve über. Diese erlaubt eine reguläre Teilnahme am Strommarkt bis zum 30. Juni 2023. Die Rückkehr in den Strommarkt aus der Netzreserve gilt bis zum 31. März 2024. Bedingung für Inkrafttreten beider Verordnungen ist, dass die Alarmstufe Gas oder Notfallstufe Gas ausgerufen ist.

In Folge der Verordnungen sind nach dem Stand vom 25.10.2022 zwei Steinkohlekraftwerke aus der Netzreserve wieder in den Strommarkt eingetreten. Dies betrifft das Kraftwerk Mehrum in Hohenhameln mit einer Nettokraftwerksleistung von 690 MW und das Kraftwerk Heyden 4 in Petershagen mit 875 MW. Die Betriebserlaubnis erlischt bei Aufhebung der Alarmstufe oder Notfallstufe Gas am Ende des darauffolgenden Quartals. Somit soll der Weiterbetrieb planbarer und wirtschaftlich attraktiver gestaltet werden.



3 Bewertung der Kraftwerksreserven zur Netzstabilisierung und Reserveleistungsvorhaltung

Im vorherigen Kapitel wurden die verschiedenen Reserven in Deutschland beleuchtet und definiert. Außerdem fand eine erste Bewertung der aktuellen Situation statt. Im folgenden sollen nun die technische und logistische Realisierbarkeit bzw. Nutzbarkeit der verschiedenen Reserven beleuchtet werden. Außerdem soll ein Ausblick auf zukünftige Entwicklungen, Möglichkeiten und Gefahren gegeben werden.

Dabei spielt auch der russische Überfall auf die Ukraine eine Rolle. Diese wird in einer Aufnahme der momentanen deutschen Strategie zur Versorgungssicherheit im Winter berücksichtigt.

3.1 Bewertung der logistischen Situation der Reserven

Die Erhebung der Daten im Punkt Logistik gestaltet sich als herausfordernd. Hier gibt es das Problem, dass keine unabhängige Stelle die logistische Situation tatsächlich im Blick hat. Aussagen können nur von den Kraftwerksbetreibern selbst getätigt werden.

3.1.1 Logistischer Stand bei der Braunkohle (Arbeitstitel)

Braunkohlekraftwerke befinden sich in Deutschland ausschließlich in der Sicherheitsbereitschaft. Die zwei Betreiber sind die RWE Power AG mit den zwei Blöcken Niederaußem E und F in Bergheim und dem Block Neurath C in Grevenbroich im Rheinischen Braunkohlerevier und die Lausitzer Energie und Kraftwerke AG, im folgenden LEAG, mit den zwei Blöcken Jänschwalde E und F in Teichland im Lausitzitzer Braunkohlerevier.

Die Blöcke des Kraftwerks Jänschwalde werden durch Tagebaue der LEAG in Jänschwalde, Welzow-Süd, Nochten und Reichwalde versorgt. Der Einzugsradius beträgt (hier km Radius). Der Transport wird auf der Schiene durch einen firmeneigenen Eisenbahnbetrieb realisiert. Der Abbau des Tagebaus Jänschwalde stoppt voraussichtlich im Jahr 2023. Dann ist der Tagebau erschöpft. Die Versorgung wird dann von den übrigen drei Abbaustandorten übernommen. Da es sich beim Kraftwerk Jänschwalde um ein Großkraftwerk mit 6 Blöcken handelt gibt es kein Personalproblem.

Die in Sicherheitsbereitschaft befindlichen Blöcke Niederaußem E und F sowie Neurath C werden ebenfalls durch RWE-eigene Tagebaue versorgt. Hierbei handelt es sich um die Förderstätten Garzweiler, Hambach und Inden. Der Einzugsradius beträgt (km) für das Kraftwerk Neurath und (km) für das Kraftwerk Niederaußem. Der Transport erfolgt über eine Eisenbahngesellschaft der RWE. Auch bei diesen



drei Blöcken handelt es sich um Teile von größeren Kraftwerkskomplexen. Daher stellt die Personalsituation kein Problem dar.

3.1.2 Logistischer Stand bei der Steinkohle

Die deutschen Steinkohlekraftwerke, welche nicht mehr aktiv am Markt teilnehmen und noch nicht endgültig stillgelegt sind, befinden sich in Deutschland in der Netzreserve. Diese ist durch das Kohleverstromungsbeendigungsgesetz, nachfolgen KVBG genannt, und Paragraph 13b des Energiewirtschaftsgesetzes, im weiteren Verlauf EnWG, rechtlich verankert. Bei den Betreibern handelt es sich um die EnBW Energie Baden-Württemberg AG, die STEAG, Uniper Kraftwerke GmbH, Kraftwerk Mehrum GmbH und das Großkraftwerk Mannheim.

Die logistische Situation war und ist angespannt. Niedrige Pegelstände von Rhein und Neckar, sowie der fehlende Gleisusbau in Deutschland erschwerten den Steinkohletransport deutlich. Die RAG Deutsche Steinkohle AG war der alleinige Betreiber deutscher Steinkohlebergwerke. Diese stellte den Abbau 2018 komplett ein, da dieser nicht mehr wirtschaftlich war(Quelle). Damit sind die Betreiber zu 100 % auf Importe angewiesen.

