**Deutscher Bundestag** **Drucksache 21/9375**

**21. Wahlperiode** 18.11.2026

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Version ersetzt.

# Unterrichtung

## durch die Bundesregierung

## Bericht nach § 7 des Transparenzgesetzes – Rückbau der Kernkraftwerke

Inhaltsverzeichnis


| | | Seite |
|---|---|---|
| **0** | **Zusammenfassung** | 7 |
| **1** | **Gesetzesrahmen und Berichtsauftrag** | 8 |
| **2** | **Grundlagen und Prüfmethodik** | 11 |
| 2.1 | Administrative und technische Aspekte des Rückbaus | 11 |
| 2.2 | Haftung für Rückbauverpflichtungen innerhalb der Konzerne | 14 |
| 2.3 | Rückstellungen für Rückbauverpflichtungen | 15 |
| 2.4 | Prüfmethodik | 17 |
| **3** | **Ergebnisse der Prüfung** | 22 |
| 3.1 | EnBW | 22 |
| 3.1.1 | Konzern und Haftungskreis | 22 |
| 3.1.2 | Rückstellungen auf Betreiber- und Konzern-Ebene | 24 |
| 3.1.3 | Vermögens- und Liquiditätslage | 25 |
| 3.2 | E.ON | 27 |
| 3.2.1 | Konzern und Haftungskreis | 27 |
| 3.2.2 | Rückstellungen auf Betreiber- und Konzern-Ebene | 30 |
| 3.2.3 | Vermögens- und Liquiditätslage | 33 |
| 3.3 | RWE | 35 |
| 3.3.1 | Konzern und Haftungskreis | 35 |
| 3.3.2 | Rückstellungen auf Betreiber- und Konzernebene | 38 |
| 3.3.3 | Vermögens- und Liquiditätslage | 39 |


*Zugeleitet mit Schreiben des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie vom 18. November 2026 gemäß § 7 des Klimaschutzgesetzes.*

Seite

3.4 SWM ... 40
3.4.1 Konzern, Haftungskreis und Rückstellungen ... 40
3.4.2 Vermögens- und Liquiditätslage ... 41
3.5 Vattenfall ... 42
3.5.1 Konzern und Haftungskreis ... 42
3.5.2 Rückstellungen auf Betreiber- und Konzernebene ... 44
3.5.3 Vermögens- und Liquiditätslage ... 45

**4 Fazit** ... 47

**Anhang** ... 53
A: Informationen zu den einzelnen Anlagen ... 53
B: Organigramm der Betreiber und der EVU ... 63

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Version ersetzt.

**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 |
| AktG | Aktiengesetz |
| AtG | Atomgesetz |
| AtVfV | Verordnung über das Verfahren bei der Genehmigung von Anlagen nach § 7 des Atomgesetzes |
| BAFA | Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle |
| BMUKN | Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Klimaschutz und nukleare Sicherheit |
| 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 |

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Version ersetzt.

| | |
|---|---|
| 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 Würgassen |
| Mio. | Millionen |
| Mrd. | Milliarden |
| Nachhaftungsgesetz | Gesetz zur Nachhaftung für Abbau- und Entsorgungskosten im Kernenergiebereich |
| oHG | offene Handelsgesellschaft |
| NIS | Siempelkamp NIS-Ingenieurgesellschaft mbH |
| PEL | PreussenElektra GmbH |
| RDB | Reaktordruckbehälter |
| 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 |
| VENE | Vattenfall Europe Nuclear Energy GmbH |

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Version ersetzt.

**Abbildungsverzeichnis**


| | | Seite |
|---|---|---|
| Abbildung 1: | Schema Rückbauprozess | 12 |
| Abbildung 2: | Historische Betriebsverläufe und künftige Planungen | 13 |
| Abbildung 3: | Diskontierungszinssätze nach Restlaufzeit im 7-Jahresdurchschnitt | 17 |
| Abbildung 4: | Umsatzverteilung EnBW | 23 |
| Abbildung 5: | Umsatzverteilung E.ON | 27 |
| Abbildung 6: | Umsatzverteilung RWE | 36 |
| Abbildung 7: | Umsatzverteilung Vattenfall | 43 |
| Abbildung 8: | Rückstellungen der EVU zu den Stichtagen 2023, 2024 und 2025 | 47 |
| Abbildung 9: | Eskalierte Ausgaben nach Aufgaben 2026 bis 2046 | 48 |
| Abbildung 10: | Investitionsquote (Investitionen zu Außenumsatz) der EVU 2023, 2024 und 2025 | 50 |
| Abbildung 11: | Eigenkapitalquote der EVU 31. Dezmber 2019 bis 31. Dezember 2025 | 51 |


Vorabfassung – wird durch die lektorierte Version ersetzt.

**Tabellenverzeichnis**


| | | Seite |
|---|---|---|
| Tabelle 1: | Anlagen, Betreiber und Leistungsbetriebsende | 9 |
| Tabelle 2: | Rückstellungen nach Aufgaben der Eigentümergesellschaften bei EnBW | 24 |
| Tabelle 3: | Struktur der KKW und Beteiligungen innerhalb des E.ON-Konzerns | 29 |
| Tabelle 4: | Rückstellungsbeträge der Betreiber bei E.ON | 30 |
| Tabelle 5: | Rückstellungen nach Aufgaben der Betreibergesellschaften bei E.ON | 31 |
| Tabelle 6: | Rückstellungen nach Aufgaben der RWE-Betreibergesellschaft | 38 |
| Tabelle 7: | Rückstellungen nach Aufgaben der SWM GmbH | 41 |
| Tabelle 8: | Struktur der KKW und Beteiligungen innerhalb des Vattenfall-Konzerns | 44 |
| Tabelle 9: | Rückstellungen nach Aufgaben der Betreibergesellschaften bei Vattenfall | 44 |


Vorabfassung – wird durch die lektorierte Version ersetzt.

# 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 neunte 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 2025 (Stichtag 31. Dezember 2025) umfassen insbesondere Angaben zum Haftungskreis, die Aufstellungen der Rückstellungen für Rückbauverpflichtungen sowie eine Darstellung der Verfügbarkeit liquider Mittel.

## 0.3

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.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Version ersetzt.

## 1 Gesetzesrahmen und Berichtsauftrag

Mit dem Gesetz zur Neuordnung der Verantwortung in der kerntechnischen Entsorgung vom 27. Januar 2017 (Artikelgesetz) 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 Artikelgesetzes 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 Betreiber von Kernkraftwerken (KKW) gegenüber dem BAFA vor, vergleiche § 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 Energie im Einvernehmen mit dem Bundesministerium für Umwelt, Klimaschutz, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMUKN) 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 Informationen[1] für das Berichtsjahr 2025 bis zum 30. Juni 2026 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 vorliegenden 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 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.

In Kapitel 3 werden die im Prüfjahr gewonnenen Erkenntnisse auf Ebene der Energiekonzerne[2] 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 haftungsrechtlichen 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, Vereinbarungen mit verbundenen Unternehmen und deren Finanzlage untersucht. Auf dieser

[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.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Version ersetzt.

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 befindet 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 infolge des russischen Angriffskriegs gegen die Ukraine befürchteter Engpässe in der Energieversorgung waren die Blöcke GKN II, KKE sowie KKI 2 entgegen der ursprünglichen gesetzlichen Regelung noch bis zum 15. April 2023 im zeitlich begrenzten Weiterbetrieb. Nach der Abschaltung der zuvor genannten Blöcke bis zum Ablauf des 15. April 2023 befand sich somit kein deutsches Kernkraftwerk 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 II | GKN II | EnBW Kernkraft GmbH | 15.04.2023 |
| Emsland | KKE | Kernkraftwerke Lippe-Ems GmbH | 15.04.2023 |
| Isar 2 | KKI 2 | PreussenElektra GmbH, Stadtwerke München GmbH | 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 I | GKN I | 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 |

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Version ersetzt.

| 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 | Kernkraftwerk Lingen GmbH | 05.01.1977 |

Ergänzend zu dem hier vorliegenden Bericht sind die Betreiber nach § 4 des Transparenzgesetzes i. V. m. § 9 Absatz 1 RückBRTransparenzV verpflichtet, bis zum 30. November 2026 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.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Version ersetzt.

# 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 die letzten drei Kernkraftwerke Emsland, Isar 2 und Neckarwestheim II den Leistungsbetrieb einstellen.

Am 4. Dezember 2022 wurde das 19. Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes (19. AtGÄndG) beschlossen. Dieses erlaubte den zeitlich begrenzten Weiterbetrieb gemäß Artikel 1 für die Kernkraftwerke Isar 2, Emsland und Neckarwestheim II mit den jeweils in den Kernkraftwerken vorhandenen Brennelementen bis zum Ablauf des 15. April 2023. Der so erfolgte befristete Weiterbetrieb der o. g. Anlagen bis zum 15. April 2023 diente der Aufrechterhaltung der Netzsicherheit, der Stabilisierung der Leistungsbilanz sowie der Gewährleistung der Energieversorgung.[3] Die Betreiber wurden verpflichtet, die jeweils betroffene Anlage spätestens zum jeweils gesetzlich festgesetzten Zeitpunkt endgültig abzuschalten.

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 (BAnz AT 23.11.2021 B2) 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 der 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 KKW zu KKW 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

[3] Vergleiche https://dip.bundestag.de/vorgang/neunzehntes-gesetz-zur-%C3%A4nderung-des-atomgesetzes-19-atg%C3%A4ndg/292652?f.wahlperiode=20&rows=25&pos=11, zuletzt abgerufen am 15.09.2026.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Version ersetzt.

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, von ihr genehmigter Maßnahmen. Diesem Meilenstein A folgt 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. Stufe E dokumentiert den erfolgten Abbau des sog. Biologischen Schilds; Stufe 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.

