

Unterrichtung

durch die Bundesregierung

Bericht nach § 7 des Transparenzgesetzes – Rückbau von Kernkraftwerken

Inhaltsverzeichnis

	Seite
0 Zusammenfassung	6
1 Gesetzesrahmen und Berichtsauftrag	7
2 Grundlagen und Prüfmethodik	9
2.1 Administrative und technische Aspekte des Rückbaus.....	9
2.2 Haftung für Rückbauverpflichtungen innerhalb der Konzerne.....	12
2.3 Rückstellungen für Rückbauverpflichtungen.....	13
2.4 Prüfmethodik	15
3 Ergebnisse der Prüfung.....	18
3.1 EnBW.....	18
3.1.1 Konzern und Haftungskreis	18
3.1.2 Rückstellungen auf Betreiber- und Konzernebene	20
3.1.3 Vermögens- und Liquiditätslage.....	21
3.2 E.ON.....	23
3.2.1 Konzern und Haftungskreis	23
3.2.2 Rückstellungen auf Betreiber- und Konzernebene	26
3.2.3 Vermögens- und Liquiditätslage.....	28

	Seite
3.3 RWE	30
3.3.1 Konzern und Haftungskreis	30
3.3.2 Rückstellungen auf Betreiber- und Konzernebene	33
3.3.3 Vermögens- und Liquiditätslage.....	34
3.4 SWM	35
3.4.1 Konzern, Haftungskreis und Rückstellungen.....	35
3.4.2 Vermögens- und Liquiditätslage.....	36
3.5 Vattenfall	37
3.5.1 Konzern und Haftungskreis	37
3.5.2 Rückstellungen auf Betreiber- und Konzernebene	39
3.5.3 Vermögens- und Liquiditätslage.....	40
4 Fazit	42
Anhang	47
A. Informationen zu den einzelnen Anlagen	47
Biblis.....	47
Brokdorf.....	47
Brunsbüttel.....	47
Emsland.....	48
Grafenrheinfeld.....	48
Grohnde.....	48
Gundremmingen	49
Isar	49
Krümmel	50
Lingen	50
Mülheim-Kärlich.....	50
Neckarwestheim.....	51
Obrigheim	51
Philippsburg	51
Stade.....	52
Unterweser	52
Würgassen.....	53
B. Organigramm der Betreiber und der EVU	54

Abkürzungsverzeichnis

13. AtGÄndG	Dreizehntes Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes
16. AtGÄndG	Sechzehntes Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes
18. AtGÄndG	Achtzehntes Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes
19. AtGÄndG	Neunzehntes Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes
AG	Aktiengesellschaft
AtG	Atomgesetz
AtVfV	Verordnung über das Verfahren bei der Genehmigung von Anlagen nach § 7 des Atomgesetzes
BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
BMUV	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz
EnBW	EnBW Energie Baden-Württemberg AG
EnKK	EnBW Kernkraft GmbH
EVU	Energieversorgungsunternehmen
GAB	Genehmigungs- und Aufsichtsbehörde
GKN	Kernkraftwerk Neckarwestheim
GmbH	Gesellschaft mit beschränkter Haftung
GKW oHG	Gemeinschaftskraftwerk Weser GmbH & Co. oHG
GNS	GNS Gesellschaft für Nuklear-Service mbH
HGB	Handelsgesetzbuch
IFRS	International Financial Reporting Standards
KBR	Kernkraftwerk Brokdorf
KBR oHG	Kernkraftwerk Brokdorf GmbH & Co. oHG
KFK	Kommission zur Überprüfung der Finanzierung des Kernenergieausstiegs
KGG	Kernkraftwerk Gundremmingen GmbH
KKB	Kernkraftwerk Brunsbüttel
KKB oHG	Kernkraftwerk Brunsbüttel GmbH & Co. oHG
KKE	Kernkraftwerk Emsland
KKG	Kernkraftwerk Grafenrheinfeld
KKI	Kernkraftwerk Isar
KKK	Kernkraftwerk Krümmel
KKK oHG	Kernkraftwerk Krümmel GmbH & Co. oHG
KKP	Kernkraftwerk Philippsburg
KKS	Kernkraftwerk Stade
KKS oHG	Kernkraftwerk Stade GmbH & Co. oHG
KKU	Kernkraftwerk Unterweser
KKW	Kernkraftwerk

KLE	Kernkraftwerke Lippe-Ems GmbH
KLE-Beteiligungs-OHG	Kernkraftwerksbeteiligung Lippe-Ems beschränkt haftende OHG
KMK	Kernkraftwerk Mülheim-Kärlich
KRB	Kernkraftwerk Gundremmingen
KWB	Kernkraftwerk Biblis
KWG	Kernkraftwerk Grohnde
KWG oHG	Gemeinschaftskernkraftwerk Grohnde GmbH & Co. oHG
KWL	Kernkraftwerk Lingen
KWL GmbH	Kernkraftwerk Lingen GmbH
KWO	Kernkraftwerk Obrigheim
KWO GmbH	Kernkraftwerk Obrigheim GmbH
KWW	Kernkraftwerk Würzgassen
Mio.	Millionen
Mrd.	Milliarden
Nachhaftungsgesetz oHG	Gesetz zur Nachhaftung für Abbau- und Entsorgungskosten im Kernenergiebereich offene Handelsgesellschaft
NIS	Siempelkamp NIS-Ingenieurgesellschaft mbH
PEL	PreussenElektra GmbH
RückBRTransparenzV	Verordnung über die Umsetzung der Auskunftspflicht und die Ausgestaltung der Informationen nach dem Transparenzgesetz
SE	Societas Europaea
SAG	Stilllegungs- und Abbaugenehmigung
SWM	Stadtwerke München GmbH
TKK	TWS Kernkraft GmbH
Transparenzgesetz	Gesetz zur Transparenz über die Kosten der Stilllegung und des Rückbaus der Kernkraftwerke sowie der Verpackung radioaktiver Abfälle
UVP	Umweltverträglichkeitsprüfung
VE NE	Vattenfall Europe Nuclear Energy GmbH

Abbildungsverzeichnis

	Seite
Abbildung 1: Schema Rückbauprozess.....	10
Abbildung 2: Historische Betriebsverläufe und künftige Betriebsplanungen	11
Abbildung 3: Diskontierungszinssätze nach Restlaufzeit im 7-Jahresdurchschnitt.....	14
Abbildung 4: Umsatzverteilung EnBW	19
Abbildung 5: Umsatzverteilung E.ON.....	24
Abbildung 6: Umsatzverteilung RWE	31
Abbildung 7: Umsatzverteilung Vattenfall.....	38
Abbildung 8: Rückstellungen der EVU zu den Stichtagen 2020, 2021 und 2022	42
Abbildung 9: Eskalierte Ausgaben nach Aufgaben 2023 bis 2047.....	43
Abbildung 10: Eigenkapitalquote der EVU 31.12.2016 bis 31.12.2022.....	45

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Anlagen, Betreiber und Leistungsbetriebsende	8
Tabelle 2: Rückstellungen nach Aufgaben der Eigentümergesellschaften bei EnBW	20
Tabelle 3: Struktur der KKW und Beteiligungen innerhalb des E.ON-Konzerns	25
Tabelle 4: Rückstellungsbeträge der Betreiber bei E.ON.....	26
Tabelle 5: Rückstellungen nach Aufgaben der Betreibergesellschaften bei E.ON.....	27
Tabelle 6: Rückstellungen nach Aufgaben der Betreibergesellschaften bei RWE	33
Tabelle 7: Rückstellungen nach Aufgaben der SWM GmbH.....	36
Tabelle 8: Struktur der KKW und Beteiligungen innerhalb des Vattenfall-Konzerns	39
Tabelle 9: Rückstellungen nach Aufgaben der Betreibergesellschaften bei Vattenfall	39

0 Zusammenfassung

0.1

Die Bundesregierung übermittelt dem Deutschen Bundestag fristgerecht den Bericht gemäß § 7 des Gesetzes zur Transparenz über die Kosten der Stilllegung und des Rückbaus der Kernkraftwerke sowie der Verpackung radioaktiver Abfälle (Transparenzgesetz). Der jetzt vorgelegte Bericht ist der sechste seiner Art.

0.2

Der Bericht enthält eine zusammenfassende Bewertung über die finanzielle Vorsorge der Betreiber von Kernkraftwerken (KKW) für ihre Verpflichtungen zur Stilllegung und zum Abbau der KKW sowie der Verpackung ihrer radioaktiven Abfälle (Rückbauverpflichtungen). Der Bericht gründet auf der Prüfung der von den Betreibern vorgelegten Informationen durch das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA). Die vorgelegten Informationen für das Jahr 2022 (Stichtag 31. Dezember 2022) umfassen insbesondere Angaben zum Haftungskreis, die Aufstellungen der Rückstellungen für Rückbauverpflichtungen sowie eine Darstellung der Verfügbarkeit liquider Mittel.

0.3

Bei der Berichterstellung hat das BAFA einen Schwerpunkt auf die Prüfung der Auswirkungen der volatilen Verhältnisse an den Rohstoff- und Energiemärkten und der Inflations- und Zinsentwicklungen auf die Bilanzen der KKW-Betreiber und Energieversorger gesetzt und diese im Bericht beschrieben.

0.4

Die Prüfung des BAFA hinsichtlich der Ermittlung der Rückstellungsbeträge hat zu keinen Beanstandungen geführt. Aus der Prüfung der verfügbaren liquiden Mittel durch das BAFA haben sich keine Anhaltspunkte dafür ergeben, dass die Betreiber ihren Rückbauverpflichtungen – insbesondere in den nächsten drei Geschäftsjahren – nicht nachkommen können.

1 Gesetzesrahmen und Berichtsauftrag

Mit dem *Gesetz zur Neuordnung der Verantwortung in der kerntechnischen Entsorgung* vom 27. Januar 2017 (Mantelgesetz) wurden die Empfehlungen der Kommission zur Überprüfung der Finanzierung des Kernenergieausstiegs (KFK) umgesetzt. Einer Empfehlung der KFK zufolge, waren „[...] die Betreiber zu verpflichten, über die derzeitigen geprüften Jahresabschlüsse und Geschäftsberichte hinaus Transparenz darüber zu schaffen, inwieweit die künftigen Auszahlungen für Rückbau und Stilllegung nicht nur der Höhe nach gedeckt sind, sondern auch zum benötigten Zeitpunkt liquide vorliegen werden [...]“ (Abschlussbericht der KFK, S. 25). Diesem Anliegen trägt das als Teil des Mantelgesetzes verabschiedete *Gesetz zur Transparenz über die Kosten der Stilllegung und des Rückbaus der Kernkraftwerke sowie der Verpackung radioaktiver Abfälle* (Transparenzgesetz) Rechnung.

Das Transparenzgesetz sieht eine Auskunftspflicht der KKW-Betreiber gegenüber dem BAFA vor, vgl. § 1 des Transparenzgesetzes. Betreiber im Sinne des Transparenzgesetzes sind die Inhaber der atomrechtlichen Genehmigung gemäß § 7 Absatz 1 des Atomgesetzes (AtG) zur Spaltung von Kernbrennstoffen zur gewerblichen Erzeugung von Elektrizität und/oder nach § 7 Absatz 3 AtG zur Stilllegung und zum Abbau einer Anlage. Die Betreiber sind verpflichtet, die KKW nach dem Ende des Leistungsbetriebes stillzulegen und abzubauen. Die Kosten für Stilllegung und Abbau der Anlagen und die fachgerechte Verpackung radioaktiver Abfälle (Rückbauverpflichtungen) haben sie dabei zu übernehmen. Mit Erfüllung der Rückbauverpflichtungen und der Entlassung der Anlage aus der Überwachung nach dem Atom- und Strahlenschutzrecht sowie der Abgabe aller fachgerecht verpackten radioaktiven Abfälle an die BGZ Gesellschaft für Zwischenlagerung mbH endet die Betreibereigenschaft und damit auch die Auskunftspflicht nach dem Transparenzgesetz.

In den jährlich zu übermittelnden Aufstellungen müssen die Betreiber die für die Rückbauverpflichtungen im Jahresabschluss gebildeten Rückstellungen nach den verschiedenen Aufgaben des Rückbaus differenziert darstellen. Diese Darstellung muss die für die einzelnen Aufgaben der Rückbauverpflichtungen erwarteten Rückstellungsinanspruchnahmen in den zukünftigen Geschäftsjahren enthalten. Darüber hinaus müssen die Betreiber darlegen, welche Vermögenswerte ihnen zukünftig zur Verfügung stehen werden, um ihren Zahlungsverpflichtungen zum Zeitpunkt des Anfalls nachzukommen. Für die konkrete Umsetzung hat das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz im Einvernehmen mit dem Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz (BMUV) und dem Bundesministerium der Finanzen auf Grundlage von § 9 des Transparenzgesetzes am 9. Juli 2018 die *Verordnung über die Umsetzung der Auskunftspflicht und die Ausgestaltung der Informationen nach dem Transparenzgesetz* (RückBRTransparenzV) erlassen.

Alle Betreiber haben die Informationen¹ für das Berichtsjahr 2022 bis zum 30. Juni 2023 an das BAFA übermittelt. Sie sind damit ihren Auskunftspflichten nach dem Transparenzgesetz vollständig und fristgerecht nachgekommen.

Aufgabe des BAFA ist es, die erlangten Informationen zu prüfen und zu bewerten. Die Ergebnisse der Prüfung bilden die Grundlage für den jährlichen Bericht der Bundesregierung an den Deutschen Bundestag (§ 7 des Transparenzgesetzes). Bei der Berichterstattung sind das parlamentarische und öffentliche Informationsinteresse mit den Rechten der Betreiber abzuwägen. Der Bericht ist zum 30. November eines jeden Jahres vorzulegen.

Kapitel 2 des vorliegenden Berichtes geht zunächst auf administrative und technische Aspekte des Rückbaus ein. Danach erfolgen eine Darlegung der haftungsrechtlichen Grundlagen sowie eine Erläuterung grundlegender Aspekte der Bilanzierung von Rückstellungen für Rückbauverpflichtungen. Darauf aufbauend werden der Prüfungsansatz und die Prüfmethodik des BAFA erläutert. Wie schon im Berichtsjahr 2021 stellen die durch den russischen Angriffskrieg gegen die Ukraine nochmals verstärkten Preissteigerungen an den Rohstoff- und Strommärkten und deren Auswirkungen auf die Bilanzen der Energieversorgungsunternehmen (EVU) auch im Berichtsjahr 2022 einen besonderen Prüfungs-Schwerpunkt dar.

In Kapitel 3 werden die im Prüfwahljahr gewonnenen Erkenntnisse auf Ebene der Energiekonzerne² aufgezeigt und bewertet. Hierfür erstreckt sich die Prüfung des BAFA auf die Betreiber und die zugehörigen Energiekonzerne. Dazu erfolgt zunächst eine Darstellung der Geschäftsmodelle der EVU und die Einordnung der Kernenergieaktivitäten innerhalb der Konzerne. Daran schließen sich eine Beschreibung der gesellschafts- und haftungsrechtli-

¹ Für eine differenzierte Darstellung der einzelnen Informationspflichten, die sich aus dem Transparenzgesetz und der RückBRTransparenzV ergeben, wird auf Kapitel 2.4 Prüfmethodik verwiesen.

² Im Bericht werden die Begriffe *EVU* und *Energiekonzerne* synonym verwendet.

chen Strukturen der Betreibergesellschaften sowie eine nach Betreibern geordnete Zusammensetzung der Rückstellungen für Rückbauverpflichtungen an. Das BAFA hat die Aufstellungen der Rückstellungen für Rückbauverpflichtungen der Betreiber geprüft und zur Einschätzung der Zahlungsfähigkeit die wesentlichen Vermögenswerte der Betreiber sowie Vereinbarungen mit verbundenen Unternehmen und deren Finanzlage untersucht. Auf dieser Basis konnte die Höhe der anhand der handelsrechtlichen Einzelabschlüsse ermittelten Rückstellungen für Rückbauverpflichtungen sowie deren erwartete Zahlungsabflüsse auf Konzernebene aggregiert werden. Ein Schwerpunkt liegt auf der Prüfung, ob die Konzerne finanziell in der Lage sind, ihren Rückbauverpflichtungen nachzukommen.

In einem abschließenden Fazit werden die wesentlichen Prüfergebnisse zusammengefasst und mittels Diagrammen veranschaulicht. Im Anhang findet sich neben einer Kurzdarstellung der KKW auch ein Organigramm mit der Zuordnung der KKW und ihren Betreibern zu den jeweiligen Konzernen.

Untersuchungsgegenstand dieses Berichtes sind die in Tabelle 1 aufgeführten 23 Anlagen (Anhang 1 Entsorgungsfondsgesetz) sowie deren Betreibergesellschaften. Aufgrund befürchteter Engpässe in der Energieversorgung waren die Blöcke GKN 2, KKE sowie KKI 2 entgegen der ursprünglichen gesetzlichen Regelung noch bis zum 15. April 2023 im zeitlich begrenzten Betrieb. Ab dem 15. April 2023 befand sich kein deutsches KKW mehr im Leistungsbetrieb. Tabelle 1 fasst das Ende des Leistungsbetriebs aller Anlagen zusammen.

Tabelle 1: **Anlagen, Betreiber und Leistungsbetriebsende**

Anlage	Abkürzung	Betreibergesellschaft	Ende Leistungsbetrieb
Neckarwestheim 2	GKN 2	EnBW Kernkraft GmbH	zeitlich begrenzter Weiterbetrieb bis 15.04.2023
Emsland	KKE	Kernkraftwerke Lippe-Ems GmbH	zeitlich begrenzter Weiterbetrieb bis 15.04.2023
Isar 2	KKI 2	PreussenElektra GmbH, Stadtwerke München GmbH	zeitlich begrenzter Weiterbetrieb bis 15.04.2023
Brokdorf	KBR	Kernkraftwerk Brokdorf GmbH & Co. oHG	31.12.2021
Gundremmingen C	KRB C	RWE Nuclear GmbH	31.12.2021
Grohnde	KWG	Gemeinschaftskernkraftwerk Grohnde GmbH & Co. oHG	31.12.2021
Philippsburg 2	KKP 2	EnBW Kernkraft GmbH	31.12.2019
Gundremmingen B	KRB B	RWE Nuclear GmbH	31.12.2017
Grafenrheinfeld	KKG	PreussenElektra GmbH	27.06.2015
Neckarwestheim 1	GKN 1	EnBW Kernkraft GmbH	06.08.2011
Brunsbüttel	KKB	Kernkraftwerk Brunsbüttel GmbH & Co. oHG	06.08.2011
Isar 1	KKI 1	PreussenElektra GmbH	06.08.2011
Krümmel	KKK	Kernkraftwerk Krümmel GmbH & Co. oHG	06.08.2011
Philippsburg 1	KKP 1	EnBW Kernkraft GmbH	06.08.2011
Unterweser	KKU	PreussenElektra GmbH	06.08.2011
Biblis A	KWB A	RWE Nuclear GmbH	06.08.2011
Biblis B	KWB B	RWE Nuclear GmbH	06.08.2011
Obrigheim	KWO	EnBW Kernkraft GmbH	11.05.2005
Stade	KKS	Kernkraftwerk Stade GmbH & Co. oHG	14.11.2003
Würgassen	KWW	PreussenElektra GmbH	26.08.1994

Anlage	Abkürzung	Betreibergesellschaft	Ende Leistungsbetrieb
Mülheim-Kärlich	KMK	RWE Nuclear GmbH	09.09.1988
Gundremmingen A	KRB A	RWE Nuclear GmbH	13.01.1977
Lingen	KWL	RWE Nuclear GmbH	05.01.1977

Ergänzend zu dem hier vorliegenden Bericht sind die Betreiber nach § 4 des Transparenzgesetzes i. V. m. § 9 RückBRTransparenzV verpflichtet, bis zum 30. November 2023 einen gesonderten Bericht auf ihrer eigenen Internetseite zu veröffentlichen. Die Betreiber haben in diesem Bericht allgemeinverständlich darzulegen, wie sie ihren Rückbauverpflichtungen nachkommen werden. Ziel dieses Berichtes ist eine Erhöhung der Transparenz gegenüber der interessierten Öffentlichkeit.

2 Grundlagen und Prüfmethodik

2.1 Administrative und technische Aspekte des Rückbaus

Das Dreizehnte Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes (13. AtGÄndG) vom 31. Juli 2011 legte das jeweilige Ende der Berechtigung zum Leistungsbetrieb für die noch in Betrieb befindlichen Anlagen neu und individuell fest. Mit Ablauf des 31. Dezember 2022 sollten danach die letzten drei KKW Emsland, Isar 2 und Neckarwestheim 2 den Leistungsbetrieb einstellen. Am 4. Dezember 2022 wurde das Neunzehnte Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes beschlossen (19. AtGÄndG). Dieses erlaubte den zeitlich begrenzten Weiterbetrieb dieser drei KKW mit den jeweils in den KKW vorhandenen Brennelementen bis zum 15. April 2023.

Aufgrund des Verursacherprinzips obliegen den Betreibern als Rückbauverpflichtungen Organisation, Durchführung und Finanzierung von Stilllegung und Abbau der Anlagen sowie die fachgerechte Verpackung der radioaktiven Abfälle. Sie erhalten die Berechtigung zur Stilllegung und zum Abbau durch die Stilllegungs- und Abbaugenehmigung (SAG), die gemäß § 7 Absatz 3 AtG bei der zuständigen Genehmigungs- bzw. Aufsichtsbehörde (GAB) zu beantragen ist.

Das Verfahren auf erstmalige Erteilung einer SAG dauert in der Regel mehrere Jahre. Dies beinhaltet zunächst eine frühe Öffentlichkeitsbeteiligung nach dem Verwaltungsverfahrensgesetz, deren wesentliche Ergebnisse für die Verwendung im folgenden Genehmigungsverfahren festgehalten werden, welches sich nach den Vorschriften der *Verordnung über das Verfahren bei der Genehmigung von Anlagen nach § 7 des Atomgesetzes (AtVfV)* richtet und dem *Leitfaden zur Stilllegung, zum sicheren Einschluss und zum Abbau von Anlagen oder Anlagenteilen nach § 7 des Atomgesetzes* vom 16. September 2021 folgt. Wird ferner für ein KKW erstmals ein Antrag auf Stilllegung und Abbau gestellt, so ist eine Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) durchzuführen. In einem Scoping-Termin wird der Untersuchungsrahmen für die UVP festgelegt.

In § 6 Absatz 1 AtVfV ist festgelegt, welche Unterlagen des Genehmigungsverfahrens für zwei Monate öffentlich zur Einsicht ausgelegt werden müssen. Während dieser Zeit können Einwendungen gegen das Vorhaben erhoben werden, die in einem anschließenden Erörterungstermin von den Einwendern erläutert und mit ihnen diskutiert werden können.

Anschließend müssen weitere zuständige Behörden einbezogen und Sachverständige gehört werden. Darüber hinaus sind Pflichten nach dem EURATOM-Vertrag zu erfüllen und die Bundesaufsicht zu beteiligen, die im Bedarfsfall ihre Fachgremien einbindet. Die Einhaltung der Schutzziele nach Atom- und Strahlenschutzrecht ist beim Abbau eines KKW jederzeit zu gewährleisten. Ergeben sich keine Hinderungsgründe, erteilt die GAB die SAG. Erst in dem sich anschließenden Aufsichtsverfahren, das den konkreten Abbauprozess begleitet, werden die letzten Detailfragen des Abbaus geklärt. Dazu wird der Abbau schrittweise in Einzelmaßnahmen untergliedert, die vom Betreiber inhaltlich dargelegt und von der Aufsichtsbehörde zur Kenntnis genommen werden müssen bzw. denen die Aufsichtsbehörde im Einzelfall zustimmt.

Eine SAG kann entsprechend der vom Betreiber gewählten und beantragten verfahrensmäßigen Umsetzung neben der Stilllegung bereits das Abbauprojekt als Ganzes oder zunächst nur eine erste Abbauphase umfassen.

Eine SAG enthält regelmäßig eine Vielzahl von Auflagen und Nebenbestimmungen. Hierzu gehört in aller Regel die Pflicht, die Inanspruchnahme der SAG anzuzeigen. Nach Zustimmung der GAB wechselt die Anlage in den Restbetrieb. Der Restbetrieb dauert bis zur Entlassung der gesamten Anlage aus der atom- und strahlenschutzrechtlichen Überwachung. In diesem Zeitraum erfolgt der Abbau der Anlage, das heißt der Gebäude, Systeme

und Komponenten, die zuvor nach § 7 Absatz 1 AtG genehmigt waren und keiner konventionellen Nachnutzung zugeführt werden sollen. Hierfür veranschlagen die Betreiber meist eine Dauer von 10 bis 15 Jahren.

Der genaue Verlauf des Abbaus erfolgt von Reaktor zu Reaktor unterschiedlich. Dabei spielen neben der individuellen Planung insbesondere die technischen Unterschiede der einzelnen Anlagen eine wesentliche Rolle. So unterscheiden sich beispielsweise Siede- und Druckwasserreaktoren in Aufbau und Funktion deutlich voneinander. Dennoch lassen sich einige Gemeinsamkeiten finden, die geeignet sind, den Abbaufortschritt der einzelnen Anlage kenntlich zu machen. Zu diesem Zweck hat das BAFA Meilensteine für das Genehmigungsverfahren (1-4) und für den Abbauprozess (A-I) definiert, die in den folgenden Absätzen näher erläutert werden.

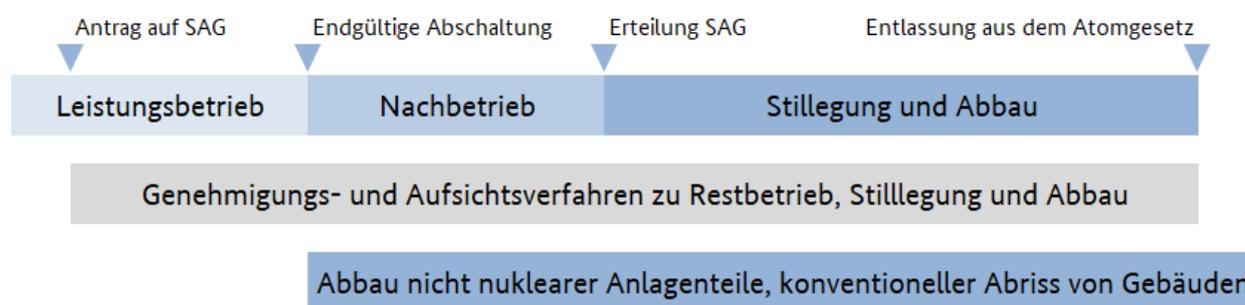
Mit den Meilensteinen für das Genehmigungsverfahren lassen sich dessen Fortgang und Sachstand dokumentieren. Den ersten Meilenstein erreicht ein Betreiber, wenn er den Antrag auf eine erste SAG stellt, den zweiten mit der Durchführung des Erörterungstermins, den dritten mit der Erteilung der ersten SAG und den vierten mit der Erteilung jenes Bescheides, mit dem das Abbauprojekt vollständig genehmigt ist. Wird auf einen Gesamtantrag hin eine umfassende Genehmigung erteilt, fallen der dritte und der vierte Meilenstein auf das gleiche Datum.

Die vom BAFA definierten Meilensteine für den Abbaufortschritt beginnen zunächst mit dem Datum der Zustimmung der GAB zur Inanspruchnahme der SAG oder der Umsetzung erster, mit ihr genehmigter Maßnahmen. Diesem Meilenstein A folgt Meilenstein B sobald die Anlage insgesamt kernbrennstofffrei ist. Dieser Zustand ist ein wichtiger Zwischenschritt in jedem Stilllegungsprojekt, weil damit bereits rund 99 Prozent des radioaktiven Inventars aus der Anlage entfernt wurden. Meilenstein C wird erreicht, wenn die Einbauten des Reaktordruckbehälters (RDB) demontiert sind, und Meilenstein D, wenn der RDB selbst entfernt werden konnte. Meilenstein E dokumentiert den erfolgten Abbau des sog. Biologischen Schilts; Meilenstein F jenen des Sicherheitsbehälters. Meilenstein G wird mit dem ersten Freigabeantrag bezogen auf Gebäude und/oder Gelände erreicht. Die Erteilung des ersten Freigabebescheides erfüllt die Voraussetzung für Meilenstein H. Meilenstein I steht für die vollständige Entlassung der gesamten Anlage aus der atom- und strahlenschutzrechtlichen Überwachung. Damit enden sowohl der Restbetrieb der jeweiligen Anlage als auch der anlagebezogene Transparenzauftrag des BAFA.

Im Einzelnen können aufgrund der Komplexität des Prozesses und der Verschiedenheit der Anlagen sowie der gewählten Abbaustrategien auch Verschiebungen einzelner Maßnahmen und Sachverhalte in einem konkreten Stilllegungsprojekt eines KKW auftreten, sodass auch die Meilensteine nicht zwingend in der alphabetischen Reihenfolge erreicht werden müssen.

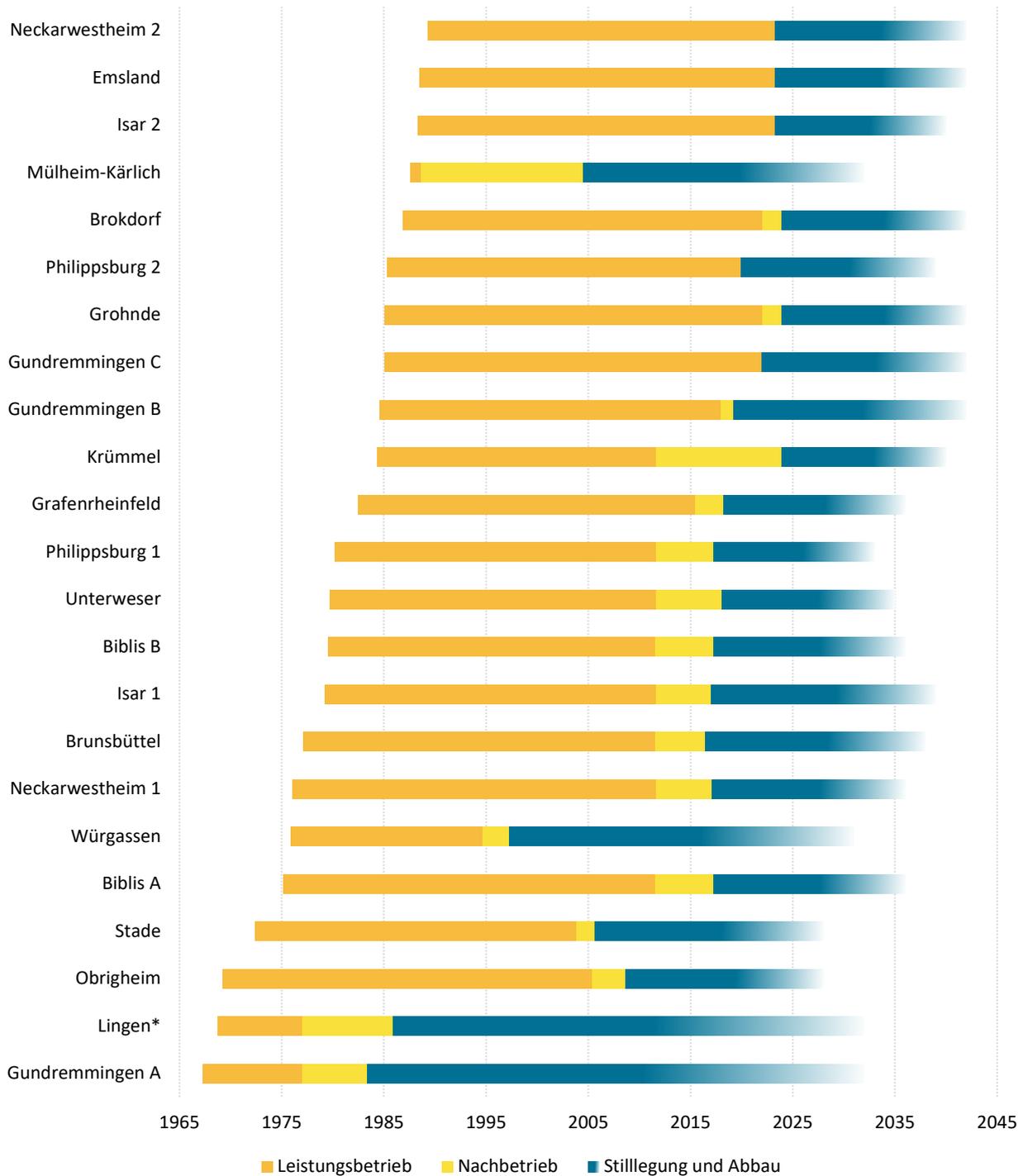
Die folgende Abbildung zeigt beispielhaft einen KKW-Rückbauprozess.