Die EnBW mit den Standorten Heizkraftwerk Altbach/Deizisau HKW 1, Heizkraftwerk Heilbronn HLB 5 und 6 sowie dem Kraftwerk Walheim mit den Blöcken 1 und 2 verstärkte ab Juli 2022 ihre Bemühungen zur Beschaffung, sowie der Erschließung von Flächen zur zusätzlichen Lagerung von Steinkohle.(Pressemeldung und Mail) Auch die Personalsituation ist angespannt, da diese langfristig mit der Prämisse der Stilllegung geplant wurde. Die fünf Blöcke, welche sich in Netzreserve befinden, werden jedoch aller Voraussicht nach nicht wieder am Markt teilnehmen. Diese können nach eigener Aussage der EnBW aus technischen Gründen nicht ununterbrochen zur Stromerzeugung eingesetzt werden. Grund hierfür ist das fortgeschrittene Alter der Anlagen.

Der Stromerzeuger STEAG betreibt zwei Kraftwerke in Netzreserve, die Standorte Boxberg und Weiher 3 im Saarland. Die herausfordernde Lage der Kohleversorgung, auch mit Hinblick auf den kommenden Winter, veranlasste das Wirtschaftsministerium des Saarlandes zu einem Logistik-Gipfel. Zu den Teilnehmenden gehörten unter Anderen der Staatssekretär des Bundesministeriums für Digitales und Verkehr, die STEAG selbst und die DB Cargo. Die Gespräche ergaben eine vorrangige Behandlung von Kohletransporten auf der Schiene gegenüber dem öffentlichen Personennahverkehr, im Falle von Versorgungsengpässen. Dies sichert die Belieferung der Kraftwerke mit Brennstoff. Zusätzlich tritt das Kraftwerk Boxberg zum 28.10.2022 wieder in den Markt ein. Das Schwesterkraftwerk Weiher 3 folgt am 31.10.2022. Ermöglicht wird dies durch das Ersatzkraftwerksbereithaltungsgesetz, kurz EKBG, welches eine Rückkehr in den Strommarkt bis Frühjahr



2024 gestattet.

3.1.3 Logistischer Stand beim Gas

In Folge des russischen Überfalls auf die Ukraine sanken die deutschen Erdgasimporte aus Russland im September nach Stand 03.11.2022 auf null. Zum 03.05.2022 startete die Bundesnetzagentur eine Datenerhebung um den deutschen Gasverbrauch zu ermitteln. In einer Pressemitteilung vom 29.09.2022 wurde von einer notwendigen Einsparung in Höhe von 20 % gesprochen um die Versorgungssicherheit auch von Erdgaskraftwerken im Winter zu gewährleisten, das Impulspapier von Acatech spricht sogar von 20 bis 30 %.

Deutsche Erdgaskraftwerke, welche nicht mehr im Betrieb sind, befinden sich sowohl in der Netz- als auch in der Kapazitätsreserve. Die Versorgung ist sehr stark von den Netzbetreibern abhängig und die Situation sehr schwer vorhersehbar. Deutschland verfügt zum 04.11.2022 über ein LNG-Terminal zum Import von verflüssigtem Erdgas in Lubmin. Ein weiteres soll im Winter in Betrieb gehen. Ein zusätzliches Problem bei der Versorgung besteht in der Ausrichtung der in Europa vorhandenen Gas-Infrastruktur. Dieses ist durch den Aufbau auf einen Gastransport von Ost nach West ausgerichtet. Der Großteil der europäischen LNG-Terminals befindet sich in Westeuropa. Damit ist eine Umkehrung des Gasflusses notwendig. Dieser sogenannte Reverse-Flow wird ermöglicht, indem die Verdichterstationen umgebaut werden. Danach ist ein Gastransport in beide Richtungen bei voller Kapazität möglich.(acatec Impuls)

Ein eventuelles Verbot der Verstromung von Gas ist im Notfallplan Gas beschrieben. Dieser ist in drei Teile aufgeteilt. Die Frühwarnstufe und die Alarmstufe lassen einen Eingriff des Gesetzgebers vorerst nicht zu. Er setzt auf marktbasierende Maßnahmen zur Regulierung der verbrauchten Gasmengen.

Sollte die Notfallstufe verkündet werden, so behält sich der Staat, in Form von Bundesministerium für Wirtschaft und Klima und Bundesnetzagentur als Lastverteiler, vor, die Substitution von Erdgas durch andere Brennstoffe anzuordnen. Diese ist jedoch nur eine von verschiedenen möglichen Maßnahmen, die getroffen werden könnten. Es steht nicht fest, von welchen Steuermechanismen gebrauch gemacht wird, da die Situation, in der sich Deutschland befindet, eine bisher nie dagewesene ist.