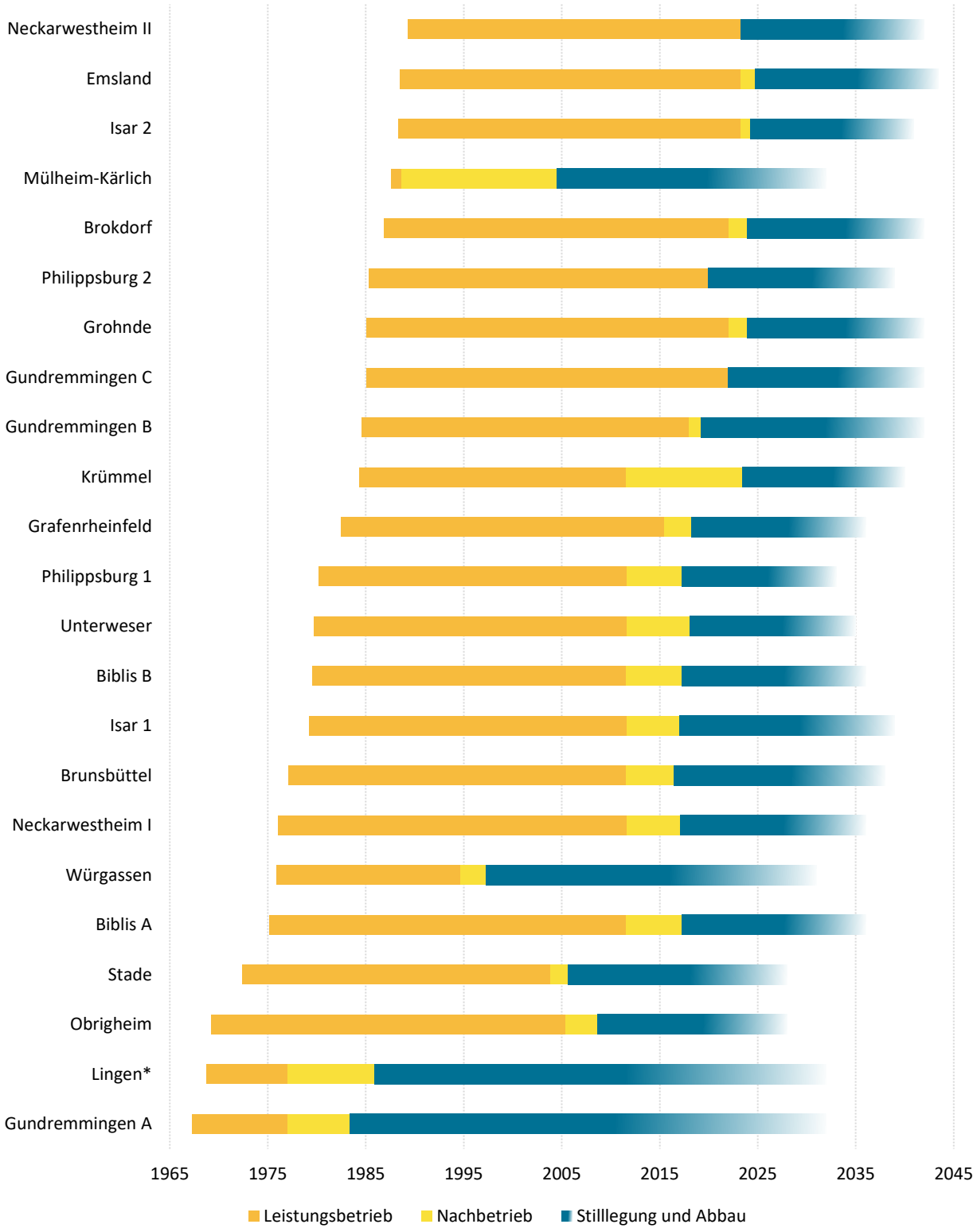
Abbildung 1: **Schema Rückbauprozess**




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.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Version ersetzt.

Abbildung 2: **Historische Betriebsverläufe und künftige Planungen**




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

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Version ersetzt.

Zum Stichtag 31. Dezember 2025 befand sich keine der 23 Anlagen mehr im Leistungsbetrieb oder in der Nachbetriebsphase. Die letzten vier Anlagen die sich im Jahr 2023 noch in der Nachbetriebsphase befanden, haben mit der Erteilung und Inanspruchnahme der 1. SAG im Laufe des Jahres 2024 allesamt die Phase der Stilllegung und des Abbaus bis zu ihrer Entlassung aus der atom- und strahlenschutzrechtlichen Überwachung erreicht.

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. Konventionelle Abbaumaßnahmen während der atomrechtlichen Überwachung sind Teil der Entsorgungsrückstellungen und somit Teil der Rückbauverpflichtungen. Unter Abbau von KKW können jedoch auch Rückstellungen erfasst werden, welche nach der Entlassung aus dem AtG anfallen und somit nicht Teil der Aufstellung der Rückstellungen sind. Zur Abgrenzung wird daher in diesem Zusammenhang in Kapitel 3 der Begriff Rückbau verwendet.

Somit sind für die Kosten der Stilllegung und des Abbaus der KKW sowie der fachgerechten Verpackung der radioaktiven Abfälle die Betreiber bzw. mittelbar die Anteilseigner der Betreibergesellschaften verantwortlich. Bis zum Erreichen des Zeitpunkts der gesetzlich angeordneten Beendigung des Leistungsbetriebs der KKW konnten aus dem Verkauf von Strom aus Kernenergie noch Einkünfte erzielt werden. Nach der Abschaltung der letzten KKW müssen die Rückbauverpflichtungen aus dem bestehenden Gesellschaftsvermögen 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 Absatz 2 GmbH-Gesetz): 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 offenen Handelsgesellschaft. 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 entstehenden Jahresfehlbetrag auszugleichen hat (§ 302 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

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Version ersetzt.

wird sichergestellt, dass das Konzernvermögen 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 des Nachhaftungsgesetzes 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 nach handelsrechtlichen Vorgaben Vorsorge treffen, indem sie hierfür in ihrer Bilanz Rückstellungen bilden. Hierfür gelten folgende Grundsätze:

Rückstellungen sind unter anderem für ungewisse Verbindlichkeiten zu bilden, auch solche aufgrund öffentlichrechtlicher Verpflichtungen. Die Höhe, in der die Rückstellungen angesetzt werden, richtet sich nach § 253 Absatz 1 Satz 2 des Handelsgesetzbuchs (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 Rückstellungen in den Bilanzen der Betreiber gebildet worden. Während des verbleibenden Nach- und Restbetriebs von KKW erfolgen Rückstellungszuführungen nur noch in geringem Maße (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 (diese Kosten kalkulieren die Betreiber selbst anhand bestehender Verträge, eigener Erfahrungen sowie interner Expertise). 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 so 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 ausreichende objektive Hinweise auf deren Eintritt schließen lassen. 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

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Version ersetzt.

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 zu zukünftigen Preissteigerungen 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.

Das vorrangige Ziel der EZB ist die Preisstabilität im Euroraum zu gewährleisten. Dazu strebt die EZB mittelfristig eine Inflationsrate von zwei Prozent an. Jedoch könnten wesentliche Veränderungen im Inflationsumfeld wie beispielsweise die geopolitische und wirtschaftliche Aufteilung oder der verstärkte Einsatz künstlicher Intelligenz zu einem möglicherweise volatileren Inflationsumfeld führen, so dass stärkere Abweichungen vom 2-Prozent-Inflationsziel der EZB denkbar wären. Nach dem erheblichen Anstieg der Inflationsrate in Deutschland infolge des Beginns des Russland-Ukraine-Kriegs im Jahr 2022 auf 6,9 Prozent sowie einem damit verbundenen Anstieg der Energiekosten, ging die Inflation in 2024 deutlich auf 2,2 Prozent zurück. Im Jahr 2025 blieb die Inflationsrate zum Vorjahr gleich und damit auf einem stabilen Niveau. Nach Angaben des Statistischen Bundesamtes sind die Verbraucherpreise in 2025 um 2,2 Prozent gegenüber dem Vorjahr gestiegen.

Für den Monat August 2026 gibt das Statistische Bundesamt hingegen einen Anstieg der Inflationsrate um voraussichtlich 0,2 Prozent gegenüber dem Vorjahresmonat auf 2,9 Prozent an. Für den Monat September 2026 stieg die Inflationsrate bereits auf 3,3 Prozent an und liegt somit um 0,6 Prozent zum Vormonat höher. Die Inflationsrate in der Eurozone betrug nach Angabe der EZB im August 3,2 Prozent gegenüber 2,9 Prozent im Vormonat. Insofern ist ein deutlicher Anstieg der Inflation zu erwarten. Die Haupttreiber der Inflationsrate sind auch hier im Besonderen die volatilen Energiepreise, welche aufgrund des Iran-Konflikts und den damit einhergehenden anhaltenden Auswirkungen im Schiffsverkehr durch die Straße von Hormus erneut signifikant angestiegen sind.

In den Jahren vor 2016 war ein historisch hoher und schneller Anstieg der Diskontierungszinssätze zu verzeichnen. Dies führte unter sonst gleichen Bedingungen zu einem Rückgang der Rückstellungsbeträge für Rückbauverpflichtungen. Die letzte Dekade bis einschließlich 2021 war hingegen geprägt von einem Zinsumfeld mit historisch niedrigen Zentralbankzinsen. So lagen die von der Europäischen Zentralbank (EZB) festgelegten Leitzinsen bis Juli 2022 bei 0,00 Prozent. Ab diesem Zeitpunkt wurde unter anderem der Hauptrefinanzierungszinssatz[4] in Folge mehrfach angehoben und erreichte am 20. September 2023 ein Langzeithoch von 4,50 Prozent, bis dieser am 12. Juni 2024 um 25 Basispunkte auf 4,25 Prozent gesenkt wurde. Im weiteren Verlauf der Jahre 2024 sowie 2025 wurde der Zinssatz aufgrund der wirtschaftlichen Situation in Europa sukzessive bis auf 2,15 Prozent am 11. Juni 2025 gesenkt. Erst am 17. Juni 2026 beschloss die EZB eine Erhöhung des Zinssatzes um 25 Basispunkte auf aktuell 2,40 Prozent. Am 10. September erhöhte die EZB den Leitzins um weitere 25 Basispunkte auf 2,65 Prozent. Als Hauptgrund für die Anhebung des Hauptrefinanzierungssatzes durch die EZB ist der Anstieg der Inflation im Euroraum zu sehen – unter anderem aufgrund von geopolitischen Krisen im Nahen Osten, wodurch es zu einem erheblichen Anstieg bei den Energiepreisen kam.

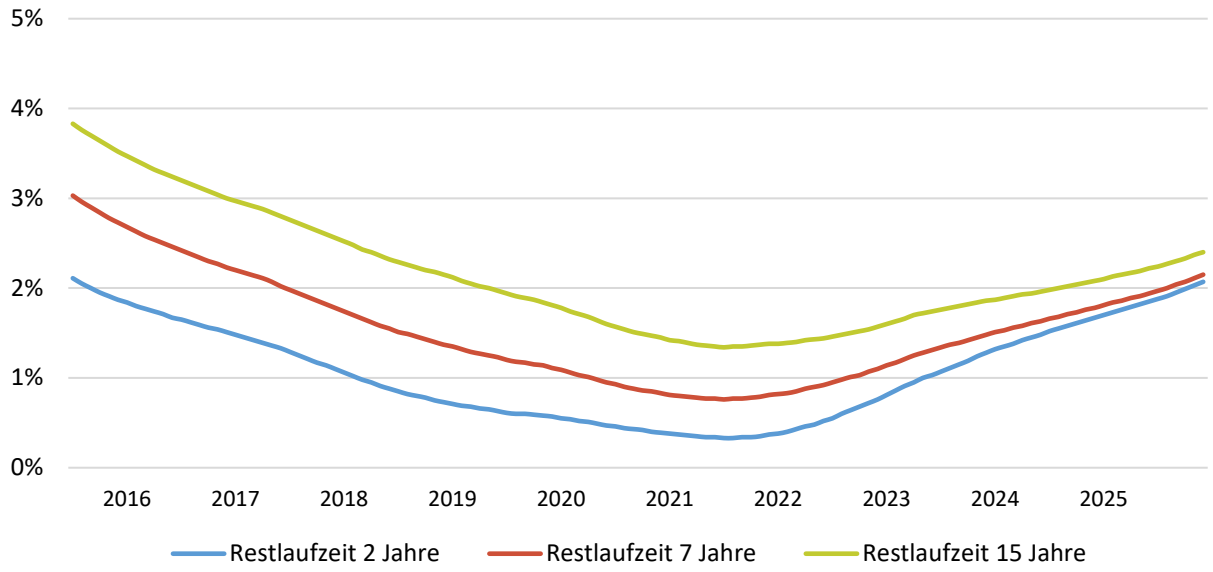
Da es sich bei den für die Diskontierung von Rückstellungen anzuwendenden Zinssätzen um 7-Jahresdurchschnittswerte handelt, ist angesichts der oben geschilderten Zinsentwicklung in naher Zukunft nicht von einem abrupten Anstieg der Diskontierungszinssätze nach § 253 Absatz 2 Satz 4 HGB auszugehen. Abbildung 3 zeigt die Entwicklung der von der Deutschen Bundesbank veröffentlichten Diskontierungszinssätze von 2013 bis Juni 2026 im 7-Jahresdurchschnitt.[5]

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Version ersetzt.