Abbildung 1: **Schema Rückbauprozess**



In der nächsten Grafik sind die Anlagen und näherungsweise deren historische Betriebsphasen mit der voraussichtlichen Abbaudauer aufgeführt. Die Darstellung basiert auf Informationen der Betreibergesellschaften, die dem BAFA vorgelegt worden sind.

Abbildung 2: Historische Betriebsverläufe und künftige Betriebsplanungen



* Für das KWL wurde 1985 die Genehmigung zur Stilllegung und zur Herbeiführung und Betrieb des Sicherem Einschlusses erteilt. Die erste Phase des Abbaus nach dem Sicherem Einschluss wurde Ende 2015 genehmigt.

Zum Stichtag 31. Dezember 2022 befanden sich noch drei der 23 Anlagen – das KKI 2, das KKE sowie GKN 2 – im Leistungsbetrieb. Des Weiteren befanden sich noch drei Anlagen (KKK, KBR und KWG) in der Nachbetriebsphase sowie 17 Anlagen in Stilllegung und Abbau.

Für detaillierte Informationen zu den einzelnen Anlagen wird auf Anhang A dieses Berichtes verwiesen.

2.2 Haftung für Rückbauverpflichtungen innerhalb der Konzerne

Hinsichtlich der Pflicht zum Rückbau von KKW gelten die atomrechtlichen Vorgaben. Somit sind für die Kosten der Stilllegung und des Abbaus der KKW sowie der fachgerechten Verpackung der radioaktiven Abfälle die Betreiber u.U. auch mittelbar die Anteilseigner der Betreibergesellschaften verantwortlich. Bis zum Erreichen des Zeitpunkts der gesetzlich angeordneten Beendigung des Leistungsbetriebs der KKW können aus dem Verkauf von Strom aus Kernenergie noch Einkünfte erzielt werden. Nach dem Ende des Leistungsbetriebs der letzten KKW müssen die Rückbauverpflichtungen aus dem bestehenden Gesellschaftsvermögen der jeweiligen Betreibergesellschaft bedient werden. Um die Auswirkungen möglicher, nicht ausreichender Vermögenswerte der Betreibergesellschaften zur Deckung der Rückbauverpflichtungen zu klären, werden im Folgenden die Haftungsverhältnisse innerhalb der Energiekonzerne näher erläutert.

Gesellschaften haften für die Verbindlichkeiten einer anderen Konzerngesellschaft nicht schon allein aufgrund der gemeinsamen Zugehörigkeit zu einem Konzernverbund. Die meisten Betreibergesellschaften sind als Gesellschaften mit beschränkter Haftung (GmbH) verfasst. Für diese gilt der gesellschaftsrechtliche Grundsatz der Haftungstrennung (§ 13 Abs. 2 GmbHG): Demnach haftet für die Verbindlichkeiten einer Gesellschaft nur das Gesellschaftsvermögen, nicht aber dasjenige der Gesellschafter bzw. Muttergesellschaften. Voraussetzung für eine ausnahmsweise Haftung ist das Vorliegen besonderer organisationsrechtlicher Strukturen. Eine unbeschränkte Haftung besteht etwa für die Muttergesellschaft(en) einer Personengesellschaft. Innerhalb der Energiekonzerne tritt diese organisationsrechtliche Struktur insbesondere bei Gemeinschaftskraftwerken in Form von *Betreiber GmbH & Co. oHG* auf. Auf die vorliegenden gesellschaftsrechtlichen Strukturen der Betreibergesellschaften wird in Kapitel 3 näher eingegangen. Zudem enthält Anhang B einen schematischen Überblick zu den gesellschaftsrechtlichen Situationen.

Darüber hinaus können vertragliche Vereinbarungen eine Mithaftung begründen. Dies kann etwa durch Bürgschaft, Schuldbeitritt, Garantie oder Patronatserklärung der Muttergesellschaft gegenüber einem Gesellschaftsgläubiger geschehen. Das Vorliegen eines Beherrschungs- und/oder Gewinnabführungsvertrags führt hingegen nicht zu einer Haftung der Muttergesellschaft gegenüber dem Gläubiger, sondern dazu, dass die Muttergesellschaft ihrer Tochter im Innenverhältnis grundsätzlich jeden während der Vertragsdauer entstehende Jahresfehlbetrag auszugleichen hat (§ 302 Aktiengesetz – AktG). Es besteht keine gesetzliche Verpflichtung für den Abschluss bzw. für den Fortbestand von Beherrschungs- und/oder Gewinnabführungsverträgen. Allerdings bestehen teilweise Auflagen in den Betriebs-, Stilllegungs- bzw. Abbaugenehmigungen, dass Änderungen oder Beendigungen solcher Vereinbarungen von der Aufsichtsbehörde zu genehmigen sind.

Die Kündigung von Beherrschungs- und/oder Gewinnabführungsverträgen führt dazu, dass ein Gläubiger der beherrschten Gesellschaft innerhalb von sechs Monaten nach Bekanntmachung im Handelsregister eine Sicherheitsleistung für bereits bestehende Verpflichtungen von der Muttergesellschaft verlangen kann (§ 303 AktG). Weitergehend haben sog. harte Patronatserklärungen zur Folge, dass der Patron für Verpflichtungen gegenüber Dritten uneingeschränkt haftet. Die Kündigung von Patronatserklärungen wirkt sich nur auf künftige Verpflichtungen aus. Die Haftung des Patrons für bis zur Kündigung eingegangene Verpflichtungen bleibt vollumfänglich bestehen. Das Vorliegen von Beherrschungs-, Gewinnabführungsverträgen und Patronatserklärungen wird an den entsprechenden Stellen in Kapitel 3 beschrieben.

Darüber hinaus können auch weitere vertragliche Vereinbarungen (z. B. Stromlieferverträge) zwischen Betreibergesellschaft und Anteilseignern ein Haftungsverhältnis für Verpflichtungen begründen.

Eine Besonderheit im Hinblick auf die Haftung für Rückbauverpflichtungen ergibt sich aus dem am 16. Juni 2017 in Kraft getretenen Gesetz zur Nachhaftung für Abbau- und Entsorgungskosten im Kernenergiebereich (Nachhaftungsgesetz), welches eine subsidiäre und begrenzte Nachhaftung der beherrschenden Unternehmen vorsieht, wenn der Betreiber seinen atomrechtlichen Zahlungsverpflichtungen nicht nachkommen kann. Für diesen Fall wird sichergestellt, dass das Vermögen der herrschenden Unternehmen als Haftungsgrundlage für die Kosten von Stilllegung, Abbau und fachgerechter Verpackung der radioaktiven Abfälle auch in Zukunft bereitsteht. Die Betreiber sind verpflichtet, als Teil der Aufstellung nach § 3 Absatz 1 des Transparenzgesetzes eine Liste der Gesellschaften einzureichen, die nach § 1 Nachhaftungsgesetz für die Erfüllung der in der Aufstellung erfassten Rückbauverpflichtungen haften (Haftungskreis).

2.3 Rückstellungen für Rückbauverpflichtungen

Um ihrer Rückbauverpflichtung nachkommen zu können, müssen die Betreiber von KKW gemäß den handelsrechtlichen Vorschriften (§§ 249 ff HGB) Vorsorge treffen, indem sie hierfür in ihrer Bilanz Rückstellungen bilden. Diese sind unter anderem für ungewisse Verbindlichkeiten zu bilden, auch solche aufgrund öffentlich-rechtlicher Verpflichtungen. Die Höhe, in der die Rückstellungen angesetzt werden, richtet sich nach § 253 Absatz 1 Satz 2 HGB, wonach sie in Höhe des nach vernünftiger kaufmännischer Beurteilung notwendigen Erfüllungsbetrages anzusetzen sind. Hierdurch ergibt sich für den Bilanzierenden ein Schätzungsspielraum, der allerdings durch die Grundsätze ordnungsgemäßer Buchführung, insbesondere durch das Vorsichtsprinzip, eingeschränkt wird. Demnach ist der Betrag für die Rückstellung so anzusetzen, dass die überwiegende Wahrscheinlichkeit gegen eine höhere Inanspruchnahme spricht.

Für den größten Teil der Rückbauverpflichtungen sind bereits bis zum jetzigen Zeitpunkt Rückstellungen in den Bilanzen der Betreiber gebildet worden, da Rückstellungszuführungen während des verbleibenden Betriebs von KKW nur noch in geringem Maße erfolgen (insbesondere im Zusammenhang mit der Verpflichtung zur Entsorgung laufend entstehender zusätzlich zu entsorgender Betriebsabfälle). Allerdings können beispielsweise neue technologische Erkenntnisse oder regulatorische Auflagen dazu führen, dass Kostenschätzungen für den Rückbau angepasst werden müssen. Zudem können sich verändernde Annahmen zur Preissteigerung und zu den Zinsentwicklungen auf die Höhe der Rückstellungen auswirken. In deren Folge würden neue Rückstellungszuführungen oder -auflösungen die Ertragslage beeinflussen. Solche Entwicklungen sind dem BAFA in den jährlichen Meldungen mitzuteilen.

Bei der Kalkulation der Rückstellungen für Rückbauverpflichtungen greifen die Betreibergesellschaften überwiegend auf externe Sachverständige zurück. Als Grundlage für die Dotierung der Rückstellungen für den Rückbau von KKW werden regelmäßig gutachterliche Schätzungen der Siempelkamp NIS-Ingenieurgesellschaft mbH (NIS) herangezogen. Die Siempelkamp-Gruppe ist u.a. ein Anbieter für Nukleartechnik. Diese Gutachten bilden den überwiegenden Teil der gesamten Kosten für den Nach- und Restbetrieb und den Abbau einer Anlage sowie die Kosten für die Reststoffbearbeitung und Verpackung der radioaktiven Abfälle ab. Ausgeklammert sind hierbei die mit der Brennelemententsorgung, der Betriebsabfallentsorgung und der Rückführung der Abfälle aus der Wiederaufarbeitung zusammenhängenden Kosten. Die Gutachten werden je Anlage erstellt und jährlich aktualisiert. Dabei werden laufend Daten über den Projektfortschritt zwischen Betreiber und NIS ausgetauscht. Ergeben sich hieraus neue Erkenntnisse, die zu höheren Kosten führen, müssen entsprechende Rückstellungszuführungen geleistet werden. Zeigt sich hingegen, dass geplante Ausgaben geringer ausfallen als die angesetzten Rückstellungen, werden Rückstellungen aufgelöst. Die übrigen Kosten für o. g. Maßnahmen kalkulieren die Betreiber selbst anhand bestehender Verträge, eigener Erfahrungen sowie interner Expertise.

Wird der gesamte Rückbauprozess zum Zeitpunkt der Stilllegung betrachtet, macht der nach dieser Methode kalkulierte Anteil an den Rückstellungen für Rückbauverpflichtungen über 75 Prozent aus. Mit zunehmendem Rückbaufortschritt kann sich dieser Anteil verändern. Der übrige Rückstellungsanteil betrifft ausschließlich die Aufgabe *Reststoffbearbeitung und Verpackung der radioaktiven Abfälle* und hier im Wesentlichen die verbleibenden Kosten für die Entsorgung der bestrahlten Brennelemente, die Rückführung der radioaktiven Abfälle aus der Wiederaufarbeitung und die Verpackung der Betriebsabfälle. Die Kostenschätzungen hierfür basieren auf Verträgen mit ausländischen Wiederaufarbeitungsunternehmen und anderen Entsorgungsbetrieben. Außerdem liegen ihnen Konzepte interner und externer Experten zugrunde, insbesondere der GNS Gesellschaft für Nuklear-Service mbH (GNS).

Der in § 253 Absatz 1 Satz 2 HGB aufgeführte Begriff *Erfüllungsbetrag* soll deutlich machen, dass künftige Preis- und Kostensteigerungen bzw. –senkungen bei der Bewertung von Rückstellungen zu berücksichtigen sind, sofern diese objektiv nachvollziehbar und hinreichend sicher sind. Durch das Abstellen auf Preis- und Kostenverhältnisse zum Zeitpunkt der Erfüllung soll insbesondere einer zu geringen Dotierung von Rückstellungen entgegengewirkt werden. Für die Festlegung der Preis- und Kostenannahmen können die Angaben der allgemeinen Preissteigerungen des Statistischen Bundesamtes sowie das Inflationsziel der Europäischen Zentralbank als Anhaltspunkt dienen. Da Rückbauverpflichtungen wesentlich von Personalkosten geprägt sind, müssen üblicherweise auch zu erwartende Lohn- und Gehaltstrends in die Berechnung einbezogen werden.

Zudem sind Rückstellungen mit einer Restlaufzeit von mehr als einem Jahr gemäß § 253 Absatz 2 Satz 1 HGB abzuzinsen. Die Abzinsungszinssätze (bzw. Diskontierungszinssätze) werden gemäß § 253 Absatz 2 Satz 4 HGB von der Deutschen Bundesbank nach Maßgabe der Rückstellungsabzinsungsverordnung ermittelt und monatlich bekanntgegeben. Die Abzinsung der Rückstellungsbeträge auf den Barwert trägt dem Umstand Rechnung, dass der für Rückstellungen gebundene Kapitalstock eine Rendite erzielt.

Zinssatzänderungen oder geänderte Annahmen zur Preissteigerung haben insbesondere bei langfristigen Rückstellungen, wie bei den hier betrachteten Rückbauverpflichtungen, einen erheblichen Einfluss auf die Rückstellungshöhe. In der Regel handelt es sich hierbei um exogen vorgegebene Faktoren, sodass Ermessensspielräume der Betreiber nur begrenzt vorhanden sind.

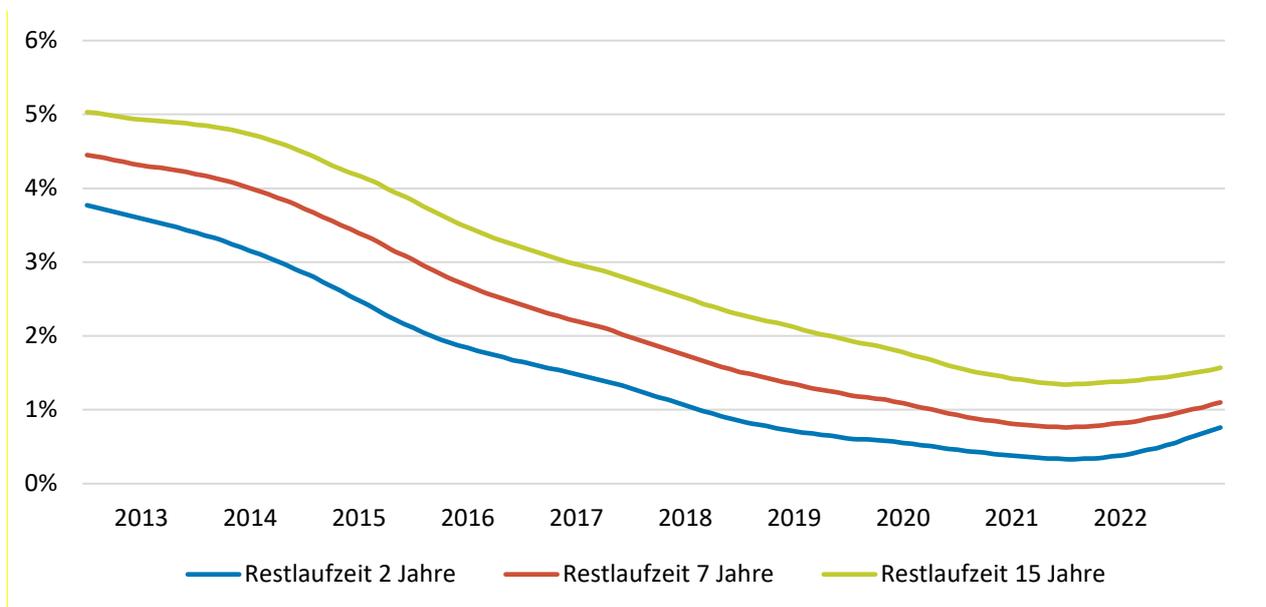
Im Gegensatz zu den Vorjahren war im Jahr 2022 ein Anstieg der Diskontierungszinssätze zu verzeichnen, was ceteris paribus zu einem Rückgang der Rückstellungsbeträge für Rückbauverpflichtungen führt. Die letzte Dekade war geprägt von einem Zinsumfeld mit historisch niedrigen Zentralbankzinsen. So lagen die von der Europäischen Zentralbank (EZB) festgelegten Leitzinsen bis Juli 2022 bei 0,0 Prozent.

Bereits im Jahr 2021 stieg die Inflationsrate im Vergleich zum Vorjahr deutlich an. Dieser Trend verstärkte sich noch einmal in 2022, so dass das Statistische Bundesamt zum Höhepunkt dieser Entwicklung einen Anstieg der Inflationsrate von 10,4 Prozent im Oktober 2022 zum Vorjahresmonat feststellte. Zwar schwächte sich die Inflationsrate im Dezember 2022 mit 8,6 Prozent ab, blieb jedoch auf einem hohem Niveau, so dass das Statistische Bundesamt insgesamt eine durchschnittliche Erhöhung des Verbraucherpreisniveaus von 6,9 Prozent in 2022 feststellte.

Als Reaktion auf die steigenden Inflationsraten hob die EZB die Leitzinssätze in der Folge deutlich an. Im Februar 2023 wurden die maßgeblichen Leitzinssätze um 50 Basispunkte angehoben. Im weiteren Verlauf des Jahres hob die EZB die Leitzinssätze im März, Mai, Juni, Juli sowie nochmals im September 2023 um jeweils 25 Basispunkte an, um so ihr oberstes Ziel, die Gewährleistung der Preisniveaustabilität in der Eurozone, zu erreichen. Das Niveau der Leitzinssätze befand sich zum Zeitpunkt der Erstellung des Berichts bei 4,5 Prozent. In 2023 zeichnet sich ein Rückgang der Inflation ab. Stieg die Kerninflationsrate der EU, also ohne Berücksichtigung der Teuerung von Energie und Lebensmitteln, noch im März 2023 erheblich an, so sieht die EZB in den Schätzungen für die bereinigten Indikatoren auch einige Anzeichen für eine Abschwächung. Die EZB geht davon aus, dass die Inflation länger auf einem hohen Niveau verbleiben wird. Nach einem deutlichen Rückgang in 2023 rechnet die EZB mit einer schrittweise sinkenden Gesamtinflation in den nachfolgenden zwei Jahren sowie dem Erreichen des Inflationsziels der EZB im Jahr 2025.

Da es sich bei den für die Diskontierung von Rückstellungen anzuwendenden Zinssätzen um 7-Jahresdurchschnittswerte handelt, ist ob der oben geschilderten Entwicklung zukünftig jedoch nicht von einem abrupten Anstieg der Diskontierungszinssätze nach Absatz 2 Satz 4 HGB auszugehen. Abbildung 3 zeigt die Entwicklung der von der Deutschen Bundesbank veröffentlichten Diskontierungszinssätze von 2013 bis Juni 2023 im 7-Jahresdurchschnitt.

Abbildung 3: **Diskontierungszinssätze nach Restlaufzeit im 7-Jahresdurchschnitt**



Die Einhaltung der Rechnungslegungsgrundsätze für Rückstellungen obliegt den Unternehmen, die die entsprechenden Rechnungslegungsvorschriften zu beachten haben. Darüber hinaus ist es Aufgabe des Abschlussprüfers zu prüfen, ob der Passivierungspflicht von ungewissen Verbindlichkeiten in angemessener Höhe nachgekommen wird. Die Prüfung der Rechnungslegung setzt sich im Wesentlichen aus der Feststellung und Beurteilung von Fehlerrisiken, Funktionsprüfungen des internen Kontrollsystems sowie aussagebezogenen Prüfungen (analytische Prüfungshandlungen und Einzelfallprüfungshandlungen) zusammen. Aufgrund der hohen Komplexität des Prüfungsgebietes *Kernenergie Rückstellungen* erfolgt die Prüfung durch eine Kombination dieser Prüfungshandlungen mit Schwerpunkt auf den aussagebezogenen Prüfungshandlungen. Diese umfassen die Plausibilität und Richtigkeit der Berechnungen und Parameter (z. B. Kostensteigerungsrate, Diskontierungszinssatz, Kostenansätze, Auszahlungszeitpunkte) sowie eine Auseinandersetzung mit den Gutachten bzw. Unterlagen von externen Sachverständigen (z. B. NIS und GNS) und weiteren den Rückstellungen zugrundeliegenden Verträgen (z. B. Rückführung und Behälterbeschaffung).

2.4 Prüfmethodik

Basierend auf den nach § 1 Absatz 1 des Transparenzgesetzes von den Betreibern vorgelegten Informationen deckt das BAFA folgende Prüffelder ab:

- Die Auflistung sämtlicher Gesellschaften, die für die Erfüllung der in der Aufstellung erfassten kerntechnischen Rückbauverpflichtung haften (Haftungskreis),
- die im jeweiligen Jahresabschluss ausgewiesenen Rückstellungsbeträge aufgliedert nach den einzelnen Aufgaben der Entsorgungsverpflichtungen mit den entsprechenden dafür angesetzten Aufwendungen (Rückstellungen für Rückbauverpflichtungen),
- die Angaben zur Finanzierung der Rückbauverpflichtungen, in der Regel über Ausgleichsansprüche innerhalb des Konzerns (Verfügbarkeit liquider Mittel).

Die Betreiber sind verpflichtet, als Teil der Auskunftspflicht nach § 3 Absatz 1 des Transparenzgesetzes eine Liste der Gesellschaften einzureichen, die nach § 1 Gesetz zur Nachhaftung für Abbau- und Entsorgungskosten im Kernenergiebereich (Nachhaftungsgesetz) für die Erfüllung der in der Aufstellung der Rückstellungen erfassten Rückbauverpflichtungen haften (Haftungskreis). Das Nachhaftungsgesetz sieht vor, dass eine subsidiäre und begrenzte Nachhaftung der beherrschenden Unternehmen eintritt, wenn der Betreiber seinen atomrechtlichen Zahlungsverpflichtungen nicht nachkommen kann. Für diesen Fall wird sichergestellt, dass das Konzernvermögen als Haftungsgrundlage für die Kosten von Stilllegung, Abbau und fachgerechter Verpackung der radioaktiven Abfälle auch in Zukunft bereitsteht.

Mit der Aufstellung der Haftungskreisliste und der Übermittlung an das BAFA soll gewährleistet werden, dass Änderungen von Beteiligungs- bzw. Einflussverhältnissen im Vergleich zum Vorjahr erkennbar werden. Das BAFA erlangt darüber hinaus einen Überblick über die bestehenden Gesellschaftsstrukturen der Betreiber, die Einbindung in den Konzernverbund sowie die speziellen vertraglichen Vereinbarungen (Beherrschungs- und Gewinnabführungsverträge, Patronatserklärungen) innerhalb der Konzerne.³ Auf etwaige Änderungen des Haftungskreises und/oder der Gesellschaftsstruktur wird eingegangen.

Das BAFA verschafft sich mithilfe der jährlich nach § 2 Absatz 1 des Transparenzgesetzes zu übermittelnden Aufstellungen der Rückstellungen einen Überblick über die finanziellen Rückbauverpflichtungen und prüft die Auswirkungen geänderter Annahmen (z. B. zu Preissteigerung und Zinsentwicklungen) oder anderer exogener Faktoren (wie z. B. neue technologische Erkenntnisse oder regulatorische Auflagen) auf die Höhe der durch die Betreiber angesetzten Rückstellungen.

In Kapitel 3 werden die der Rückstellungsbewertung zugrunde gelegten Preisannahmen je Betreiber dargestellt. Bereits im Vorjahr teilten die Betreiber mit, dass die Situation der Preisentwicklungen im Rückbaubereich genau beobachtet werde und bei Bedarf Anpassungen bei den Preisannahmen erfolgen würden. Nach Prüfung der Preissteigerungsraten wurde im Berichtsjahr 2022 von allen Betreibern eine Anpassung der Preisannahmen vorgenommen, auf welche in den jeweiligen Kapiteln eingegangen wird.

Ein Anstieg der Preisannahmen führt zu höheren Rückstellungsbewertungen. Gleichzeitig wirkt der Anstieg der Diskontierungszinssätze (vgl. Kapitel 2.3) in entgegengesetzte Richtung, so dass sich die beiden Effekte teilweise

³ Siehe für eine Illustration Anhang B Organigramm der Betreiber und der EVU.

kompensieren. Die Entwicklung der Inflationsraten sowie die Veränderung des Zinsumfelds mit deren Auswirkungen auf die Rückstellungsbewertung für Rückbauverpflichtungen wurden in der diesjährigen Prüfung besonders betrachtet.

Neben einer Aufgliederung der Rückstellungspositionen nach Aufgaben und Aufwandsarten enthalten die Aufstellungen eine Planung der jährlich zu erwartenden Ausgaben bis zum voraussichtlichen Rückbauende. Die in den Aufstellungen enthaltenen Werte werden auf Plausibilität geprüft. Durch die jährliche Erfassung dieser Daten in einer Datenbank lassen sich analytische Prüfungshandlungen durchführen. So können beispielsweise Abgleiche mit den Rückbauplanungen der Betreiber beziehungsweise mit den erwarteten Ausgabenverläufen vorgenommen oder KKW-übergreifende Vergleiche angestellt werden. Weiterhin können Rückschlüsse auf Rückbauverläufe aus jahresübergreifenden Vergleichen gezogen werden.

Darüber hinaus erfolgt ein Abgleich der übermittelten Rückstellungswerte mit den in den Jahresabschlüssen testierten Rückstellungspositionen sowie eine Beurteilung der wesentlichen Änderungen zum Vorjahr. Bei Bedarf werden weitergehende Erläuterungen angefordert.

Die Aufstellungen der Rückstellungen sind von einem Wirtschaftsprüfer oder einer Wirtschaftsprüfungsgesellschaft daraufhin prüfen zu lassen, ob die ausgewiesenen Rückstellungsbeträge den Rückstellungen im Jahresabschluss entsprechen. Gemäß § 2 Absatz 4 Satz 3 des des Transparenzgesetzes müssen alle Betreiber diese Prüfberichte innerhalb eines Jahres nach dem Bilanzstichtag einreichen.⁴ Das BAFA baut seine Prüfung grundsätzlich auf den im Jahresabschluss testierten Rückstellungspositionen sowie weiteren für die Prüfung relevanten Positionen auf. Es geht dabei davon aus, dass die Jahresabschlüsse gemäß handelsrechtlicher Vorschriften korrekt und insbesondere die Rückstellungen für Rückbauverpflichtungen vollständig ermittelt wurden.

Die Betreibergesellschaften sind gesellschaftsrechtlich den Konzernen EnBW, E.ON, RWE, Stadtwerke München (SWM) oder Vattenfall zuzuordnen. Für die Zuordnung der handelsrechtlichen Rückstellungen der Betreiber zu den Konzernen wurden die maßgeblichen Regelungen zur Konzernrechnungslegung angewendet. Dabei können die den Konzernen zugeordneten Rückstellungen und die Höhe der rechtlich zu tragenden Rückbauverpflichtungen voneinander abweichen. Hintergrund ist, dass nach den anwendbaren Rechnungslegungsvorschriften die Rückstellungen der Betreibergesellschaften, die unter beherrschendem Einfluss eines Mutterunternehmens stehen, zu 100 Prozent in den Konzernabschluss eingehen, auch wenn die rechtlichen Anteile an der Betreibergesellschaft geringer sind (sog. Vollkonsolidierung). So führt beispielhaft der rechtliche Anteil von 80 Prozent an einer Betreibergesellschaft zu einer Bilanzierung der Rückstellung im Konzern zu 100 Prozent, obwohl die ökonomische Rückbauverpflichtung aus Sicht der Anteilseigner des Mutterunternehmens des Konzerns nur 80 Prozent beträgt. Zusätzlich ergeben sich zwischen den Jahresabschlüssen der Betreibergesellschaften und den Konzernabschlüssen auf Ebene der Mutterunternehmen Bewertungsunterschiede, da die Konzernabschlüsse mit Ausnahme von SWM nach den International Financial Reporting Standards (IFRS) und nicht nach den handelsrechtlichen Vorschriften aufgestellt werden.

Neben den aggregierten handelsrechtlichen Rückstellungen werden ergänzend die in den Konzernabschlüssen der EVU ausgewiesenen Rückstellungen für deren gesamten Kernenergiebereich analysiert und beschrieben.

Ein weiteres Prüffeld betrifft die Bewertung der Zahlungsfähigkeit der Betreiber für die Finanzierung der Rückbauverpflichtungen anhand der dargestellten liquiden Mittel gemäß § 2 Absatz 2 Satz 3 des Transparenzgesetzes. Dazu wird in einem ersten Schritt die Aktivseite in den Bilanzen der Betreiber und/oder Eigentümergesellschaften analysiert. Darüber hinaus werden die von den Betreibern eingereichten Planungen der liquiden Mittel für jeweils die nächsten drei Geschäftsjahre einer Plausibilitätsprüfung unterzogen.

Die in den Betreibergesellschaften erwirtschafteten Erträge werden größtenteils in den Konzernen gebündelt und als Teil des Liquiditäts- und Anlagemanagements verwaltet. Durch Forderungen der Betreibergesellschaften gegenüber verbundenen Unternehmen, Beherrschungs- und Ergebnisabführungsverträge sowie Kostenübernahmevereinbarungen besteht in diesen Fällen ein konzernweiter Haftungsverbund. Deshalb stellt die Vermögens- und Liquiditätsslage der Konzerne zur Bedienung der Ansprüche des Betreibers auf Übernahme der Rückbauverpflichtungen einen weiteren Untersuchungsgegenstand dar.

⁴ Die Prüfberichte aller Betreiber müssen demnach bis zum 31. Dezember 2023 eingereicht sein. Zum Zeitpunkt der Abgabe des Berichtsentwurfs lagen dem BAFA sämtliche entsprechende Prüfberichte vor.

Ein Schwerpunkt der Prüfung des BAFA liegt auf der Analyse der Vermögens-, Ertrags- und Finanzlage der Konzerne. Es werden die wesentlichen Geschäftsfelder der Konzerne dargestellt und es wird beschrieben, welche Geschäftsstrategie verfolgt wird. Zur Einschätzung, ob die Konzerne voraussichtlich ihren langfristigen Rückbauverpflichtungen nachkommen können, werden die langfristig zur Verfügung stehenden Vermögenswerte und die Verschuldungssituation analysiert. Um die Fähigkeit der Konzerne einzuschätzen, ihren kurzfristigen Rückbauverpflichtungen nachkommen zu können, werden die liquiden Mittel und liquidierbaren Wertpapiere einer Prüfung unterzogen. Zudem werden die kurzfristig zur Verfügung stehenden Instrumente zur Aufnahme von Fremdkapital ausgewertet.

Bei den Konzernanalysen bezieht das BAFA ergänzende Ausführungen der Betreiber zu den dargestellten liquiden Mitteln der Konzerne in die Bewertung ein. Alle Betreiber haben auch in diesem Jahr gemäß § 5 Absatz 4 RückBRTransparenzV eine Prognose der liquiden Mittel auf Konzernebene für mindestens die nächsten drei Jahre eingereicht. Zudem wurden weitere Unterlagen zur Darstellung der Finanzlage eingereicht (z. B. Kennzahlen der Konzerne, Ausführungen zum Finanzmanagement und der Vermögensverwaltung sowie Bewertungen Dritter). Das BAFA hat zudem weitere, öffentlich zugängliche Unterlagen (z. B. Geschäftsberichte der Konzerne) für seine Analyse herangezogen. In den jeweiligen Kapiteln der Betreiber wird auf die genutzten bzw. die möglichen Kapitalbeschaffungsmaßnahmen, die Finanzierungsbedingungen sowie die Liquiditätssituation der EVU im Berichtsjahr eingegangen.