3.1.4 Logistischer Stand beim Öl

Im Rahmen der Ölkrise von 1973, bei der durch politisch motivierte Verknappung der Öllieferungen und dem damit verbundenen Anstieg des Ölpreises, kam es zur



ersten Ölknappheit der Geschichte der Bundesrepublik Deutschland. Daraufhin wurde 1974 die Internationale Energieagentur gegründet, welche eine zuverlässige Energieversorgung koordinieren sollte. Diese empfahl die Einrichtung einer strategischen Ölreserve, zur Absicherung von eventuellen Lieferausfällen. Seit dem beherbergt Deutschland genug Öl, um den Gebäude-, Industrie-, Verkehrs- und Energiesektor für 90 Tage mit Öl zu versorgen.

In Deutschland gibt es 6 Blöcke in 3 Kraftwerken, die sich in der Netzreserve befinden und mit Öl befeuert werden. Die Versorgung dieser ist über Pipelines und Öltanker gesichert.

Die Kraftwerke Ingolstadt in Großmehring und Irsching werden durch die TAL-Pipeline, welche von Triest kommend den Großteil des Südens Deutschlands versorgt, mit Mineralöl beliefert.

Das Kraftwerk Marbach, betrieben durch die EnBW, liegt ebenfalls im Süden Deutschlands und wird durch die Pipeline TAL versorgt. Bei Lieferausfällen besteht auch in beiden Fällen die Möglichkeit über die nahe gelegene Donau bzw. Neckar versorgt zu werden, sofern diese genug Wasser führen und Schiffsverkehr zulassen. Sollte auch dieser Versorgungsweg ausfallen, so steht noch die strategische Ölreserve zur Verfügung. Diese garantiert eine Versorgung mit Ölprodukten über mindestens 90 Tage. Die tatsächliche Reserve in Deutschland ist jedoch größer.

Oil stocks in selected countries (mb) and days of forward demand				
Country	Total	Public	Industry	Days
Czech Republic	22	15	7	123
Finland	36	19	17	200
Germany	267	171	98	117
Hungary	27	11	16	163
Lithuania	8	2	7	150
Poland	81	22	59	128
Slovakia	12	6	6	151

Source: IEA
 Days of forward demand are based on average OECD demand over the next three months.

Abb. 3.1: Vergleich von Ölreserven verschiedener europäischer Länder



3.2 Kapazitätssituation für den Winter 2022/23

Im ersten Halbjahr 2022 erzeugte Erdgas 30,7 Mrd. kWh elektrischen Strom in Deutschland. Dies entspricht einem Anteil von 11,7 % der Gesamterzeugung. Im Hinblick auf drohende Versorgungsengpässe lohnt sich hier die Betrachtung der Gegenmaßnahmen, die bis hier hin getroffen wurden.

3.2.1 Der zweite Stresstest zum Stromsystem

Im Rahmen des vom BMWK in Auftrag gegebenen Stresstests, sollten die Übertragungsnetzbetreiber verschiedene Szenarien für die Versorgungssicherheit im Winter 2022/23 analysieren. Dabei wurden die Gasversorgung, die Steinkohleverorgung und eventuell ausfallende Kapazitäten im Ausland in augenschein genommen.

Ein zentraler Punkt der Analyse war die Annahme, dass Polen keinen Strom exportieren kann, da die Versorgung mit Steinkohle durch Lieferengpässe nicht möglich ist. Desweiteren wurde davon ausgegangen, dass Frankreich bis zum Winter nicht alle Kernkraftwerke an den Markt bringen kann. Diese waren auf Grund von zu hohen Temperaturen, Niedrigwasser und Defekte im Sommer teilweise abgeschaltet worden. Außerdem geht die Studie im kritischsten der drei Szenarien davon aus, dass Süddeutschland und Österreich die vertraglich geregelte Redispatchleistung aus Gaskraftwerken nicht liefern können.

Das Fazit zeigt, dass in den beiden kritischsten Situationen auch in Deutschland einige Stunden der Lastunterdeckung auftreten. Desweiteren wird gezeigt, dass die deutsche Redispatchleistung in keinem der drei Szenarien ausreicht. Ausländische Leistungen müssen heran gezogen werden. Der Streckbetrieb der deutschen Kernkraftwerke entspannt die Situation. Lastunterdeckungen können weitestgehend vermieden werden, der Bedarf an Redispatch sinkt ebenfalls. Die Empfehlungen der Übertragungsnetzbetreiber stehen auf fünf Säulen. Diese sollen die angespannte Versorgungssituation entspannen:

- Transportkapazitäten erhöhen
- Redispatch-Potential im Ausland fokussieren
- vertragliches Lastmanagement
- Reserven nutzbar machen
- Nutzung weiterer Kraftwerkskapazitäten absichern



3.2.2 Umsetzung der Empfehlungen

Am 07.10.2022 wurde vom Bundesrat die Novelle zum Energiesicherheitsgesetz 3.0 verabschiedet. Dieses baut auf verschiedene Säulen zur Anhebung der Kapazitäten der Stromerzeugung.