[4] Der Hauptrefinanzierungszinssatz bestimmt, zu welchen Konditionen die Geschäftsbanken bei der EZB Geld ab einer Woche Laufzeit leihen können.

[5] Zinssatz des aktuellen Berichtsjahrs sowie der sechs vorangegangenen Jahre.

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 Kernenergierückstellungen 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, aufgegliedert 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 des Gesetzes zur Nachhaftung für Abbau- und Entsorgungskosten im Kernenergiebereich (Nachhaftungsgesetz) für die Erfüllung der in der Aufstellung 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.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Version ersetzt.

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 Ergebnisabführungsverträge, Patronatserklärungen) innerhalb der Konzerne.[6] 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 für die Rückstellungsbewertung zugrunde gelegten Preisannahmen je Betreiber dargestellt. Aufgrund der allgemeinen Preisentwicklungen in den Vorjahren, welche durch exogene Faktoren beeinflusst waren, wurde von den Betreibern die Preisentwicklung im Rückbaubereich entsprechend beobachtet. Es konnte festgestellt werden, dass in 2025 wie im Vorjahr bei den Preissteigerungsraten eine Konsolidierung erfolgte und diese auf einem stabilen Niveau verblieben. So waren in der Regel gleichbleibende Preissteigerungsraten bei den Betreibern zu verzeichnen. Damit wurde der allgemeinen Preisentwicklung für das Jahr 2025 Rechnung getragen, welche sich im Jahresdurchschnitt identisch zum Vorjahr auf 2,2 Prozent bewegte. In den jeweiligen Kapiteln zu den Betreibern wird hierauf im Detail eingegangen.

Ein Anstieg der Preisannahmen führt zu einer höheren Bewertung des Rückstellungsbedarfs. Gleichzeitig wirkt der Anstieg der Diskontierungszinssätze (vergleiche Kapitel 2.3) in entgegengesetzte Richtung, so dass sich die beiden Effekte teilweise kompensieren. Ein Anstieg der Diskontierungszinssätze bei gleichbleibenden oder sinkenden Preisannahmen führt hingegen zu einer Reduzierung der Rückstellungen. Die Entwicklung der Inflationsraten sowie die Veränderung des Zinsumfelds mit deren Auswirkungen auf die Rückstellungsbewertung für Rückbauverpflichtungen wurden in der diesjährigen Prüfung wieder 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 wurden 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 des Transparenzgesetzes müssen alle Betreiber diese Testate innerhalb eines Jahres nach dem Bilanzstichtag einreichen.[7] Das BAFA baut seine Prüfung grundsätzlich auf den im Jahresabschluss testierten Rückstellungspositionen sowie auf 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 Betreiberge-

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Version ersetzt.

[6] Siehe für eine Illustration Anhang B Organigramm der Betreiber und der EVU.

[7] Die Testate aller Betreiber müssen demnach bis zum 31.12.2026 eingereicht sein. Zum Zeitpunkt der Abgabe des Berichtsentwurfs lagen dem BAFA sämtliche entsprechenden Testate vor.

sellschaft geringer sind (sogenannte 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 großenteils 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 Liquiditätslage der Konzerne zur Bedienung der Ansprüche des Betreibers auf Übernahme der Rückbauverpflichtungen einen weiteren Untersuchungsgegenstand dar.

Ein Schwerpunkt der Prüfung des BAFA liegt auf der Analyse der Vermögens-, Ertrags- und Finanzlage der Konzerne. Es werden die wesentlichen Geschäftsfelder der Konzerne vorgestellt 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 flüssigen 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 Finanzierungskonditionen 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 Nummer 2 RückBR-TransparenzV).

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).

Im Jahr 2022 wurde das Neunzehnte Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes (19. AtGÄndG) verabschiedet. In diesem Zuge wurde unter anderem der zeitlich befristete Weiterbetrieb der Kernkraftwerke Emsland, Isar 2 und Neckarwestheim II zugelassen. So wurde der § 7 Absatz 1e des Atomgesetzes dahingehend geändert, dass die

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Version ersetzt.

Berechtigungen zum Leistungsbetrieb für die drei genannten Kernkraftwerke erst mit Ablauf des 15. April 2023 erlöschen. Wie vorgesehen, beendeten mit dem 15. April 2023 die Kernkraftwerke Emsland, Isar 2 und Neckarwestheim II endgültig den Leistungsbetrieb. Nach der Erteilung der Stilllegungs- und Abbaugenehmigung befanden sich somit im Jahr 2024 alle KKW in Deutschland erstmals gleichzeitig im Rückbau.

Das BAFA hat die Auswirkungen auf die entsprechenden Betreiber hinsichtlich der Rückstellungen für Rückbauverpflichtungen untersucht und in den nachfolgenden Kapiteln dargestellt.

Darüber hinaus war die Entwicklung der Preissteigerung und der Diskontierungszinssätze Gegenstand der Prüfung. Zum Stand des Rückbaus sowie der Inanspruchnahmen für Rückstellungsverpflichtungen wird in den jeweiligen Kapiteln sowie im Anhang eingegangen.

**Zum energiewirtschaftlichen Umfeld:**

Nachdem der Börsenpreis für Strom (EEX-Spotmarkt Phelix Base) in 2022 starken Schwankungen unterlag und im August mit 465,18 Euro pro MWh einen neuen Höchststand erreichte, beruhigte sich die Marktsituation, so dass das Preisniveau in 2023 mit 117,83 Euro pro MWh im Januar und 68,52 Euro pro MWh im Dezember nur geringen Schwankungen unterlag. Hintergrund für die erhebliche Volatilität des Börsenstrompreises war im Besonderen die durch den Russland-Ukraine-Konflikt ausgelöste Energiekrise, vor allem am Gasmarkt. Der stark gestiegene Gaspreis sorgte aufgrund der Zuschaltung von flexiblen Gaskraftwerken zur Stromproduktion nach dem Merit-Order-Prinzip zu einer entsprechenden Erhöhung des Börsenstrompreises. Im Verlauf des Geschäftsjahres 2024 war ein leichter Aufwärtstrend zu verzeichnen mit 76,57 Euro pro MWh im Januar und 108,32 Euro pro MWh im Dezember. Diese Entwicklung hielt zu Beginn des Jahres 2025 an, so dass der Börsenstrompreis im Januar 114,14 Euro pro MWh betrug. Aufgrund von milden Temperaturen sank der Strompreis im Dezember 2025 leicht auf 93,70 Euro pro MWh im Gegensatz zum Vorjahr.

Der Primärenergieverbrauch in Deutschland ist 2025 auf einen neuen Tiefstand gefallen und sank leicht um 0,1 Prozent gegenüber dem Vorjahr. Grund hierfür war laut der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen eine schwache konjunkturelle Entwicklung sowie anhaltend hohe Energiepreise. Rechnet man den witterungsbedingten, verbrauchserhöhenden Effekt heraus, würde der Rückgang hingegen bei 1,2 Prozent liegen, da im Besonderen die Produktion in energieintensiven Branchen erheblich zurückgefahren wurde.

Beim Stromverbrauch war nach Angaben des Umweltbundesamtes im Geschäftsjahr 2025 ein leichter Rückgang zu verzeichnen, nach einem leichten Anstieg im Jahr zuvor. Der Stromverbrauch ging in Deutschland seit seinem Höhepunkt im Jahr 2007 bis 2023 sukzessive zurück. Jedoch waren die Jahre 2022 und 2023 von Sondereffekten insbesondere durch den Russland-Ukraine-Konflikt sowie einem Rückgang der Industrieproduktion gekennzeichnet. Trotz des leichten Rückgangs in 2025 wird in der Zukunft mit einer Zunahme des Stromverbrauchs gerechnet, da sowohl Fahrzeugantriebe als auch die Wärmebereitstellung in Gebäuden verstärkt elektrisch erfolgen sollen.

Die Absicherung von Rohstoff- und Strompreisrisiken hat für Energiekonzerne grundsätzlich eine große Bedeutung. In den Vorjahren, insbesondere im Geschäftsjahr 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 führte insbesondere bei den kurzfristigen Vermögenswerten und Schulden zu deutlichen Bewertungsschwankungen. Ein hieraus entstehender zusätzlicher Bedarf an Liquidität wurde durch die EVU in ihrer Planung berücksichtigt.

Mit den Rückgängen und Normalisierungen an den Energiehandelsmärkten nach den erheblichen Preisausschlägen während der Energiekrise, haben sich die Forderungen oder Verbindlichkeiten aus derivativen Finanzinstrumenten für Commodity-Absicherungsgeschäfte entsprechend reduziert. Dennoch führten auch im Geschäftsjahr 2025 kurzfristige Effekte – unter anderem Wetterereignisse, der starke Zubau von Photovoltaik oder auch geopolitische Spannungen – zu einer erhöhten Volatilität der Energiepreise auf den Commodity-Märkten.

Dennoch konnte bei den im Fazit näher betrachteten EVU, welche nach IFRS bilanzieren (EnBW, E.ON, RWE und Vattenfall) im Geschäftsjahr 2025 eine zum Teil signifikante Steigerung der Eigenkapitalquote im Vergleich zum Vorjahr festgestellt werden. Die SWM bilanzieren als einziger Konzern nach HGB, da für den Konzern keine gesetzliche Verpflichtung zur IFRS-Rechnungslegung als kommunales, nicht börsennotiertes Unternehmen besteht.

Hintergrund dieser Entwicklung sind im WesentlichenJahresüberschüsse sowie die Verkürzung der Bilanzsumme bei einem stabilen bis wachsendem Eigenkapital der EVU, da die Beruhigung auf den Terminmärkten zu einem Rückgang der Marktwerte für Commodity-Derivate führte. Im Fazit wird hierauf ausführlich eingegangen.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Version ersetzt.

In der Folge ergaben sich insbesondere in den Vorjahren entsprechende Veränderungen bei verwendeten Kennzahlen, wie der Eigenkapitalquote und bei den liquiden Mitteln. Eine Veränderung der Kennzahlen aufgrund dieser Entwicklung ist mithin nur bedingt auf die operative Geschäftsentwicklung der EVU zurückzuführen, sondern basiert insbesondere auf vorübergehenden Entwicklungen an den Terminbörsen.