Ein besonderes Augenmerk erfährt die Betrachtung der Chancen und Risiken und in diesem Zusammenhang die Beschreibung des Risikomanagements in den Jahresabschlüssen der Betreiber und den Geschäftsberichten der Konzerne. Zusätzlich haben die Betreiber bei der jährlichen Transparenzberichterstattung mögliche Chancen und Risiken hinsichtlich der kurzfristig verfügbaren liquiden Mittel dargestellt (§ 5 Absatz 3 Nummer 2 RückBR-TransparenzV). Weiterhin sind sie auf wirtschaftliche, technische oder rechtliche Entwicklungen eingegangen, die sich auf die Rückstellungen oder die liquiden Mittel auswirken können (§ 5 Absatz 6 Nr. 2 RückBRTransparenzV).

KKW sind komplexe technologische Anlagen und somit während des Rückbaus einem generellen Projektrisiko ausgesetzt. Gleichzeitig bestehen Chancen im Hinblick auf innovative Dekontaminations- und Abbautechniken oder Verfahrensoptimierungen. Chancen und Risiken im geschäftlichen Umfeld, die sich auf die Höhe der Rückstellung oder auf die verfügbaren liquiden Mittel auswirken können, werden bei der Prüfung durch das BAFA ebenfalls berücksichtigt. Grundsätzlich berichten die Betreiber von Risiken im Zusammenhang mit politischen und rechtlichen Rahmenbedingungen (z. B. Genehmigungsverfahren, strengere Sicherheitsauflagen, Klagen von Bürgern und Verbänden).

Für die im Jahr 2022 noch laufenden KKW Emsland, Isar 2 und Neckarwestheim 2 kamen zusätzlich operative Risiken in Form von ungeplanten Betriebsunterbrechungen in Betracht. Der Betrieb dieser KKW verlief nach Aussagen ihrer Betreiber ohne gravierende Beschränkungen.

Im Jahr 2022 wurde das 19. AtGÄndG verabschiedet. In diesem Zuge wurde unter anderem der befristete Weiterbetrieb der KKKW Emsland, Isar 2 und Neckarwestheim 2 zugelassen. So wurde der § 7 Absatz 1e des Atomgesetzes dahingehend geändert, dass die Berechtigungen zum Leistungsbetrieb für die drei genannten KKKW erst mit Ablauf des 15. April 2023 erlöschen. Das BAFA hat die Auswirkungen auf die entsprechenden Betreiber hinsichtlich der Rückbaudauer sowie der Rückstellungen für Rückbauverpflichtungen untersucht und in den nachfolgenden Kapiteln dargestellt.

Die Elektrizitätswirtschaft verzeichnete nach Angaben der AG Energiebilanzen im Jahr 2022 eine Verringerung der Nettostromerzeugung um 1,9 Prozent. Die Erzeugung von Strom in deutschen KKW fiel um 50 Prozent im Vergleich zum Vorjahreszeitraum und betrug 34,7 Mrd. kWh (Vorjahr: 69,1 Mrd. kWh). Diese Entwicklung war auf Grund der erfolgten Stilllegungen der KKW-Blöcke Grohne, Brokdorf und Gundremmingen C zu verzeichnen, welche dazu führten, dass die installierte Leistung der Kernenergie von 8.113 MW auf 4.055 MW sank.

Der Nettostromverbrauch in Deutschland fiel im Jahr 2022 nach Zahlen der AG Energiebilanzen um 4,2 Prozent. Der Rückgang ist neben der sich abschwächenden Konjunktur vor allem auf die Folge des russischen Angriffskrieges gegen die Ukraine und der damit verbundenen hohen Energiepreise zurückzuführen. Während die privaten Haushalte mit 139,3 Mrd. kWh (Vorjahr: 138,5 Mrd. kWh) und der Handel mit 133,2 Mrd. kWh (Vorjahr: 128,8 Mrd. kWh) mehr Energie verbrauchten als im Vorjahr, verbrauchte das verarbeitende Gewerbe wesentlich weniger Strom als im Vorjahr in Höhe von 188,5 Mrd. kWh (214,4 Mrd. kWh).

Der bis zum Jahresende 2020 zu beobachtende Anstieg bei den Börsenpreisen für Strom (EEX-Spotmarkt Phelix Base) auf 44 Euro pro MWh setzte sich im Verlauf des Jahres 2021 exponentiell fort. Lag der Preis pro MWh im Januar 2021 noch bei knapp 53 Euro, erreichte er im Dezember 2021 mit 221 Euro ein neues Allzeithoch. Auch

im Jahr 2022 unterlag der Preis starken Schwankungen und erreichte im August 2022 mit 465,18 Euro pro MWh einen neuen Höchststand. Erst im vierten Quartal beruhigte sich die Marktsituation und der Preis schloss im Dezember 2022 auf einem hohen Niveau von 251,62 Euro pro MWh ab.

Die Absicherung von Rohstoff- und Strompreisisiken hat für Energiekonzerne grundsätzlich eine große Bedeutung. Im Jahr 2022 führten die schwankenden Strom- und Rohstoffpreise zu spürbaren Effekten bei der Bilanzierung der Terminmarktgeschäfte der betrachteten Energiekonzerne. Dies ist darauf zurückzuführen, dass dieser Bilanzposten im Rahmen der Bilanzierung nach den IFRS zum Zeitwert bilanziert werden muss. Dies führt insbesondere bei den kurzfristigen Vermögenswerten und Schulden zu deutlichen Bewertungsschwankungen.

Die gestiegenen Rohstoff- und Strompreise führten grundsätzlich auch in 2022 zu einem hohen Niveau bei den Kassenbeständen, da der große Umfang an Termingeschäften mit hohen Sicherheitsleistungen (sog. Marginzahlungen) hinterlegt sein muss. Verglichen zum Vorjahr waren die Entwicklungen dieser Effekte bei den EVU unterschiedlich. So nahmen durch die Realisierung der zugrundeliegenden Absicherungsgeschäfte die Forderungen aus Derivaten ab. Gegenläufig wirkten sich der Abschluss von neuen Absicherungsgeschäften aus. Tendenziell ist bei überwiegend allen EVU aber eine Rücknahme zu verzeichnen.

Aufgrund der beschriebenen Entwicklungen waren entsprechende Veränderungen bei den in vergangenen Prüfungen verwendeten Kennzahlen, wie der Eigenkapitalquote und auch bei den liquiden Mitteln, zu registrieren. Diese Veränderung der Kennzahlen ist nur bedingt auf die operative Geschäftsentwicklung der EVU zurückzuführen, sondern basiert im Wesentlichen auf vorübergehenden Entwicklungen an den Terminbörsen. Die hier untersuchten Unternehmen sind je nach Geschäftsmodell unterschiedlich von diesen Entwicklungen betroffen. Hierauf wird in Kapitel 3 näher eingegangen.

Vor dem Hintergrund der Corona-Krise sahen sich die EVU der Gefahr eines verschärften Kontrahentenrisikos (Risiko, dass eine Vertragspartei ausfällt) ausgesetzt, da sich die wirtschaftliche Situation von Stromkunden bestimmter Branchen coronabedingt verschlechtert hatte. Es bestand seitens der EVU die Sorge, dass Kunden und Lieferanten ausfallen und ihren Verpflichtungen nicht mehr nachkommen können.

Zeitlich begrenzte staatliche Maßnahmen konnten Insolvenzen in größerem Umfang verhindern und führten in 2021 sogar zu abnehmenden Unternehmensinsolvenzen. Mit dem Auslaufen dieser Maßnahmen und der Entwicklung an den Strom- und Gasmärkten hat sich die Situation im Bereich des Kontrahentenrisikos wieder verschärft. So war erstmals wieder ein Anstieg der Unternehmensinsolvenzen in 2022 um 4,3 Prozent zum Vorjahr zu verzeichnen.

Grundsätzlich ist durch den Anstieg der Preise am Commodity Markt das Kontrahentenrisiko der EVU weiter gestiegen. Aufgrund der guten Bonität der meisten Handelspartner, welche von den EVU eingefordert und geprüft wird, der Systemrelevanz großer Lieferanten, der Einforderung von Sicherheitsleistungen und Garantien, einer ständigen Beobachtung und Prüfung und gegebenenfalls der Anpassung des Limits sowie des Abschließens von Rahmenverträgen wurde jedoch diesem Risiko begegnet.

3 Ergebnisse der Prüfung

3.1 EnBW

3.1.1 Konzern und Haftungskreis

Die EnBW Energie Baden-Württemberg AG (EnBW) ist das Mutterunternehmen des EnBW-Konzerns. Das Land Baden-Württemberg hält 46,75 Prozent und kommunale Anteilseigner halten ca. 50 Prozent der Anteile.

Die Aktivitäten von EnBW erstrecken sich über die gesamte energiewirtschaftliche Wertschöpfungskette und unterteilen sich in die folgenden drei Segmente:

- i. Intelligente Infrastruktur
- ii. Systemkritische Infrastruktur
- iii. Nachhaltige Erzeugungsinfrastruktur

Nach der Umgestaltung der Geschäftsfelder im Vorjahr hat EnBW das zweite Geschäftsjahr unter seiner neuen Strategie *EnBW 2025* abgeschlossen. Nach eigener Aussage befindet sich der Konzern auf dem Weg vom Energieversorger zum nachhaltigen und innovativen Infrastrukturpartner.

Es bestehen drei Segmente mit dem Fokus auf Infrastruktur. Das Segment *Intelligente Infrastruktur* umfasst neben dem Vertrieb von Strom und Gas auch energiewirtschaftliche Dienstleistungen sowie Breitbandaktivitäten zur Telekommunikation und stationäre Photovoltaikspeicher. Das Segment *Systemkritische Infrastruktur* beinhaltet

neben Transport und Verteilung von Strom und Gas auch netznahe Dienstleistungen und Wasserversorgung. Hingegen sind in dem Segment *Nachhaltige Erzeugungsinfrastruktur* alle Konzernaktivitäten zur erneuerbaren und konventionellen Energieerzeugung, Fernwärme sowie Entsorgung und Umweltdienstleistungen gebündelt.

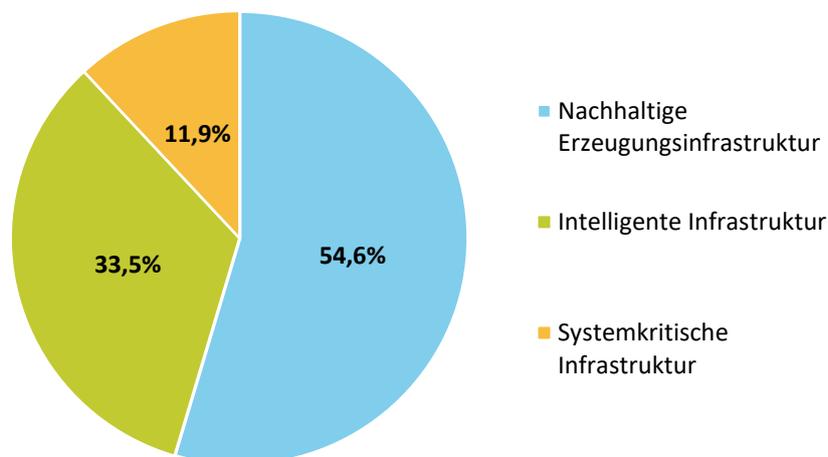
Im Jahr 2022 erzielte der EnBW-Konzern Umsatzerlöse in Höhe von 56,0 Mrd. Euro (Vorjahr: 32,1 Mrd. Euro).

Damit hat der Konzern im abgeschlossenen Geschäftsjahr eine Umsatzsteigerung von 74,5 Prozent zu verzeichnen, die insbesondere durch die gestiegenen Preise für Strom und Gas verursacht worden ist, bei einem nahezu gleichbleibenden Strom- und Gasabsatz im Vergleich zum Vorjahr.

Bei der Bewertung der einzelnen Segmente, zeigt sich am Umsatz eine erhebliche Steigerung in allen drei Segmenten. Im Besonderen jedoch im Segment *Nachhaltige Erzeugungsinfrastruktur*, welches ein Umsatzplus von 121,3 Prozent aufweisen kann. Hingegen kommen die Segmente *Systemkritische Infrastruktur* und *Intelligente Infrastruktur* auf ein Umsatzwachstum von 51,4 Prozent bzw. 34,8 Prozent.

Es zeigt sich somit folgende Verteilung der Umsatzanteile für den EnBW-Konzern:

Abbildung 4: Umsatzverteilung EnBW



Damit stieg der Anteil des Segments *Nachhaltige Erzeugungsinfrastruktur* am Gesamtumsatz um 11,9 Prozentpunkte auf 54,6 Prozent. Folglich nahm die Bedeutung der anderen beiden Segmente für den Konzernumsatz entsprechend ab um 10,1 Prozentpunkte bei *Intelligente Infrastruktur* und 1,8 Prozentpunkte bei *Systemkritische Infrastruktur*.

Der bereinigte (adjusted) Konzern-EBIT beträgt im Geschäftsjahr 1,7 Mrd. Euro (Vorjahr: 1,4 Mrd. Euro) und ist somit um ca. 21 Prozent angestiegen. Davon entfallen auf das Segment *Intelligente Infrastruktur* 337 Mio. Euro (Vorjahr: 162 Euro), *Systemkritische Infrastruktur* 404 Mio. Euro (Vorjahr: 687 Mio. Euro) und *Nachhaltige Erzeugungsinfrastruktur* 1.187 Mio. Euro (Vorjahr: 794 Mio. Euro).

Bei den Anteilen am bereinigten EBIT des Konzerns zeigen die Segmente *Intelligente Infrastruktur* mit einer Steigerung auf 17,5 Prozent (Vorjahr: 9,8 Prozent) und *Nachhaltige Erzeugungsinfrastruktur* mit einem Anteil von 61,6 Prozent (Vorjahr: 48,4 Prozent) eine ähnliche Entwicklung.

Hingegen ist der Anteil des Segments *Systemkritische Infrastruktur*, welches das regulierte Netzgeschäft enthält, auf 21,0 Prozent gesunken (Vorjahr: 41,8 Prozent). Für den Rückgang des Ergebnisses war der erheblich gestiegene Aufwand für die Netzreserve einschließlich Redispatch zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit infolge der stark gestiegenen Anzahl der Einsätze und Preise verantwortlich.

Das Kernenergiegeschäft ist dem Segment *Nachhaltige Erzeugungsinfrastruktur* der EnBW zugeordnet. Die atomrechtliche Betriebsführung der KKW obliegt der EnBW Kernkraft GmbH (EnKK) als Inhaber der atomrechtlichen Genehmigung. Die Gesellschafter der EnKK sind die EnBW mit 99,75 Prozent, die Deutsche Bahn AG mit 0,2 Prozent und die Kernkraftwerk Obrigheim GmbH (KWO GmbH) mit 0,05 Prozent.

EnKK ist atomrechtlicher Betreiber der Anlagen GKN 1, GKN 2, KWO, KKP 1 und KKP 2. Das KWO wurde 2005 endgültig abgeschaltet und befindet sich seit 2008 im Rückbau, der bereits weit fortgeschritten ist. Das

KKP 1 und das GKN 1 wurden 2011 und KKP 2 im Jahr 2019 endgültig abgeschaltet. Das Ende des Leistungsbetriebs für die Anlage GKN 2 war ursprünglich zum 31. Dezember 2022 vorgesehen. Mit dem 19. AtGÄndG wurde ein begrenzter Weiterbetrieb des GKN 2 bis zum 15. April 2023 zugelassen.

Die EnKK ist atomrechtlicher Betreiber der KKW, nicht aber deren Eigentümer. Sie ist von der Erfüllung der Rückbauverpflichtungen von den Eigentümergesellschaften befreit worden. Aufgrund dessen sind die Rückstellungen bei den Eigentümergesellschaften gebildet worden. Die Struktur der Eigentumsverhältnisse ergibt sich wie folgt: Die EnBW AG hält als Eigentümergesellschaft 48,40 Prozent Bruchteileigentum an GKN 1 und 62,41 Prozent an GKN 2 sowie jeweils das Alleineigentum an KKP 1 und KKP 2. Der Anteil der TWS Kernkraft GmbH (TKK) beträgt 51,60 Prozent an GKN 1 und 37,59 Prozent an GKN 2. Die KWO GmbH ist alleinige Eigentümergesellschaft des KWO. Die EnKK, die TKK sowie die KWO GmbH sind vollständig in den Konzernabschluss der EnBW AG einbezogen. Der EnBW-Konzern trägt für die o.g. Anlagen 100 Prozent der Rückbauverpflichtungen.

Zwischen dem atomrechtlichen Betreiber EnKK sowie den Eigentümergesellschaften TKK und KWO GmbH bestehen mit der EnBW AG jeweils Ergebnisabführungsverträge.

Die von der EnKK vorgelegte Liste der Gesellschaften des Haftungskreises umfasst zum 31. Dezember 2022 als einziges herrschendes Unternehmen die EnBW AG.

Nach Einschätzung des BAFA ist diese Liste vollständig und umfasst alle nach § 1 des Nachhaftungsgesetzes herrschenden Unternehmen im Sinne von § 2 des Nachhaftungsgesetzes. Zum Vorjahr haben sich keine Änderungen am Haftungskreis ergeben.

3.1.2 Rückstellungen auf Betreiber- und Konzernebene

Die Rückstellungen für Rückbauverpflichtungen, die aus der Aufstellung der Rückstellungen nach § 2 Absatz 1 des Transparenzgesetzes hervorgehen, betragen insgesamt 4,8 Mrd. Euro (Vorjahr: 4,5 Mrd. Euro). Der Rückstellungsbetrag umfasst die Anlagen GKN 1, GKN 2, KKP 1, KKP 2 und KWO jeweils zu 100 Prozent. Die Rückstellungsbeträge haben sich im Jahresvergleich infolge eines positiven Saldos aus Zuführungen und Auflösungen erhöht, so dass es bei allen Anlagen zu einer Erhöhung der Rückstellungen kam. Die Verbräuche wirkten sich hier gegenläufig aus, konnten die Entwicklung jedoch nicht egalisieren.

Hintergrund ist im Wesentlichen ein deutlicher Anstieg der Preissteigerungsrate für das Jahr 2022, welcher durch die leichte Erhöhung des Diskontierungszinssatzes nicht kompensiert wurde.

Aufgrund des zeitlich begrenzten Weiterbetriebes von GKN 2 bis zum 15. April 2023 kommt es laut EnBW nach derzeitigem Stand zu geringen Verzögerungen bei der Brennelementefreiheit und infolgedessen zu Verzögerungen bei einzelnen Abbautätigkeiten. Auswirkungen auf die Genehmigungen sind jedoch nicht zu erwarten. Für die dadurch zu erwartenden Mehrkosten, welche sich erhöhend auf die Rückstellungen auswirkten, hat der Konzern im Jahr 2022 bilanzielle Vorsorge getroffen. Nach Einschätzung des BAFA wurden die Mehrkosten nachvollziehbar dargestellt und sie gefährden nicht die Finanzierung des Rückbaus. Weitere Effekte auf den Finanzierungsbedarf des Betreibers bzw. Konzerns sind laut EnBW zudem nicht zu erwarten.

Die Rückstellungen nach Aufgaben bei den EnBW-Eigentümergesellschaften gliedern sich folgendermaßen:

Tabelle 2: **Rückstellungen nach Aufgaben der Eigentümergesellschaften bei EnBW**

Eigentümergesellschaften	Nach- und Restbetrieb	Abbau einschließlich Vorbereitung	Reststoffbearbeitung und Verpackung der radioaktiven Abfälle
EnBW AG	1.485 Mio. Euro	877 Mio. Euro	1.149 Mio. Euro
TWS Kernkraft GmbH	493 Mio. Euro	241 Mio. Euro	397 Mio. Euro
Kernkraftwerk Obrigheim GmbH	68 Mio. Euro	61 Mio. Euro	32 Mio. Euro

Die Prüfung der Aufgliederung der Rückstellungsbeträge nach den Aufgaben *Nach- und Restbetrieb*, *Abbau einschließlich Vorbereitung* und *Reststoffbearbeitung und Verpackung radioaktiver Abfälle* hat keine Auffälligkeiten ergeben. Die Zuordnung der Rückstellungsbeträge zu den künftigen Geschäftsjahren, in denen sie voraussichtlich liquiditätswirksam werden, entspricht dem erwarteten Verlauf.

Die Rückstellungen für Rückbauverpflichtungen, die aus der Aufstellung der Rückstellungen nach § 2 Absatz 1 des Transparenzgesetzes hervorgehen, wurden den Rückstellungsbeträgen aus den Jahresabschlüssen des Geschäftsjahres 2022 gegenübergestellt. Es besteht eine Differenz in Höhe von 441 Mio. Euro zwischen der Aufstellung der Rückstellungen nach dem Transparenzgesetz und den in den Jahresabschlüssen der EnBW AG, TKK und KWO GmbH ausgewiesenen Beträgen. Diese ist zurückzuführen auf sonstige Rückstellungen im Kernenergiebereich, die keine Rückbauverpflichtungen nach § 2 Absatz 1 des Transparenzgesetzes darstellen, wie beispielsweise Verpflichtungen aus dem Strombezug von ausländischen KKW.

Anhand der vorgelegten Unterlagen und nach ergänzender Erläuterung durch die zuständigen Ansprechpartner konnte die Entwicklung der Rückstellungsbeträge durch das BAFA nachvollzogen werden. Die angenommene jährliche Preissteigerung erhöht sich für das Jahr 2023 auf 6,5 Prozent und beträgt ab dem Jahr 2024 für alle nachfolgenden Jahre 2,4 Prozent (Vorjahr: 2,4 Prozent). Es ergaben sich insgesamt keine Beanstandungen.

Zum 31. Dezember 2022 werden im Konzernabschluss der EnBW nach IFRS bewertete Kernenergie Rückstellungen in Höhe von 4,6 Mrd. Euro bilanziert. Sie stellen mit 33 Prozent die zweitgrößte Rückstellungskategorie des Konzerns nach den Pensionsrückstellungen dar, die mit 5,4 Mrd. Euro einen Anteil von 39 Prozent an den Gesamtrückstellungen ausmachen. Die sonstigen Rückstellungen betragen 3,8 Mrd. Euro (27 Prozent).

3.1.3 Vermögens- und Liquiditätslage

Die EnBW AG erwirtschaftete Umsätze aus dem Verkauf des produzierten Stroms der 2022 noch im Betrieb befindlichen Anlage GKN 2. Deren zeitlich begrenzter Weiterbetrieb wurde über das ursprüngliche gesetzliche Laufzeitende hinaus bis zum 15. April 2023 erlaubt.

Zusätzlich befinden sich in den Bilanzen der Eigentümergesellschaften ausreichend Vermögensgegenstände zur Erfüllung der Rückbauverpflichtungen. Bei den Vermögensgegenständen handelt es sich überwiegend um Finanzanlagen und Forderungen gegen verbundene Unternehmen. Die benötigten liquiden Mittel werden zum Zeitpunkt des Anfalls der Ausgaben für Rückbauverpflichtungen bei der EnBW AG abgerufen.

Es liegen keine Anhaltspunkte auf der Ebene der Eigentümergesellschaften vor, dass den Rückbauverpflichtungen – insbesondere in den nächsten drei Geschäftsjahren – nicht nachgekommen werden kann. Dies setzt voraus, dass die EnBW AG ihre Verpflichtungen gegenüber der TKK und der KWO GmbH jederzeit erfüllen kann. Deshalb wird im Folgenden auf die Vermögens- und Liquiditätslage des EnBW-Konzerns eingegangen.

Zum 31. Dezember 2022 verzeichnet der EnBW-Konzern bei den langfristigen Vermögenswerten einen Anstieg von rund 1,8 Mrd. Euro auf 37,0 Mrd. Euro (Vorjahr: 35,2 Mrd. Euro). Diese Steigerung basiert hauptsächlich auf einer Erhöhung der Position *Sachanlagen* auf 22,7 Mrd. Euro (Vorjahr: 20,3 Mrd. Euro). Die wesentlichen Bestandteile der langfristigen Vermögenswerte sind zudem übrige finanzielle Vermögenswerte vorwiegend in Form von Unternehmensbeteiligungen und langfristigen Wertpapieren (6,6 Mrd. Euro) sowie immaterielle Vermögenswerte (3,2 Mrd. Euro).

Das bei EnBW verwaltete und zweckgebundene Vermögen zur langfristigen Deckung der Pensions- und Kernenergie Rückstellungen (Asset-Liability-Management) beträgt zum 31. Dezember 2022 6,0 Mrd. Euro (Vorjahr: 6,5 Mrd. Euro). Wenn man dieses Deckungsvermögen ins Verhältnis zu den Pensions- und Kernenergieverpflichtungen (abzüglich Forderungen im Zusammenhang mit Kernenergieverpflichtungen) setzt, ergibt sich eine Deckungsquote von 62,4 Prozent (Vorjahr: 52,4 Prozent).

Das neben dem Deckungsvermögen zur Bedienung bestimmter Pensionsverpflichtungen bestehende Planvermögen mit einem Marktwert von 714,2 Mio. Euro (Vorjahr: 869,9 Mio. Euro) ist einem moderaten Schrumpfungsprozess unterworfen. Darüber hinaus stehen von den kurzfristigen finanziellen Vermögenswerten 75,7 Mio. Euro zur Deckung der Pensions- und Kernenergie Rückstellungen zur Verfügung und damit ebenfalls weniger als im Vorjahr (97,3 Mio. Euro).

EnBW verfügt zum 31. Dezember 2022 über liquide Mittel in Höhe von 7,8 Mrd. Euro (Vorjahr: 7,8 Mrd. Euro), die sich aus flüssigen Mitteln in Höhe von 6,5 Mrd. Euro und kurzfristigen Wertpapieren von 1,3 Mrd. Euro zusammensetzen (Vorjahr: 6,7 und 1,2 Mrd. Euro). Von den liquiden Mitteln stehen 7,5 Mrd. Euro für den operativen Geschäftsbetrieb und 0,3 Mrd. Euro zur Bedienung von Rückstellungen zur Verfügung (Vorjahr: 7,4 und 0,3 Mrd. Euro). Das hohe Niveau der liquiden Mittel ist im Wesentlichen auf hohe Liquiditätszuflüsse durch Marktpreisschwankungen beim Energiehandel an den Commodity-Börsen über die üblichen Marginleistungen hinaus zurückzuführen. Zudem sind von den flüssigen Mitteln 1,7 Mrd. Euro EEG-Mittel, die einer Verfügungsbeschränkung unterliegen.

Der operative Cashflow sank trotz Erhöhung des EBITDA deutlich im Vergleich zum Vorjahr um rund 76 Prozent auf 1,8 Mrd. Euro (Vorjahr: 7,6 Mrd. Euro). Hintergrund für die Entwicklung waren insbesondere Zahlungsmittelabflüsse von Sicherheitsleistungen vor dem Hintergrund der aktuellen Marktpreisschwankungen, denen Zahlungsmittelzuflüsse im Vorjahr gegenüberstanden. Ferner berichtet der Konzern, dass durch den Aufbau von Vorratsvermögen diese Entwicklung forciert wurde. Hingegen blieben der investive Cashflow (-2,7 Mrd. Euro) sowie der Finanzierungscashflow (0,7 Mrd. Euro) auf Vorjahresniveau.

Die von EnBW eingereichte 3-Jahresplanung der Cashflows deckt sich mit der im Geschäftsbericht des Jahres 2022 beschriebenen Ergebnis- und Geschäftsentwicklung. Der Konzern geht von einem stabilen EBITDA in den Jahren 2023 bis 2025 aus. In den für 2023 bis 2025 geplanten Investitionen in Höhe von 14,4 Mrd. Euro spiegelt sich der Umbau des Geschäftsportfolios der EnBW wider, der hohe Investitionen – insbesondere im Segment *Systemkritische Infrastruktur* – vorsieht sowie dem Ausbau erneuerbarer Energien dient. Zugleich sind die Auszahlungen für Rückbauverpflichtungen in der Prognose enthalten. In Summe geschieht dies nach Planungen der EnBW, ohne die Liquiditätssituation des Konzerns in den nächsten drei Jahren zu gefährden.

EnBW weist im Geschäftsbericht des Jahres 2022 verschiedene Finanzierungsinstrumente aus, die zur Deckung des Finanzbedarfs genutzt werden können. Dabei kann einerseits auf die kapitalmarktorientierten Finanzierungsinstrumente Debt-Issuance-Programm (DIP) zur Begebung von Anleihen mit einem Volumen von 10,0 Mrd. Euro (langfristige Laufzeit) und das Commercial-Paper-Programm (CP) mit einem Volumen von 2,0 Mrd. Euro (kurzfristige Laufzeit) zurückgegriffen werden. Im Hinblick auf die geplanten Investitionen in den kommenden Jahren hat der Konzern das DIP um 3,0 Mrd. Euro erhöht.

Zum Bilanzstichtag waren 5,7 Mrd. Euro des DIP und rund 0,7 Mrd. Euro des CP in Anspruch genommen. Außerdem stehen eine bislang ungenutzte syndizierte Kreditlinie in Höhe von 1,5 Mrd. Euro, fest zugesagte Kreditlinien in Höhe von 4,6 Mrd. Euro sowie nicht fest zugesagte bilaterale Kreditlinien in Höhe von 1,3 Mrd. Euro zur Verfügung, von denen 0,2 Mrd. Euro bzw. 0,0 Mrd. Euro in Anspruch genommen wurden. Nicht fest zugesagte Kreditlinien kann der Konzern mit Abstimmung der Banken in Anspruch nehmen. Es ergibt sich somit ein ungenutzter Kreditrahmen von 12,8 Mrd. Euro (Vorjahr: 6,8 Mrd. Euro).

Im Lagebericht stellt das Unternehmen die Finanzlage zum 31. Dezember 2022 dar. Demnach betragen die bereinigten Finanzverbindlichkeiten von EnBW 12,4 Mrd. Euro (Vorjahr: 10,3 Mrd. Euro). Es handelt sich dabei um langfristige Finanzverbindlichkeiten, die ganz überwiegend aus begebenen Anleihen, Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten sowie Leasingverbindlichkeiten bestehen und um diverse Posten, wie z. B. den hälftigen Ansatz des Hybridkapitals, korrigiert wurden.

Nach Abzug der liquiden Mittel für den operativen Geschäftsbetrieb in Höhe von 5,2 Mrd. Euro (Vorjahr: 7,4 Mrd. Euro) betragen die Nettofinanzschulden von EnBW somit 7,2 Mrd. Euro (Vorjahr: 2,9 Mrd. Euro). Unter Berücksichtigung der Pensions- und Kernenergieverpflichtungen (9,7 Mrd. Euro; Vorjahr: 12,4 Mrd. Euro) sowie des vorhandenen Deckungsvermögens (6,0 Mrd. Euro; Vorjahr: 6,5 Mrd. Euro) ergibt sich eine Nettoverschuldung von ca. 10,9 Mrd. Euro (Vorjahr: 8,8 Mrd. Euro).

Die Erhöhung der Nettoschulden um 2,1 Mrd. Euro basiert folglich im Wesentlichen auf einer Reduzierung der flüssigen Mittel bei gleichzeitiger Erhöhung der Anleihen und Senkung des Deckungsvermögens. Laut Konzernangabe wirkten sich hohe Füllstände der Gasspeicher bei gestiegenen Beschaffungskosten sowie die Zunahme von Sicherheitsleistungen vor dem Hintergrund von Marktpreisschwankungen erhöhend auf die Nettofinanzschulden aus. Solche Sicherheitsleistungen betreffen börsliche und außerbörsliche Handelsgeschäfte. Sie werden regelmäßig über Derivate abgewickelt. Werden dabei bestimmte Schwellenwerte überschritten, werden Sicherheitsleistungen angefordert (MarginCalls). Der Anstieg der Zinssätze – insbesondere bei den Pensions-, aber auch bei den Kernenergierückstellungen – wirkte sich gegenläufig aus, konnte die Erhöhung der Nettoschulden aber nicht ausgleichen.