- Erhöhung der Stromproduktion aus Photovoltaikanlagen
- Anreize für die Verstromung von Biogas
- Erhöhung der Produktion von Windstrom
- Maßnahmen zur Beschleunigung des Netzausbaus
- Maßnahmen im LNG-Beschleunigungsgesetz
- Erleichterung für den Brennstoffwechsel
- Änderungen im Baugesetzbuch

Zur Erhöhung der Produktionskapazitäten wurde außerdem ein Streckbetrieb für 3 verbleibende deutsche Atomkraftwerke beschlossen. Die Meiler Isar 2, Neckar-Westheim 2 und Emsland werden bis maximal Mitte April am Netz behalten. Diese sollen zusätzlich die Gaskraftwerke entlasten und Netzengpässe abfedern. Wie in Abschnitt 3.1.2 beschrieben, konnten Versorgungsengpässe bei der Steinkohle überwunden werden. Außerdem traten einzelne Reservekraftwerke zum Oktober wieder in den Markt ein. Insgesamt nehmen Kraftwerke mit einer Gesamt-nettokapazität von 2,25 GW wieder am Strommarkt teil.

Auch die Braunkohlekraftwerke aus der Sicherheitsbereitschaft (siehe 3.1.1) nehmen inzwischen wieder aktiv am Markt teil, die Blöcke Niederaußem E, F und Neurath C zum 01.10.2022, Jänschwalde E zum 06.10.2022 und Jänschwalde F zum 15.10.2022. Diese summieren sich zu einer elektrischen Nettoleistung von 1,886 GW.

3.3 Wie entwickeln sich Kraftwerksreserven zukünftig

Der menschengemachte Klimawandel stellt eine gigantische Bedrohung für das Leben auf der Erde dar. Die Energiewende und mit ihr die essentielle Veränderung des Strom-, Wärme und Verkehrssektors stellen Deutschland vor drastische Herausforderungen. Zur Erreichung des 1,5 Grad Ziels müssen alle Nationen weltweit ihre Emissionen bilanziell auf null reduzieren, also klimaneutral werden. Sollten in Deutschland keine Änderungen in Kraft treten, wäre das CO₂-Budget zur Einhaltung des 1,5 Grad Ziels Stand November 2022 in 6 Jahren und 8 Monaten erschöpft, das Budget für die Erreichung des 2 Grad Ziels in 24 Jahren und 5 Monaten. Diese Zeiträume zeigen, die Notwendigkeit des Handelns.



Dem Stromsektor kommt bei der Erreichung der Klimaziele eine gesonderte Bedeutung zu. Nicht nur bietet er den Grundstein für die Dekarbonisierung der übrigen Sektoren, sondern stellt auch heute den größten CO₂-Emittenten dar. Deshalb ist es wichtig fossile Energieträger sukzessive zu substituieren. Mit der Verankerung des Klimaschutzes zur Generationen- und Freiheitssicherung in der Verfassung sind die jetzige aber auch künftige Regierungen verpflichtet die CO₂-Emissionen zu senken und schlussendlich klimaneutral zu werden. Dafür stellte die Ampel-Koalition im November 2021 ihren Koalitionsvertrag vor, der folgende Maßnahmen enthält:

- Atomausstieg bis Ende 2022
- Kohleausstieg im Optimalfall bis 2030
- Errichtung moderner H₂-ready Gaskraftwerke
- Zulassung von 15 Millionen vollelektrischen PKW bis 2030
- 80 % des Bruttostrombedarfs aus Erneuerbaren Energien
- PV-Ausbau verpflichtend bei gewerblichen Neubauten
- PV-Ausbau auf 200 GW
- Ausweisung von 2 % der Landfläche für Windkraft
- Kapazitätserhöhung von Off-Shore Windkraft auf mindestens 30 GW bis 2030, 40 GW bis 2035 und 70 GW bis 2045
- Elektrolysekapazität von 10 GW bis 2030

Im Oktober 2022 verständigte sich die Regierung mit der RWE Generation SE und dem Wirtschaftsministerium Nordrhein-Westfalen auf einen vorzeitigen Braunkohleausstieg im Rheinischen Revier für 2030.

Um jetzige Zustände und künftige Entwicklungen bewerten zu können bieten Studien und Modelle die Möglichkeit die Energieversorgung der nächsten Generation zu skizzieren. In dieser Ausarbeitung werden im besonderen Maße die Studien „Klimaneutrales Stromsystem 2035“ von Agora Energiewende, sowie die Studie „Energiewende im Sozialen Raum“ einer Zusammenarbeit von Germanwatch, Global Climate Forum und dem Fraunhofer Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik, welches auf Annahmen des „Ariadne Report“ des Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung (PIK) baut.



3.3.1 Wo befinden wir uns?

Im Rahmen der wirtschaftlichen Teilerholung im Jahr 2021 stiegen die CO₂-Emissionen um 33 Millionen Tonnen, davon 26 Millionen Tonnen verursacht durch die Energiewirtschaft, im Vergleich zum Vorjahr an. Dies entspricht einem Anstieg von 4,5 %. Grund dafür waren die erhöhten Primärenergieverbräuche der Industrie und Haushalte, sowie eine stärkere Kohleverstromung infolge der steigenden Gaspreise, welcher die Erzeugung von Strom aus Kohle wirtschaftlicher gestaltete. (siehe Merit-Order) Auch der Anteil Erneuerbarer Energien an der Stromproduktion sank um 3 %, der größte Einbruch den Deutschland je zu verzeichnen hatte, auf 42,3 %.