Das wirtschaftliche Umfeld blieb auch in 2025 weiterhin herausfordernd für die EVU. Zwar war nach den Jahren der Energiekrise zuvor eine Beruhigung und Konsolidierung von Energiemärkten, Inflation sowie innerhalb der Bilanzen zu verzeichnen.

Dennoch besteht nach wie vor ein hoher Investitions- und Transformationsdruck hinsichtlich des Ausbaus von erneuerbaren Energien, der Errichtung von Gaskraftwerken sowie des langfristigen Umbaus von Netzen und Infrastruktur. Darüber hinaus bestehen durch die konjunkturelle Entwicklung in Deutschland weiterhin Marktrisiken.

Gemäß dem Statistischen Bundesamt ist das preisbereinigte, deutsche Bruttoinlandsprodukt im Jahr 2025 um 0,2 Prozent höher als im Vorjahr (-0,5 Prozent). Damit ist die deutsche Wirtschaft insbesondere aufgrund von gestiegenen Konsumausgaben der privaten Haushalte und des Staates leicht gewachsen nachdem in den Jahren 2023 und 2024 jeweils eine Rezession zu verzeichnen war. Gegenläufig entwickelten sich jedoch die Exportwirtschaft und die Investitionen – vor allem in Ausrüstungen und Bauten. Auf der Seite der EVU wurden hingegen hohe Investitionen in Sachanlagen, beispielsweise zum Ausbau erneuerbarer Energien, getätigt. Hierauf wird in Kapitel 3 sowie zusammenfassend in Kapitel 4 näher eingegangen.

Es besteht im Hinblick auf die wirtschaftliche Entwicklung seitens der EVU anhaltend die Sorge, dass Kunden und Lieferanten ausfallen und ihren Verpflichtungen nicht mehr nachkommen können. 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 wird diesem Risiko begegnet.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Version ersetzt.

# 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. Die Aktionärsstruktur hat sich zum 31. Dezember 2025 im Vergleich zum Vorjahr leicht verändert. Hintergrund hierfür ist insbesondere die im Juli 2025 umgesetzte Kapitalerhöhung um 3,1 Mrd. Euro. Das Land Baden-Württemberg hält 47,0 Prozent (Vorjahr: 46,75 Prozent) und kommunale Anteilseigner halten circa 50 Prozent der Anteile. Die EnBW AG hält selbst 1,74 Prozent (Vorjahr: 2,08 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 hat EnBW das fünfte Geschäftsjahr unter der Strategie EnBW 2025 abgeschlossen und wird diese Strategie nach eigener Aussage bis in das Jahr 2030 fortschreiben. Demnach befindet sich der Konzern weiterhin 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, E-Mobilität 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 Erzeugung und Vermarktung von erneuerbarer und konventioneller Energie, Fernwärme sowie Entsorgung und Umweltdienstleistungen gebündelt.

Im Jahr 2025 erzielte der EnBW-Konzern Umsatzerlöse in Höhe von 34,4 Mrd. Euro (Vorjahr: 34,5 Mrd. Euro).

Damit hat der Konzern im abgeschlossenen Geschäftsjahr eine Umsatzminderung von 0,3 Prozent zu verzeichnen. Während die im Vorjahr eingetretene Umsatzminderung insbesondere auf gesunkene Handelspreise im Strom- und Gasbereich zurückzuführen war, waren im aktuellen Geschäftsjahr hauptsächlich gesunkene Handelspreise im Strombereich der Grund für den Rückgang der Umsatzerlöse. Zusätzlich waren in beiden Jahren geringere Absatzmengen im Geschäfts- und Industriekundenbereich zu verzeichnen. Im Gegensatz dazu haben sich die Handelspreise für Gas im Vergleich zum Vorjahr um 6,4 Prozent erhöht.

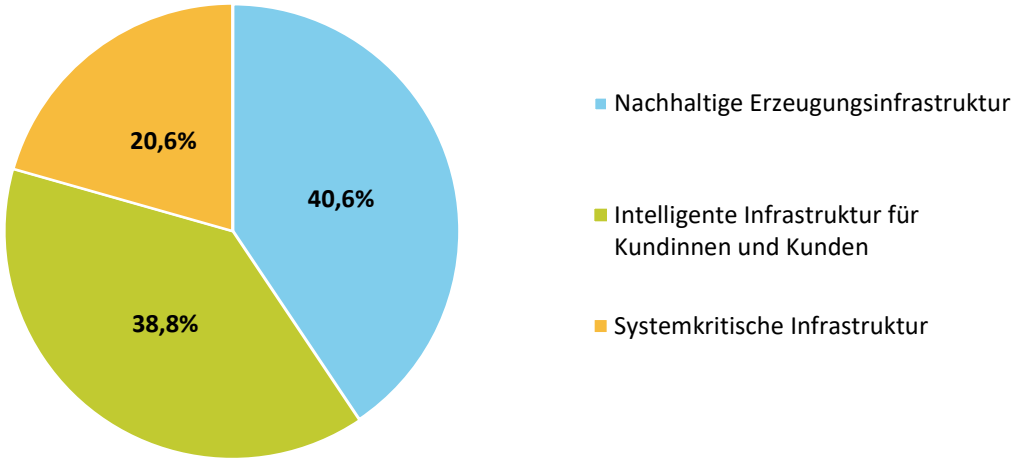
Während der Stromabsatz im Vergleich zum Vorjahr um 1,6 Prozent gestiegen ist, ist der Gasabsatz um 31,7 Prozent gefallen.

Bei der Bewertung der einzelnen Segmente zeigt sich am Umsatz erneut ein Rückgang in den beiden umsatzstärksten Segmenten. So fiel das Segment Intelligente Infrastruktur um 715,1 Mio. Euro auf 13,3 Mrd. Euro (Vorjahr: 14,0 Mrd. Euro). Dies stellt eine Abnahme um rund 5,1 Prozent dar. Das Segment Nachhaltige Erzeugungsinfrastruktur verzeichnete nur einen leichteren Rückgang. Hier fiel der Umsatz um 105,2 Mio. Euro auf 14,0 Mrd. Euro (Vorjahr: 14,1 Mrd. Euro). Das Segment Systemkritische Infrastruktur verzeichnete hingegen eine Steigerung von 692,1 Mio. Euro auf 7,1 Mrd. Euro (Vorjahr: 6,4 Mrd. Euro).

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

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Version ersetzt.

Abbildung 4: **Umsatzverteilung EnBW**




Damit fiel der Anteil des Segments Nachhaltige Erzeugungsinfrastruktur am Gesamtumsatz um 0,2 Prozentpunkte auf 40,6 Prozent. In der Folge nahm die Bedeutung der anderen beiden Segmente für den Konzernumsatz entsprechend um 1,9 Prozentpunkte bei Intelligente Infrastruktur ab und um 2,1 Prozentpunkte bei Systemkritische Infrastruktur zu.

Der bereinigte (adjusted) Konzern-EBIT beträgt im Geschäftsjahr 3,3 Mrd. Euro (Vorjahr: 3,2 Mrd. Euro) und ist somit um circa 3,1 Prozent angestiegen. Davon entfallen auf das Segment Nachhaltige Erzeugungsinfrastruktur 1.713 Mio. Euro (Vorjahr: 1.949 Mio. Euro), auf Systemkritische Infrastruktur 1.862 Mio. Euro (Vorjahr: 1.502 Mio. Euro) und auf Intelligente Infrastruktur 84 Mio. Euro (Vorjahr: 94 Mio. Euro).

Bei den Anteilen am bereinigten EBIT des Konzerns zeigt das Segment Nachhaltige Erzeugungsinfrastruktur einen Rückgang auf 46,8 Prozent (Vorjahr: 55,0 Prozent). Auch das Segment Intelligente Infrastruktur verringerte sich auf 2,3 Prozent (Vorjahr: 2,7 Prozent). Das Segment Systemkritische Infrastruktur, welches das regulierte Netzgeschäft enthält, erhöhte sich hingegen auf 50,9 Prozent (Vorjahr: 42,4 Prozent).

Während das bereinigte (adjusted) Konzern-EBIT wie gezeigt einen Zuwachs verzeichnen konnte, hat sich das Ergebnis vor Ertragsteuern im Vergleich zum Vorjahr rückläufig entwickelt.

Für diese Reduzierung des Ergebnisses waren im Geschäftsjahr insbesondere reduzierte sonstige betriebliche Erträge verantwortlich, welche hauptsächlich durch geringere Rückstellungsauflösungen verursacht wurden. Die Umsatzerlöse blieben nahezu auf Vorjahresniveau. Zwar sanken auf Grund von positiver Derivatebewertung die betrieblichen Aufwendungen, es stiegen jedoch auch die Abschreibungen, der Material- und der Personalaufwand im Vergleich zum Vorjahr an. Schließlich trug ein hohes negatives Beteiligungsergebnis at equity bewerteter Unternehmen in Höhe von – 1,0 Mrd. Euro zu einem im Vergleich zum Vorjahr wesentlich geringeren Ergebnis vor Steuern bei. Dieses betrug im aktuellen Geschäftsjahr 839,8 Mio. Euro (Vorjahr: 2.692,2 Mio. Euro).

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 99,80 Prozent und die Deutsche Bahn AG mit 0,20 Prozent.

EnKK ist atomrechtlicher Betreiber der Anlagen GKN I, GKN II, 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. Am genannten Datum wurde GKN II endgültig abgeschaltet. Die SAG wurde am 5. April 2023 erteilt. Mit der Inanspruchnahme dieser SAG im Mai 2023 befindet sich die Anlage GKN II im Rückbau.

Die EnKK ist atomrechtlicher Betreiber der KKW, nicht aber deren Eigentümer. Sie ist von der Erfüllung der Rückbauverpflichtungen durch die Eigentümergesellschaften befreit worden. Aufgrund dessen sind die Rückstellungen bei den Eigentümergesellschaften gebildet worden. Die Struktur der Eigentumsverhältnisse ergibt sich wie

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Version ersetzt.

folgt: Die EnBW AG hält als Eigentümergesellschaft 48,40 Prozent Bruchteilseigentum an GKN I und 62,41 Prozent an GKN II sowie jeweils das Alleineigentum an KKP 1 und KKP 2. Der Anteil der TWS Kernkraft GmbH (TKK) beträgt 51,60 Prozent an GKN I und 37,59 Prozent an GKN II. Die EnKK und die TKK sind vollständig in den Konzernabschluss der EnBW AG einbezogen. Die bisherige Mitgesellschafterin KWO GmbH wurde mit Wirkung zum 01. Januar 2025 auf die EnBW AG verschmolzen.

Der EnBW-Konzern trägt für die o.g. Anlagen 100 Prozent der Rückbauverpflichtungen.

Zwischen dem atomrechtlichen Betreiber EnKK sowie der Eigentümergesellschaft TKK besteht mit der EnBW AG ein Ergebnisabführungsvertrag.

Die von der EnKK vorgelegte Liste der Gesellschaften des Haftungskreises umfasst zum 31. Dezember 2025 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 Nachhaftungsgesetz. Zum Vorjahr haben sich keine Änderungen am Haftungskreis ergeben.