Im Januar 2022 hat der Konzern eine Euro-Nachranganleihe und eine US-Dollar-Nachranganleihe mit einem Volumen von 725 Mio. Euro bzw. 300 Mio. US-Dollar zurückgezahlt. Im Juli 2022 wurden die ersten Schuldscheindarlehen mit einem Emissionsvolumen von 500 Mio. Euro begeben zur Diversifizierung der Finanzierungsquellen. Im November 2022 hat die EnBW eine Privatplatzierung von Anleihen in den USA mit einem Gesamtvolumen von rund 850 Mio. US-Dollar realisieren können. Die Laufzeiten betragen drei bis zwölf Jahre und umfassen Beträge in Euro, US-Dollar sowie britischem Pfund. Weiterhin erfolgte im November die Platzierung von zwei Grünen Unternehmensanleihen mit einem Emissionsvolumen von insgesamt 1 Mrd. Euro und Laufzeiten von vier und sieben Jahren (Kupon 3,625 Prozent beziehungsweise 4,049 Prozent). Im Januar 2023 hat die EnBW zudem zwei Anleihen mit 500 Mio. Euro sowie 750 Mio. Euro begeben, welche der Finanzierung der auf Nachhaltigkeit ausgerichteten Unternehmensstrategie dienen sollen. (Laufzeit 5,5 Jahre; Kupon 3,500 Prozent sowie 12 Jahre;

Kupon 4,000 Prozent) Neben klimafreundlichen Investitionen fließen erstmals auch Mittel in den Ausbau der Stromverteilnetze in Baden-Württemberg.

Ratingagenturen bewerten die langfristige Kreditwürdigkeit von EnBW mit Investment Grade Ratings (*upper medium grade*). Damit werden von EnBW emittierte Anleihen als sichere Anlage mit geringem Kreditrisiko bewertet. Moody's bestätigte das Rating des Vorjahres von Baa1 mit stabilem Ausblick. Standard & Poor's (S&P) bestätigte dagegen im September 2022 das Rating bei A-, senkte jedoch den Ausblick auf negativ.

Für Moody's war maßgeblich, dass sich die Finanzlage der EnBW-Tochter VNG AG (VNG), die durch Risiken aus der Ersatzbeschaffung für ausgefallene russische Gaslieferungen belastet war, im Dezember 2022 nachhaltig durch Vergleichslösungen und eine Kapitalerhöhung der Anteilseigner stabilisiert hat. Der Konzern konnte zudem die Verluste durch Gasverträge unter anderem durch höhere Erträge im Bereich der Stromerzeugung ausgleichen. Außerdem stellte die VNG einen Antrag auf Stabilisierungsmaßnahmen nach § 29 des Energiesicherungsgesetzes (EnSiG) beim Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz.

S&P senkte aufgrund der o.g. Entwicklung in 2022 den Ausblick, bestätigte aber das A- Rating des Konzerns. S&P begründet dies damit, dass sich die integrierte Aufstellung der EnBW als vergleichsweise widerstandsfähig gegenüber sich ändernden Bedingungen erweisen sollte und stellte einen stabilen Ausblick in Aussicht.

Ende März 2023 hat S&P bekanntgegeben, dass der Ausblick der EnBW auf stabil angehoben wurde sowie das Kreditrating mit A- bestätigt wird. Die Beurteilung von S&P beruht auf den Ergebnissen für das Gesamtjahr 2022 der EnBW sowie der weiteren Entwicklung der Finanzkennzahlen vor dem Hintergrund des volatilen Umfelds und der Auswirkungen des russischen Angriffskriegs gegen die Ukraine.

Insgesamt liegen keine Anhaltspunkte vor, dass EnBW seinen Rückbauverpflichtungen – insbesondere in den nächsten drei Geschäftsjahren – nicht nachkommen kann.

3.2 E.ON

3.2.1 Konzern und Haftungskreis

Das Mutterunternehmen des Konzerns ist die E.ON SE. Als Rechtsnachfolgerin der VEBA AG ist sie seit 1988 anhaltend im DAX vertreten. Zum 31.12.2022 gehören mit 60 Prozent institutionelle Anleger zur größten Aktionärsgruppe. Privatanleger vereinen 21 Prozent der Anteile auf sich, auf Sonstige entfallen 19 Prozent. Größter Einzelaktionär ist die RWE AG, die mit 15 Prozent am Konzern beteiligt ist.

E.ON ist überwiegend in den folgenden operativen Geschäftsfeldern tätig:

- i. Energienetze
- ii. Kundenlösungen

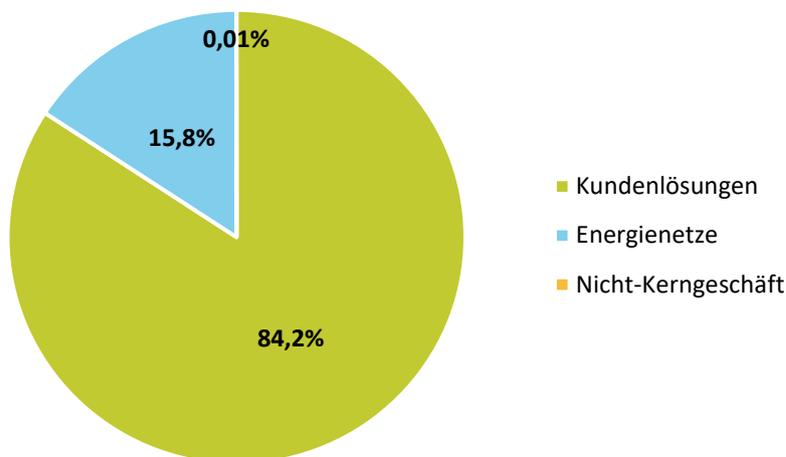
Der Geschäftsbereich *Energienetze* umfasst sowohl den Betrieb als auch die Durchführung von Instandhaltung und Wartung von Strom- und Gasverteilnetzen. Der Geschäftsbereich *Kundenlösungen* umfasst die Versorgung der Kunden in Europa mit Strom und Gas sowie innovative Energielösungen. Hierzu bietet der Konzern Produkte und Dienstleistungen für Privatkunden, Unternehmen und Kommunen an. Innerhalb dieses Geschäftsfelds erschließt der Konzern neue Geschäftsfelder. Dazu zählen beispielsweise der Aufbau von Kompetenzen im Bereich grüner Wasserstoff und entsprechenden Infrastrukturen, zu dem auch der Ausbau von Ladesäulen für die Elektromobilität gehört.

Nicht strategische Aktivitäten werden in den Bereichen *Konzernleitung/Sonstiges* sowie *Nicht-Kerngeschäft* aufgeführt. Letzterer beinhaltet das deutsche Kernenergiegeschäft sowie das Erzeugungsgeschäft in der Türkei.

Der Gesamtumsatz stieg im Vergleich zum Vorjahr von 77,4 Mrd. Euro auf 115,7 Mrd. Euro an. Diese Erhöhung ist hauptsächlich auf die Preisentwicklung an den Commodity-Märkten zurückzuführen. Zum einen wurden die Umsatzerlöse durch die gestiegenen Verkaufspreise an den Absatzmärkten erhöht. Zum anderen wurden die Umsatzerlöse durch die Realisierung von Termin kontrahierten Absatzmengen, welche nach IFRS als Derivat zu bilanzieren sind, erhöht, da diese zum Zeitpunkt der physischen Lieferung zu den aktuellen Marktpreisen auszuweisen sind.

Bei der Umsatzverteilung wird deutlich, dass das operative Geschäftsfeld *Kundenlösungen* mit 84,2 Prozent am Gesamtumsatz dominiert. Der größte Anteil des Umsatzes im Bereich *Kundenlösungen* wird in Deutschland erzielt (39,4 Prozent), gefolgt von den Absatzmärkten in Großbritannien (34,0 Prozent) und in den Niederlanden (7,0 Prozent). Das Geschäftsfeld *Energienetze* trägt mit 15,8 Prozent zum Gesamtumsatz bei. Die Bereiche *Nicht-Kerngeschäft* und *Konzernleitung/Sonstiges* sind beim Beitrag zum Umsatz mit 0,01 Prozent zu vernachlässigen.

Abbildung 5: Umsatzverteilung E.ON



Das regulierte Netzgeschäft, dessen Erträge als stabil und planbar gelten, sieht der Konzern als Schlüsselbereich für die Energiewende mit entsprechendem Wachstumspotenzial. Im Geschäftsjahr 2022 betrug der Umsatz aus dem Netzgeschäft 20,3 Mrd. Euro (Vorjahr: 18,3 Mrd. Euro). Dies ist auf den Ausbau der regulierten Vermögensbasis und auf höhere vorgelagerte Netzkosten der Stromübertragungsnetze zurückzuführen. Die Verteilnetzbetreiber sind gesetzlich dazu verpflichtet Netzentgelte weiterzugeben. Somit führte ein Anstieg der Netzentgelte zu einem Umsatzwachstum im Netzgeschäft. Der Konzern plant Investitionen von rund 33 Mrd. Euro bis 2027, wovon rund 26 Mrd. Euro für den Ausbau der Energienetze vorgesehen sind. Weitere 7 Mrd. Euro investiert E.ON in den Bereich Kundenlösungen.

Das bereinigte Ergebnis vor Zinsen, Steuern und Abschreibungen (EBITDA) lag im Geschäftsjahr mit 8,1 Mrd. Euro (Vorjahr: 7,9 Mrd. Euro) rund 2 Prozent höher. Für diese Entwicklung ist im Wesentlichen die weiter wachsende regulierte Vermögensbasis infolge zusätzlicher Investitionen in Energienetze sowie die Realisierung von Synergien durch die innogy-Übernahme verantwortlich. Bei den Kundenlösungen waren hingegen geringere Akquisitionskosten durch reduziertes Wechselverhalten der Kunden der Grund. Das regulierte Geschäft trägt 66 Prozent zum Konzern EBITDA bei.

Für das deutsche Netzgeschäft legt die Bundesnetzagentur die Rahmenbedingungen in Form einer Eigenkapitalverzinsung fest, welche sich aus dem 10-Jahresdurchschnitt des risikolosen Zinssatzes sowie eines angemessenen Wagniszuschlags bildet. Die Zinssätze betragen derzeit 6,91 Prozent für Neuanlagen sowie 5,12 Prozent für Altanlagen. Aufgrund des bisher geringen Zinsniveaus an den Kapitalmärkten wurde beschlossen, dass die Eigenkapitalzinssätze für die vierte Regulierungsperiode deutlich sinken. Die Bundesnetzagentur hat den Zinssatz für Neuanlagen auf 5,07 Prozent und den Zinssatz für Altanlagen auf 3,51 Prozent reduziert.

Da sich die Unternehmen seit dem Jahr 2022 in einem Umfeld von höheren Kapitalmarktzinsen bewegen, wird unter anderen von E.ON eine Nachbesserung im Bereich der Berücksichtigung des Regulierungsrahmens gefordert. Der neue Zinssatz gilt für Gasnetze ab dem Jahr 2023 und für Stromnetze ab 2024.

Innerhalb des E.ON-Konzerns wird das Kernenergiegeschäft von der operativen Einheit PreussenElektra GmbH (PEL) gesteuert. Der einzige Gesellschafter der PEL ist die E.ON Energie AG, über die die PEL in den Konzernabschluss der E.ON SE einbezogen ist.

Die PEL ist atomrechtlicher Betreiber von KWW, KKV, KKG und KKI 1, die alle bereits stillgelegt sind. Einzig KKI 2 befand sich noch bis zum 15. April 2023 im zeitlich begrenzten Weiterbetrieb.⁵

Die PEL ist mit einem Anteil von 75 Prozent Miteigentümer und Mitbetreiber der Anlage KKI 2, bei der sie auch die Betriebsführung innehat. Weiterer Miteigentümer mit einem Anteil von 25 Prozent ist die Stadtwerke München GmbH. Darüber hinaus ist die PEL an der Kernkraftwerk Stade GmbH & Co. oHG (KKS oHG) mit 66,7 Prozent, der Kernkraftwerk Brokdorf GmbH & Co. oHG (KBR oHG) mit 80 Prozent, der Kernkraftwerk Krümmel GmbH & Co. oHG (KKK oHG) mit 50 Prozent sowie der Kernkraftwerk Brunsbüttel GmbH & Co. oHG (KKB

⁵ <https://www.bmu.de/pressemitteilung/deutschland-beendet-das-zeitalter-der-atomkraft>

oHG) mit 33,3 Prozent beteiligt. Die PEL ist zudem mit einem Anteil von 50 Prozent an der Betreibergesellschaft Gemeinschaftskernkraftwerk Grohnde GmbH & Co. oHG (KWG oHG) beteiligt und Mitinhaber der atomrechtlichen Genehmigung nach § 7 AtG und somit Mitbetreiber der Anlage KWG. Weiterer Mitbetreiber mit einem Anteil von 50 Prozent an der KWG oHG ist die Gemeinschaftskraftwerk Weser GmbH & Co. oHG (GKW oHG), welche wiederum zu 66,7 Prozent der PEL gehört. Somit hält PEL insgesamt (mittelbar und unmittelbar) 83,3 Prozent der Anteile an der KWG oHG.

Die KWG oHG ist atomrechtlicher Betreiber des KWG, dessen Leistungsbetrieb zum Ende des Jahres 2021 eingestellt wurde. Die persönlich haftenden Gesellschafter der KWG oHG sind die PEL, die GKW oHG. Der geschäftsführende Gesellschafter der KWG oHG ist die Gemeinschaftskernkraftwerk Grohnde Management GmbH, deren Gesellschafter zu 83,3 Prozent die PEL und zu 16,7 Prozent die Stadtwerke Bielefeld GmbH sind. Die Betriebsführung erfolgt durch PEL.

Die KKS oHG ist atomrechtlicher Betreiber des KKS, welches 2003 endgültig abgeschaltet wurde und sich seit 2005 im Rückbau befindet. Die KBR oHG betreibt das KBR, das nach gesetzlichen Vorgaben wie geplant Ende 2021 aus dem Leistungsbetrieb ausgeschieden ist. Die persönlich haftenden Gesellschafter der KBR oHG sowie der KKS oHG sind die PEL sowie die Vattenfall Europe Nuclear Energy GmbH (VENE). Die Betriebsführung der beiden Anlagen liegt bei der PEL, welche auch alleinvertretungsberechtigter Geschäftsführer der Betreibergesellschaften ist. Da die VENE die Betriebsführerschaft der Anlagen KKB und KKK innehat, wird hierzu auf den Berichtsteil zu Vattenfall verwiesen.

Tabelle 3: **Struktur der KKW und Beteiligungen innerhalb des E.ON-Konzerns**

Betreibergesellschaft	KKW	Rechtlicher Anteil	Bilanzieller Anteil
PEL	KWW	100 Prozent	100 Prozent
	KKU	100 Prozent	100 Prozent
	KKG	100 Prozent	100 Prozent
	KKI 1	100 Prozent	100 Prozent
	KKI 2	75 Prozent	75 Prozent
KBR oHG	KBR	80 Prozent	100 Prozent
KKS oHG	KKS	66,7 Prozent	100 Prozent
KWG oHG	KWG	83,3 Prozent	100 Prozent
KKK oHG	KKK	50 Prozent	50 Prozent
KKB oHG	KKB	33,3 Prozent	–

Entsprechend den rechtlichen Anteilen trägt der E.ON Konzern die Rückbauverpflichtungen für die o. g. KKW.

Zwischen der E.ON Energie AG und der PEL bestehen ein Beherrschungs- und Ergebnisabführungsvertrag sowie eine Patronatserklärung. Es bestehen darüber hinaus Kostenübernahmeverträge der PEL mit allen oben genannten Betreibergesellschaften.

Die von der PEL GmbH vorgelegte Liste der Gesellschaften des Haftungskreises umfasst zum 31. Dezember 2022 folgende Gesellschaften:

- E.ON Energie AG, Düsseldorf,
- E.ON SE, Essen.

Die Listen der Betreibergesellschaften KBR oHG und KKS oHG umfassen darüber hinaus noch die folgenden Gesellschaften:

- PreussenElektra GmbH, Hannover,
- Vattenfall Europe Nuclear Energy GmbH, Hamburg,
- Vattenfall GmbH, Berlin.

Die Liste der Betreibergesellschaft KWG oHG umfasst über PEL hinaus noch die folgenden Gesellschaften:

- Gemeinschaftskraftwerk Weser GmbH & Co. oHG, Emmerthal,

- PreussenElektra GmbH, Hannover,
- Stadtwerke Bielefeld GmbH, Bielefeld,
- Bielefelder Beteiligungs- und Vermögensverwaltungsgesellschaft mbH, Bielefeld.

Nach Einschätzung des BAFA sind diese Listen vollständig und umfassen alle nach § 1 Nachhaftungsgesetz herrschenden Unternehmen im Sinne von § 2 Nachhaftungsgesetz. Zum Vorjahr haben sich keine Änderungen am Haftungskreis ergeben.

3.2.2 Rückstellungen auf Betreiber- und Konzernebene

Die Rückstellungen für Rückbauverpflichtungen, die auf handelsrechtlichen Vorschriften basieren, betragen insgesamt 7,5 Mrd. Euro (Vorjahr: 7,9 Mrd. Euro). Der Rückstellungsbetrag umfasst die folgenden Anlagen:

- KWW, KKU, KKG, KKI 1, KWG, KBR und KKS jeweils 100 Prozent,
- KKI 2 zu 75 Prozent,
- KRB A, B und C jeweils 25 Prozent für Rückführung der Abfälle aus der Wiederaufarbeitung,
- KKK zu 50 Prozent.

Nach dem Übergang der Rückstellungen für Rückbauverpflichtungen für die Anlagen KRB A, B und C auf RWE infolge des Tauschgeschäfts verbleiben 25 Prozent der Rückstellungen für die Rückführung der Abfälle aus der Wiederaufarbeitung für diese Anlagen bei E.ON.

Die folgende Tabelle zeigt die Rückstellungen für Rückbauverpflichtungen für die aufgeführten Betreiber bzw. Anlagen, die aus den Aufstellungen der Rückstellungen nach § 2 Absatz 1 des Transparenzgesetzes hervorgehen. Für die Rückstellungen zu KKK wird auf den Berichtsteil zu Vattenfall verwiesen.

Tabelle 4: Rückstellungsbeträge der Betreiber bei E.ON

Betreibergesellschaft	KKW	Rückstellungsbetrag
PEL	KWW KKU KKG KKI 1 KKI 2 KRB A, B, C	3.929 Mio. Euro (Vorjahr: 4.105 Mio. Euro)
KBR oHG	KBR	1.452 Mio. Euro (Vorjahr: 1.540 Mio. Euro)
KKS oHG	KKS	84 Mio. Euro (Vorjahr: 113 Mio. Euro)
KWG oHG	KWG	1.433 Mio. Euro (Vorjahr: 1.509 Mio. Euro)

Der für die PEL aufgeführte Rückstellungsbetrag von insgesamt 3.929 Mio. Euro ist im Vergleich zum Vorjahr um insgesamt 176 Mio. Euro gesunken. Der Rückgang ist im Wesentlichen auf die Verbräuche und die im Zeitablauf gestiegenen Diskontierungszinssätze zurückzuführen. Gegenläufig wirkten sich die aktualisierte Schätzungsänderung aufgrund der gestiegenen Inflation im Berichtsjahr, die geringe Zuführung und die Aufzinsung aus. Jedoch überstieg dies die zuvor genannten Effekte nicht, so dass bei allen Anlagen außer KWW und KKI 2 eine Reduzierung der Rückstellungen zu verzeichnen war.

Der zeitlich begrenzte Weiterbetrieb von KKI 2 bis zum 15. April 2023 erforderte Ende Oktober 2022 eine zusätzliche Wartung. Dadurch wurde die Anlage für sechs Tage vom Netz genommen. Dieser Stillstand war in der ursprünglichen Einsatzplanung nicht geplant gewesen. Der durch den begrenzten Weiterbetrieb verzögerte Rückbaubeginn führt dazu, dass Mehrkosten für den 75 prozentigen PEL-Anteil rückstellungserhöhend erfasst wurden.

Weiterhin fand bei KWW eine Erhöhung der Rückstellungen statt. Dies ist auf eine zeitliche Verlagerung der Kosteneinschätzungen ab dem Jahr 2031 zurückzuführen. Auf Nachfrage gab PEL an, dass diese Verlagerung auf Verzögerungen bei der Auslagerung von radioaktiven Abfällen aus dem Zwischenlager zurückzuführen sei. Hier spielen auch das zentrale Zwischenlager Ahaus (Betreiber: BGZ) sowie die Verfügbarkeit von Konrad-Containern eine Rolle.

Der für KBR aufgeführte Rückstellungsbetrag von insgesamt 1.452 Euro ist im Vergleich zum Vorjahr um 88 Mio. Euro gesunken. Die Anlage befindet sich seit dem Jahr 2022 im Nachbetrieb, sodass die ersten höheren Verbräuche zu verzeichnen waren.

Der für KKS aufgeführte Rückstellungsbetrag von insgesamt 84 Mio. Euro ist im Vergleich zum Vorjahr um 29 Mio. Euro gesunken. Der für KWG aufgeführte Rückstellungsbetrag von insgesamt 1.433 Mio. Euro ist im Vergleich zum Vorjahr um insgesamt 76 Mio. Euro gefallen. KWG befindet sich seit dem Jahr 2022 im Nachbetrieb. Insgesamt ist die Reduzierung der Rückstellungen bei allen drei Anlagen (KBR, KKS und KWG) insbesondere auf Grund von höheren Verbräuchen und im Zeitablauf gestiegenen Diskontierungszinssätzen eingetreten. Dieser Effekt war größer als die Schätzungsänderungen bei der Bewertung der Stilllegungskosten, den laufenden Zuführungen und den laufenden Aufzinsungen.

Die Rückstellungen nach Aufgaben bei den E.ON-Betreiberesellschaften gliedern sich folgendermaßen:

Tabelle 5: **Rückstellungen nach Aufgaben der Betreiberesellschaften bei E.ON**

Betreiberesellschaft	Nach- und Restbetrieb	Abbau einschließlich Vorbereitung	Reststoffbearbeitung und Verpackung der radioaktiven Abfälle
PEL	1.644 Mio. Euro	760 Mio. Euro	1.525 Mio. Euro
KBR oHG *	629 Mio. Euro	291 Mio. Euro	532 Mio. Euro
KKS oHG *	23 Mio. Euro	8 Mio. Euro	53 Mio. Euro
KWG oHG *	619 Mio. Euro	287 Mio. Euro	527 Mio. Euro

* Die Summe der Rückstellungsbeträge nach Aufgaben weicht aufgrund von Rundungsdifferenzen bei der Zusammenführung der Einzelwerte je Anlage von der Summe der Rückstellungen leicht ab (Tabelle 4).

Die Prüfung der Aufgliederung der Rückstellungsbeträge nach den Aufgaben *Nach- und Restbetrieb*, *Abbau einschließlich Vorbereitung* und *Reststoffbearbeitung und Verpackung radioaktiver Abfälle* hat keine Auffälligkeiten ergeben. Die Zuordnung der Rückstellungsbeträge zu den künftigen Geschäftsjahren, in denen sie voraussichtlich liquiditätswirksam werden, entspricht dem erwarteten Verlauf.

Die Rückstellungen für Rückbauverpflichtungen, die aus der Aufstellung der Rückstellungen nach § 2 Absatz 1 des Transparenzgesetzes hervorgehen, wurden den Rückstellungsbeträgen aus den Jahresabschlüssen des Geschäftsjahres 2022 gegenübergestellt. Es bestehen geringe Abweichungen aufgrund der unterschiedlichen Methodik zwischen der Bilanzierung im Jahresabschluss und der Aufstellung der Rückstellungen. Nach Auskunft der Betreiber werden die von NIS kalkulierten Zahlungsreihen bzw. Auszahlungen innerhalb der ersten drei Jahre an die unternehmensspezifische Planung angepasst. Die Abweichungen sind daher plausibel erläutert worden. Da die geforderte Darstellung nach dem Transparenzgesetz nicht bindend für die bilanzielle Abbildung ist, ergibt sich hieraus keine Beanstandung.

Die KBR oHG bilanziert zum 31. Dezember 2022 Rückstellungen für Entsorgungsverpflichtungen im Kernenergiebereich in Höhe von 1.454 Mio. Euro. Der Rückstellungsbetrag laut Jahresabschluss ist geringfügig niedriger als der Rückstellungsbetrag des Betreibers in der Aufstellung der Rückstellungen, was auf die Darstellungsmethodik, wie oben erläutert, zurückzuführen ist.

Die PEL bilanziert zum 31. Dezember 2022 Rückstellungen für Entsorgungsverpflichtungen im Kernenergiebereich in Höhe von 3.995 Mio. Euro. Die sich ergebende Differenz zu der Aufstellung der Rückstellungen gemäß Transparenzbericht ist zum einen auf die bei KWG gemeldeten Rückstellungen für Brennelemententsorgung zurückzuführen. Weiterhin bestehen Abweichungen aufgrund der Darstellungsmethodik.

Die KWG oHG bilanziert zum 31. Dezember 2022 Rückstellungen für Entsorgungsverpflichtungen im Kernenergiebereich in Höhe von 1.320 Mio. Euro (Vorjahr: 1.378 Mio. Euro). Vereinbarungsgemäß stellen die beiden Gesellschafter PEL und GWK oHG gemeinsam die Brennelemente zur Stromerzeugung für das KWG. Aus diesem Grund sind Rückstellungen für Restbetrieb und Verpackung radioaktiver Abfälle des KWG (ausschließlich für die Brennelemententsorgung) in Höhe von insgesamt rund 120,4 Mio. Euro bei beiden Gesellschaftern gebildet worden. Es bestehen geringe Abweichungen aufgrund der Darstellungsmethodik.

Die KKS oHG bilanziert zum 31. Dezember 2022 Rückstellungen für Entsorgungsverpflichtungen im Kernenergiebereich in Höhe von rund 85 Mio. Euro. Der Rückstellungsbetrag laut Jahresabschluss ist geringfügig niedriger als der Rückstellungsbetrag des Betreibers aus der Aufstellung der Rückstellungen in Höhe von 84,3 Mio. Euro, was auf die Darstellung und Verteilung in der Aufstellung zurückzuführen ist.

Anhand der vorgelegten Unterlagen und nach ergänzender Erläuterung durch die zuständigen Ansprechpartner konnte die Entwicklung der Rückstellungsbeträge durch das BAFA nachvollzogen werden. Auf Nachfrage hat der Betreiber die angefallenen Mehrkosten dargestellt, die sich aus dem begrenzten Weiterbetrieb von KKI 2 ergeben haben. Diese sind bereits in den Rückstellungen für das Jahr 2022 enthalten. Nach Einschätzung des BAFA wurden die Mehrkosten plausibel dargestellt. Es gibt keinen Anhaltspunkt, dass sich hieraus Probleme beim Rückbau der Anlage ergeben.

Der Bewertung liegt eine Kostensteigerungsrate von 2,0 Prozent (Vorjahr: 2,0 Prozent) zugrunde. Die in 2022 eingetretenen Kostensteigerungen wurden laut E.ON im NIS-Gutachten berücksichtigt. Laut Angabe des Konzerns wurden aktuelle Kostenentwicklungen im Bereich der Personalkosten im NIS-Gutachten berücksichtigt.

Es ergaben sich insgesamt keine Beanstandungen.

Zum 31. Dezember 2022 betragen die im Konzernabschluss auf Basis der IFRS ausgewiesenen Rückstellungen für Entsorgungsverpflichtungen im Kernenergiebereich 6,8 Mrd. Euro (Vorjahr: 8,4 Mrd. Euro). Sie stellen mit ca. 33 Prozent die größte Rückstellungsposition des Konzerns dar. Eine zum Vorjahr deutliche Abnahme erfuhren die Rückstellungen für absatzmarkt- und beschaffungsmarktorientierte Verpflichtungen in Höhe von 4,0 Mrd. Euro (Vorjahr: 10,1 Mrd. Euro). Dies lag im Wesentlichen an den hohen Inanspruchnahmen aus der Realisation von Verlustrisiken aus den schwebenden Einkaufskontrakten, welche aus Verlustrisiken für Preisnachlässe, schwebende Einkaufskontrakte sowie Abrechnungsverpflichtungen für bereits getätigte Strom- und Gaslieferung bestehen. Diese Art von Rückstellung wird gebildet, um die Verlustrisiken aus schwebenden Einkaufskontrakten abzubilden. Der Rückgang ergab sich im Wesentlichen aus Inanspruchnahmen auf Grund der Realisation dieser Geschäfte in Höhe von 7,9 Mrd. Euro und der Auflösung in Höhe von 0,7 Mrd. Euro. Gegenläufig wirkten sich Zuführungen für drohende Verluste aus schwebenden Geschäften in Höhe von 2,5 Mrd. Euro aus. Dafür verantwortlich waren die gestiegenen Energiepreise an den Beschaffungsmärkten.

Der Konzern teilte auf Nachfrage mit, dass der starke Aufbau der Rückstellungen im Jahr 2021 auf die Verwerfungen an den Energiemärkten zurückzuführen war. Aus Vorsorge für Verlustrisiken aus Energiegeschäften wurden 9,3 Mrd. Euro an Rückstellungen gebildet. Der diesjährige beschriebene Rückgang trat dann durch die Realisierung der zugrundeliegenden Verträge ein, indem Rückstellungen in Höhe von 7,9 Mrd. Euro verbraucht wurden. Schließlich gibt E.ON an, dass auf Grund von Schwankungen auch im aktuellen Jahr Rückstellungen für neu abgeschlossene Verträge in Höhe von 2,5 Mrd. Euro zu bilden waren und dass sich die Rückstellungsposition somit auf einem höheren Niveau als in den Jahren 2020 und 2019 bewegt.

Rückstellungen für absatzmarkt- und beschaffungsmarktorientierte Verpflichtungen stellen mit ca. 19 Prozent (Vorjahr: 32 Prozent) an den Gesamtrückstellungen die zweitgrößte Rückstellungsposition dar.

Die drittgrößte Position entfällt mit ca. 18 Prozent auf Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen in Höhe von 3,7 Mrd. Euro (Vorjahr: 6,1 Mrd. Euro). Dabei ist zu beachten, dass E.ON über ein Planvermögen verfügt, das die Voraussetzung erfüllt, um Pensionsrückstellungen als Nettobetrag im Konzernabschluss darzustellen. Die viertgrößte Position entfällt mit ca. 13 Prozent auf die sonstigen Rückstellungen in Höhe von 2,7 Mrd. Euro.

3.2.3 Vermögens- und Liquiditätslage

Den Rückstellungsbeträgen steht auf Seiten der Betreiber entsprechendes Vermögen gegenüber. Zudem erzielten die Betreibergesellschaften des E.ON Konzerns aus der im Jahr 2022 im Leistungsbetrieb befindlichen Anlage (KKI 2) Umsätze durch den Verkauf des produzierten Stroms. Der Leistungsbetrieb von KWG und KBR endete zum Jahresende 2021 und der Weiterbetrieb von KKI 2 wurde zeitlich befristet bis zum 15. April 2023 erlaubt.

Das Vermögen, das in der Regel aus Ansprüchen gegen Gesellschafter besteht, wird in den Bilanzen der Betreiber als Forderungen gegen verbundene Unternehmen ausgewiesen. Die benötigten liquiden Mittel werden zum Zeitpunkt des Anfalls der Ausgaben für Rückbauverpflichtungen bei den Gesellschaftern abgerufen.

Die Betreiber haben die verfügbaren liquiden Mittel der PEL-Gruppe mit der PEL als Muttergesellschaft dargestellt. Die Planung der operativen Cashflows entspricht dem erwarteten Verlauf und steht im Einklang mit der Laufzeit des im Berichtszeitraum noch im Betrieb befindlichen KKW. In den operativen Cashflows sind Auszah-

lungen zur Bedienung der Rückbauverpflichtungen enthalten. Die Einzahlungen aus der laufenden Geschäftstätigkeit werden durch das Ende des Leistungsbetriebs der KKW sinken. Um die Auszahlungen zur Erfüllung der Rückbauverpflichtungen in den nächsten Jahren zu gewährleisten, wird der Cashflow aus Finanzierung steigen. Auf Rückfrage gab der Betreiber an, dass die freie Liquidität der PEL im Rahmen einer Darlehens- und Finanzierungsvereinbarung mit drittvergleichskonformer Verzinsung bei der E.ON Energie AG (Muttergesellschaft) angelegt ist. Diese wiederum hat im Rahmen einer Cash-Pool-Regelung ihre freie Liquidität bei der E.ON SE (Muttergesellschaft) angelegt. Über diese Regelungen werden Auszahlungen auf der Bank der PEL (z. B. Bezahlungen eines Lieferanten) von der Muttergesellschaft ausgeglichen. Je nach Betreibergesellschaft ist eine Finanzierung hingegen auch über eine kurzfristige Liquiditätsbereitstellung auf das jeweilige Konto der Betreibergesellschaft möglich.