Auch der Ausbau Erneuerbarer Energien ging in diesem Zeitraum sehr langsam voran. So lag der Zubau bei lediglich 6,7 GWp. Hiervon waren 75 % Photovoltaik und 25 % On-Shore Windkraft und Biomasseanlagen. Es wurde keine einzige Off-Shore Windkraftanlage in Betrieb genommen.

3.3.2 Entwicklung der Reserven bis 2030

Blickt man auf die bevorstehenden Veränderungen, welche in Deutschland bevorstehen, lohnt sich die Frage, wie sich die Energieversorgung zukünftig entwickeln wird. Dieses Thema ist auch Gegenstand zahlreicher Studien. Zur möglichst qualifizierten Voraussage eines zukünftigen Versorgungssystems werden Szenarien und Modelle erstellt.

Mit Hilfe des Szenarios „Klimaneutrales Stromsystem 2035“ wird beschrieben, wie die ambitionierten Klimaziele der derzeitigen Bundesregierung möglichst Effizient umgesetzt werden können. Besagter Rahmen baut auf dem früher erschienenen Szenario „Klimaneutrales Deutschland 2045“ auf, welches die Grundlage für die Berechnungen liefert.

Die Annahmen der Studie liefert die Novellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG). Angenommen werden für das Jahr 2030 115 GW Onshore-Windkraft, 30 GW Offshore-Windkraft und 215 GW Photovoltaik. Die restlichen Annahmen sind der Tabelle 3.2 zu entnehmen. Es wird ein Bruttostromverbrauch von 750 TWh angenommen. Desweiteren wird 2030 der Kohleausstieg vollzogen, sodass ab dann nur noch Gaskraftwerke und Pumpspeicherkraftwerke als gesicherte Leistung zur Verfügung stehen.



	KNS2035				KNDE2045		
	2020	2025	2030	2035	2025	2030	2035
Wind Onshore	54	77	115	157	65	80	104
Wind Offshore	8	12	30	58	11	25	41
Photovoltaik	54	108	215	309	91	150	234
Wasserkraft	5	6	6	6	6	6	6
Bioenergie	9	8	8	6	7	7	3
Summe	130	211	374	535	179	268	390

* Angaben in Gigawatt installierter elektrischer Leistung

Prognos (2022)

Abb. 3.2: Annahmen im Szenario

Mit Erreichung der Ausbauziele läge in diesem Szenario der Anteil Erneuerbarer Energien an der Nettostromerzeugung, inklusive von Speichern und wasserstoffbasierter Energieerzeugung bei 81,5 % und würde bis 2035 auf 87 % ansteigen. Zur Erreichung dieser Ziele muss der Ausbau Erneuerbarer Energien an Geschwindigkeit gewinnen. Der notwendige jährliche Bruttozubau kann in den anschließenden Grafiken gefunden werden.

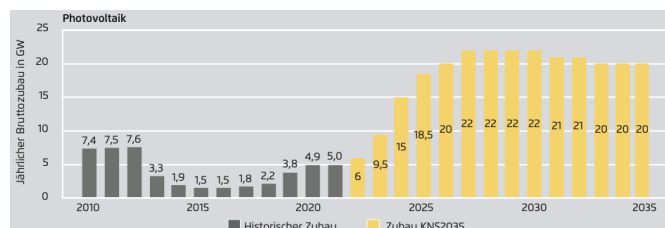


Abb. 3.3: Benötigter jährlicher Zubau PV

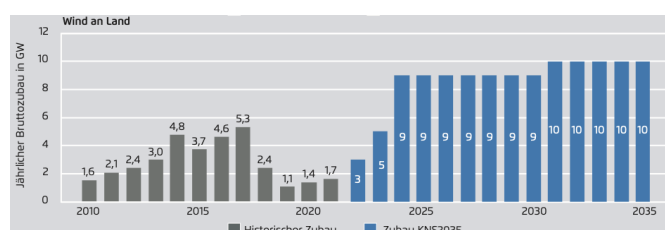


Abb. 3.4: Benötigter jährlicher Zubau Onshore Winkraft

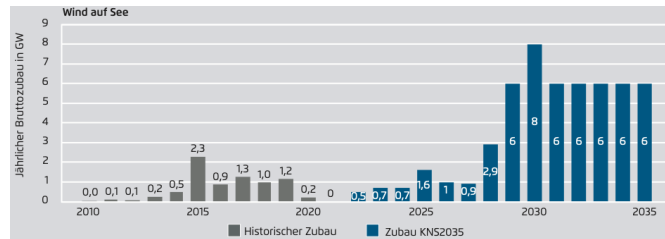


Abb. 3.5: Benötigter jährlicher Zubau Offshore Windkraft

Die volatilen Erneuerbaren Energien können jedoch nicht allein für eine Versorgungssicherheit sorgen. Der Kraftwerksreserve wird in den kommenden Jahren eine zentrale Rolle zur Sicherung der Stromversorgung unabhängig von meteorologischen Bedingungen zukommen. Zur Abdeckung der Residuallast werden in den 2030er Jahren regelbare H₂-Ready Gaskraftwerke zum Einsatz kommen. Diese Kraftwerke müssen heute schon gebaut werden. Der Bauprozess benötigt von der Planung bis zur Inbetriebnahme 5 Jahre und die Anzahl der gleichzeitig baubaren Kraftwerke ist beschränkt.