### 3.1.2 Rückstellungen auf Betreiber- und Konzern-Ebene

Die Rückstellungen für Rückbauverpflichtungen, die aus der Aufstellung der Rückstellungen nach § 2 Absatz 1 des Transparenzgesetzes hervorgehen, betragen insgesamt 4,3 Mrd. Euro (Vorjahr: 4,6 Mrd. Euro). Der Rückstellungsbetrag umfasst die Anlagen GKN I, GKN II, KKP 1, KKP 2 und KWO jeweils zu 100 Prozent. Die Rückstellungsbeträge haben sich im Jahresvergleich hauptsächlich aufgrund hoher Verbräuche bei den Anlagen GKN I, GKN II sowie KKP 2 reduziert. Die im Vergleich zum Vorjahr unveränderte Preissteigerungsrate sowie die leichte Erhöhung des Diskontierungszinssatzes trugen zusätzlich zu den gesunkenen Rückstellungen bei.

Die Anlage GKN II ging im Mai 2023 als letzte der fünf Anlagen in den Rückbau. Nach dem begrenzten Weiterbetrieb von GKN II bis zum 15. April 2023 konnte hier im Jahr 2023 mit der Dekontamination des so genannten Primärkreises die erste größere Rückbauaktivität erfolgreich abgeschlossen werden. In 2024 wurden die Hauptkühlmittelleitungen vom RDB getrennt und mit ihrem Abbau begonnen, Dies und u. a. der Abbau der Motoren der Hauptkühlmittelpumpen wurden im Jahr 2025 abgeschlossen.

Die bisherige Mitgesellschafterin KWO GmbH, Obrigheim wurde mit Wirkung zum 1. Januar 2025 auf die EnBW verschmolzen. Die Rückstellungen nach Aufgaben bei den EnBW-Eigentümergesellschaften gliedern sich folgendermaßen:

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

| **Eigentümer-Gesellschaften** | **Nach- und Restbetrieb** | **Abbau einschließlich Vorbereitung** | **Reststoffbearbeitung und Verpackung der radioaktiven Abfälle** |
|---|---|---|---|
| EnBW AG | 1.858 Mio. Euro | 649 Mio. Euro | 922 Mio. Euro |
| TWS Kernkraft GmbH | 498 Mio. Euro | 146 Mio. Euro | 267 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 2025 gegenübergestellt. Es besteht eine Differenz in Höhe von 357 Mio. Euro zwischen der Aufstellung der Rückstellungen nach dem Transparenzgesetz und den in den Jahresabschlüssen der EnBW AG und TKK 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 Dritten.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Version ersetzt.

Anhand der vorgelegten Unterlagen und nach ergänzender Erläuterung durch die zuständigen Ansprechpartner konnte die Entwicklung der Rückstellungsbeträge durch das BAFA nachvollzogen werden. Die von den Betreibern bzw. Konzernen angenommene jährliche Preissteigerung für das Jahr 2026 und alle nachfolgenden Jahre beträgt weiterhin 2,4 Prozent (Vorjahr: 2,4 Prozent für das Jahr 2025 und fortfolgende Jahre).

Zum 31. Dezember 2025 werden im Konzernabschluss der EnBW nach IFRS bewertete Kernenergierückstellungen in Höhe von 4,3 Mrd. Euro bilanziert. Sie stellen mit 35 Prozent die zweitgrößte Rückstellungskategorie des Konzerns nach den Pensionsrückstellungen dar, die mit 4,8 Mrd. Euro einen Anteil von 39 Prozent an den Gesamtrückstellungen ausmachen. Die sonstigen Rückstellungen betragen 3,2 Mrd. Euro (26 Prozent).

Es ergaben sich insgesamt keine Beanstandungen.

### 3.1.3 Vermögens- und Liquiditätslage

Den Rückstellungsbeträgen steht auf Seiten der Eigentümergesellschaften entsprechendes Vermögen gegenüber. In den Bilanzen der Eigentümergesellschaften befinden sich ausreichend Vermögensgegenstände zur Erfüllung der Rückbauverpflichtungen. Bei den Vermögensgegenständen handelt es sich insbesondere um Finanzanlagen. Die benötigten liquiden Mittel sollen zum Zeitpunkt des Anfalls der Ausgaben für Rückbauverpflichtungen bei der EnBW AG abgerufen werden.

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 jederzeit erfüllen kann. Deshalb wird im Folgenden auf die Vermögens- und Liquiditätslage des EnBW-Konzerns eingegangen.

Zum 31. Dezember 2025 verzeichnet der EnBW-Konzern bei den langfristigen Vermögenswerten einen Anstieg von rund 4,1 Mrd. Euro auf 46,9 Mrd. Euro (Vorjahr: 42,8 Mrd. Euro). Diese Steigerung ist im Wesentlich auf die geleisteten Anzahlungen auf das Sachanlagevermögen zurückzuführen, welches sich im Geschäftsjahr auf 34,9 Mrd. Euro (Vorjahr: 29,7 Mrd. Euro) erhöhte. Die wesentlichen Bestandteile der langfristigen Vermögenswerte sind zudem übrige finanzielle Vermögenswerte vorwiegend in Form von Unternehmensbeteiligungen und langfristigen Wertpapieren (3,7 Mrd. Euro) sowie immaterielle Vermögenswerte (2,9 Mrd. Euro).

Das bei EnBW verwaltete und zweckgebundene Vermögen zur langfristigen Deckung der Pensions- und Kernenergierückstellungen (Asset-Liability-Management) beträgt zum 31. Dezember 2025 6,2 Mrd. Euro (Vorjahr: 6,3 Mrd. Euro). Wenn man dieses Deckungsvermögen ins Verhältnis zu den Pensions- und Kernenergieverpflichtungen (abzüglich Forderungen im Zusammenhang mit Kernenergieverpflichtungen in Höhe von 347,9 Mio. Euro (Vorjahr: 359,2 Mio. Euro) setzt, ergibt sich eine Deckungsquote von 70,4 Prozent (Vorjahr: 66,3 Prozent).

Das neben dem Deckungsvermögen zur Bedienung bestimmter Pensionsverpflichtungen bestehende Planvermögen mit einem Marktwert von 1.388,0 Mio. Euro (Vorjahr: 1.475,4 Mio. Euro) hat sich im Gegensatz zum Vorjahr leicht vermindert. Darüber hinaus stehen von den kurzfristigen finanziellen Vermögenswerten 78,0 Mio. Euro zur Deckung der Pensions- und Kernenergierückstellungen zur Verfügung und damit weniger als im Vorjahr (109,0 Mio. Euro).

EnBW verfügt zum 31. Dezember 2025 über liquide Mittel in Höhe von 9,7 Mrd. Euro (Vorjahr: 8,9 Mrd. Euro), die sich aus flüssigen Mitteln in Höhe von 4,3 Mrd. Euro und kurzfristigen Wertpapieren von 5,4 Mrd. Euro zusammensetzen (Vorjahr: 4,9 und 4,0 Mrd. Euro). Von den liquiden Mitteln stehen 9,5 Mrd. Euro (5.287,6 Mio. Euro + 4.188,8 Mio. Euro) für den operativen Geschäftsbetrieb und 0,2 Mrd. Euro zur Bedienung von Rückstellungen zur Verfügung (Vorjahr: 8,7 und 0,2 Mrd. Euro). Es bestehen bei den flüssigen Mitteln Verfügungsbeschränkungen bei Zahlungsmitteln in Höhe von 0,4 Mrd. Euro. Davon sind EEG-Mittel und KWKG-Mittel in Höhe von 0,3 Mrd. Euro enthalten. Die flüssigen Mittel setzen sich insbesondere aus Guthaben bei Kreditinstituten zusammen, welche vor allem als Termin- und Tagesgelder angelegt sind, mit einer Laufzeit von weniger als drei Monaten und nur einem unwesentlichen Risiko von Wertschwankungen unterliegen.

Trotz des leichten Rückgangs des EBITDA erhöhte sich der operative Cashflow deutlich im Vergleich zum Vorjahr auf 4,5 Mrd. Euro (Vorjahr: 2,7 Mrd. Euro). Dies resultierte größtenteils aus einem Mittelzufluss im Nettoumlaufvermögen. Insbesondere die stichtagsbedingte Verringerung des Saldos aus Forderungen und Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen wirkte sich im Gegensatz zur Erhöhung im Vorjahr positiv aus. Darüber hinaus trugen ein geringerer Zahlungsmittelabfluss aus Sicherheitsleistungen und Steuererstattungen sowie niedrigere Vorauszahlungen positiv zur Entwicklung des operativen Cashflows bei.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Version ersetzt.

Einen höheren Mittelabfluss verzeichnete der investive Cashflow (-8,9 Mrd. Euro) aufgrund von gesteigerten Investitionen in Sachanlagen. Der Finanzierungscashflow (3,0 Mrd. Euro) erhöhte sich hingegen deutlich im Vergleich zum Vorjahr aufgrund einer Kapitalerhöhung der Anteilseigner.

Die von EnBW eingereichte 3-Jahresplanung der Cashflows deckt sich mit der im Geschäftsbericht des Jahres 2025 beschriebenen Ergebnis- und Geschäftsentwicklung. Der Konzern geht von einem stabilen EBITDA in den Jahren 2026 bis 2028 aus. In den für 2026 bis 2028 geplanten Investitionen in Höhe von 22,3 Mrd. Euro spiegelt sich der Umbau des Geschäftsportfolios der EnBW wider, der hohe Investitionen – insbesondere im Segment Systemkritische Infrastruktur – vorsieht und dem Ausbau der erneuerbaren 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 2025 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 rund 15,0 Mrd. Euro (langfristige Laufzeit) und das Commercial-Paper-Programm (CP) mit einem Volumen von 2,0 Mrd. Euro (kurzfristige Laufzeit) zurückgegriffen werden. Im Rahmen geplanter Investitionen in den kommenden Jahren hat der Konzern das DIP im Jahr 2024 um rund 5,6 Mrd. Euro erhöht.

Zum Bilanzstichtag waren 12,0 Mrd. Euro des DIP von 15,0 (Vorjahr: 15,6 Mrd. Euro) in Anspruch genommen worden. Das CP hingegen beträgt 2,0 Mrd. Euro und wurde nicht genutzt. Außerdem stehen eine bislang ungenutzte syndizierte Kreditlinie in Höhe von 2,0 Mrd. Euro sowie fest zugesagte Kreditlinien in Höhe von 4,8 Mrd. Euro sowie nicht fest zugesagte bilaterale Kreditlinien in Höhe von 1,1 Mrd. Euro zur Verfügung, von denen 0,1 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: 13,0 Mrd. Euro).