Es liegen keine Anhaltspunkte auf Ebene der Betreiber vor, dass den Rückbauverpflichtungen – insbesondere in den nächsten drei Geschäftsjahren – nicht nachgekommen werden kann. Die Zahlungsfähigkeit ist zusätzlich zur eigenen Finanzierungskraft durch eine Finanzierungsvereinbarung mit der E.ON Energie AG als im Haftungskreis nachfolgendes Unternehmen auch für die Jahre nach 2023 abgesichert. Im Folgenden wird daher auf die Vermögens- und Liquiditätslage des E.ON-Konzerns eingegangen, um zu einer Einschätzung zu gelangen, ob die Gesellschafter voraussichtlich ihre Verpflichtungen gegenüber den Betreibern jederzeit erfüllen können.

Zum 31. Dezember 2022 stellt das Sachanlagevermögen der E.ON mit 37,4 Mrd. Euro (Vorjahr: 36,9 Mrd. Euro) die größte Bilanzposition auf der Aktivseite dar. Mit 36,4 Mrd. Euro stellt die Position Forderungen aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Vermögenswerte die zweitgrößte Position dar. Im Wesentlichen ist dies auf die Position Forderungen aus derivativen Finanzinstrumenten in Höhe von 30,8 Mrd. Euro zurückzuführen.

Mit 17,0 Mrd. Euro ist als drittgrößter Vermögenswert der Goodwill (Vorjahr: 17,4 Mrd. Euro) ausgewiesen, welcher sich maßgeblich durch die von E.ON gezahlte Übernahmepremie für die innogy SE bildet, die der Konzern mit Synergieeffekten begründet. Werthaltigkeitstests nach den Regelungen des IFRS sollen sicherstellen, einen potenziellen Abschreibungsbedarf dieser Position aufzudecken.

Der E.ON-Konzern verfügt zum 31. Dezember 2022 über liquide Mittel in Höhe von 9,4 Mrd. Euro (Vorjahr: 6,0 Mrd. Euro). Der Konzern legte eine Cashflow-Planung der nachfolgenden fünf Jahre vor. Hieraus geht hervor, dass E.ON nach Abzug der Rückstellungen für Rückbauverpflichtungen und den geplanten Investitionen mit einem konstant positiven operativen Cashflow plant. Weiterhin erwartet der Konzern eine durchschnittliche jährliche Steigerung des EBITDA von 4 bis 5 Prozent.

Zur weiteren Deckung des Finanzbedarfs verfügt E.ON über mehrere Möglichkeiten, sich Fremdkapital in einem Rahmen von insgesamt etwa 57,7 Mrd. Euro zu beschaffen. Der Konzern kann auf ein Commercial-Paper-Programm (kurzfristige Laufzeiten) und ein Debt-Issuance-Programm (langfristige Laufzeiten) zurückgreifen. Hierbei handelt es sich um kapitalmarktorientierte Fremdfinanzierungsprogramme. Die Commercial-Paper-Programme mit einem Volumen von insgesamt 19,3 Mrd. Euro (Vorjahr: ca. 19,3 Mrd. Euro) wurden zum Bilanzstichtag in Höhe von 0,8 Mrd. Euro (Vorjahr: 1,5 Mrd. Euro) in Anspruch genommen. Das Debt-Issuance-Programm mit einem Volumen von insgesamt 35 Mrd. Euro wurde in Höhe von rund 18,4 Mrd. Euro (Vorjahr: ca. 16,1 Mrd. Euro) genutzt. Es besteht wie im Vorjahr weiterhin eine nicht gezogene, revolvingende syndizierte Kreditlinie in Höhe von 3,5 Mrd. Euro. Es ergibt sich in der Summe somit ein Potential von 38,6 Mrd. Euro (Vorjahr: 40,2 Mrd. Euro) an nicht genutzten Finanzierungsprogrammen bzw. Krediten.

Die Finanzlage zum 31. Dezember 2022 stellt der Konzern im Lagebericht des Geschäftsberichts dar. Demnach betragen die bereinigten Finanzverbindlichkeiten der E.ON 32,5 Mrd. Euro, die überwiegend aus Anleihen bestehen. Unter Berücksichtigung der wesentlichen Rückstellungen (11,2 Mrd. Euro), der liquiden Mittel und der langfristigen Wertpapiere (10,7 Mrd. Euro) sowie von Währungseffekten (0,2 Mrd. Euro) ergibt sich eine Nettoverschuldung von 32,7 Mrd. Euro, die im Vergleich zum Vorjahr um ca. 6,0 Mrd. Euro niedriger liegt.

Der Rückgang der Nettoverschuldung ist im Wesentlichen auf den Anstieg der liquiden Mittel zurückzuführen.

Weiterhin trugen gesunkene Rückstellungen für Entsorgungs- und Rückbauverpflichtungen zu dieser Entwicklung bei. Darüber hinaus ist eine leichte Verminderung der Finanzverbindlichkeiten festzustellen, welche im Besonderen auf den Rückgang der Commercial-Papers sowie einer Reduzierung der Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten zurückzuführen ist.

Das Eigenkapital des Konzerns erhöhte sich im Geschäftsjahr um 4,0 Mrd. Euro auf 21,9 Mrd. Euro, sodass sich eine Erhöhung der Eigenkapitalquote von einem auf 16 Prozent im Jahresvergleich ergab. Im Wesentlichen ist dies auf die Neubewertung der Pensionsverpflichtungen zurückzuführen. Zusätzlich wirkten sich der Konzernüberschuss sowie positive Effekte aus Zins- und Commodity-Cashflow-Hedges im sonstigen Ergebnis aus.

Der Konzern konnte im Geschäftsjahr 2022 Unternehmensanleihen mit einem Gesamtvolumen von rund 3,9 Mrd. Euro platzieren und Anleihen in Höhe von rund 2,7 Mrd. Euro zurückführen.

Es wurden sowohl herkömmliche als auch grüne Anleihen begeben. Die Bandbreiten von Kupons, also vereinbarte Zinszahlungen durch den Emittenten, liegen bei Anleihen, welche in der näheren Zukunft ihr Laufzeitende haben (Jahre 2025 und 2026), im Bereich von 0,125 bis 1,860 Prozent. Bei längeren Laufzeiten bis in die Jahre 2032 sind höhere Kupons durch den Emittenten zu zahlen. Diese bewegen sich im Bereich von 0,875 bis 5,02 Prozent. Nach dem Bilanzstichtag hat E.ON im Januar 2023 zwei weitere Unternehmensanleihen in Höhe von 1,8 Mrd. Euro begeben (Laufzeiten: 2028 und 2035; Kupons: 3,5 Prozent und 3,875 Prozent).

Die Ratingagenturen bewerten die langfristige Kreditwürdigkeit von E.ON wie im Vorjahr mit Investment Grade Ratings (*lower medium grade*). Zudem ist der Ausblick bei den Ratings stabil. E.ON hat als Ziel ausgegeben, dauerhaft ein Rating von BBB bzw. Baa (entspricht BBB) zu erlangen. Zudem hat Fitch Ratings ein Rating von BBB+ vergeben.

Es liegen keine Anhaltspunkte vor, dass E.ON seinen Rückbauverpflichtungen – insbesondere in den nächsten drei Geschäftsjahren – nicht nachkommen kann.

3.3 RWE

3.3.1 Konzern und Haftungskreis

Die RWE AG ist das Mutterunternehmen des RWE-Konzerns und als börsennotierte Kapitalgesellschaft seit dem Jahr 1988 Bestandteil des DAX. Zu Beginn des Jahres 2023 befanden sich nach Berechnungen der RWE ca. 13 Prozent der Aktien im Eigentum privater Investoren, während ca. 87 Prozent der Anteile auf institutionelle Investoren entfielen.

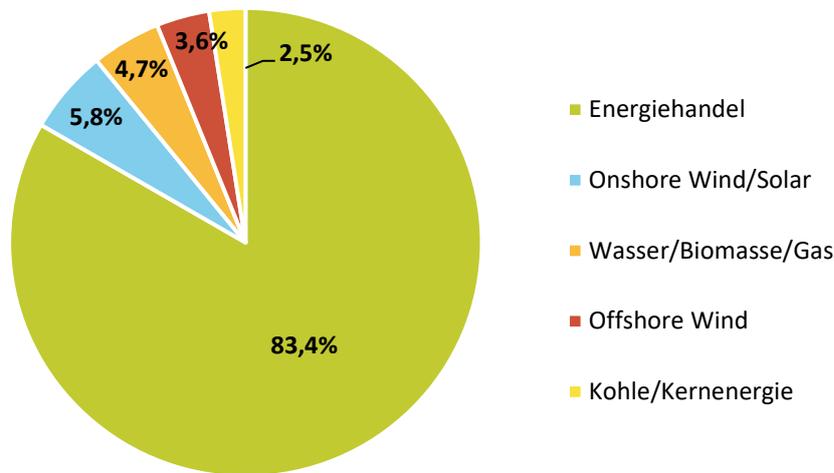
Zum 31. Dezember 2022 wird in der Finanzberichterstattung des Konzerns folgende Struktur der Geschäftssegmente dargestellt:

- i. Offshore Wind
- ii. Onshore Wind/Solar
- iii. Wasser/Biomasse/Gas
- iv. Energiehandel
- v. Kohle/Kernenergie

Nach eigenen Aussagen ist RWE zu einem international führenden Unternehmen auf dem Gebiet der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien aufgestiegen. Die Zielsetzung des Konzerns sieht eine klimaneutrale Energieproduktion spätestens ab dem Jahr 2040 vor. Dazu plant RWE Investitionen von ca. 50 Mrd. Euro in erneuerbare Energien, Batteriespeicher und die Wasserstoffproduktion sowie bis 2030 aus der Kohleverstromung auszuweisen. Neben der Stromerzeugung betrachtet RWE vor allem den Energiehandel als weitere Kernkompetenz des Konzerns.

Der Gesamtumsatz des Konzerns betrug im Jahr 2022 ca. 38,6 Mrd. Euro (Vorjahr: 24,8 Mrd. Euro), wobei das Segment *Energiehandel* mit 32,2 Mrd. Euro den größten Anteil beisteuerte. Die prozentualen Anteile der übrigen Segmente am Gesamtumsatz zeigt die folgende Abbildung:

Abbildung 6: Umsatzverteilung RWE



Unter den fünf Segmenten erweist sich der *Energiehandel* im Geschäftsjahr 2022 mit 83,4 Prozent weiterhin (Vorjahr: 78,7 Prozent) am umsatzstärksten. Dies verdeutlicht auch der Anstieg der Umsätze um 12,6 Mrd. Euro auf insgesamt 32,2 Mrd. Euro in diesem Segment. Bis auf das Segment *Onshore Wind/Solar*, welches geringfügig geringere Umsätze aufweist, konnten die Umsätze der restlichen Segmente zum Teil deutlich gegenüber dem Vorjahr erhöht werden.

Zwar berichtet der Konzern, dass sowohl der Strom- als auch der Gasabsatz unter dem Vorjahresniveau lagen und von RWE belieferte Unternehmen ihren Energieverbrauch durch das angestiegene Preisniveau senkten. Aufgrund der stark erhöhten Energiepreise für Strom und Gas konnten die Stromerlöse dennoch um 51 Prozent und die Gaserlöse um mehr als das Doppelte gegenüber dem Vorjahr gesteigert werden.

Das bereinigte EBIT des Segments *Energiehandel* stieg auf 1.111 Mio. Euro (Vorjahr: 721 Mio. Euro), was einem Anteil von 24,3 Prozent am gesamten bereinigten EBIT von 4.568 Mio. Euro entspricht. Es ergaben sich zudem Belastungen im *Energiehandel* durch eine Wertberichtigung in Höhe von 748 Mio. Euro auf Verträge über Steinkohlebezüge aus Russland.

Mit 2.005 Mio. Euro (Vorjahr: 418 Mio. Euro) und damit 43,9 Prozent am gesamten bereinigten EBIT ist das Segment *Wasser/Biomasse/Gas* zum bedeutendsten Segment im Konzerngeschäft aufgestiegen. Der Konzern berichtet hierzu, dass aufgrund des volatilen Marktumfelds im Berichtsjahr ungewöhnlich hohe Erträge aus der kurzfristigen Optimierung des Kraftwerkseinsatzes erzielt wurden sowie die Strommargen über den Erwartungen lagen.

Das Segment *Offshore Wind* hat mit 836 Mio. Euro (Vorjahr: 636 Mio. Euro) und einem Anteil von 18,3 Prozent (Vorjahr: 29,1 Prozent) zum bereinigten EBIT beigetragen, gefolgt von *Kohle/Kernenergie* mit 456 Mio. Euro (Vorjahr: 661 Mio. Euro) und 10,0 Prozent (Vorjahr: 30,3 Prozent) sowie *Onshore Wind/Solar* mit 370 Mio. Euro (Vorjahr: –145 Mio. Euro) und 8,1 Prozent (Vorjahr: –6,6 Prozent). Insgesamt kommt der Konzern so auf ein bereinigtes EBIT von 4,6 Mrd. Euro (Vorjahr: 2,2 Mrd. Euro)

Im abgeschlossenen Geschäftsjahr 2022 hat RWE 156,8 TWh Strom erzeugt. Dies entspricht einer Reduzierung von rund 2,3 Prozent im Vergleich zum Vorjahr (160,5 TWh). Der Rückgang ist im Wesentlichen auf die Halbierung der Stromproduktion aus der Kernenergie zurückzuführen (von 22,7 TWh auf 11,9 TWh im Berichtsjahr), da der Block Gundremmingen C im Rahmen des deutschen Atomausstiegs zum 31. Dezember 2021 vom Netz genommen wurde.

Die Stromerzeugung durch erneuerbare Energien stieg auf 35,5 TWh an (Vorjahr: 32,0 TWh), was einem Anteil von 22,6 Prozent an der Gesamterzeugung entspricht. Die Inbetriebnahme neuer Erzeugungskapazitäten und leicht verbesserte Windverhältnisse trugen wesentlich dazu bei. Ein Wachstum verzeichneten ebenfalls die Bereiche *Pumpspeicher/Batterien* sowie *Braunkohle und Steinkohle*. Der Zuwachs bei den Kohlekraftwerken ist auf die bessere Auslastung vor dem Hintergrund der Gaskrise zurückzuführen. Darüber hinaus wurden Blöcke auf Grundlage des Ersatzkraftwerkebereithaltungsgesetzes reaktiviert. So stieg die Stromerzeugung aus der Braunkohle von 45,9 TWh im Vorjahr auf 50,0 TWh in 2022 an, was einem Anteil von 31,9 Prozent an der Gesamtstromerzeugung von RWE entspricht. Die Stromerzeugung aus Gas reduzierte sich hingegen leicht, auch als Folge der Gasknappheit durch den Russland-Ukraine-Krieges. So wurden durch Gas 51,7 TWh erzeugt (Vorjahr: 52,4 TWh) mit einem Anteil von 33,0 Prozent an der Gesamtstromerzeugung. Der Konzern bestätigt weiterhin seine Planung, spätestens ab dem Jahr 2040 Strom klimaneutral zu produzieren.

Der Betrieb und der Rückbau der deutschen KKW sind im RWE-Konzern innerhalb des Segments *Kohle/Kernenergie* angesiedelt. Die RWE Nuclear GmbH (RWE Nuclear) ist atomrechtlicher Betreiber der Anlagen KWB A, KWB B und KMK, die alle bereits stillgelegt sind. Weiterhin ist sie auch atomrechtlicher Betreiber der Anlagen KRB A, B und C sowie des KWL. Das KRB A wurde 1977 endgültig abgeschaltet und befindet sich seit 1983 im Rückbau. Der Leistungsbetrieb des KRB B endete am 31. Dezember 2017 und für KRB C am 31. Dezember 2021. Das KWL wurde im Jahr 1977 endgültig abgeschaltet und befindet sich seit 2015 im Rückbau. Mit Verschmelzung der KWL auf die RWE Nuclear im Geschäftsjahr 2022 ist die RWE Nuclear der atomrechtliche Betreiber.

Die Kernkraftwerke Lippe-Ems GmbH (KLE) ist atomrechtlicher Betreiber des KKE, dessen Leistungsbetrieb infolge der 13. Novelle des Atomgesetzes von 2011 spätestens mit dem Ablauf des 31. Dezember 2022 beendet werden sollte. Mit dem durch den Deutschen Bundestag am 4. Dezember 2022 beschlossenen zeitlich begrenzten Weiterbetrieb für die KKW Emsland, Neckarwestheim 2 und Isar 2 als Folge der wirtschaftlichen Auswirkungen des Russland-Ukraine-Krieges, wurde der Reaktor am 15. April 2023 endgültig abgeschaltet.

Die KLE hat einen Beherrschungs- und Ergebnisabführungsvertrag mit der RWE Nuclear geschlossen. Darüber hinaus liegt ein Beherrschungs- und Ergebnisabführungsvertrag zwischen der RWE Nuclear und der RWE AG vor.

Die von der RWE Nuclear vorgelegte Liste der Gesellschaften des Haftungskreises umfasst zum 31. Dezember 2022 folgende Gesellschaften:

- RWE AG, Essen
- RWE Power AG, Essen und Köln.

Die Liste der Betreibergesellschaft KLE umfasst über die Liste der RWE Nuclear hinaus noch die folgenden Gesellschaften:

- Kernkraftwerksbeteiligung Lippe-Ems beschränkt haftende OHG, Lingen (Ems), Anwachsung auf RWE Nuclear,
- RWE Nuclear GmbH, Essen,
- RWE Nuclear Beteiligungs-GmbH, Essen, Gesellschaft erloschen, Verschmelzung mit RWE Nuclear
- PreussenElektra GmbH, Hannover,
- E.ON Energie AG, Düsseldorf,
- E.ON SE, Essen.

Ausschließlich für die ursprüngliche Betreibergesellschaft Kernkraftwerk Lingen GmbH (KWL GmbH) des KWL haben sich Änderungen am Haftungskreis ergeben. Die KWL GmbH wurde am 9. September 2022 mit Rückwirkung zum 1. Januar 2022 auf die RWE Nuclear verschmolzen. Die RWE Nuclear übernimmt damit die Nachhaftung des Betreibers gemäß § 1 Nachhaftungsgesetz.

Im Zuge der Verschmelzung wurden alle Vermögensgegenstände und Schulden zu Buchwerten von der RWE Nuclear übernommen. Für die Berichterstattung gemäß Transparenzgesetz zum Abschlussstichtag 31. Dezember 2022 berichtete somit erstmalig die RWE Nuclear auch über die Rückstellungen für Entsorgung im Kernenergiebereich für den Kernkraftwerksblock Lingen.

Nach Einschätzung des BAFA sind diese Listen vollständig und umfassen alle nach § 1 Nachhaftungsgesetz herrschenden Unternehmen im Sinne des § 2 Nachhaftungsgesetz.

3.3.2 Rückstellungen auf Betreiber- und Konzernebene

Die Rückstellungen für Rückbauverpflichtungen, die auf handelsrechtlichen Vorschriften basieren, betragen insgesamt 6,0 Mrd. Euro (Vorjahr: 5,7 Mrd. Euro). Der Rückstellungsbetrag umfasst die folgenden Anlagen:

- KRB A, KRB B, KRB C, KWL, KWB A, KWB B, KMK und KKE jeweils zu 100 Prozent.

25 Prozent der Rückstellungen für ursprünglich aus dem KRB stammende Abfälle aus der Wiederaufarbeitung sind bei der PEL verblieben.

Die Rückstellungen für Rückbauverpflichtungen, die aus der Aufstellung der Rückstellungen nach § 2 Absatz 1 des Transparenzgesetzes hervorgehen, betragen für die o.g. Anlagen der RWE Nuclear zum 31. Dezember 2022 insgesamt 4.470 Mio. Euro (Vorjahr einschließlich KWL, angepasst: 4.308 Mio. Euro). Die Erhöhung im Jahresvergleich um 162 Mio. Euro ist im Wesentlichen auf den positiven Saldo aus Zuführungen und Auflösungen der Rückstellungen zurückzuführen. Zwar erhöhten sich die Diskontierungszinssätze, jedoch übertraf der Anstieg die Kostensteigerungsrate aufgrund aktueller Inflationserwartungen diese Entwicklung. Dem stehen insbesondere Inanspruchnahmen der Rückstellungen gegenüber, welche jedoch nicht überwiegen.

Die Rückstellungen für Rückbauverpflichtungen, die aus der Aufstellung der Rückstellungen nach § 2 Absatz 1 des Transparenzgesetzes hervorgehen, betragen für die KLE zum 31. Dezember 2022 insgesamt 1.541 Mio. Euro (Vorjahr: 1.416 Mio. Euro). Im Jahresvergleich ist die Erhöhung um 125 Mio. Euro auf den positiven Saldo aus Zuführungen und Auflösungen der Rückstellungen zurückzuführen. Dies ist im Besonderen auf den Anstieg der durchschnittlichen Eskalationsrate um 0,6 Prozentpunkte zum Vorjahr zurückzuführen. Darüber hinaus führte der Anstieg der Inflation im Jahr 2022 zu höheren Kosten bei Betrieb und Rückbau, was sich ebenfalls erhöhend auswirkte. Demgegenüber sind die Diskontierungszinssätze nur leicht angestiegen.

Auch wurden für das – über das ursprüngliche gesetzliche Laufzeitende zum 31. Dezember 2022 hinaus – bis Mitte April 2023 im Leistungsbetrieb befindliche KKW nur geringe Rückstellungen in Anspruch genommen.

Nach Konzernaussage erfolgte die Planung des Rückbaus weiterhin parallel während des zeitlich bis 15. April 2023 begrenzten Weiterbetriebs. Aufgrund dessen werden durch diesen Weiterbetrieb des KKE derzeit keine wesentlichen Auswirkungen auf die Rückbaudauer, die Genehmigungen und somit folglich auf die Rückstellungen erwartet.

Die Rückstellungen nach Aufgaben bei den RWE-Betreibergesellschaften gliedern sich folgendermaßen:

Tabelle 6: **Rückstellungen nach Aufgaben der Betreibergesellschaften bei RWE**

Betreibergesellschaft	Nach- und Restbetrieb	Abbau einschließlich Vorbereitung	Reststoffbearbeitung und Verpackung der radioaktiven Abfälle
RWE Nuclear	1.538 Mio. Euro	1.527 Mio. Euro	1.413 Mio. Euro
KLE	716 Mio. Euro	417 Mio. Euro	408 Mio. Euro

Die Prüfung der Aufgliederung der Rückstellungsbeträge nach den Aufgaben *Nach- und Restbetrieb*, *Abbau einschließlich Vorbereitung* und *Reststoffbearbeitung und Verpackung der radioaktiven Abfälle* hat keine Auffälligkeiten ergeben. Die Zuordnung der Rückstellungsbeträge zu den künftigen Geschäftsjahren, in denen sie voraussichtlich liquiditätswirksam werden, entspricht dem erwarteten Verlauf.

Die Rückstellungen für Rückbauverpflichtungen, die aus der Aufstellung der Rückstellungen nach § 2 Absatz 1 des Transparenzgesetzes hervorgehen, wurden den Rückstellungsbeträgen aus den Jahresabschlüssen des Geschäftsjahres 2022 gegenübergestellt. Bei KLE stimmen die Rückstellungsbeträge aus den Jahresabschlüssen des Geschäftsjahres 2022 mit den Aufstellungen der Rückstellungen überein.

Bei RWE Nuclear ergeben sich geringfügige Differenzen zwischen den Rückstellungspositionen in ihrem Jahresabschluss und ihren Aufstellungen der Rückstellungen nach § 2 Absatz 1 des Transparenzgesetzes. Diese sind im Wesentlichen auf die bilanzierten Rückbauverpflichtungen für das Versuchatomkraftwerk Kahl zurückzuführen, die kein Bestandteil der Aufstellung der Rückstellungen gemäß § 2 Absatz 1 des Transparenzgesetzes sind.

Anhand der vorgelegten Unterlagen und nach ergänzender Erläuterung durch die zuständigen Ansprechpartner konnte die Entwicklung der Rückstellungsbeträge durch das BAFA nachvollzogen werden. Der Bewertung liegt eine Kostensteigerungsrate von 2,6 Prozent zugrunde (Vorjahr: 2,0 Prozent). Es ergaben sich insgesamt keine Beanstandungen.

Zum 31. Dezember 2022 betragen die im Konzernabschluss nach IFRS bewerteten Rückstellungen für die Entsorgung im Kernenergiebereich 5,7 Mrd. Euro, welche neben den Rückstellungen für die deutschen KKW noch anteilig Entsorgungsrückstellungen für das niederländische KKW Borssele beinhalten. Sie stellen mit ca. 26 Prozent die zweitgrößte Rückstellungsposition des Konzerns dar. Die größte Position sind bergbaubedingte Rückstellungen mit 6,4 Mrd. Euro (29 Prozent). Als drittes folgen Rückgabeverpflichtungen für CO₂-Emissionsrechte/Zertifikate alternativer Energien mit 3,5 Mrd. Euro (16 Prozent) sowie Verpflichtungen aus dem Personalbereich mit 1,5 Mrd. Euro (7 Prozent) auf Platz vier. Auf Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen entfallen 0,9 Mrd. Euro. Dies entspricht einem Anteil in Höhe von 4 Prozent. Dabei ist zu beachten, dass RWE über ein Planvermögen verfügt, welches die Voraussetzung erfüllt, um Pensionsrückstellungen als Nettobetrag im Konzernabschluss darstellen zu können.

3.3.3 Vermögens- und Liquiditätslage

Den Rückstellungsbeträgen steht auf Seiten der Betreiber entsprechendes Vermögen gegenüber. Zudem betrieb RWE in 2022 mit dem KKE noch eine Anlage, die sich im Leistungsbetrieb befand und dadurch Umsätze durch den Verkauf des produzierten Stroms erzielte.

Das Vermögen besteht in der Regel aus Ansprüchen gegen Gesellschafter, die in den Bilanzen der Betreiber als Forderungen oder Ausleihungen gegen verbundene Unternehmen ausgewiesen werden. Die benötigten liquiden Mittel werden zum Zeitpunkt des Anfalls der Ausgaben für Rückbauverpflichtungen bei den Gesellschaftern abgerufen.

Es liegen keine Anhaltspunkte auf der Ebene der Betreiber vor, dass den Rückbauverpflichtungen – insbesondere in den nächsten drei Geschäftsjahren – nicht nachgekommen werden kann. Dies setzt voraus, dass die Gesellschafter ihre Verpflichtungen gegenüber den Betreibern jederzeit erfüllen können. Deshalb wird im Folgenden auf die Vermögens- und Liquiditätslage des RWE-Konzerns eingegangen.

RWE weist in seiner Bilanz zum 31. Dezember 2022 einen Anstieg der langfristigen Vermögenswerte um 3,4 Mrd. Euro auf 42,3 Mrd. Euro aus, der sich in erster Linie auf gestiegene Sachanlagen sowie Steigerungen bei den At-Equity-bilanzierten Beteiligungen an assoziierten Unternehmen und Gemeinschaftsunternehmen, den Derivaten und sonstigen Vermögenswerten zurückführen lässt. Das kurzfristige Vermögen reduzierte sich hingegen um 7,1 Mrd. Euro auf 96,3 Mrd. Euro. Grund hierfür war insbesondere ein Rückgang der Position kurzfristige Derivate und sonstige Vermögenswerte, welche sich im Vorjahr aufgrund deutlich erhöhter Bilanzansätze nahezu vervierfacht hatte. Insgesamt führte dies zu einer leichten Absenkung der Bilanzsumme im Vergleich zum Vorjahr.

Zum 31. Dezember 2022 verfügt RWE über flüssige Mittel sowie über kurzfristig liquidierbare Wertpapiere in Höhe von 20,5 Mrd. Euro (Vorjahr: 13,9 Mrd. Euro). Dabei haben sich die flüssigen Mittel im abgeschlossenen Geschäftsjahr um 1,2 Mrd. Euro erhöht; der Bestand von kurzfristigen Wertpapieren nahm um 5,4 Mrd. Euro zu.

Die von RWE eingereichte Planung der Cashflows sieht in den nächsten drei Jahren einen Bestand an liquiden Mitteln auf stabilem Niveau vor. Die Planung deckt sich mit dem im Geschäftsbericht des Jahres 2022 enthaltenen Prognosebericht, in dem mit einem bereinigten EBITDA in einer Spanne von 5,8 bis 6,4 Mrd. Euro für das Jahr 2023 gerechnet wird. Ebenfalls erkennbar sind die im Geschäftsbericht kommunizierten Investitionsplanungen, welche gegenüber 2022 deutlich gesteigert werden sollen – insbesondere bei Windkraft-, Solar- und Batterieprojekten in den USA und Europa. Die Auszahlungen zur Bedienung der Rückbauverpflichtungen sind in der Cashflow Prognose berücksichtigt.

Zur weiteren Deckung des Finanzbedarfs verfügt RWE über diverse Möglichkeiten, sich Fremdkapital in einem Rahmen von insgesamt bis zu 23 Mrd. Euro zu beschaffen. Darüber hinaus wurde Ende 2022 ein amerikanisches Commercial-Paper (CP)-Programm über 3 Mrd. US-Dollar aufgelegt, welches jedoch erst seit Februar 2023 genutzt wird.

Der Konzern kann einerseits auf die beiden kapitalmarktorientierten Fremdfinanzierungsinstrumente CP-Programm (kurzfristige Laufzeit) und das Debt-Issuance-Programm (langfristige Laufzeit) zurückgreifen. Das CP-Programm weist ein Volumen von 5 Mrd. Euro auf und wurde zum Bilanzstichtag mit einem Volumen von

2,4 Mrd. Euro in Anspruch genommen. Das Debt-Issuance-Programm verfügt über ein Volumen in Höhe von 10 Mrd. Euro und wurde zum Bilanzstichtag in Höhe von 5,1 Mrd. Euro für die Emission von Anleihen genutzt. Weiterhin kann RWE auf drei syndizierte Kreditlinien in Höhe von insgesamt 8 Mrd. Euro zurückgreifen. Sie bestehen aus der Tranche A über 3 Mrd. Euro und Tranche B über 2 Mrd. Euro, welche bis längstens April 2026 laufen sowie der Tranche C über 3 Mrd. Euro, welche bis längstens März 2024 läuft. Der Konzern erklärt hierzu, dass der erhöhte Liquiditätsbedarf hinsichtlich der Besicherung von Terminkontrakten aufgrund der Verwerfungen am Energiemarkt eine dritte Linie erforderte. Insgesamt ergibt sich somit ein ungenutzter Finanzierungsrahmen in Höhe von 15,5 Mrd. Euro.

Im Lagebericht stellt das Unternehmen die Finanzlage zum 31. Dezember 2022 dar. Demnach haben sich die Finanzverbindlichkeiten der RWE, die überwiegend aus Anleihen, Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten und Commercial-Paper bestehen, von 17,8 Mrd. Euro im Vorjahr um 3,2 Mrd. Euro auf 21,0 Mrd. Euro in 2022 erhöht. Unter Berücksichtigung der Rückstellungen für Entsorgung im Kernenergiebereich, für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen (einschl. Nettovermögen bei fondsgedeckten Pensionsverpflichtungen) sowie für den Rückbau von Windparks (6,9 Mrd. Euro), der liquiden Mittel, Wertpapiere und des sonstigen Finanzvermögens (29,3 Mrd. Euro) sowie des hälftigen Ansatzes des Hybridkapitals (0,3 Mrd. Euro) ergibt sich insgesamt ein Nettovermögen von 1,6 Mrd. Euro. Der Anstieg des Nettovermögens zum Vorjahr um 1,3 Mrd. Euro ist im Wesentlichen auf die Eigenkapital erhöhende Ausgabe der Pflichtwandelanleihe an die Qatar Holding LLC sowie die Senkung der Rückstellungen zurückzuführen.

Bei dieser Betrachtung wurden die bergbaubedingten Rückstellungen (6,4 Mrd. Euro) und die Vermögenswerte, welche den Bergbaurückstellungen zugeordnet sind – wie die 15-Prozent-Beteiligung an E.ON mit einem Marktwert von 3,7 Mrd. Euro und der Anspruch auf staatliche Entschädigung für den deutschen Braunkohleausstieg in Höhe von 2,6 Mrd. Euro – ausgeklammert.