Die Gaskraftwerke werden zu Beginn noch mit Erdgas versorgt. Dieses wird jedoch in den folgenden Jahren durch Wasserstoff ersetzt. Bei benötigten 60 GW installierter Leistung, von denen 20 GW auf etwa 3300 Vollbelastungsstunden kommen und ein dreiviertel des produzierten Stroms erzeugen, wird ein Zubau von 30 GW notwendig. Dies entspricht in etwa 40 modernen Gaskraftwerken. Dabei ist die benötigte Infrastruktur zentral. Es wäre zu Überlegen, ob bei Spitzenlastkraftwerken mit nur wenigen Vollbelastungsstunden im Jahr und geringeren Wirkungsgraden ein Anschluss an das Wasserstoffnetz sinnvoll ist. Hier könnte auch auf besser Lager- und Transportierbare Derivate wie Ammoniak zurück gegriffen werden.

Auch die Ressourcen zur Frequenz- und Spannungshaltung werden sich künftig verändern. Die Atom-, Kohle und Ölkapazitäten müssen durch neue und vorhandene Gaskraftwerke ersetzt werden. Die heute schon viel verwendete Wasserkraft wird auch zukünftig zur Verfügung stehen.

Im Falle einer Überproduktion von Erneuerbarem Strom soll es künftig nur noch selten zu Abschaltung kommen. Vielmehr soll hier auf eine Flexibilisierung des Stromnetzes gesetzt werden. So kann nicht genutzter Strom über Elektrolyseure in grünen Wasserstoff umgewandelt und gespeichert werden. Hier soll die installierte elektrische Leistung 2030 12 GW betragen. Die Platzierung der Elektrolysestationen an Netzentstellen verringert zudem die Menge an Redispatch-Leistung. Außerdem ermöglicht die Elektrifizierung des Gebäude-, Industrie- und Verkehrssektors neue Möglichkeiten. So können Wärmepumpen in Zeiten hoher Erzeugung zugeschaltet werden um nicht genutzten Strom in Wärme umzuwandeln und zu speichern. Ähnlich sollen elektrifizierte Industrieprozesse genutzt werden um Überschussstrom zu zwischenspeichern.



Auch der Elektromobilität kommt eine neue Rolle zu. Die in batteriebetriebenen Elektroautos enthaltenen Speicher sollen den Strom sowohl elektrisch laden, als auch ins Netz abgeben können. Diesen Prozess nennt man Vehicle-to-Grid.

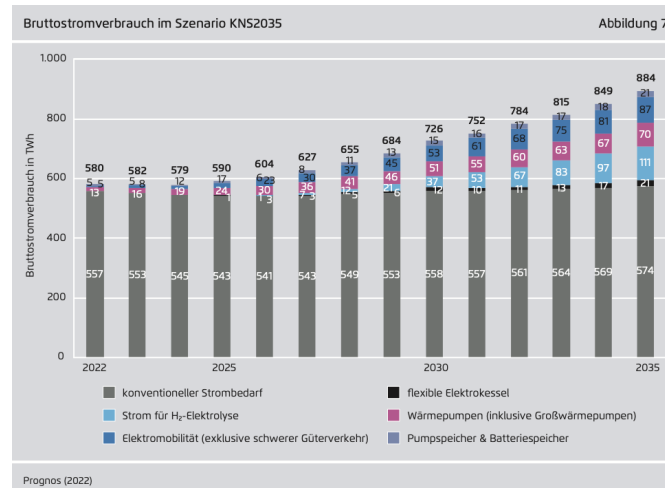


Abb. 3.6: Zunahme des Stromverbrauchs bietet gleichzeitig Flexibilität

Insgesamt ist in Abbildung 3.6 erkennbar, dass der steigende Stromverbrauch gleichzeitig der Flexibilität des Stromnetzes dient und so die Nutzung Erneuerbarer und Dargebotsabhängiger Energien maximiert.

3.3.3 Entwicklung der Reserve bis 2045

In diesem Absatz soll es um die Weiterentwicklung des Stromsektors bis 2045 gehen. Die Bundesregierung hat das Ziel geäußert bis zu diesem Jahr Klimaneutralität zu erlangen.

Folgend wird, Bezugnehmend auf das Kapitel 2 der Studie „Energiewende im Sozialen Raum“, ein Pfad beschrieben mit dem Deutschland die Klimaneutralität 2045 erreichen kann. Wie auch im vorangegangenen Kapitel müssen dafür Annahmen getroffen werden. Diese wurden dem „Ariadne-Report“ des Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung (PIK) entnommen. Die Studie bezieht die aktuellen Ereignisse des Ukraine-Krieges nicht mit ein und muss daher im Hinblick auf Laufzeitverlängerungen für Atom- und Kohlekraftwerke differenziert betrachtet werden.