Im Lagebericht stellt das Unternehmen die Finanzlage zum 31. Dezember 2025 dar. Demnach betragen die bereinigten Finanzverbindlichkeiten von EnBW 19,7 Mrd. Euro (Vorjahr: 19,4 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 9,2 Mrd. Euro (Vorjahr: 8,4 Mrd. Euro) betragen die Nettofinanzschulden von EnBW somit 10,5 Mrd. Euro (Vorjahr: 11,0 Mrd. Euro). Unter Berücksichtigung der Pensions- und Kernenergieverpflichtungen (8,8 Mrd. Euro; Vorjahr: 9,5 Mrd. Euro) sowie des vorhandenen Deckungsvermögens (6,2 Mrd. Euro; Vorjahr: 6,3 Mrd. Euro) ergibt sich eine Nettoverschuldung von circa 13,1 Mrd. Euro (Vorjahr: 14,2 Mrd. Euro). Die Verminderung der Nettoschulden um 1,1 Mrd. Euro wurde laut Geschäftsbericht im Wesentlichen auf den verbesserten FFO (Funds From Operations) sowie die durchgeführte Kapitalerhöhung verursacht. Nettoinvestitionszahlungen hingegen wirkten gegenläufig. Die Nettoschulden aus Pensions- und Kernenergieverpflichtungen gingen infolge des höheren Zinssatzes bei den Pensionsrückstellungen zurück.

Der Konzern gibt an, grüne Anleihen als Finanzierungsinstrument zur Umsetzung der Unternehmensstrategie zu nutzen. Es wurden in 2025 durch EnBW eine grüne Anleihe im Volumen von 500 Mio. Euro (Gesamtvolumen Vorjahr: 3,3 Mrd. Euro) zur Finanzierung klimafreundlicher Projekte begeben. Die Anleihe wurde im Juli 2025 emittiert, hat eine Laufzeit von 30 Jahren und ist vorerst mit einem Coupon von 4,5 Prozent ausgestattet.[8] Das gesamte Volumen an ausstehenden grünen Anleihen betrug insgesamt 8,3 Mrd. Euro (Vorjahr: 7,8 Mrd. Euro).

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 ebenfalls das Rating bei A- bei einem stabilen Ausblick. (Vorjahr: stabil). S&P hat am 27.07.2026 das A- Rating bestätigt, jedoch den Ausblick von stabil auf negativ geändert.

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

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Version ersetzt.

[8] Ab 2034 erfolgt eine Anpassung alle fünf Jahre an den gültigen 5-Jahres Midswap-Satz zuzüglich der bei Emission festgelegten Risikoprämie von 1,952 Prozent. Ab 2039 wird der Coupon zusätzlich um 0,25 Prozentpunkte sowie ab 2054 um weitere 0,75 Prozentpunkte pro Jahr erhöht.

## 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. Dezember 2025 gehören institutionelle Anleger mit 60 Prozent zur größten Aktionärsgruppe. Privatanleger vereinen 20 Prozent der Anteile auf sich. Auf Sonstige entfallen 20 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. Energy Networks

ii. Energy Retail

iii. Energy Infrastructure Solutions

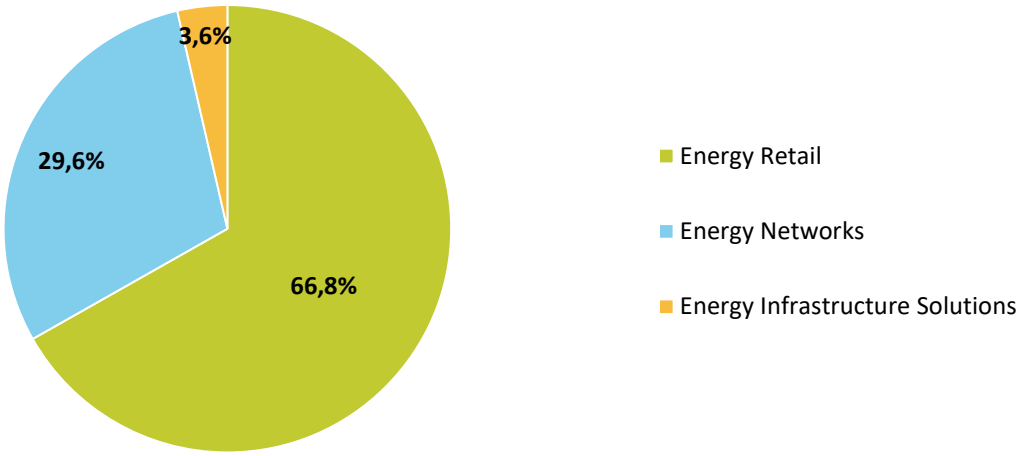
Der Geschäftsbereich Energy Networks umfasst sowohl den Betrieb als auch die Durchführung von Instandhaltung und Wartung und den Ausbau von Strom- und Gasverteilnetzen. Der Geschäftsbereich Energy Retail umfasst die Versorgung der Kunden in Europa mit Strom und Gas sowie die Versorgung mit Lösungen zur Steigerung der Energieeffizienz, Energieautarkie und Elektromobilität. Hierzu bietet der Konzern Produkte und Dienstleistungen für Privatkunden, Unternehmen und Kommunen an. Ab dem Geschäftsjahr 2024 wird die zentrale Commodity-Beschaffungseinheit des E.ON-Konzerns, die E.ON Energy Markets GmbH, im Geschäftsfeld Energy Retail-Sonstige ausgewiesen. Weiterhin wurde mit der Ausgliederung aus dem Geschäftsfeld, Energy Retail ein weiteres Geschäftsfeld Energy Infrastructure Solutions geschaffen. Dieses umfasst Energielösungen für europäische Städte, Gemeinden sowie Gewerbe- und Industriekunden zu einer nachhaltigen und effizienten Versorgung mit Wärme, Strom, Dampf und Kälte.

Das Segment Corporate Functions/Others umfasst die E.ON SE sowie die direkt bei der E.ON SE geführten Beteiligungen. Hierzu zählen neben der Führung des Konzerns auch die Steuerung und Finanzierung des bestehenden Geschäftsportfolios. Ausgewiesen werden ferner die nicht strategischen Aktivitäten des E.ON-Konzerns. Hierzu zählen der von der PreussenElektra GmbH (PEL) gesteuerte Rückbau sowie das Erzeugungsgeschäft in der Türkei.

Der Gesamtumsatz sank im Vergleich zum Vorjahr von 80,1 Mrd. Euro auf 78,7 Mrd. Euro. Der Rückgang des Umsatzes resultiert insbesondere aus dem Geschäftsfeld Energy Retail und konnte durch die Umsatzsteigerung im Geschäftsfeld Energy Networks jedoch zum Teil ausgeglichen werden.

Bei der Umsatzverteilung wird deutlich, dass das operative Geschäftsfeld Energy Retail mit 66,6 Prozent am Gesamtumsatz dominiert, wobei regional gesehen mit 51,7 Prozent der größte Umsatz in Deutschland erzielt wird, gefolgt von den Absatzmärkten Übriges Europa mit 18,3 Prozent und Großbritannien mit 24,0 Prozent. Das Geschäftsfeld Energy Networks trägt mit 29,6 Prozent und das Geschäftsfeld Energy Infrastructure Solutions mit 3,6 Prozent zum Gesamtumsatz bei.

Abbildung 5: **Umsatzverteilung E.ON**




Vorabfassung – wird durch die lektorierte Version ersetzt.

Das regulierte Netzgeschäft, dessen Erträge als stabil und planbar gelten, sieht der Konzern als Schlüsselbereich für die Energiewende. Im Geschäftsjahr 2025 betrug der Umsatz aus dem Geschäftsfeld Energy Networks 23,2 Mrd. Euro (Vorjahr: 20,7 Mrd. Euro). Die Erhöhung um 2,5 Mrd. Euro ist einerseits auf die weiterhin wachsende regulierte Vermögensbasis in allen Regionen, insbesondere jedoch in Deutschland, zurückzuführen infolge höherer Investitionen sowie durch die regulatorische Anerkennung der Inflation der Vorjahre. Darüber hinaus resultierte die Steigerung des Umsatzes in nahezu allen Märkten außerhalb Deutschlands aus positiven Tarifanpassungen und höheren regulatorischen Nachholeffekten.

Mithin lagen die Investitionen mit 8,5 Mrd. Euro im Geschäftsjahr 2025 höher als im Vorjahr mit 7,5 Mrd. Euro, wovon allein im Netzgeschäft Investitionen in Höhe von 7,0 Mrd. Euro getätigt wurden. Zudem wurden 0,9 Mrd. Euro in Energy Infrastructure Solutions investiert. Für die Jahre 2026 bis 2030 plant der Konzern Investitionen in Höhe von 48 Milliarden Euro, davon sollen rund 40 Milliarden Euro in das Netzgeschäft fließen.

Das bereinigte EBITDA des Konzerns lag mit insgesamt 9,8 Mrd. Euro um 0,8 Mrd. Euro über dem Vorjahreswert von 9,0 Mrd. Euro und fiel somit 9 Prozent höher als im Vorjahr. Im Wesentlichen war dies auf die Entwicklung des EBITDA aus dem Segment Energy Networks zurückzuführen – unter anderem aufgrund der weiter wachsenden regulierten Vermögensbasis infolge höherer Investitionen. Das Segment Energy Networks trägt rund 78 Prozent zum Konzern-EBITDA bei. Im Gegensatz dazu reduzierte sich das EBITDA im Segment Energy Retail um 116 Mio. auf 1,7 Mrd. Euro. Ursächlich hierfür waren vor allem niedrigere Finanzinvestitionen sowie das Geschäft in Großbritannien, welches erwartungsgemäß unter dem Vorjahreswert lag.

Für die deutschen Strom- und Gasnetzbetreiber legt die Bundesnetzagentur die Rahmenbedingungen in Form eines Eigenkapitalzinssatzes fest, der sich aus dem 10-Jahresdurchschnitt des risikolosen Zinssatzes sowie einem angemessenen Wagniszuschlag bildet. Die aktuellen Zinssätze betragen in der vierten Regulierungsperiode im Vergleich zum Vorjahr unverändert 5,07 Prozent für Neuanlagen und 3,51 Prozent für Altanlagen. Diese begann für Gasnetzbetreiber im Jahr 2023 und dauert bis 2027 an, für die Stromnetzbetreiber im Jahr 2024 bis 2028. Damit lag der Zinssatz niedriger als in den vorhergehenden Regulierungsperioden, aufgrund des zum Zeitpunkt der Festlegung 2021 vorherrschenden niedrigeren Zinsniveaus an den Kapitalmärkten.

Mit der Festlegung zur Eigenkapitalverzinsung von Neuanlagen im Strom- und Gasbereich zum 24. Januar 2024 soll einer notwendig gewordenen Förderung von Netzinvestitionen aufgrund des aktuellen Umfelds Rechnung getragen werden. Der Eigenkapitalzinssatz für Neuinvestitionen für die innerhalb dieser Regulierungsperiode neu erstellten Anlagen soll sich künftig aus einem jährlich variablen Basiszins zuzüglich eines konstanten Wagniszuschlags von aktuell rund 3 Prozent ergeben. Der für die vierte Regulierungsperiode in 2021 festgelegte Eigenkapitalzinssatz für die innerhalb dieser Regulierungsperiode neu erstellten Anlagen (Bestandsanlagen) bleibt hingegen unverändert bei 5,07 Prozent.

Da sich die Unternehmen seit dem Jahr 2022 in einem Umfeld von höheren Kapitalmarktzinsen bewegen, wurde unter anderem von E.ON angesichts gestiegener Finanzierungskosten eine Nachbesserung des Regulierungsrahmens gefordert. Das Oberlandesgericht Düsseldorf stellte im Oktober 2025 jedoch fest, dass die Bundesnetzagentur zu einer darüber hinausgehenden generellen Erhöhung der Eigenkapitalverzinsung nicht verpflichtet ist.