Die langfristige Kreditwürdigkeit von RWE wird durch Ratingagenturen mit Investment Grade Ratings (*lower medium grade*) bewertet. Damit wird RWE eine Kreditwürdigkeit mit durchschnittlich guter Qualität bescheinigt. Langfristige Anleihen der RWE weisen ein moderates Kreditrisiko mit gelegentlich spekulativen Elementen auf. Die Ratingagentur Moody's hat das Langfrustrating von RWE wie im Vorjahr mit Baa2 und für die nachrangigen Hybridkapitalanleihen mit Ba1 sowie das kurzfristige Rating mit P-2 bewertet. Das Rating von Fitch besteht ebenfalls unverändert zum Vorjahr mit BBB+ fort. Der Ausblick wurde von beiden Ratingagenturen mit stabil bewertet.

Die Agenturen begründen die Ratings mit der Transformation der RWE zu einem führenden Unternehmen auf dem Gebiet der erneuerbaren Energien sowie einer soliden Finanzlage.

Es liegen keine Anhaltspunkte vor, dass RWE seinen Rückbauverpflichtungen – insbesondere in den nächsten drei Geschäftsjahren – nicht nachkommen kann.

3.4 SWM

3.4.1 Konzern, Haftungskreis und Rückstellungen

Die Stadtwerke München GmbH (SWM GmbH) ist ein kommunales Energieversorgungs- und Dienstleistungsunternehmen. Der Konzern ist in diesem Rahmen auch für Aufgaben der kommunalen Daseinsvorsorge zuständig. Alleinigiger Eigentümer ist die Landeshauptstadt München. Die Umsatzerlöse des SWM-Konzerns betragen 10,6 Mrd. Euro im Jahr 2022 (Vorjahr: 8,3 Mrd. Euro). Die Steigerung im Jahresvergleich um rund 2,3 Mrd. Euro ist insbesondere auf preisbedingte Umsatzsteigerungen im Bereich Erdgas zurückzuführen. Der Umsatz im Stromgeschäft konnte zudem trotz Absatzrückgang mit 3,9 Mrd. Euro (Vorjahr: 2,9 Mrd. Euro) aufgrund gestiegener Preise deutlich erhöht werden. Darüber hinaus ist der Konzern im Fernwärmegeschäft tätig (0,7 Mrd. Euro).

Das Geschäft der kommunalen Daseinsvorsorge (z. B. Nahverkehr, Wasser, Bäder) erfuhr in 2022 eine Erholung, nachdem in den Vorjahren massive Einschränkungen durch die Corona-Pandemie zu einem erheblichen Umsatzrückgang führten. So erhöhten sich die Umsätze im Bereich *Verkehr* um 49 Mio. Euro auf 430 Mio. Euro. Im Bereich *Bäder* stiegen die Umsätze um 8 Mio. Euro auf 15 Mio. Euro an.

Nach Aussagen der SWM GmbH soll die Ausbauoffensive im Bereich der Erneuerbaren Energien weiter vorangetrieben werden. Durch weitere Investitionen soll die Erzeugungskapazität ausgebaut werden, um bis zum Jahr 2025 so viel Strom aus erneuerbaren Energien zu produzieren, wie München jährlich verbraucht. Im Jahr 2022 bestanden noch Stromerzeugungskapazitäten aus dem KKI 2. Die SWM GmbH ist mit einem Anteil von 25 Prozent Miteigentümer und Mitbetreiber der Anlage KKI 2. Weiterer Miteigentümer mit einem Anteil von 75 Prozent ist die PEL GmbH, welche Betriebsführer der Anlage ist.

Das KKI 2 befand sich infolge des AtGÄndG über das ursprünglich geplante Ende zum 31. Dezember 2022 hinaus bis zum Ablauf des 15. April 2023 zeitlich begrenzt im Leistungsbetrieb.

Die von der SWM GmbH vorgelegte Liste der Gesellschaften des Haftungskreises umfasst keine Gesellschaften. Nach Einschätzung des BAFA ist diese Darstellung korrekt, da die SWM GmbH von keinem Unternehmen gemäß § 2 Nachhaftungsgesetz beherrscht wird.

Die Rückstellungen für Rückbauverpflichtungen, die aus der Aufstellung der Rückstellungen nach § 2 Absatz 1 des Transparenzgesetzes hervorgehen, betragen für das KKI 2 zum 31. Dezember 2022 insgesamt 407,9 Mio. Euro (Vorjahr: 375,4 Mio. Euro) und sind bei der SWM GmbH gebildet worden. Der Anstieg im Jahresvergleich ist insbesondere auf laufende Zuführungen zurückzuführen, welche die Inanspruchnahmen überstiegen. Darüber hinaus führte der zeitlich bis 15. April 2023 begrenzte Weiterbetrieb zu Mehrkosten in einem angemessenen Rahmen für den 25 Prozent Anteil des Konzerns. Kostentreiber stellen die verlängerte Abklinglagerung der Brennelemente sowie die Projektänderungen dar. Die Mehrkosten sind in der Rückstellungsbewertung berücksichtigt worden. Nach Einschätzung des BAFA gefährden die Mehrkosten nicht die Finanzierung des Rückbaus.

Wegen des zeitlich begrenzten Weiterbetriebs der Anlage bis Mitte April 2023 haben sich auch die Meilensteine des Projektes zwischen 3 und 7 Monate verschoben. Wesentliche Rückstellungsverbräuche für das KKI 2 sind erst mit dem tatsächlichen Beginn der Rückbauarbeiten zu erwarten.

Die Rückstellungen nach Aufgaben gliedern sich folgendermaßen:

Tabelle 7: **Rückstellungen nach Aufgaben der SWM GmbH**

Betreibergesellschaft	Nach- und Restbetrieb	Abbau einschließlich Vorbereitung	Reststoffbearbeitung und Verpackung der radioaktiven Abfälle
SWM GmbH	181,5 Mio. Euro	101,6 Mio. Euro	124,9 Mio. Euro

Die Prüfung der Aufgliederung der Rückstellungsbeträge nach den Aufgaben *Nach- und Restbetrieb*, *Abbau einschließlich Vorbereitung* und *Reststoffbearbeitung und Verpackung radioaktiver Abfälle* hat keine Auffälligkeiten ergeben. Die Zuordnung der Rückstellungsbeträge zu den künftigen Geschäftsjahren, in denen sie voraussichtlich liquiditätswirksam werden, entspricht dem erwarteten Verlauf. Es ergaben sich keine Beanstandungen.

Die Rückstellungen für Rückbauverpflichtungen, die aus der Aufstellung der Rückstellungen nach § 2 Absatz 1 des Transparenzgesetzes hervorgehen, wurden den Rückstellungsbeträgen des Geschäftsberichtes des Jahres 2022 gegenübergestellt. Die Rückstellungsbeträge aus dem Jahresabschluss des Geschäftsjahres 2022 stimmen mit der Aufstellung der Rückstellungen überein.

Es wurde eine Anpassung der erwarteten Preissteigerungsraten für die Jahre 2023 (auf 6,7 Prozent) und 2024 (3,0 Prozent) berücksichtigt. Für die Jahre ab 2025 bleiben die erwarteten Preissteigerungsraten unverändert bei 2,0 Prozent. Mit der Anpassung der Preissteigerungsraten soll so der deutlich gestiegenen Inflation Rechnung getragen werden.

Anhand der vorgelegten Unterlagen konnte die Entwicklung der Rückstellungsbeträge durch das BAFA nachvollzogen werden. Es ergaben sich insgesamt keine Beanstandungen.

Zum 31. Dezember 2022 betragen die im Konzernabschluss der SWM nach HGB bewerteten Kernenergie Rückstellungen 0,4 Mrd. Euro. Damit sind sie mit ca. 14 Prozent die drittgrößte Rückstellungskategorie nach den sonstigen Rückstellungen in Höhe von 1,6 Mrd. Euro (54 Prozent) und den Pensionsrückstellungen in Höhe von 0,8 Mio. Euro (25 Prozent). Auf Platz 4 folgen die Steuerrückstellungen mit 0,2 Mrd. Euro (7 Prozent).

3.4.2 Vermögens- und Liquiditätslage

Den Rückstellungsbeträgen steht auf Seiten der SWM GmbH entsprechendes Vermögen gegenüber. Zudem befand sich das KKI 2 bis zum 15. April 2023 noch im zeitlich begrenzten Leistungsbetrieb. Daher fallen vorerst geringe Ausgaben für Rückbauverpflichtungen an. Andererseits erwirtschaftete die SWM GmbH im gesamten Berichtsjahr noch Erträge aus dem Verkauf des produzierten Stroms. Die SWM GmbH ist selbst die Konzernmuttergesellschaft. Deshalb wurden die verfügbaren liquiden Mittel ausschließlich auf Konzernebene dargestellt.

Das nicht operative Finanzvermögen des SWM-Konzerns beträgt insgesamt 1,7 Mrd. Euro (Vorjahr: 2,0 Mrd. Euro) und besteht neben liquiden Mitteln aus langfristigen Wertpapieren in Höhe von 1,2 Mrd. Euro (Vorjahr: 1,3 Mrd. Euro). SWM hat ein *Deckungsvermögen* definiert, das größtenteils aus diesem nicht operativen Finanzvermögen besteht. Dieses Vermögen soll vor allem der Deckung der Pensionsrückstellungen und der Rückstellungen für die Entsorgung im Kernenergiebereich dienen. Zum 31. Dezember 2022 übersteigt das Deckungsvermögen in Höhe von 1,4 Mrd. Euro die langfristigen Rückstellungen in Höhe von 1,1 Mrd. Euro.

Insgesamt verfügt der SWM-Konzern zum 31. Dezember 2022 über liquide Mittel in Höhe von 0,6 Mrd. Euro (Vorjahr: 0,7 Mrd. Euro). Gemeinsam mit den offenen Kreditlinien in Höhe von insgesamt 0,9 Mrd. Euro (Vorjahr: 0,9 Mrd. Euro) kann der SWM-Konzern somit kurzfristig auf finanzielle Mittel in Höhe von 1,5 Mrd. Euro zurückgreifen. SWM weist 1,7 Mrd. Euro (Vorjahr: 1,8 Mrd. Euro) an Finanzverbindlichkeiten aus. Es handelt sich dabei überwiegend um langfristige Finanzverbindlichkeiten, die aus Schuldscheindarlehen und anderen Krediten bestehen.

Der operative Cashflow in 2022 wurde durch hohe, bereitzustellende Sicherheitsleistungen (Variation Margins) beeinflusst und reduzierte sich im Vergleich zum Vorjahr um 950,6 Mio. Euro auf 216,5 Mio. Euro (Vorjahr: 1.167,1 Mio. Euro). Dies führte zu einem Anstieg der sonstigen Vermögensgegenstände und auch zur Bindung liquider Mittel. Der Konzern rechnet für die Zukunft mit sinkenden Energiepreisen, die aufgrund geringerer Variation Margins zu einem höheren operativen Cashflow führen. In der Prognose der Cashflows für die nächsten drei Jahre werden die Auszahlungen zur Bedienung der Rückbauverpflichtungen berücksichtigt. Mit nennenswerten Auszahlungen für Rückbauverpflichtungen ist erst nach dem Ende des Leistungsbetriebs zu rechnen.

Der SWM-Konzern rechnet aufgrund der für das Gesamtgeschäft geringen Bedeutung der Rückbauverpflichtungen und des bereits für diesen Zweck gebildeten Deckungsvermögens nicht mit einer Gefährdung der finanziellen Leistungsfähigkeit zur Finanzierung des Rückbaus des KKI 2. Laut SWM sind keine Beeinträchtigungen der Finanzierung der Ausgaben für die Rückbaurückstellung jetzt oder für die Zukunft erkennbar.

Neben dem Ausbau der erneuerbaren Energien sieht der Konzern eine Chance in dem Ausbau der Glasfaserinfrastruktur bzw. im Bereich der Telekommunikation. Dies zeigte sich auch an den Investitionen in 2022, welche mit rund 0,8 Mrd. Euro jedoch nicht ganz das Niveau des Vorjahres erreichten (Vorjahr: 1,1 Mrd. Euro). SWM plant bis 2025 weiterhin mit hohen Investitionen. Diese Investitionen werden insbesondere aus dem Cashflow aus der laufenden Geschäftstätigkeit gedeckt sowie aus dem Finanzmittelfonds. Weiterhin sollen in einem gewissen Umfang Darlehen aufgenommen werden. Insgesamt bleibt der Finanzmittelfonds nach Planungen von SWM in den nächsten drei Geschäftsjahren positiv.

Es liegen keine Anhaltspunkte vor, dass SWM seinen Rückbauverpflichtungen – insbesondere in den nächsten drei Geschäftsjahren – nicht nachkommen kann.

3.5 Vattenfall

3.5.1 Konzern und Haftungskreis

Die Muttergesellschaft des Vattenfall-Konzerns ist die Vattenfall AB, die sich zu 100 Prozent im Besitz des schwedischen Staates befindet und deren Aktien daher nicht an der Börse gehandelt werden.

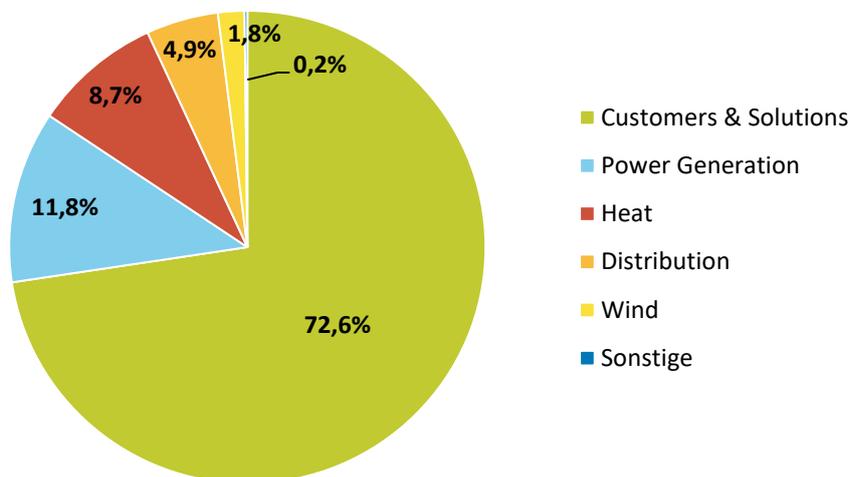
Die Geschäftssegmente des Konzerns unterteilen sich im Geschäftsbericht folgendermaßen:

- i. Customers & Solutions (Vertrieb und Kundenlösungen)
- ii. Power Generation (Elektrizitätserzeugung)
- iii. Distribution (Stromverteilung)
- iv. Heat (Fernwärme)
- v. Wind (Windenergie)

Die Umsatzerlöse des Gesamtkonzerns betragen im Jahr 2022 insgesamt 21,6 Mrd. Euro (Vorjahr: 17,6 Mrd. Euro). Vattenfalls wichtigste Absatzmärkte sind Deutschland (8,8 Mrd. Euro), Schweden (4,6 Mrd. Euro) und die Niederlande (6,2 Mrd. Euro). Dabei konnte der Umsatz in den Segmenten *Customer & Solutions* und *Heat* gesteigert werden. Das Segment *Customer & Solutions* verzeichnete diese Steigerung hauptsächlich aufgrund vorübergehender Beschaffungseffekte bei Strom und Gas sowie einer wachsenden Kundenbasis, welche um 4 Prozent auf 10,9 Mio. Verträge anstieg. Das Segment *Heat* verzeichnete eine Steigerung des Umsatzes auf Grund von höheren Gaspreisen an den Absatzmärkten. In allen anderen Segmenten (*Wind*, *Power Generation* und *Distribution*) war ein Rückgang der Umsatzerlöse zu verzeichnen.

In der folgenden Abbildung wird die konzernexterne Umsatzverteilung je Segment dargestellt. Der größte Anteil entfällt dabei mit knapp 73 Prozent auf das Segment *Customers & Solutions*. Den zweitgrößten Anteil hat das Segment *Power Generation* mit gut 12 Prozent. Das Geschäftssegment *Heat* macht 9 Prozent und das Segment *Distribution* 5 Prozent des Gesamtumsatzes aus. Das Geschäftssegment *Wind* trägt gut 2 Prozent zum Gesamtumsatz bei. Anhand der Umsatzverteilung zeigt sich, dass der Vattenfall-Konzern Leistungen entlang der gesamten Energie-Wertschöpfungskette anbietet.

Abbildung 7: Umsatzverteilung Vattenfall



Der Vattenfall-Konzern konnte sein bereinigtes EBIT gegenüber 2021 um gut 10 Prozent auf 3.355 Mio. Euro steigern (Vorjahr: 3.042 Mio. Euro). Den größten Anteil machte hier das Geschäftssegment *Power Generation* mit 44,2 Prozent aus. Dicht dahinter konnte das Segment *Wind* in diesem Jahr kräftig zulegen mit insgesamt 44,1 Prozent. Der Bereich *Customers & Solutions* trägt trotz seines großen Anteils an den Umsatzerlösen lediglich 19,9 Prozent zum bereinigten EBIT bei.

Das Kernenergiegeschäft ist dem Segment *Power Generation* zugeordnet. Vattenfall betreibt in Schweden das KKW Ringhals und das KKW Forsmark mit einer kombinierten Kapazität von 7.200 MW. Das KKW Ringhals verfügt über 4 Blöcke. Nach Konzernangaben laufen die Vorbereitungen für den Rückbau der Blöcke 1 und 2 des KKW Ringhals, so dass nach Konzernplanung die Rückbauarbeiten ab dem Jahr 2023 beginnen sollen. Im November 2020 ging Ringhals 1 in eine sogenannte Coast-down-Phase, in der die Leistung schrittweise reduziert wurde. Ende Dezember wurde der Block 1 dann endgültig abgeschaltet. Die Abschaltung von Block 2 war bereits am 31. Dezember 2019 erfolgt.

Die Blöcke 3 und 4 des KKW Ringhals und die Blöcke 1, 2 und 3 des KKW Forsmark werden technisch aufgerüstet, um langfristig Strom aus Kernenergie herzustellen. Für das deutsche Kernenergiegeschäft ist die Vattenfall Europe Nuclear Energy GmbH (VENE) verantwortlich. Sie ist eine 100-prozentige Tochter der Vattenfall GmbH, die als oberste Gesellschaft im deutschen Vattenfall-Teilkonzern fungiert. Vattenfall AB hält wiederum alle Anteile an der Vattenfall GmbH.

Die KKB oHG ist atomrechtlicher Betreiber der Anlage KKB. Die persönlich haftenden Gesellschafter des Betreibers sind die VENE zu 66,7 Prozent sowie die PEL zu 33,3 Prozent. Die KKK oHG ist atomrechtlicher Betreiber der Anlage KKK. Die persönlich haftenden Gesellschafter des Betreibers sind die VENE sowie die PEL zu je 50 Prozent. Beide Anlagen wurden 2011 endgültig abgeschaltet. Die Betriebsführung der KKB und KKK liegt bei der VENE, welche alleinvertretungsberechtigte Geschäftsführerin der beiden Betreiber ist. Des Weiteren hält die VENE 33,33 Prozent der KKS oHG und 20 Prozent der KBR oHG.

KKB oHG ist zu 100 Prozent und KKK oHG zu 50 Prozent über die VENE und die Vattenfall GmbH in den Konzernabschluss von Vattenfall einbezogen. Die KKK oHG ist ebenfalls zu 50 Prozent in den Konzernabschluss von E.ON einbezogen, wird aber aufgrund der Betriebsführung durch VENE in diesem Kapitel behandelt. Die KKS oHG und die KBR oHG sind in den Konzernabschluss von E.ON einbezogen und werden im entsprechenden Kapitel behandelt.

Tabelle 8: **Struktur der KKW und Beteiligungen innerhalb des Vattenfall-Konzerns**

Betreibergesellschaft	KKW	Rechtlicher Anteil	Bilanzieller Anteil
KKB oHG	KKB	66,7 Prozent	100 Prozent
KKK oHG	KKK	50 Prozent	50 Prozent
KKS oHG	KKS	33,33 Prozent	–
KBR oHG	KBR	20 Prozent	–

Insgesamt trägt der Vattenfall-Konzern Rückbauverpflichtungen für die KKW entsprechend seiner rechtlichen Beteiligungsverhältnisse.

Zwischen der Vattenfall GmbH und der VENE bestehen ein Ergebnisabführungsvertrag und eine Patronatserklärung. Es bestehen darüber hinaus Kostenübernahmeverträge der VENE mit allen o.g. Betreibergesellschaften.

Die vorgelegte Liste der Gesellschaften des Haftungskreises ist für KKB oHG und KKK oHG identisch und umfasst zum 31. Dezember 2022 folgende Gesellschaften:

- Vattenfall Europe Nuclear Energy GmbH, Hamburg,
- Vattenfall GmbH, Berlin,
- PEL GmbH, Hannover,
- E.ON Energie AG, Düsseldorf,
- E.ON SE, Essen.

Nach Einschätzung des BAFA ist diese Liste vollständig und umfasst alle nach § 1 Nachhaftungsgesetz herrschenden Unternehmen im Sinne von § 2 Nachhaftungsgesetz. Zum Vorjahr haben sich keine Änderungen am Haftungskreis ergeben.

3.5.2 Rückstellungen auf Betreiber- und Konzernebene

Die Rückstellungen für Rückbauverpflichtungen, die auf handelsrechtlichen Vorschriften basieren, betragen insgesamt 1,7 Mrd. Euro (Vorjahr: 1,7 Mrd. Euro). Der Rückstellungsbetrag umfasst die folgenden Anlagen:

- KKB zu 100 Prozent,
- KKK zu 50 Prozent.

Die Rückstellungen für Rückbauverpflichtungen, die aus der Aufstellung der Rückstellungen nach § 2 Absatz 1 des Transparenzgesetzes hervorgehen, betragen zum 31. Dezember 2022 für KKB 1.043,2 Mio. Euro (Vorjahr: 1.097,3 Mio. Euro) und für KKK 1.299,3 Mio. Euro (Vorjahr: 1.304,3 Mio. Euro). Damit haben sich die Rückstellungen bei KKK kaum und bei KKB im Vergleich zum letzten Jahr leicht verändert. Dies ist insbesondere darauf zurückzuführen, dass die Minderungen durch Rückstellungsverbräuchen die Kostensteigerungen auf Grund von Neubewertungen und durch Effekte aus Zinssatzveränderungen überwogen.

Folgendermaßen untergliedern sich die Rückstellungen nach Aufgaben bei den Betreibergesellschaften:

Tabelle 9: **Rückstellungen nach Aufgaben der Betreibergesellschaften bei Vattenfall**

Betreibergesellschaft	Nach- und Restbetrieb	Abbau einschließlich Vorbereitung	Reststoffbearbeitung und Verpackung der radioaktiven Abfälle
KKB oHG	420,3 Mio. Euro	267,5 Mio. Euro	355,4 Mio. Euro
KKK oHG	535,6 Mio. Euro	420,6 Mio. Euro	343,1 Mio. Euro

Die Prüfung der Aufgliederung der Rückstellungsbeträge nach den Aufgaben *Nach- und Restbetrieb*, *Abbau einschließlich Vorbereitung* und *Reststoffbearbeitung und Verpackung radioaktiver Abfälle* hat keine Auffälligkeiten ergeben. Die Aufgabe *Abbau einschließlich Vorbereitung* enthält in Summe einen Betrag von ca. 81 Mio. Euro

für den konventionellen Abriss der Gebäude nach Entlassung der Anlagen aus der atomrechtlichen Überwachung. Die Zuordnung der Rückstellungsbeträge zu den künftigen Geschäftsjahren, in denen sie voraussichtlich liquiditätswirksam werden, entspricht dem zu erwartenden Verlauf.

Bei beiden Betreibergesellschaften stimmen die Rückstellungsbeträge aus den Jahresabschlüssen des Geschäftsjahres 2022 mit den Aufstellungen der Rückstellungen nach § 2 Absatz 1 des Transparenzgesetzes überein.

Anhand der vorgelegten Unterlagen konnte die Entwicklung der Rückstellungsbeträge durch das BAFA nachvollzogen werden. Die bei der Bewertung zugrunde gelegte jährliche Preissteigerung beträgt seit diesem Jahr 2,25 Prozent (vormals 2,00 Prozent). Es ergaben sich insgesamt keine Beanstandungen.

Im Konzernabschluss von Vattenfall stellen die nach IFRS bewerteten Kernenergie Rückstellungen mit knapp 10,0 Mrd. Euro (69 Prozent) den größten Posten innerhalb der gesamten Rückstellungen (14,4 Mrd. Euro) dar. Von den knapp 10,0 Mrd. Euro an Kernenergie Rückstellungen entfallen 8,2 Mrd. Euro auf schwedische KKW und 1,8 Mrd. Euro auf deutsche KKW. Als zweit- und drittgrößte Rückstellungspositionen folgen die Pensionsrückstellungen mit 2,5 Mrd. Euro (17 Prozent) und Rückstellungen für zukünftige Verpflichtungen aus dem Gas- und Windbetrieb in Höhe von 1,0 Mrd. Euro (7 Prozent). Die sonstigen Rückstellungen betragen 528 Mio. Euro (6 Prozent).

3.5.3 Vermögens- und Liquiditätslage

Den Rückstellungsbeträgen steht auf Seiten der Betreiber entsprechendes Vermögen gegenüber. Das Vermögen besteht in der Regel aus Ansprüchen gegen Gesellschafter, die in den Bilanzen der Betreiber als Forderungen gegen Gesellschafter und verbundene Unternehmen ausgewiesen werden. Die benötigten liquiden Mittel werden zum Zeitpunkt des Anfalls der Ausgaben für Rückbauverpflichtungen bei den Gesellschaftern abgerufen.

Es liegen keine Anhaltspunkte auf der Ebene des Betreibers vor, dass den Rückbauverpflichtungen – insbesondere in den nächsten drei Geschäftsjahren – nicht nachgekommen werden kann. Dies setzt voraus, dass die Gesellschafter ihre Verbindlichkeiten gegenüber den Betreibern jederzeit erfüllen können. Deshalb wird im Folgenden auf die Vermögens- und Liquiditätslage des Vattenfall-Konzerns eingegangen.

Maßgebliche Konzernmuttergesellschaft ist nach den Unterlagen der Betreiber die Vattenfall GmbH für den deutschen Vattenfall-Teilkonzern. Die Vattenfall GmbH vereinnahmt als Holdinggesellschaft hauptsächlich Jahresergebnisse aus den Tochtergesellschaften und Erlöse aus der Erbringung von Servicefunktionen. Darüber hinaus wird den Tochtergesellschaften die notwendige Liquidität zur Verfügung gestellt.

Die Vattenfall GmbH war zum 31. Dezember 2022 mit Eigenkapital in Höhe von 851,2 Mio. Euro (Vorjahr: 2.568,7 Mio. Euro) ausgestattet, davon gezeichnetes Kapital in Höhe von 500 Mio. Euro und eine Kapitalrücklage in Höhe von 511,2 Mio. Euro sowie einem Bilanzverlust in Höhe von 160,0 Mio. Euro. Der Konzern teilte hierzu mit, dass sich der deutliche Rückgang des Eigenkapitals gegenüber dem Vorjahr um 1.717,5 Mio. Euro im Wesentlichen durch eine Ausschüttung an die Anteilseignerin Vattenfall AB in Höhe von 1,5 Mrd. Euro und dem Jahresfehlbetrag in Höhe von 228,7 Mio. Euro ergab.

Laut dem Jahresabschluss der Vattenfall GmbH setzt sich die Ausschüttung in Höhe von 1,5 Mrd. Euro aus dem Bilanzgewinn 2021 in Höhe von 1.343,9 Mio. Euro und einer Entnahme aus der Kapitalrücklage in Höhe von 156,1 Mio. Euro zusammen.

Während sich der Jahresfehlbetrag der Vattenfall GmbH im aktuellen Jahr auf 228,7 Mio. Euro belief, betrug der Jahresüberschuss im Jahr 2021 2.050,7 Mio. Euro. Ursächlich für den hohen Jahresüberschuss 2021 waren Einmalerträge aus den Ausgleichszahlungen der Bundesrepublik Deutschland für nicht mehr verstrombare Elektrizitätsmengen an die Vattenfall Nuclear Energy GmbH sowie der Verkauf der Anteile an der Stromnetz Berlin GmbH.

Zur Darstellung der Liquidität hat Vattenfall die geplanten Cashflows für die nächsten fünf Jahre des deutschen Vattenfall-Teilkonzerns vorgelegt. Der Großteil der hier angezeigten flüssigen Mittel und kurzfristig liquidierbaren Geldanlagen befindet sich bei der Vattenfall GmbH. Die restliche Liquidität liegt bei den anderen Tochtergesellschaften innerhalb des deutschen Teilkonzerns. Die operativen Ergebnisse werden von diesen Tochtergesellschaften beigetragen, die ihre Erträge auf den Gebieten der Strom- und Wärmeerzeugung aus konventionellen und Erneuerbare Energien sowie Energieverteilung und Vertrieb erzielen. Die prognostizierten Cashflows aus laufender Geschäftstätigkeit enthalten die geplanten Inanspruchnahmen der Kernenergie Rückstellungen. Aus den Planungen des deutschen Vattenfall-Teilkonzerns geht hervor, dass sich die liquiden Mittel auf einem konstanten Niveau bewegen werden. Der wesentliche Faktor der zu einem weiterhin hohen Anfangsbestand an liquiden Mit-

teln für das Jahr 2023 geführt hat, sind die erhaltenen Guthaben aus Marginzahlungen und dem damit korrespondierenden Anstieg der Cashpool-Verbindlichkeiten. Der Effekt, dass sich die Marginguthaben bei Erfüllung der zugrundeliegenden Terminmarktgeschäfte sowie einer Umkehr der Preisentwicklung wieder verringern, ist bereits im Jahr 2022 eingetreten. Auch anhand der Prognose für das Jahr 2023 wird dies anhand des hohen negativen Cashflow aus laufender Geschäftstätigkeit deutlich. Insgesamt wird in der Cashflow-Planung für die Jahre 2023 bis 2027 aufgrund der volatilen Preisentwicklung und dem damit verbundenen Anstieg der Guthaben aus erhaltenen Marginzahlungen mit höheren Beständen an liquiden Mitteln geplant als dies in der Vorjahresplanung der Fall gewesen ist.

Zur Bedienung der schwedischen Kernenergierückstellungen zahlt der Gesamtkonzern Vattenfall AB eine erzeugungsabhängige Abgabe an den Swedish Nuclear Waste Fund. Sind die gesetzlichen Verpflichtungen erfüllt, erstattet der Fonds die entsprechenden Ausgaben. Der auf Vattenfall entfallende Betrag am Swedish Nuclear Waste Fund beträgt zum 31. Dezember 2022 insgesamt 4,3 Mrd. Euro. Dieser ist als Vermögenswert im Konzernabschluss bilanziert. Wenn der Anteil am Swedish Nuclear Waste Fund ins Verhältnis zu den schwedischen Kernenergierückstellungen gesetzt wird, ergibt sich eine Deckungsquote von ca. 52 Prozent.

Vattenfall weist zum 31. Dezember 2022 im Konzernabschluss liquide Mittel in Höhe von 15,5 Mrd. Euro (Vorjahr: 16,7 Mrd. Euro) aus, wovon 0,3 Mrd. Euro nicht kurzfristig verfügbar sind. Hierbei ist zu beachten, dass sich die liquiden Mittel in der Heimatwährung im Vergleich zum Vorjahr erhöht haben (von 170,8 Mrd. SEK zu 172,4 Mrd. SEK). Der oben dargestellte Rückgang ist somit auf den Umrechnungskurs zurückzuführen. Um einem Liquiditätsrisiko zu begegnen, verfolgt Vattenfall das Ziel, kurzfristig verfügbare Geldmittel vorzuhalten, die mindestens 10 Prozent des Konzernumsatzes oder dem Liquiditätsbedarf der nächsten 90 Tage entsprechen. Zum 31. Dezember 2022 betrug der Anteil der kurzfristig zugänglichen Geldmittel am Konzernumsatz ca. 101,8 Prozent.