Basierend auf dem Modell SCOPE-Path, das die Entwicklung des künftigen europäischen Strommarkts zeigt, wird ein Szenario entwickelt, in dem das Ziel der Klimaneutralität möglichst kostenoptimiert erreicht wird.

Grundlage für Stromerzeugung und -verbrauch bot das Wetterjahr 2012. Dieses



zeichnet sich speziell durch eine lange Kälteperiode und niedrige Erträge aus Windkraft aus. Damit soll indirekt die Versorgungssicherheit betrachtet werden.

Die Studie bezieht sich auf ein PV-Fokussiertes Szenario. Hierbei wird auf Grund von Genehmigungen, Naturschutz, fehlender Flächenausweisung und fehlender Akzeptanz davon ausgegangen, dass weniger Windkraft, dafür aber mehr Photovoltaik ausgebaut wird.

Desweiteren soll angenommen werden, dass die Kapazitäten der Wasserkraft erschöpft sind und eine Nutzung von Geothermie für Stromerzeugung nicht wirtschaftlich ist. Der Ausbau von Biomasse ist auf Grund von Anbauflächenkonflikten und Biodiversität beschränkt, sodass sich Photovoltaik und Windenergie zu den zentralen Technologien zur Stromerzeugung durchsetzen.

Der Bruttostromverbrauch steigt bis zum Jahr 2045 auf 1 088 TWh an. Zur Sicherung der Versorgung ist eine Verfünfachung der installierten PV- und Windkraftkapazitäten bis 2045 notwendig. Diese betrugen 2021 noch 116 GW und steigen in diesem Szenario auf 550 GW an.

Die zur Deckung der Nachfrage benötigte Leistung von PV beläuft sich in diesem Szenario auf 400 GW 2045, während Onshore-Windkraft 2045 130 GW ausmachen. Dennoch ist die Nettostromerzeugung der Windkraftanlagen auf Grund von höheren Volllaststunden etwas größer. Offshore-Windkraft machen in diesem Szenario 40 GW aus, wobei jedoch nur 50 % davon zur Einspeisung in das Netz genutzt werden. Die übrigen 50 % werden durch Elektrolyseure für die Wasserstoffsynthese verwendet. Grund hierfür ist die angenommene geringere Akzeptanz der Bevölkerung für Stromtrassen.

Das Szenario zeigt, dass mit nur 38 TWh Stromimporten die Nachfrage fast vollständig inländisch gedeckt werden kann.

Zur Deckung der Redisuallasten werden 58 GW Gaskraftwerksleistungen vorgehalten. Diese müssen allerdings, wie in 3.3.2 schon ausgeführt, bereits 2030 installiert sein. Der Anteil von Erdgas sinkt im Laufe der Jahre weiter. 2045 werden alle Gas-KWK-Anlagen rein mit erneuerbarem Wasserstoff betrieben.

Auch in diesem Szenario überwiegen flexible Lasten im Energiesystem. Power-to-heat und Power-to-hydrogen, sowie die flächendeckende Verbreitung von Elektrofahrzeugen prägen die energetische Landschaft in 2045. Der Anteil von Wärmepumpen zur Bereitstellung von Raumwärme steigt auf 54 %, die verbliebenen Wasserstoff-Gaskessel machen noch 9 % aus. Mit Power-to-heat Anlagen, wie beispielsweise Elektrodenkesseln, werden Fernwärmenetze aufgebaut um die industriellen Anforderungen nach Hochtemperaturwärme zu decken. Großwärmepumpen werden zur Niedertemperaturwärmeversorgung (unter 100 °C) eingesetzt. Diese Technologien dienen auch hier unter zu Hilfe nahme der Gas- und Wasserkraft als Regelreserven



zur Frequenz- und Spannungshaltung.