Die BNetzA entwickelt aktuell im NEST-Prozess das neue Regulierungssystem für Strom-/Gasnetzbetreiber ab der 5. Regulierungsperiode.

Der NEST-Prozess („Netze. Effizient. Sicher. Transformiert.“) ist eine im Februar 2024 von der Bundesnetzagentur gestartete Initiative zur Neugestaltung des regulierten Rahmens für Strom- und Gasnetzbetreiber in Deutschland. Die im Dezember 2025 beschlossenen Festlegungen ersetzen ab 2028/2029 die bisherige Anreizregulierung (ARegV) sowie die Strom- und Gasnetzentgeltverordnung (StromNEV/GasNEV).

Innerhalb des E.ON-Konzerns wird der Rückbau von der operativen Einheit 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, KKU, KKG, KKI 1 und KKI 2, die alle stillgelegt sind. Das KKI 2 befand sich aufgrund der durch den Konflikt zwischen Russland und der Ukraine ausgelösten Energiekrise über das geplante Abschaltdatum Ende 2022 hinaus im zeitlich begrenzten Weiterbetrieb und wurde erst am 15. April 2023 endgültig abgeschaltet.

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

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Version ersetzt.

GmbH & Co. oHG (KKK oHG) mit 50 Prozent sowie der Kernkraftwerk Brunsbüttel GmbH & Co. oHG (KKB 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.

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

| Betreibergesellschaft | KKW | Rechtlicher Anteil | Bilanzieller Anteil |
|---|---|---|---|
| PEL | KWW<br>KKU<br>KKG<br>KKI 1<br>KKI 2 | 100 Prozent<br>100 Prozent<br>100 Prozent<br>100 Prozent<br>75 Prozent | 100 Prozent<br>100 Prozent<br>100 Prozent<br>100 Prozent<br>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 | – |

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 und 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 geschieden 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.

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 angegebenen Gesellschaften des Haftungskreises umfassen zum 31. Dezember 2025 folgende Gesellschaften:

– E.ON Energie AG, Düsseldorf,

– E.ON SE, Essen.

Die von den Betreibergesellschaften KBR oHG und KKS oHG angegebenen Gesellschaften des Haftungskreises umfassen darüber hinaus noch die folgenden Gesellschaften:

– PreussenElektra GmbH, Hannover,

– Vattenfall Europe Nuclear Energy GmbH, Hamburg,

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Version ersetzt.

– Vattenfall GmbH, Berlin.

Die Liste der Betreibergesellschaft KWG oHG umfasst über die Liste der 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 die Angaben vollständig und umfassen alle nach § 1 des Nachhaftungsgesetzes herrschenden Unternehmen im Sinne von § 2 Nachhaftungsgesetz. Da sich nach Betreiberangaben zum Vorjahr keine Änderungen am Haftungskreis ergeben haben, wurde auf eine zusätzliche Liste je Betreiber verzichtet.

### 3.2.2 Rückstellungen auf Betreiber- und Konzern-Ebene

Die Rückstellungen für Rückbauverpflichtungen, die auf handelsrechtlichen Vorschriften basieren, betragen insgesamt 5,6 Mrd. Euro (Vorjahr: 6,1 Mrd. Euro). Der Rückstellungsbetrag umfasst die folgenden Anlagen:

– KWW, KKU, KKG, KKI 1, KWG, KBR und KKS jeweils zu 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<br>KKU<br>KKG<br>KKI 1<br>KKI 2<br>KRB A, B, C | 2.768 Mio. Euro (Vorjahr: 3.084 Mio. Euro) |
| KBR oHG | KBR | 1.073 Mio. Euro (Vorjahr: 1.167 Mio. Euro) |
| KKS oHG | KKS | 42 Mio. Euro (Vorjahr: 59 Mio. Euro) |
| KWG oHG | KWG | 1.039 Mio. Euro (Vorjahr: 1.126 Mio. Euro) |

Der für die PEL aufgeführte Rückstellungsbetrag von insgesamt 2.768 Mio. Euro ist im Vergleich zum Vorjahr um insgesamt 316 Mio. Euro gesunken. Der Rückgang ist im Wesentlichen auf die Verbräuche und die im Zeitablauf gestiegenen Diskontierungszinssätze zurückzuführen. Zusätzlich wirkten sich Auflösungen aus dem planmäßigen Fortgang der Rückführung von Wiederaufbereitungsabfällen aus England mindernd auf die Rückstellungen aus.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Version ersetzt.

Gegenläufig wirkte sich die Aufzinsung aus sowie eine aktualisierte Schätzungsänderung bei den Anlagen KKI 1 und 2 sowie KKG. Laufende Zuführungen wurden nicht mehr getätigt. In der Folge war im Saldo über alle Anlagen des Betreibers hinweg eine Reduzierung der Rückstellungen zu verzeichnen.

Der Betreiber berichtet über Befunde zu konventionellen Schadstoffen, welche die laufenden Arbeiten beim Rückbau des KKI 1 betreffen. Auf Nachfrage gab der Betreiber an, dass es sich hierbei im Wesentlichen um Asbestbelastungen handelt und dies bereits in den aktuellen Termin- und Kostenplanungen berücksichtigt wird. Es werden in 2026 weitere Mehrkosten in einstelliger Mio. Euro Höhe erwartet. Von weiteren, zeitlichen Verzögerungen geht der Betreiber nach aktuellem Kenntnissstand nicht aus.

Mit der Stilllegung der letzten bis zum 15. April 2023 in Betrieb befindlichen Anlage KKI 2 entstanden in der Phase des Nachbetriebs vorerst moderate Verbräuche. Mit Erteilung der ersten SAG im März 2024, konnte der Betreiber im darauf folgenden Monat mit dem Rückbau beginnen, so dass höhere Verbräuche anfallen, welche mit fortschreitendem Rückbau entsprechend höher ausfallen können.

Der zeitlich begrenzte Weiterbetrieb der Anlage erforderte Ende Oktober 2022 eine zusätzliche Wartung, wodurch das KKI 2 für sechs Tage vom Netz genommen wurde. Der durch den begrenzten Weiterbetrieb verzögerte Rückbaubeginn führte für den 75-prozentigen PEL-Anteil zu Mehrkosten, welche ab dem Geschäftsjahr 2022 als rückstellungserhöhend erfasst wurden. Weitere Anpassungen ergaben sich in den nachfolgenden Jahren nach Betreiberangabe hieraus jedoch nicht.

Der für KBR aufgeführte Rückstellungsbetrag von insgesamt 1.073 Euro ist im Vergleich zum Vorjahr um 94 Mio. Euro gesunken. Der Betreiber der Anlage erhielt am 23. Oktober 2024 die erforderliche SAG. In der Folge befindet sich die Anlage im Rückbau, so dass im Vergleich zum Vorjahr erneut ein Anstieg der Verbräuche zu verzeichnen war.

Der für KKS aufgeführte Rückstellungsbetrag von insgesamt 42 Mio. Euro hat sich im Vergleich zum Vorjahr um 17 Mio. Euro reduziert. Der Betreiber plant mit dem Abschluss der Arbeiten einschließlich des konventionellen Abrisses in den nachfolgenden Jahren. Die Entlassung der Gesellschaft aus dem Atomrecht wird Mitte der 2030er Jahre erwartet (Vorjahr: Ende der 2020er Jahre). Dies ist laut Betreiber an einem verzögerten Verlauf des Freigabeprozesses der Behörde hinsichtlich der abschließenden Dokumentation und gutachterlichen Prüfung der vorhandenen Rückbauabfälle und deren Übergabe an die BGZ zurückzuführen.

Der für KWG aufgeführte Rückstellungsbetrag von insgesamt 1.039 Mio. Euro ist im Vergleich zum Vorjahr um insgesamt 87 Mio. Euro gefallen. Das KWG hat am 6. Dezember 2023 die 1. SAG erhalten. Die Anlage befindet sich mithin im Rückbau, so dass entsprechend hohe Verbräuche angefallen sind.

Die Reduzierung der Rückstellungen bei KWG ist neben den höheren Verbräuchen und im Zeitablauf gestiegenen Diskontierungszinssätzen auch auf die aktualisierte Schätzungsänderung aufgrund einer Auflösung zurückzuführen. Diese Entwicklung überstieg die Aufzinsung erheblich, so dass in der Summe ein entsprechend hoher Rückgang der Rückstellung zu verzeichnen war.

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

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

| **Betreibergesellschaft** | **Nach- und Restbetrieb** | **Abbau einschließlich Vorbereitung** | **Reststoffbearbeitung und Verpackung der radioaktiven Abfälle** |
|---|---|---|---|
| PEL | 1.066 Mio. Euro | 567 Mio. Euro | 1.136 Mio. Euro |
| KBR oHG * | 405 Mio. Euro | 266 Mio. Euro | 402 Mio. Euro |
| KKS oHG * | 5 Mio. Euro | 1 Mio. Euro | 36 Mio. Euro |
| KWG oHG * | 400 Mio. Euro | 253 Mio. Euro | 386 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).

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Version ersetzt.

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 2025 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. Somit sind die Abweichungen plausibel. 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 2025 Rückstellungen für Entsorgungsverpflichtungen im Kernenergiebereich in Höhe von rund 1.073 Mio. Euro. Der Rückstellungsbetrag laut Jahresabschluss ist mit 0,5 Mio. Euro 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 2025 Rückstellungen für Entsorgungsverpflichtungen im Kernenergiebereich in Höhe von rund 2.783 Mio. Euro. Die sich ergebende Differenz in Höhe von 15 Mio. Euro 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 2025 Rückstellungen für Entsorgungsverpflichtungen im Kernenergiebereich in Höhe von 1.010 Mio. Euro. Vereinbarungsgemäß stellten die beiden Gesellschafter PEL und GKW 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 30 Mio. Euro bei beiden Gesellschaftern gebildet worden. Es bestehen geringe Abweichungen aufgrund der Darstellungsmethodik.

Die KKS oHG bilanziert zum 31. Dezember 2025 Rückstellungen für Entsorgungsverpflichtungen im Kernenergiebereich in Höhe von rund 42 Mio. Euro. Der Rückstellungsbetrag laut Jahresabschluss stimmt mit dem Rückstellungsbetrag des Betreibers aus der Aufstellung der Rückstellungen überein.

Anhand der vorgelegten Unterlagen sowie nach ergänzender Erläuterung durch die zuständigen Ansprechpartner konnte die Entwicklung der Rückstellungsbeträge durch das BAFA nachvollzogen werden.

Der Bewertung liegt eine Kostensteigerungsrate von 2,0 Prozent (Vorjahr: 2,0 Prozent) zugrunde. Laut Betreiber wurden kurzfristig erkennbare Kostensteigerungen entsprechend berücksichtigt.

Zum 31. Dezember 2025 betragen die im Konzernabschluss auf Basis der IFRS ausgewiesenen Rückstellungen für Entsorgungsverpflichtungen im Kernenergiebereich 5,3 Mrd. Euro (Vorjahr: 5,9 Mrd. Euro). Sie stellen mit circa 32,3 Prozent die größte Rückstellungsposition des Konzerns an den Gesamtrückstellungen in Höhe von 16,4 Mrd. Euro dar.