Darüber hinaus wird der Zugriff auf Kapital durch ein Mittelbeschaffungsprogramm über den Kapitalmarkt gesichert. Dazu steht ein Commercial Paper mit einem Volumen von insgesamt 6 Mrd. Euro und ein Medium Term Note mit einem Volumen von 10 Mrd. Euro zur Verfügung. Insgesamt wurden davon ca. 63 Prozent bzw. 10,0 Mrd. Euro zum 31. Dezember 2022 abgerufen. Vattenfall verfügt zudem über eine ungenutzte Kreditlinie in Höhe von 2,0 Mrd. Euro.

Im Lagebericht stellt das Unternehmen die Finanzlage zum 31. Dezember 2022 dar. Demnach betragen die verzinslichen Verbindlichkeiten insgesamt 15,9 Mrd. Euro. Diese bestehen hauptsächlich aus Anleiheemissionen. Weiterhin bestehen die verzinslichen Verbindlichkeiten aus langfristigen Anleihen, Hybridkapital und Verbindlichkeiten gegenüber Minderheitsgesellschaftern. Unter Berücksichtigung der wesentlichen Rückstellungen (8,4 Mrd. Euro) sowie der verfügbaren liquiden Mittel (15,2 Mrd. Euro) und sonstiger Korrekturposten (insgesamt 2,1 Mrd. Euro), wie zum Beispiel der hälftige Ansatz des Hybridkapitals, ergibt sich eine bereinigte Nettoverschuldung von 6,9 Mrd. Euro (Vorjahr: 2,6 Mrd. Euro). Dies ist in erster Linie auf höhere Verbindlichkeiten in Höhe von 15,9 Mrd. Euro (Vorjahr: 12,3 Mrd. Euro) zurückzuführen. Diese wiederum stiegen im Wesentlichen durch Anleiheemission und Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten in Höhe von 5,6 Mrd. (Vorjahr: 3,7 Mrd. Euro) und kurzfristige Schulden in Höhe von 6,4 Mrd. Euro (Vorjahr: 4,5 Mrd. Euro).

Im Geschäftsjahr 2022 wurden drei Senior-Anleihen in Höhe von 1,65 Mrd. Euro begeben. Zwei davon haben eine Laufzeit von 18 Monaten (variable Anleihe in Höhe von 650 Mio. Euro und festverzinsliche Anleihe in Höhe von 500 Mio. Euro). Die verbleibende Anleihe hat eine Laufzeit von 4 Jahren (Festanleihe in Höhe von 500 Mio. Euro).

Im aktuellen Jahr fand keine neue Ausgabe von Hybridkapital statt. Im Vorjahr wurden drei grüne Hybridbonds mit Volumen in Höhe von 500 Mio. SEK (48,8 Mio. Euro/Umrechnungskurs zum Bilanzstichtag), 3.000 Mio. SEK (292,7 Mio. Euro/Umrechnungskurs zum Bilanzstichtag) und 250 Mio. GBP (297,4 Mio. Euro/Umrechnungskurs zum Bilanzstichtag) emittiert.

Zum 31. Dezember 2022 weist Vattenfall im Geschäftsbericht Verbindlichkeiten aus Anleihen in Höhe von 5,6 Mrd. Euro (Vorjahr: 3,7 Mrd. Euro) aus.

Die Einschätzungen der Ratingagenturen zur Kreditwürdigkeit von Vattenfall unterscheiden sich. So wird die Kreditwürdigkeit von Moody's mit *upper medium grade* und von Standard & Poor's mit *lower medium grade* eingestuft. Allerdings wurde der Ausblick von Moody's von negativ auf stabil und von Standard & Poor's von stabil auf positiv angehoben. Insgesamt liegt die Kreditwürdigkeit im Investment Grade-Bereich. Im Vergleich zum Vorjahresbericht haben sich die Einschätzungen nicht geändert.

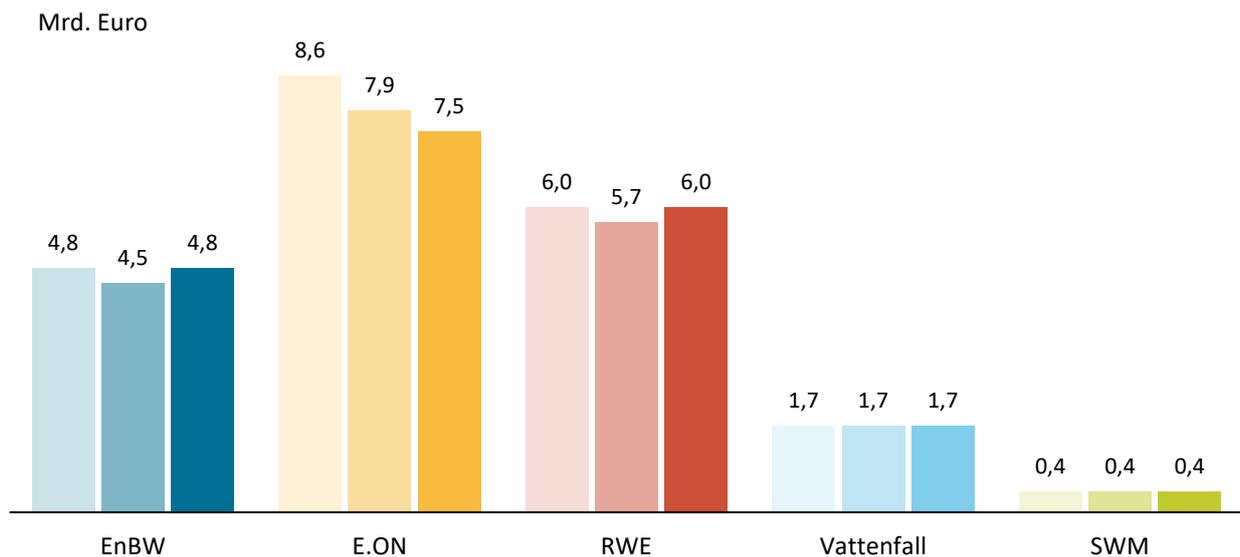
Es liegen keine Anhaltspunkte vor, dass Vattenfall seinen Rückbauverpflichtungen – insbesondere in den nächsten drei Geschäftsjahren – nicht nachkommen kann.

4 Fazit

Die Rückstellungen für Rückbauverpflichtungen, die aus den Aufstellungen der Rückstellungen nach § 2 Absatz 1 des Transparenzgesetzes hervorgehen, betragen zum 31. Dezember 2022 auf Basis der handelsrechtlichen Jahresabschlüsse der Betreiber insgesamt ca. 20,5 Mrd. Euro (Vorjahr: 20,2 Mrd. Euro).

Diese Rückstellungen sind wie folgt den einzelnen Konzernen zuzuordnen:

Abbildung 8: Rückstellungen der EVU zu den Stichtagen 2020, 2021 und 2022



Regelmäßig handelt es sich bei den Kernenergie Rückstellungen neben den Pensionsrückstellungen um die größten Rückstellungspositionen. Aufgrund der Langfristigkeit dieser Verpflichtungen zeichnen sich beide Rückstellungsarten durch eine hohe Sensitivität im Hinblick auf die versicherungsmathematischen bzw. bei den Kernenergie Rückstellungen nuklearspezifischen Annahmen aus.

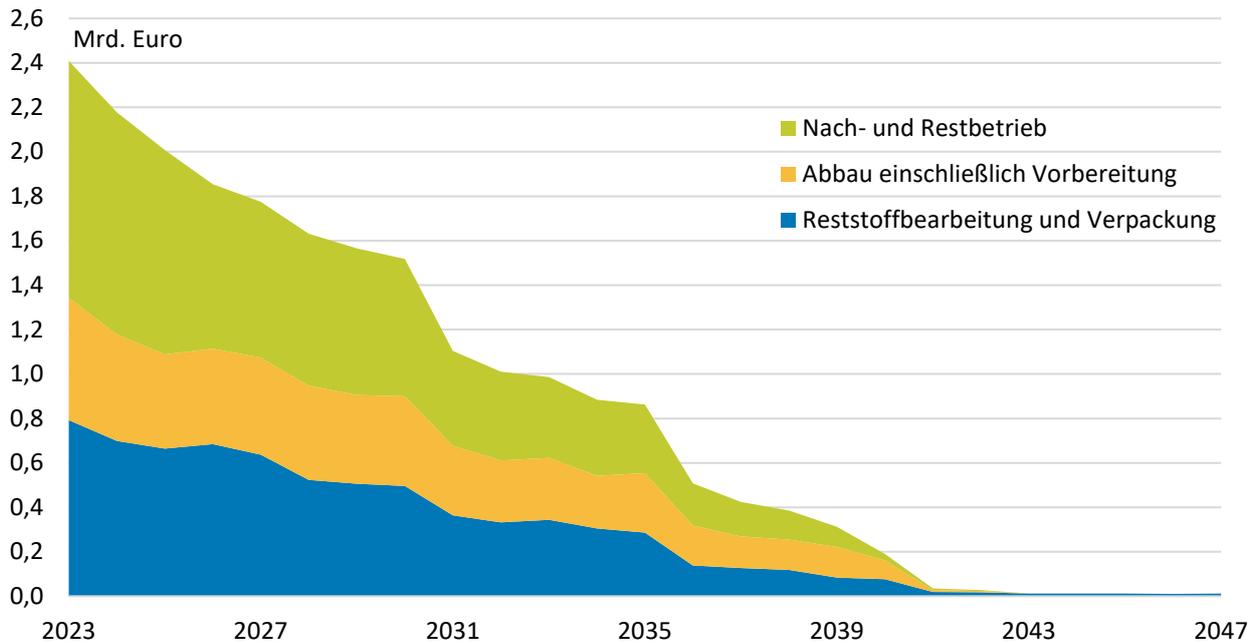
Änderungen im Bereich der Diskontierungszinssätze oder bei den Annahmen zur Preissteigerung und zu Lohn- und Gehaltstrends haben einen großen Effekt auf die Höhe dieser langfristigen Rückstellungspositionen. Im Berichtsjahr haben sich die im Berichtsjahr auftretenden hohen Preissteigerungen deutlich ausgewirkt und bei allen betrachteten Energieversorgungsunternehmen zu einer Erhöhung der Rückstellungen für Rückbauverpflichtungen geführt. Gleichzeitig wirkten sich die gestiegenen Diskontierungszinssätze rückstellungsmindernd aus. Rückstellungsverbräuche auf Grund von fortschreitenden Rückbauaktivitäten sorgten für eine Reduzierung der Rückstellungen für Rückbauverpflichtungen. In Summe überwog dieser Effekt allerdings nicht, so dass ein leichter Anstieg der Rückbau-Rückstellungen im Jahr 2022 zu verzeichnen war. Dabei bestehen Unterschiede zwischen den Energiekonzernen: Bei EnBW und RWE haben sich die betrachteten Rückstellungen erhöht, bei E.ON reduziert und bei Vattenfall und SWM sind sie nahezu gleich geblieben.

Die Rückstellungen für Rückbauverpflichtungen sind nach den Aufgaben gemäß § 5 Absatz 2 RückBRTransparenzV wie folgt aufgeteilt:

- Nach- und Restbetrieb: 8,4 Mrd. Euro (Vorjahr: 8,0 Mrd. Euro)
- Abbau einschließlich Vorbereitung: 5,3 Mrd. Euro (Vorjahr: 5,5 Mrd. Euro)
- Reststoffbearbeitung und Verpackung der radioaktiven Abfälle: 6,8 Mrd. Euro (Vorjahr: 6,7 Mrd. Euro)

Bei Betrachtung der Aufgliederung wird deutlich, dass der Nach- und Restbetrieb die größte Kostenkategorie noch vor der Reststoffbearbeitung und Verpackung im Rahmen des Rückbauverfahrens darstellt. Die eigentlichen Abbauarbeiten werden mit dem geringsten Kostenanteil veranschlagt. Den geplanten zeitlichen Anfall der Ausgaben für Rückbauverpflichtungen aller Betreiber verdeutlicht die nachfolgende Abbildung.

Abbildung 9: Eskalierte Ausgaben nach Aufgaben 2023 bis 2047



Die Rückbauverpflichtungen für deutsche KKW fallen über einen langen Zeitraum an. Die Rückstellungsverbräuche verteilen sich voraussichtlich mindestens bis zum Jahr 2040, wobei der Hauptteil der Verbräuche in den nächsten Jahren anfallen wird und die Jahresscheiben dann sukzessive kleiner werden. Die im Prüfsjahr von den Betreibern vorgelegten Zahlen unterlagen der Prämisse, dass der Leistungsbetrieb aller KKW spätestens zum 15. April 2023 endet.

Im Jahr 2023 planen die Betreiber demnach eskalierte Ausgaben für Rückbauverpflichtungen von ca. 2,4 Mrd. Euro. In diesem Zeitraum können sich die drei KKW Emsland, Isar 2 und Neckarwestheim 2 noch bis zum 15. April 2023 im Leistungsbetrieb befinden. Dementsprechend werden für diese KKW verringerte Ausgaben für Rückbauverpflichtungen anfallen und es werden noch Erlöse aus der Stromproduktion generiert. Diese können zur teilweisen Deckung der Rückbauverpflichtungen genutzt werden. Ab dem Jahr 2024 sollen die eskalierten Ausgaben für Rückbauverpflichtungen nach derzeitigen Planungen 2,2 Mrd. Euro betragen und über die nächsten Jahre kontinuierlich fallen.

In den Jahren 2026 bis 2028 werden über alle EVU hinweg Ausgaben von ca. 1,8 Mrd. Euro im jährlichen Durchschnitt erwartet. Nach dem Jahr 2030 soll die Kurve der Ausgaben steil nach unten gehen und ab 2033 werden die Ausgaben aus heutiger Sicht den Betrag von 1 Mrd. Euro pro Jahr dauerhaft unterschreiten.

Die Prüfung des BAFA hinsichtlich der Aufstellung der Rückstellungsbeträge führte zu keinen Beanstandungen. Hinsichtlich der Prüfung der Verfügbarkeit liquider Mittel zur Deckung der Rückbauverpflichtungen wurde die Ertrags-, Finanz- und Vermögenslage sowohl auf Betreiber-⁶ als auch auf Konzernebene analysiert. Es zeigte sich auf Betreiberebene, dass neben den Umsatzerlösen der sich bis zum 15. April 2023 im Leistungsbetrieb befindlichen KKW sowie bilanzierten Finanzanlagen überwiegend Forderungspositionen bestehen, die nach Bedarf zur Bedienung der Rückbauverpflichtungen abgerufen werden können. Die Werthaltigkeit der Forderungen wird durch die Betreiber regelmäßig und durch den Abschlussprüfer im Rahmen der Jahresabschlussprüfung überprüft. Diese Forderungen sind durch frei verfügbare liquide Mittel der Betreiber entstanden, welche innerhalb der Konzerne als Darlehen zur Verfügung gestellt wurden. Die im Konzern angesammelten Mittel werden nach den Anlagestrategien kurz-, mittel- bis langfristig angelegt. Den Betreibern stehen diese Mittel entsprechend der zeitlichen Rückbauplanung zur Verfügung.

⁶ Da einzelne Betreiber aufgrund vertraglicher Vereinbarungen von den Rückbauverpflichtungen und damit von der Notwendigkeit, Rückstellungen zu bilden, befreit sind, wurde die Analyse teilweise ausgedehnt. Der Einfachheit halber wird in der Folge nur vom Betreiber gesprochen.

Die hier betrachteten Energiekonzerne können grob unterteilt werden in börsennotierte Unternehmen (E.ON und RWE) und Unternehmen, die sich in öffentlicher Hand befinden (EnBW, SWM und Vattenfall⁷). Das Geschäftsmodell der börsennotierten Unternehmen ist gekennzeichnet durch die Fokussierung auf einzelne Geschäftsfelder. E.ON konzentriert sich auf das Netz- und Vertriebsgeschäft und RWE auf den Energiehandel und die Energieerzeugung. Die Geschäftsstrategien von EnBW und Vattenfall decken demgegenüber alle Geschäftssegmente des Energiemarkts ab. SWM ist neben dem Energiegeschäft mit Aufgaben der kommunalen Daseinsvorsorge betraut.

Das langfristige Vermögen aller Energiekonzerne ist geprägt durch Sachanlagevermögen, welches überwiegend aus energietechnischen Anlagen besteht. EnBW und SWM weisen Vermögen aus, die gesondert zur Bedienung eines Teils der Rückbauverpflichtungen verwaltet werden. Im Geschäftsjahr 2022 befindet sich die Liquiditätslage über alle EVU hinweg weiterhin auf einem hohen Niveau wie im Vorjahr. Eine wesentliche Ursache für das hohe Niveau waren die deutlichen Preissteigerungen an den Commodity-Märkten. Die EVU hielten höhere Liquidität, da Sicherheitsleistungen für Terminkontrakte hinterlegt werden mussten. Die zum 31. Dezember 2022 in den Geschäftsberichten ausgewiesenen liquiden Mittel betragen zusammengenommen für alle EVU ca. 54 Mrd. Euro (Vorjahr: 45 Mrd. Euro). Anhand der von allen Betreibern eingereichten Cashflow-Planungen konnte sich das BAFA davon überzeugen, dass sich in den nächsten Jahren voraussichtlich keine Gefährdung der Liquiditätssituation der Konzerne ergeben wird.

Gemeinsam mit den zugesicherten Kreditlinien könnten die Energiekonzerne insgesamt auf Geldmittel von ca. 70 Mrd. Euro kurzfristig zurückgreifen. Allerdings unterliegt ein bestimmter Anteil der liquiden Mittel Verfügungsbeschränkungen. Die hohen Preissteigerungen an den Commodity Märkten führen dazu, dass insgesamt deutlich größere Mengen an liquiden Mitteln bereitgestellt werden müssen, um die Sicherungsgeschäfte an den Terminbörsen abwickeln zu können.

Die gesamten Rückbauverpflichtungen in Höhe von ca. 20,5 Mrd. Euro fallen, wie oben dargestellt, über einen Zeitraum von ca. 20 Jahren an. In den nächsten drei Jahren sind Ausgaben in Höhe von ca. 6,6 Mrd. Euro geplant. Die zum 31. Dezember 2022 in den Geschäftsberichten ausgewiesenen, verfügbaren liquiden Mittel übersteigen diese um mehr als das Achtfache. Einschränkend ist zu bemerken, dass die momentan sehr hohen Bestände an liquiden Mitteln zum Teil auf die oben beschriebenen Effekte aus den Terminmarktgeschäften zurückzuführen sind und die dortigen Preisentwicklungen einen erheblichen Einfluss auf die Liquiditätssituation der einzelnen Unternehmen haben. Sollte sich die Situation an den Terminmärkten ändern, kann ebenso ein gegenläufiger Effekt mit deutlich sinkender Liquidität eintreten. Allerdings könnten die Ausgaben aus Rückbauverpflichtungen der nächsten 3 Jahre alleine mit den eingeräumten Kreditlinien in Höhe von 16 Mrd. Euro fast zweieinhalbmal beglichen werden.

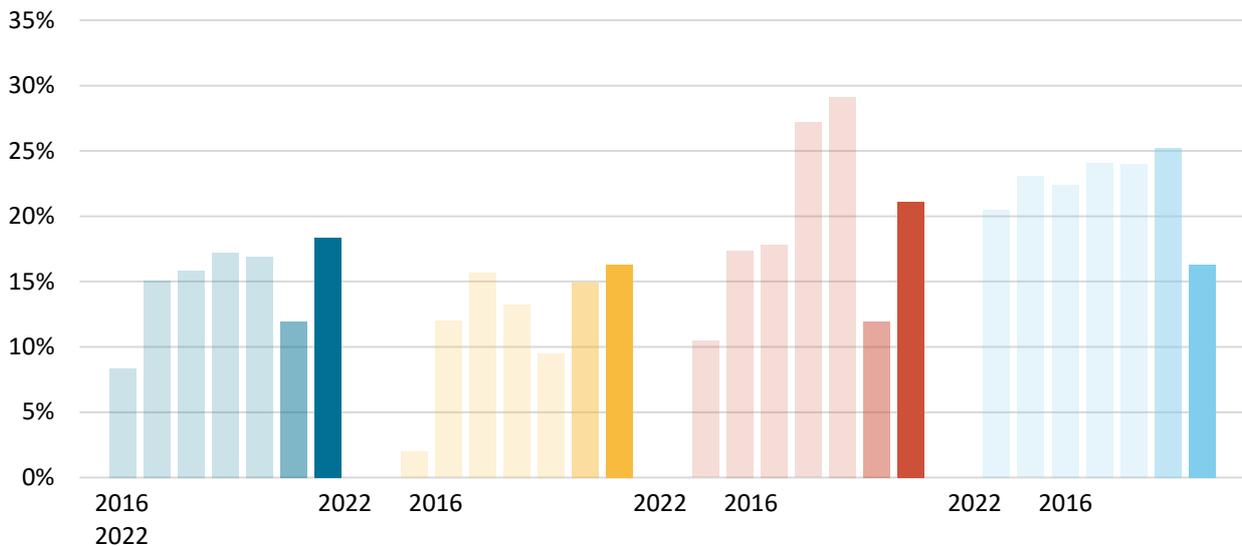
Das in den Bilanzen ausgewiesene Eigenkapital erfüllt eine Haftungs- und Verlustausgleichsfunktion. Die Eigenkapitalpositionen können in diesem Zusammenhang als Puffer dienen, um Verluste aufzufangen. Die Eigenkapitalquote errechnet sich, indem das bilanzierte Eigenkapital durch das Gesamtkapital (Bilanzsumme) geteilt wird.

In der folgenden Abbildung wird erkennbar, dass die Energiekonzerne EnBW, E.ON und RWE im Jahr 2016 einen Tiefstwert der Eigenkapitalquote zu verzeichnen hatten. Dieser Umstand ist wesentlich auf die Entscheidung der Unternehmen zurückzuführen, die durch das Gesetz zur Neuordnung der Verantwortung in der kerntechnischen Entsorgung vorgesehene Möglichkeit zu nutzen, durch Zahlung der sogenannten Risikoprämie die Haftung für die Zwischen- und Endlagerung abschließend auf den Staat zu übertragen. Seit diesem Zeitpunkt konnten alle Unternehmen ihre Eigenkapitalquote erhöhen.

SWM verfügt über eine Eigenkapitalquote von knapp 50 Prozent und ist in der folgenden Abbildung nicht berücksichtigt. Die Entwicklung der Eigenkapitalquoten der weiteren EVU im Geschäftsjahr 2022 ist sehr unterschiedlich. Insgesamt wurde die Entwicklung der Eigenkapitalquoten bei allen Energiekonzernen durch temporäre Effekte auf den Commodity-Märkten geprägt. Die Bilanzsummen der EVU haben sich unterschiedlich entwickelt. Einerseits haben sich die Geschäfte mit Derivaten durch den Abschluss neuer Absicherungsgeschäfte entweder bilanz erhöhend oder durch die Realisierung der zugrundeliegenden Geschäfte bilanzvermindernd ausgewirkt. Während bei E.ON und Vattenfall die Bilanzsumme angestiegen ist, ist diese bei EnBW und RWE gefallen. Das Eigenkapital hat sich bei allen EVU außer bei Vattenfall erhöht.

Während EnBW, E.ON und RWE dadurch die Eigenkapitalquote im Vergleich zum Vorjahr steigern konnten, verringerte sich diese bei Vattenfall, da sich das Eigenkapital auf Grund einer negativen Kapitalrücklage verringert hat. Diese ist aufgrund eines negativen Cash Flow Hedge (Zahlungsstromabsicherung) entstanden.

⁷ Die Ausführungen in diesem Kapitel beziehen sich auf den Gesamtkonzern Vattenfall AB.

Abbildung 10: **Eigenkapitalquote der EVU 31.12.2016 bis 31.12.2022**

* Die Eigenkapitalquote von SWM wurde zur besseren Übersichtlichkeit nicht berücksichtigt, da dies die Grafik verzerren würde.

Ratingagenturen bescheinigen allen bewerteten EVU weiterhin eine Kreditwürdigkeit im Investmentgrade-Bereich. Damit wird angezeigt, dass von den EVU begebene Schuldtitel ein relativ geringes Ausfallrisiko aufweisen. Aus der Prüfung der verfügbaren liquiden Mittel durch das BAFA haben sich keine Anhaltspunkte dafür ergeben, dass die Betreiber den Rückbauverpflichtungen – insbesondere in den nächsten drei Geschäftsjahren – nicht nachkommen können.

Anhang**A. Informationen zu den einzelnen Anlagen****Bibilis**

Das Kernkraftwerk Biblis umfasst die Blöcke KWB A und KWB B, die 1975 und 1977 den kommerziellen Leistungsbetrieb aufnahmen. Die Berechtigung zum Leistungsbetrieb beider Anlagen erlosch mit dem Inkrafttreten des 13. AtGÄndG am 6. August 2011. Die ersten Genehmigungen zur Stilllegung und zum direkten Abbau der beiden Druckwasserreaktoren wurden im März 2017 erteilt und seit Juni 2017 in Anspruch genommen. Das Abbaukonzept sieht zwei Phasen vor. Die letzten erforderlichen Abbaugenehmigungen wurden zu Block A am 28. April 2020 und für Block B am 15. Juli 2020 erteilt. Beide Anlagen sind inzwischen kernbrennstofffrei. Abbauschwerpunkte in 2020 lagen auf dem Dampferzeuger in Block A und insgesamt auf Systemen und Komponenten in Bereichen, die für den vorangetriebenen Aufbau von Infrastruktur für die Reststoffbearbeitung und Abfallbehandlung benötigt werden. Die Abbauschwerpunkte lagen 2022 bei Block A wie im Jahr zuvor auf die Demontage der Dampferzeuger im Block A und bei Block B betrafen es Vorbereitungen zum Abbau der RDB-Einbauten. Ferner erfolgte der Abbau von Systemen und Komponenten in Raumbereichen. Der Rückbau inklusive des sich an die Entlassung aus der atom- und strahlenschutzrechtlichen Überwachung anschließenden konventionellen Abrisses wird nach Angaben des Betreibers voraussichtlich bis Mitte der 2030er Jahre dauern.

Atomrechtlicher Betreiber der beiden Anlagen in Biblis (Kreis Bergstraße, Hessen) ist die RWE Nuclear GmbH.

Brokdorf

Der Druckwasserreaktor Brokdorf nahm den kommerziellen Leistungsbetrieb 1986 auf und verlor laut 13. AtGÄndG von 2011 seine Berechtigung zum Leistungsbetrieb mit dem Ende des Jahres 2021. Er soll dann in zwei Phasen direkt abgebaut werden. Der Betreiber hat zu diesem Zweck schon im Dezember 2017 den Antrag auf Stilllegungs- und Abbaugenehmigung gestellt. Im Juni 2020 wurde die Öffentlichkeitsbeteiligung eröffnet. Die Unterlagen zum Vorhaben lagen bis 17. August 2020 öffentlich aus. Von Februar bis Mai 2021 wurde coronabedingt eine Online-Konsultation durchgeführt. Sobald die Genehmigung vorliegt, soll der direkte Abbau beginnen. Hierzu wurden in 2021 bereits intensive Vorbereitungsmaßnahmen ergriffen und umfangreiche Detailplanungen geleistet. Das Kernkraftwerk wurde Ende 2021 abgeschaltet und befindet sich daher seit dem 1. Januar 2022 im sogenannten Nachbetrieb. Innerhalb dieses Nachbetriebs werden die nächsten notwendigen Schritte für den Rückbau der Anlage geschaffen. Der eigentliche Rückbau kann erst erfolgen, wenn die Aufsichtsbehörde die Genehmigung dafür erteilt. Mit dieser Genehmigung wird Ende des Jahres 2023 gerechnet. Nach Betreiberangaben wird der Abbau der Anlage voraussichtlich bis zum Jahr 2037 dauern. Mit dem sich an die Entlassung aus der atom- und strahlenschutzrechtlichen Überwachung anschließenden konventionellen Abriss sollen sämtliche Abbauaktivitäten voraussichtlich bis zum Jahr 2039 abgeschlossen sein.

Atomrechtlicher Betreiber der Anlage in Brokdorf (Kreis Steinburg, Schleswig-Holstein) ist die Kernkraftwerk Brokdorf GmbH & Co. oHG.

Brunsbüttel

Der Siedewasserreaktor Brunsbüttel startete 1977 den kommerziellen Leistungsbetrieb. Mit Inkrafttreten des 13. AtGÄndG am 6. August 2011 endete die Berechtigung zum Leistungsbetrieb. Nachdem die erste Stilllegungs- und Abbaugenehmigung im Dezember 2018 erteilt werden konnte, wird die Anlage seit Anfang 2019 in zwei Phasen direkt abgebaut. Da das Kernkraftwerk seit Februar 2018 kernbrennstofffrei ist, konnte neben den grundlegenden Abbauvorbereitungen in 2019 ein Arbeitsschwerpunkt auf die Abtrennung der Leitungen vom Reaktor-druckbehälter (RDB) gelegt werden. Diese Arbeiten wurden im Jahr 2020 weitergeführt und in 2021 konnte bereits ein Schwerpunkt auf dem Abbau der RDB-Einbauten liegen. Im Juni 2020 beantragte der Betreiber die Abbaugenehmigung für die zweite Phase. Auch im Jahr 2022 lag der Schwerpunkt weiterhin beim Abbau der RDB-Einbauten. So wurde unter anderem die Zerlegung des Wasser-Dampfabscheiders abgeschlossen. Laut dem Betreiber wurde der Kernmantel bereits zu 50 Prozent zerlegt. Weiterhin lag ein Schwerpunkt in der Aufbereitung der mittlerweile angefallenen Demontagemassen, dem Einrichten von Stau- und Pufferlagerflächen und der Entsorgung von Betriebsabfällen. Nach Angaben des Betreibers wird der Abbau der Anlage voraussichtlich bis 2035 dauern. Des Weiteren plant er, mit dem konventionellen Abriss, der im Anschluss an die Entlassung aus der atom- und strahlenschutzrechtlichen Überwachung erfolgen soll, sämtliche Abbauaktivitäten im Jahr 2037 abschließen zu können.

Atomrechtlicher Betreiber der Anlage in Brunsbüttel (Kreis Dithmarschen, Schleswig-Holstein) ist die Kernkraftwerk Brunsbüttel GmbH & Co. oHG.

Emsland

Das Kernkraftwerk Emsland besteht aus einer Einzelblockanlage mit Druckwasserreaktor, deren kommerzieller Leistungsbetrieb 1988 begann. Die Anlage nahm am 20. Juni 1988 den kommerziellen Leistungsbetrieb auf, welcher infolge der 13. Novelle des Atomgesetzes von 2011 spätestens mit dem Ablauf des 31. Dezember 2022 beendet werden sollte. Mit der durch den Deutschen Bundestag am 4. Dezember 2022 beschlossenen Erlaubnis eines zeitlich begrenzten Weiterbetriebs der KKW Emsland, Neckarwestheim 2 und Isar 2 wurde das KKW Emsland am 15. April 2023 endgültig abgeschaltet. Damit die Anlage danach möglichst kurzfristig in den Restbetrieb wechseln kann, wurde bereits im Dezember 2016 der Antrag auf eine Stilllegungs- und Abbaugenehmigung gestellt. Diese Genehmigung soll den direkten Abbau in einer Phase ermöglichen. Mit dem sich an die Entlassung aus der atom- und strahlenschutzrechtlichen Überwachung anschließenden konventionellen Abriss ist nach Angabe des Betreibers ein vollständiges Ende der Arbeiten Ende der 2030er Jahre geplant.

Atomrechtlicher Betreiber der Anlage in Lingen (Landkreis Emsland, Niedersachsen) ist die Kernkraftwerke Lippe-Ems GmbH.