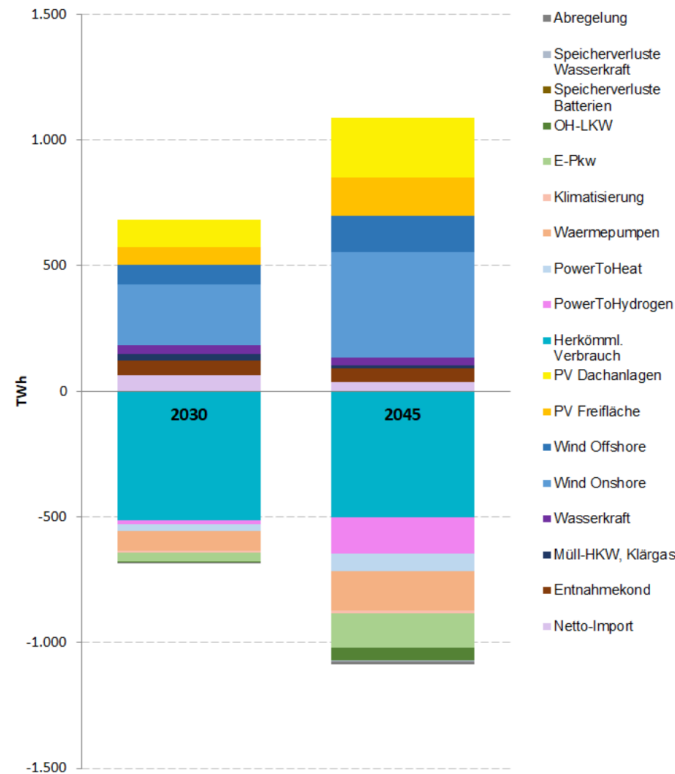


Abb. 3.7: Energieerzeugung und -verbrauch 2030 und 2045 im Vergleich

3.3.4 Vergleich beider Szenarien

Vergleicht man beide Szenarien, so stellt man fest, dass die Unterschiede, auf Grund des PV-Fokussierten Szenario, groß sind. Während in der Ausarbeitung der Agora-Energiewende 2030 115 GW Onshore-Windkraft und 215 GW PV installiert werden, sind es im Bericht „Energiewende im Sozialen Raum“ 83 GW Wind Onshore und 185 GW. Offshore-Wind unterscheidet sich hier um 18 GW (40 GW ESRa und 58 GW Agora). Die Unterschiede liegen in den Zielen der Studien begründet. Während die Studie von Agora-Energiewende an den momentanen Zielen der Ampel-Koalition orientiert ist, führt die Studie „Energiewende im Sozialen Raum“ die EU-Ziele als Ausgangspunkt auf. Diese sind konservativer als es die nationalen Ziele sind.



4 Zusammenfassung und Ausblick



5 Literatur

- [1] H. Wirth. *Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland*. Report. Fraunhofer ISE, Sep. 2022 (siehe S. 5).
- [2] Justus Haucap. „Braucht Deutschland einen Kapazitätsmarkt für eine sichere Stromversorgung?“ In: *Zeitschrift für Wirtschaftspolitik* 62 (Dez. 2013), S. 257–269 (siehe S. 4).
- [3] T. Wawer. *Elektrizitätswirtschaft. Eine praxisorientierte Einführung in Strommärkte und Stromhandel*. Wiesbaden: Springer Gabler, 2022 (siehe S. 6, 7).
- [4] 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, 12).
- [5] 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).
- [6] BNetzA. *Festlegungsverfahren zu den Ausschreibungsbedingungen und Veröffentlichungspflichten für Primärregelleistung*. Beschluss. 2011.
- [7] BNetzA. *Festlegungsverfahren zu den Ausschreibungsbedingungen und Veröffentlichungspflichten für Sekundärregelung*. Beschluss. 2017 (siehe S. 10).
- [8] BNetzA. *Festlegungsverfahren zu den Ausschreibungsbedingungen und Veröffentlichungspflichten für Minutenreserve*. Beschluss. 2017.
- [9] Deutschland ÜNB. *Internetplattform zur Vergabe von Regelleistung*. 2022. URL: <https://www.regelleistung.net/ext/> (besucht am 17.10.2022) (siehe S. 9, 12).
- [10] 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).
- [11] K. Angerer und S. Krohns. *Stromhandel auf europäischen Spotmärkten. Bewertung von technischen Flexibilitätsoptionen am Beispiel des Intraday-Handels*. Berlin: Shaker Verlag, 2018 (siehe S. 7).
- [12] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. *Stromhandel auf europäischen Spotmärkten. Bewertung von technischen Flexibilitätsoptionen am Beispiel des Intraday-Handels*. Berlin: Shaker Verlag, 2018.
- [13] 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. 6).
- [14] 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).



- [15] 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).
- [16] M. Sterner und I. Stadler. *Energiespeicher. Bedarf, Technologien, Integration*. .2., korrigierte und ergänzte Auflage. Springer Vieweg, 2017 (siehe S. 13).
- [17] Next-Kraftwerke. *Was ist Regelenergie*. 2022. URL: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/regelenergie> (besucht am 17.10.2022) (siehe S. 9–11).
- [18] BNetzA. *Monitoringbericht 2021*. Report. BNetzA, März 2022 (siehe S. 13, 17).
- [19] EnWG. *Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung. Energiewirtschaftsgesetz*. Gesetz. Version 2022. 2005 (siehe S. 15, 16, 19).
- [20] 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, 17, 19, 20).
- [21] 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. 15).
- [22] BNetzA. *Kraftwerksliste Bundesnetzagentur (bundesweit; alle Netz- und Umspannebenen) Stand: 31.05.2022*. Excel-Tabelle. Mai 2022 (siehe S. 16, 18, 19).
- [23] BMWi. *Weißbuch. Ein Strommarkt für die Energiewende*. Berlin: BMWi, Juli 2015.
- [24] Patrick Graichen, Mara Marthe Kleiner und Christoph Podewils. *Die Energiewende im Stromsektor: Stand der Dinge 2015. Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen*. Studie. Agora Energiewende, Jan. 2016 (siehe S. 19).
- [25] Bundesregierung. *Weniger Gasverbrauch im Ernstfall*. Juli 2022. URL: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/gasersatz-reserve-2048304> (besucht am 25.10.2022).
- [26] Bundesregierung. *Reserve für Stromproduktion nutzen*. Okt. 2022. URL: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/versorgungsreserve-2130276> (besucht am 25.10.2022).



6 Anhang

Anhangsverzeichnis