Grafenrheinfeld

Die nukleare Dampferzeugungsanlage des Kernkraftwerks Grafenrheinfeld besteht aus einem Druckwasserreaktor, dessen kommerzieller Leistungsbetrieb 1982 begann. Sein Ende war vom 13. AtGÄndG 2011 auf Ende 2015 festgelegt worden; die Anlage wurde allerdings schon etwas früher, am 27. Juni 2015, endgültig abgeschaltet. Bereits im Jahr zuvor erfolgte der Antrag auf eine erste Stilllegungs- und Abbaugenehmigung, welche am 11. April 2018 erteilt wurde. Der direkte Abbau ist in zwei Phasen geplant, deshalb wurde Ende 2019 eine zweite Abbaugenehmigung beantragt. Mitte Mai 2020 wurde die Brennelementfreiheit erreicht, im Dezember 2020 die Brennstofffreiheit bestätigt. In 2021 lag der Rückbauschwerpunkt auf Stillsetzungsarbeiten und der Errichtung von Reststoffbehandlungstechnik. Außerdem konnte mit dem Abbau von RDB-Einbauten begonnen werden. Dieser Abbau wurde im Jahr 2022 erfolgreich abgeschlossen. Parallel dazu wurden auch die Hauptkühlmittelleitungen im Reaktorgebäude demontiert und weitere Raumbereiche im Reaktorgebäude-Ringraum freigeräumt. Im Jahr 2023 ist die Zerlegung der Einbauten des Brennelementlagerbeckens vorgesehen mit dem Ziel bis zur Jahresmitte die Wasserfreiheit zu erreichen um dann in der zweiten Jahreshälfte 2023 den Reaktordruckbehälter zerlegen zu können.

Der Betreiber geht davon aus, dass der Abbau bis 2033 abgeschlossen werden kann, der konventionelle Abriss im Anschluss an die Entlassung aus der atom- und strahlenschutzrechtlichen Überwachung bis zum Jahr 2035.

Atomrechtlicher Betreiber der Anlage in Grafenrheinfeld (Landkreis Schweinfurt, Bayern) ist die PreussenElektra GmbH.

Grohnde

Das Kernkraftwerk Grohnde ist mit einem Druckwasserreaktor ausgestattet. Die Anlage wurde 1985 in den kommerziellen Leistungsbetrieb genommen, den sie laut 13. AtGÄndG aus 2011 längstens bis zum Ende des Jahres 2021 fortsetzen konnte. Der Betreiber hat bereits im Oktober 2017 den Antrag auf eine erste Stilllegungs- und Abbaugenehmigung gestellt. Der Scoping-Termin fand im April 2019 statt. Die Bekanntmachung des Vorhabens erfolgte am 28. April 2021 und die Auslegung von Antragsunterlagen ab 6. Mai 2021. Der anschließende Erörterungstermin zur Diskussion von Einwänden wurde Corona-bedingt vom 1. Oktober bis 31. Dezember 2021 als Online-Konsultation durchgeführt. Ab dem 1. Januar 2022 wurde der Nachbetrieb eingeleitet. Das letzte Brennelement wurde am 6. Februar 2022 aus dem Reaktor gehoben. Dort wird es zusammen mit den anderen Brennelementen ca. drei bis vier Jahre im Lagerbecken verbleiben. Im Juni 2022 konnte die Dekontamination des Primärkreises erfolgreich abgeschlossen werden. Somit wurde die Voraussetzung für alle weiteren Rückbauvorbereitungen geschaffen. Den sich an Stilllegung, Abbau und anschließender Entlassung aus der atom- und strahlenschutzrechtlichen Überwachung nachfolgenden konventionellen Abriss plant der Betreiber mit dem Jahr 2039 abschließen zu können. Laut Betreiber wird die 1. SAG nach aktueller Einschätzung im Laufe des 4. Quartals 2023 erwartet.

Atomrechtlicher Betreiber der Anlage in Emmerthal (Landkreis Hameln-Pyrmont, Niedersachsen) ist die Gemeinschaftskernkraftwerk Grohnde GmbH & Co. oHG.

Gundremmingen

Das Kernkraftwerk Gundremmingen besteht aus zwei Teilen. KRB I wird von Block KRB A gebildet, einem Siedewasserreaktor, dessen kommerzieller Leistungsbetrieb 1967 begann und 1977 endete. Die erste Stilllegungs- und Abbaugenehmigung wurde am 26. Mai 1983 erteilt. Die Anlage ist seit 1988 brennstofffrei, ihre wesentlichen Großkomponenten sind einschließlich des Biologischen Schildes abgebaut. Ehemalige Technikgebäude wurden in ein Technologiezentrum Gundremmingen umgewandelt und sind seit 2014 genehmigungsrechtlich Teil II zugeordnet. Ab Mitte 2020 wurde begonnen, noch vorhandene Restbetriebssysteme im allein verbliebenen Reaktorgebäude des KRB A abzubauen. Außerdem wurden Gebäudedekontaminationen fortgesetzt und weitere Freigaben vorbereitet. Nach Angabe des Betreibers wird der vollständige Abbau der Anlage voraussichtlich Anfang der 2040er Jahre erreicht werden.

KRB II ist eine Doppelblockanlage (KRB B, KRB C), die ebenfalls aus Siedewasserreaktoren besteht und 1984 bzw. 1985 den kommerziellen Leistungsbetrieb aufnahm. Die Berechtigung des KRB B hierzu erlosch gemäß Atomgesetz am 31. Dezember 2017. Die Anlage wurde an diesem Tag endgültig abgeschaltet. Maßnahmen zur Stilllegung und zum Abbau waren für KRB B nur so weit möglich, als gemeinsam genutzte Systeme für den sicheren Betrieb von KRB C weiterhin benötigt wurden und erhalten bleiben mussten. Der Abbau des Doppelblocks ist deshalb in drei Phasen untergliedert: Zunächst bedürfen beide Blöcke jeweils einer ersten Stilllegungs- und Abbaugenehmigung, danach wird für die zweite Abbauphase eine gemeinsame Abbaugenehmigung beantragt. Die Ende 2014 beantragte erste Genehmigung für KRB B wurde im März 2019 erteilt. Der Abbauschwerpunkt lag auch in 2021 noch auf Demontagen im Maschinenhaus, um Flächen für Reststoffbearbeitung und Abfallbehandlung zu schaffen. KRB C setzte den kommerziellen Leistungsbetrieb noch bis Ende 2021 fort und nahm im April 2022 die Genehmigung der Stilllegung und der ersten Abbauphase dieses Blocks in Anspruch, die im Juli 2019 beantragt und im Mai 2021 erteilt worden war. Die Kernbrennstofffreiheit in Block B wurde im September 2022 erreicht. Für KRB C ist dies Mitte der 2020er Jahre vorgesehen.

Im Anschluss an die Entlassung von KRB II aus der atom- und strahlenschutzrechtlichen Überwachung soll der konventionelle Abriss erfolgen, der laut Betreiber voraussichtlich Anfang der 2040er Jahre für beide Blöcke vollständig abgeschlossen sein wird.

Atomrechtlicher Betreiber der Anlagen in Gundremmingen (Landkreis Günzburg, Bayern) war bis 13. November 2020 die Kernkraftwerk Gundremmingen GmbH. Zu diesem Zeitpunkt wurde die Kernkraftwerk Gundremmingen GmbH auf die RWE Nuclear GmbH verschmolzen, die seither atomrechtlicher Betreiber der Anlagen ist.

Isar

Das Kernkraftwerk Isar besteht aus zwei unterschiedlichen Blöcken. KKI 1 ist ein Siedewasserreaktor, KKI 2 ein Druckwasserreaktor. Den kommerziellen Leistungsbetrieb nahm KKI 1 im Jahre 1979 auf. Die Berechtigung zum Leistungsbetrieb erlosch mit dem Inkrafttreten des 13. AtGÄndG am 6. August 2011. Nachdem im Januar 2017 die erste Genehmigung zur Stilllegung und zum Abbau erteilt werden konnte, begann die erste Abbauphase im April 2017. Der Antrag auf Genehmigung der zweiten Abbauphase wurde im Januar 2020 gestellt. Seit Juli 2020 ist Block 1 brennelementfrei und seit Oktober 2020 brennstofffrei. In 2021 wurden Stillsetzungsarbeiten in allen Anlagenteilen fortgesetzt, insbesondere starteten die Demontearbeiten an zwei Kondensatoren im Maschinenhaus und die Abbauvorbereitung der RDB-Einbauten. In 2022 konnte die Demontage der Einbauten aus dem Sicherheitsbehälter abgeschlossen werden, um die Voraussetzung zu schaffen, dass die Demontage des Sicherheitsbehälters selbst erfolgen kann. Weiterhin begann die Demontage der Einbauten aus dem Reaktordruckbehälter. Insgesamt ist im dritten Jahr eine Gesamtmenge von über 2.000 t zu demontiertbearbeitet und entsorgt worden. Ein vollständiges Ende der Arbeiten inklusive des sich an die Entlassung aus der atom- und strahlenschutzrechtlichen Überwachung anschließenden konventionellen Abrisses erwartet der Betreiber für das Jahr 2038.

Da die Betreiberin sich entschied, die durch das 19. AtGÄndG eröffnete Möglichkeit das KKI 2 bis zum 15. April 2023 weiterzubetreiben zu nutzen, musste die Rückbauplanung angepasst und einzelne Tätigkeiten vorübergehend ausgesetzt werden.

Das KKI 2 befindet sich seit 1988 im kommerziellen Leistungsbetrieb. Diesen musste die Anlage aufgrund des 13. AtGÄndG von 2011 ursprünglich spätestens zum Ende des Jahres 2022 einstellen. Der Bundestag beschloss am 4. Dezember 2022 das 19. AtGÄndG, welches einen befristeten Weiterbetrieb der Kernkraftwerke Emsland, Isar 2 und Neckarwestheim 2 erlaubte. Der Antrag auf eine erste Stilllegungs- und Abbaugenehmigung wurde Mitte 2019 gestellt, der Scopingtermin im März 2020 durchgeführt. Die Genehmigungsverfahren zur Stilllegung von KWG, KBR und KKI 2 und zur Errichtung von Zwischenlagern an den Standorten KWG und KBR wurden

im Jahr 2022 fortgeführt. Die Genehmigungserteilung wird bis frühestens Anfang 2024 erwartet; rückbauvorbereitende Maßnahmen wurden in Angriff genommen. Das vollständige Ende aller Abbauarbeiten erwarten die Betreiber für das Jahr 2039.

Betrieben werden die Blöcke in Essenbach (Landkreis Landshut, Bayern). Bei KKI 1 ist die PreussenElektra GmbH atomrechtlicher Betreiber, bei KKI 2 kommt neben ihr noch die Stadtwerke München GmbH als Miteigentümer und atomrechtlicher Mitbetreiber der Anlage hinzu.

Krümmel

Das Kernkraftwerk Krümmel ist ein Siedewasserreaktor und nahm 1984 den kommerziellen Leistungsbetrieb auf, den es mit Inkrafttreten des 13. AtGÄndG im August 2011 endgültig beenden musste. Der Antrag auf Genehmigung zur Stilllegung und zum Abbau wurde im August 2015 gestellt und in 2017 dahingehend präzisiert, dass Stilllegung und Abbau der Anlage in einer Phase auf Basis einer Genehmigung erfolgen soll. Zwischenzeitlich konnte die formelle Öffentlichkeitsbeteiligung mit den Erörterungsterminen vom Dezember 2018 abgeschlossen werden. Der Betreiber nimmt an, dass die Genehmigung in 2023 erteilt werden kann. Mit der Abgabe der letzten Brennelemente und Sonderbrennstäbe ist die Anlage seit Dezember 2019 kernbrennstofffrei. Zudem war das Jahr 2021 von Planungen und vorbereitenden Maßnahmen für den bevorstehenden Abbau geprägt. Schwerpunkt im Geschäftsjahr 2022 waren bei der Entsorgung unter anderem die Konditionierung vorzerlegter Core-Schrotte, die Beschaffung einer Ballenpresse einschließlich einer Aufstellungshalle. Im Bereich Abbau wurden weitere Vorbereitung zur Stilllegung getroffen. So wurde eine neue Abgabelitung für Abwässer und neue luftgekühlte Druckluftkompressoren in Betrieb genommen. Nach der Entlassung der Anlage aus der atom- und strahlenschutzrechtlichen Überwachung und dem sich anschließenden konventionellen Abriss der restlichen Gebäude wird das Ende sämtlicher Abbauaktivitäten Mitte 2040 erwartet.

Atomrechtlicher Betreiber der Anlage in Geesthacht (Kreis Herzogtum Lauenburg, Schleswig-Holstein) ist die Kernkraftwerk Krümmel GmbH & Co. oHG.

Lingen

Das Kernkraftwerk Lingen ist eine Einzelblockanlage mit Siedewasserreaktor, deren kommerzieller Leistungsbetrieb 1968 aufgenommen und 1977 beendet wurde. Mit Genehmigung vom November 1985 befand sich die Anlage von 1988 bis 2015 im *Sicheren Einschluss*. Ein Großteil der davon nicht betroffenen Anlagenteile und Gebäude wurde aus der atom- und strahlenschutzrechtlichen Überwachung entlassen und abgerissen oder anderweitiger Nutzung zugeführt. Seit Dezember 2015 liegt die erste Genehmigung zum Abbau der Anlage in zwei Phasen vor; die zweite Genehmigung wurde im November 2017 beantragt und im Juli 2021 erteilt. Die Anlage besteht im Wesentlichen nur noch aus Reaktor- und Reaktorhilfsanlagengebäude. Nachdem in 2020 ein Schwerpunkt auf Vorbereitungsarbeiten für den Abbau der Dampfumformer lag, konnte dieser bis Oktober 2021 umgesetzt und abgeschlossen werden. Darüber hinaus wurden weitere Systeme und Einrichtungen abgebaut. Die Arbeiten werden nach Angabe des Betreibers inklusive des sich an die Entlassung aus der atom- und strahlenschutzrechtlichen Überwachung anschließenden konventionellen Abrisses voraussichtlich bis Anfang der 2030er Jahre dauern.

Die Kernkraftwerk Lingen GmbH (KWL) wurde am 9. September 2022 mit Rückwirkung zum 1. Januar 2022 auf die RWE Nuclear GmbH verschmolzen. Atomrechtlicher Betreiber der Anlage in Lingen (Landkreis Emsland, Niedersachsen) ist mithin die RWE Nuclear GmbH.

Mülheim-Kärlich

Der kommerzielle Leistungsbetrieb des Kernkraftwerks Mülheim-Kärlich, das mit einem Druckwasserreaktor arbeitete, begann 1987 und endete 1988. Die Entscheidung über die Stilllegung und den Abbau des KMK wurde im Jahr 2000 getroffen. Bereits seit 29. Juli 2002 ist die Anlage kernbrennstofffrei. Mit dem Vorliegen der entsprechenden Genehmigung begann der Abbau der Anlage im Juli 2004. Seither konnten größere Flächen im Osten und Westen der Anlage bereits aus der atom- und strahlenschutzrechtlichen Überwachung entlassen werden. Nachdem der bis Mai 2019 von einem Spezialbagger auf die halbe Höhe reduzierte Kühlturm im August 2019 mittels ferngesteuertem Abrissbagger zum kontrollierten Einsturz gebracht worden war, konnte der Abbau der Dampferzeuger in 2020 abgeschlossen werden. Der in 2020 konkretisierte Abbauplan für die Einbauten im Reaktordruckbehälter wird seit 2021 umgesetzt. Der Abbau wird inklusive des sich an die Entlassung aus der atom- und strahlenschutzrechtlichen Überwachung anschließenden konventionellen Abrisses voraussichtlich bis Anfang der 2030er Jahre dauern.

Atomrechtlicher Betreiber der Anlage in Mülheim-Kärlich (Landkreis Mayen-Koblenz, Rheinland-Pfalz) ist die RWE Nuclear GmbH.

Neckarwestheim

Das Kernkraftwerk Neckarwestheim (GKN) besteht aus zwei Blöcken. Beide Blöcke sind Druckwasserreaktoren. GKN 1 nahm 1976 den kommerziellen Leistungsbetrieb auf. Die Berechtigung hierzu erlosch mit dem 13. AtGÄndG von 2011, wodurch das KKW endgültig abgeschaltet wurde und in die Nachbetriebsphase wechselte. Durch die im Februar 2017 erteilte Genehmigung von Stilllegung und Abbau befindet sich die Anlage mittlerweile im Restbetrieb. Die im Dezember 2017 beantragte zweite Abbaugenehmigung wurde im Dezember 2019 erteilt. Nachdem im April 2018 die Brennelementfreiheit erreicht wurde, lagen die Abbauswerpunkte in 2020 noch auf der Zerlegung der Einbauten im Reaktordruckbehälter, der Demontage der Dampferzeuger und von Anlagenteilen im Maschinenhaus. Dort wurden die entsprechenden Abbaumaßnahmen auch in 2021 fortgesetzt, so dass der Abbau des Reaktordruckbehälters abgeschlossen werden konnte. In 2022 wurde der Rückbau von Anlagenteilen im Maschinenhaus weitgehend abgeschlossen. Insgesamt wurden sämtliche Großkomponenten der Anlage abgebaut. Ein Ende der Abbau-Arbeiten inklusive der anschließenden Entlassung aus der atom- und strahlenschutzrechtlichen Überwachung wird voraussichtlich Anfang der 2030er Jahre erfolgen. Dem schließt sich ein konventioneller Abriss und/oder eine anderweitige Nutzung verbliebener Gebäude an.

GKN 2 nahm den kommerziellen Leistungsbetrieb im Jahr 1989 auf. Der Betreiber nutzte die Möglichkeit gemäß des 19. AtGÄndG aus dem Jahr 2022 das GKN 2 bis zum Ablauf des 15. April 2023 und somit über das zuvor vorgesehene Enddatum für den Leistungsbetrieb am 31. Dezember 2022 hinaus zu betreiben. Der Betreiber hat bereits im Juli 2016 den Antrag auf Genehmigung von Stilllegung und Abbau für diese Anlage gestellt. Mit dem Erörterungstermin vom November 2018 konnte die formelle Öffentlichkeitsbeteiligung vorerst abgeschlossen werden. Am 4. April 2023 hat das Umweltministerium Baden-Württemberg die 1. SAG vor dem Ende des Leistungsbetriebs zum 15. April 2023 erteilt. Sie wurde am 16. Mai 2023 von der EnKK in Anspruch genommen. Somit sind Auswirkungen der Laufzeitverlängerung auf die Genehmigungen nicht zu erwarten. Ein vollständiger Abbau und die anschließende Entlassung aus der atom- und strahlenschutzrechtlichen Überwachung ist nach den Betreiberangaben zu Beginn der 2040er Jahre möglich. Dem schließt sich ein konventioneller Abriss und/oder eine anderweitige Nutzung verbliebener Gebäude an.

Atomrechtlicher Betreiber der beiden Anlagen in Neckarwestheim (Landkreis Heilbronn, Baden-Württemberg) ist die EnBW Kernkraft GmbH.

Obrigheim

Die nukleare Dampferzeugungsanlage des Kernkraftwerks Obrigheim bestand aus einem Druckwasserreaktor, der den kommerziellen Leistungsbetrieb 1969 aufnahm und 2005 beendete. Mit Erteilung der ersten von vier Genehmigungen konnten die Stilllegungs- und Abbauarbeiten in 2008 beginnen. Im Jahr 2018 wurde die vierte und letzte Abbaugenehmigung erteilt. Mittlerweile sind die Maßnahmen weit fortgeschritten. So konnte unter anderem der Abbau des Biologischen Schildes und der Becken-Strukturen im Reaktorgebäude bereits abgeschlossen werden. In 2020 wurde der Abbau des Reaktorgebäudekrans gestartet und in 2021 abgeschlossen. Zuletzt wurden die Oberflächendekontamination in den Räumen des Kontrollbereichs sowie weitere Arbeiten fortgesetzt. Der Betreiber geht davon aus, dass der Abbau des atomrechtlich überwachten Teils Mitte der 2020er Jahre abgeschlossen sein wird. Der Entlassung aus der atom- und strahlenschutzrechtlichen Überwachung schließt sich der konventionelle Abriss oder eine Nachnutzung freigegebener Gebäude an.

Atomrechtlicher Betreiber der Anlage in Obrigheim (Landkreis Neckar-Odenwald, Baden-Württemberg) ist die EnBW Kernkraft GmbH.

Philippsburg

Das Kernkraftwerk Philippsburg besteht aus zwei Blöcken, von denen KKP 1 mit einem Siedewasserreaktor und KKP 2 mit einem Druckwasserreaktor ausgestattet ist.

KKP 1 nahm 1980 den kommerziellen Leistungsbetrieb auf und musste ihn mit dem Inkrafttreten des 13. AtGÄndG am 6. August 2011 beenden. Der Nachbetrieb dauerte bis Mai 2017, als die einen Monat zuvor erteilte Stilllegungs- und Abbaugenehmigung in Anspruch genommen wurde und die Anlage in den Restbetrieb wechselte. Die im Dezember 2017 beantragte zweite Abbaugenehmigung wurde Ende Juli 2020 erteilt. Die Abbauswerpunkte lagen in 2022 auf Arbeiten im Maschinenhaus, welche weiter fortgeschritten sind sowie Abbau-

Arbeiten am Sicherheitsbehälter im Reaktorgebäude. Darüber hinaus wurde mit dem Abbau des Reaktordruckbehälters begonnen. Das Abbauende inklusive der anschließenden Entlassung aus der atom- und strahlenschutzrechtlichen Überwachung wird nach Angabe des Betreibers voraussichtlich zu Beginn der 2030er Jahre möglich sein. Dem schließt sich ein konventioneller Abriss und/oder eine anderweitige Nutzung verbliebener Gebäude an.

KKP 2 wurde 1985 in den kommerziellen Leistungsbetrieb genommen, der nach Maßgabe des 13. AtGÄndG aus 2011 am 31. Dezember 2019 beendet wurde. Die bereits im Juli 2016 beantragte Genehmigung zur Stilllegung und zum Abbau der Anlage wurde im Dezember 2019 erteilt und ab Januar 2020 in Anspruch genommen. Zu den ersten Arbeiten gehörten die Entladung des Reaktordruckbehälters und die Dekontamination des Primärkreises, die in 2020 erfolgreich abgeschlossen werden konnte. Zu den Rückbauaktivitäten in 2021 gehörten unter anderem die Trennung der Hauptkühlmittelleitungen und die Entfernung von Isolierungen an den Dampferzeugern. Als Voraussetzung für die geplante Demontage der Einbauten des Reaktordruckbehälters, wurde in 2022 im Besonderen mit der Überführung der noch vorhandenen abgebrannten Brennelemente in das Brennelement-Zwischenlager am Standort begonnen. Der Betreiber plant dies bis 2023 abzuschließen. Ein vollständiges Ende der Abbauarbeiten inklusive der anschließenden Entlassung aus der atom- und strahlenschutzrechtlichen Überwachung ist nach Betreiberangabe voraussichtlich Mitte der 2030er Jahre möglich. Dem schließt sich ein konventioneller Abriss und/oder eine anderweitige Nutzung verbliebener Gebäude an. Der Betreiber berichtet ferner, dass es in 2022 an den EnKK-Standorten zum Teil noch zu terminkritischen Auswirkungen durch die anhaltende Covid-19-Pandemie kam.

Atomrechtlicher Betreiber der beiden Blöcke in Philippsburg (Rheinschanzinsel, Landkreis Karlsruhe, Baden-Württemberg) ist die EnBW Kernkraft GmbH.

Stade

Der Druckwasserreaktor Stade nahm 1972 den kommerziellen Leistungsbetrieb auf und beendete ihn 2003. Die Anlage wird seit 2005 abgebaut. Die Arbeiten sind deshalb bereits weit fortgeschritten. Insbesondere wurden die Großkomponenten wie der Reaktordruckbehälter samt seinen Einbauten und der Biologische Schild entfernt und für eine Endlagerung vorbereitet. Daher steht mittlerweile die Gebäudedekontamination im Mittelpunkt. Während in 2019 vor allem Vorbereitungsarbeiten zur Freigabe von Gebäuden und Bodenflächen geleistet wurden, lag ein Schwerpunkt in 2020 auf den umfangreichen Betonmassen des Splitterschutzes. Dabei zeigte sich, dass einige Segmente konstruktionsbedingt Holzeinschlüsse aufwiesen, die eine aufwändigere Bearbeitung erforderlich machten, sodass die Arbeiten am Splitterschutz erst in 2021 abgeschlossen werden konnten. Die verursachten Verzögerungen führen dazu, dass ein vollständiges Ende der Arbeiten inklusive des sich an die Entlassung aus der atom- und strahlenschutzrechtlichen Überwachung anschließenden konventionellen Abrisses nunmehr erst für 2026 oder 2027 seitens des Betreibers erwartet wird. Im Jahr 2022 wurde ein weiterer Meilenstein erreicht, da der Ausbau der Betonstrukturen des Sicherheitsbehälters nach rund fünfjähriger Arbeit am 14. November 2022 erfolgreich beendet werden konnte. Dies ist die Grundlage der Freimessung aus dem Atomgesetz. Auch die Reststoffbehandlung kommt gut voran. Diese Arbeiten bilden 2022 einen weiteren Schwerpunkt

Atomrechtlicher Betreiber der Anlage in Stade (Kreisstadt im Landkreis Stade, Niedersachsen) ist die Kernkraftwerk Stade GmbH & Co. oHG.

Unterweser

Das Kernkraftwerk Unterweser besteht aus einem Druckwasserreaktor, der den kommerziellen Leistungsbetrieb 1979 aufnahm. Die Berechtigung zum Leistungsbetrieb verlor die Anlage mit dem Inkrafttreten des 13. AtGÄndG am 6. August 2011. Hierdurch wurde das KKKU endgültig abgeschaltet und befand sich damit im Nachbetrieb. Die Stilllegungs- und Abbaugenehmigung für die erste von zwei geplanten Phasen wurde im Mai 2012 beantragt und im Februar 2018 erteilt. Mitte November 2018 erfolgte der Antrag auf eine zweite Abbaugenehmigung, die im Juli 2021 erteilt wurde. Im Februar 2019 wurden die letzten Brennelemente ins Zwischenlager abgegeben und im Mai 2019 die Kernbrennstofffreiheit der Anlage offiziell festgestellt. Danach konzentrierte sich der Abbau auf die Vorbereitung von Zerlegearbeiten an Einbauten des Reaktordruckbehälters, die dann im Februar 2020 begonnen und im Mai 2021 abgeschlossen werden konnten. In 2021 wurden die Grundlagen (Reinigung und Entleerung des Lagerbeckens) gelegt welche zur Wasserfreiheit des RDB führen. Im Jahr 2022 wurde der Meilenstein der Wasserfreiheit dann erreicht. Aktuell wird die Demontage des Reaktordruckbehälters und vorbereitende Arbeiten zur Gebäudekontamination aufgenommen. Nach Angaben des Betreibers erwartet er das Ende der Abbauarbeiten – inklusive des sich an die Entlassung aus der atom- und strahlenschutzrechtlichen Überwachung anschließenden konventionellen Abrisses – für das Jahr 2034.

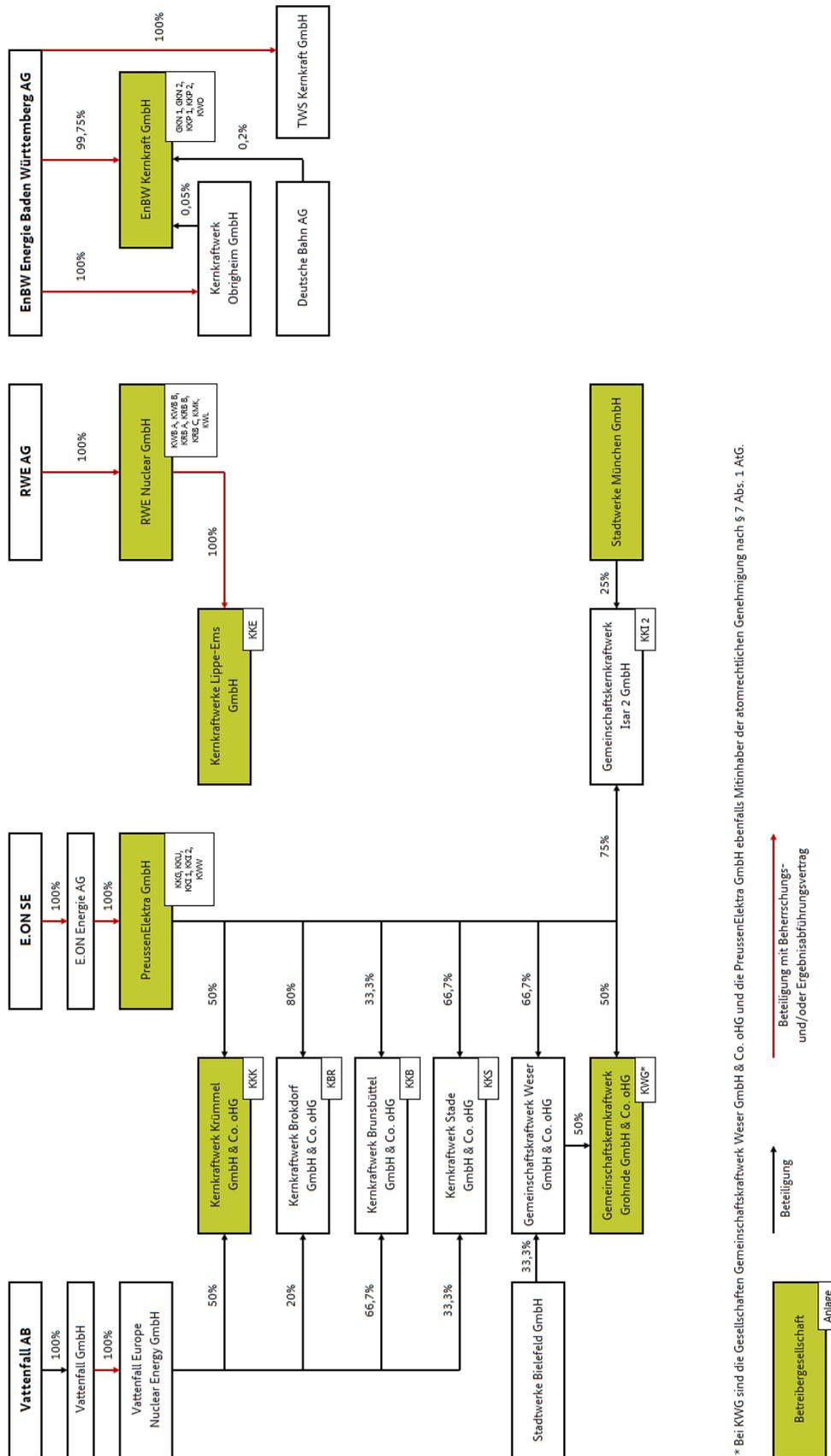
Atomrechtlicher Betreiber der Anlage in Stadland (Landkreis Wesermarsch, Niedersachsen) ist die PreussenElektra GmbH.

Würgassen

Das Kernkraftwerk Würgassen bestand aus einem Siedewasserreaktor, dessen kommerzieller Leistungsbetrieb 1975 begann und 1994 endete. Die erste Stilllegungs- und Abbaugenehmigung wurde 1997 erteilt. Im Jahr 2014 wurde der nukleare Abbau der gesamten Anlage erfolgreich beendet. Teile des nicht für Lagerzwecke benötigten Betriebsgeländes konnten seit Ende 2017 aus der atom- und strahlenschutzrechtlichen Überwachung entlassen werden. Seither konzentriert sich der Abbau auf vorbereitende Maßnahmen zur Entlassung weiterer Anlagenteile aus der Überwachung und die Vorbereitung von Abfallgebinden zur Abgabe in die Zwischenlagerung. Im September 2020 konnte mit der Auslagerung von mittelradioaktiven Abfällen in Endlagercontainer begonnen, im Dezember 2021 ein erster Abtransport in ein Zwischenlager der BGZ durchgeführt werden. Auch das Jahr 2022 stand im Zeichen der Auslagerung. So wurde im Januar 2022 eine Leichtbauhalle im Überwachungsbereich errichtet, um dort anschließend eine Betonierstraße mit der entsprechenden Gerätetechnik aufzubauen. Der Hintergrund dieser Maßnahme ist, dass im Rahmen der zweiten Auslagerungskampagne weitere 77 Konrad-Container mit Fässern aus dem UNS-Zwischenlager beladen und anschließend mit Beton übergossen werden sollen. Die letzten Abbauarbeiten werden laut Betreiber für 2029 oder 2030 erwartet.

Atomrechtlicher Betreiber der Anlage in Beverungen (Kreis Höxter, Nordrhein-Westfalen) ist die PreussenElektra GmbH.

B. Organigramm der Betreiber und der EVU



* Bei KWG sind die Gesellschaften Gemeinschaftskraftwerk Weser GmbH & Co. oHG und die PreussenElektra GmbH ebenfalls Mitinhaber der atomrechtlichen Genehmigung nach § 7 Abs. 1 AtG.