Der Rückgang der Rückstellungen ist insbesondere auf die Inanspruchnahmen aufgrund von Entsorgungsverpflichtungen im Kernenergiebereich zurückzuführen. Zusätzlich wirkte sich die Erhöhung des Diskontierungszinssatzes um 0,4 Prozentpunkte auf 2,7 Prozent bei gleichbleibender Kostensteigerungsrate im Vergleich zum Vorjahr rückstellungsmindernd aus. Gegenläufig wirkten sich die Kostensteigerungen aus.

Die zweitgrößte Rückstellungsposition stellen die Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen in Höhe von 4,4 Mrd. Euro bzw. 26,8 Prozent dar (Vorjahr: 5,2 Mrd. Euro bzw. 29,2 Prozent). Pensionsrückstellungen können aufgrund des vorhandenen Planvermögens des Konzerns als Nettobetrag im Konzernabschluss dargestellt werden.

Der Rechnungszins für Pensionen hat sich im Vergleich zum Vorjahr erhöht. Der beizulegende Zeitwert (Fair Value) des Planvermögens beträgt zum 31. Dezember 2025 insgesamt 15,8 Mrd. Euro (Vorjahr: 16,8 Mrd. Euro). Der Stand der Anwartschaften beläuft sich in 2025 auf 18,9 Mrd. Euro und hat sich somit zum Vorjahr um 2,0 Mrd. Euro reduziert. Mit einer Differenz von 3,1 Mrd. Euro zum Planvermögen besteht somit ein Ausfinanzierungsgrad von 84 Prozent.

Die drittgrößte Position entfällt mit circa 15,9 Prozent (Vorjahr: circa 14 Prozent) auf die sonstigen Rückstellungen in Höhe von 2,6 Mrd. Euro (Vorjahr: 2,5 Mrd. Euro).

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Version ersetzt.

Die viertgrößte Position mit circa 6,7 Prozent (Vorjahr: 6,6 Prozent) fällt auf die Verpflichtungen aus dem Personalbereich in Höhe von 1,1 Mrd. Euro (Vorjahr: 1,2 Mrd. Euro).

Leicht abgenommen haben die Absatzmarkt- und beschaffungsmarktorientierte Verpflichtungen in Höhe von 0,8 Mrd. Euro (Vorjahr 1,0 Mrd. Euro). Diese Art von Rückstellung wird gebildet um die Verlustrisiken aus schwebenden Einkaufskontrakten abzubilden. Sie stellen die fünftgrößte Rückstellungsposition mit 4,9 Prozent an den Gesamtrückstellungen in Höhe von 16,4 Mrd. Euro dar.

Es ergaben sich insgesamt keine Beanstandungen.

### 3.2.3 Vermögens- und Liquiditätslage

Den Rückstellungsbeträgen steht auf Seiten der Betreiber entsprechendes Vermögen gegenüber. Nach dem endgültigen Ende des Leistungsbetriebs der Anlage KKI 2 am 15. April 2023 erzielte die Betreibergesellschaft PEL keine Umsätze mehr aus dem Verkauf von Strom, der mittels Kernenergie produziert wurde.

Vor dem Hintergrund des Gesetzes zur Einführung einer Strompreisbremse wurden ab dem 1. Dezember 2022 bis zum 30. Juni 2023 abzuführende Überschusserlöse durch PEL ermittelt. Nach Aussage des Betreibers sind die Werte der Übererlösabschöpfung bei PEL in die Liquiditätsplanung eingeflossen. Sie führten aufgrund des verhältnismäßig geringen Umfangs jedoch nicht zu einer wesentlichen Belastung der Rückstellungsbedarfsplanung.

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. In den operativen Cashflows sind Auszahlungen zur Bedienung der Rückbauverpflichtungen enthalten. Einzahlungen aus der laufenden Geschäftstätigkeit liegen seit dem Ende des Leistungsbetriebs der Kernkraftwerke zum 15. April 2023 nicht mehr vor. Um die Auszahlungen zur Erfüllung der Rückbauverpflichtungen in den nächsten Jahren zu gewährleisten, wird sich der Cashflow aus Finanzierung dieser Entwicklung anpassen.

Der Betreiber gab dazu 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 darauffolgenden Jahre 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 2025 stellt das Sachanlagevermögen der E.ON mit 47,9 Mrd. Euro (Vorjahr: 44,3 Mrd. Euro) die größte Bilanzposition auf der Aktivseite dar. Ursächlich hierfür sind höhere Investitionen in Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte, insbesondere in das deutsche Netzgeschäft.

Als zweitgrößter Vermögenswert ist mit 16,0 Mrd. Euro der Goodwill (Vorjahr: 16,6 Mrd. Euro) ausgewiesen, welcher sich maßgeblich durch die von E.ON – im Wesentlichen durch die Ausgabe eigener Aktien – gezahlte Übernahmeprämie für die innogy SE bildete, die der Konzern mit Synergieeffekten wie Einsparpotenziale begründet. Werthaltigkeitstests nach den Regelungen des IFRS sollen einen zukünftigen Abschreibungsbedarf dieser Position aufdecken. Aus der Durchführung der jährlichen Goodwill-Impairment-Tests im Geschäftsjahr 2025 ergab sich kein Wertminderungsbedarf nach IAS 36. Mit dem Rechnungslegungsstandard wird sichergestellt, dass die Vermögenswerte in der Bilanz nicht höher angesetzt werden, als mit einem durch einen Verkauf oder Nutzung erzielbaren Betrag.[9]

[9] Vergleiche https://www.iasplus.com/de/standards/ias/ias36, zuletzt abgerufen am 15.09.2026.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Version ersetzt.

Mit 14,4 Mrd. Euro stellt die Position Forderungen aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Vermögenswerte die drittgrößte Position dar (Vorjahr: 15,2 Mio. Euro).

Der E.ON-Konzern verfügt zum 31. Dezember 2025 über liquide Mittel in Höhe von 4,4 Mrd. Euro (Vorjahr: 7,3 Mrd. Euro). Der signifikanten Reduzierung liegen vor allem Investitionen, insbesondere in den Ausbau und die Erneuerung von Energienetzen, zugrunde. Dies zeigt sich auch am Anstieg des investiven Cashflows um -0,7 Mrd. Euro auf -7,3 Mrd. Euro in 2025.

Darüber hinaus diente der hohe Bestand an liquiden Mitteln, welcher im Vorjahr ausgewiesen wurde, zur Finanzierung von verbundenen Unternehmen und der Ausschüttung der Dividende im Geschäftsjahr 2025.

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 jährlich konstant ansteigenden, positiven operativen Cashflow plant. So erwartet der Konzern eine durchschnittliche jährliche Steigerung des EBITDA im Rahmen einer mittleren einstelligen Prozentzahl.

Zur weiteren Deckung des Finanzbedarfs verfügt E.ON über mehrere Möglichkeiten, sich Fremdkapital in einem Rahmen von insgesamt etwa 58,5 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 10 Mrd. Euro sowie 10 Mrd. US-Dollar, insgesamt 18,8 Mrd. Euro[10] (Vorjahr: circa 18,8 Mrd. Euro) wurden zum Bilanzstichtag in Höhe von 0,1 Mrd. Euro (Vorjahr: 0,2 Mrd. Euro) in Anspruch genommen.

Das Debt-Issuance-Programm mit einem Volumen von insgesamt 35,0 Mrd. Euro wurde in Höhe von rund 24,3 Mrd. Euro (Vorjahr: circa 23,4 Mrd. Euro) genutzt. Es besteht eine neu in 2025 abgeschlossene, nicht gezogene, revolvierende syndizierte Kreditlinie in Höhe von 4,7 Mrd. Euro (Vorjahr: 3,5 Mrd. Euro). Das Kreditvolumen kann während der Vertragslaufzeit von fünf Jahren um bis zu einer Milliarde Euro erhöht werden. Es ergibt sich in der Summe somit ein Potential von 34,1 Mrd. Euro (Vorjahr: 33,7 Mrd. Euro) an nicht genutzten Finanzierungsprogrammen bzw. Krediten.

Die Finanzlage zum 31. Dezember 2025 stellt der Konzern im Lagebericht des Geschäftsberichts dar. Demnach betragen die Finanzverbindlichkeiten des Konzerns 37,4 Mrd. Euro (Vorjahr: 37,4 Mrd. Euro). Die Finanzverbindlichkeiten bestehen überwiegend aus Anleihen in Höhe von 31,4 Mrd. Euro (Vorjahr: 30,9 Mrd. Euro) sowie sonstigen Verbindlichkeiten in Höhe von 5,8 Mrd. Euro (Vorjahr: 6,3 Mrd. Euro). Die Zunahme der Anleihen wurde somit durch die Reduzierung der Sonstigen Verbindlichkeiten ausgeglichen.

Es ergab sich eine Nettoverschuldung von insgesamt -43,2 Mrd. Euro (Vorjahr: -41,1 Mrd. Euro), die im Vergleich zum Vorjahr um 2,1 Mrd. Euro gestiegen ist. Dazu trug im Besonderen der Rückgang der Liquiden Mittel um 2,9 Mrd. Euro auf rund 4,4 Mrd. Euro (Vorjahr: 7,3 Mrd. Euro) bei. Weiterhin führten im Wesentlichen höhere Investitionen und die Dividendenzahlung der E.ON SE zu einem Anstieg der Nettofinanzposition um 3,3 Mrd. Euro auf -32,5 Mrd. Euro (Vorjahr: -29,2 Mrd. Euro).

Die Abnahme der Pensionsrückstellungen auf -4,4 Mrd. Euro (Vorjahr: -5,2 Mrd. Euro) sowie der Rückstellungen für Entsorgungs- und Rückbauverpflichtungen auf -6,4 Mrd. Euro (Vorjahr: -6,7 Mrd. Euro) wirkten sich gegenläufig aus, konnten die zuvor beschriebene Entwicklung jedoch nicht ausgleichen.

Das Eigenkapital des Konzerns erhöhte sich im Geschäftsjahr 2024 um 1,7 Mrd. Euro auf 25,8 Mrd. Euro. Aufgrund des gestiegenen Eigenkapitals und einer um 0,7 Mrd. Euro reduzierten Bilanzsumme auf 110,7 Mrd. Euro im Geschäftsjahr, ergab sich eine Erhöhung der Eigenkapitalquote um rund einen Prozentpunkt auf rund 23 Prozent. Zur Erhöhung des Eigenkapitals trug vor allem eine positive Entwicklung der Gewinnrücklage bei, welche im Wesentlichen auf die Einstellung von 1,1 Mrd. Euro aus dem laufenden Ergebnis zurückzuführen ist. Durch Währungseffekte erhöhte sich zudem das sonstige Ergebnis. Gegenläufig wirkten sich hingegen Dividendenzahlungen aus.

Der Konzern konnte im Geschäftsjahr 2025 Anleihen mit einem Gesamtvolumen in Höhe von rund 3,2 Mrd. Euro platzieren, wovon 2,3 Mrd. Euro auf grüne Anleihen entfielen. Weiterhin wurden Anleihen in Höhe von insgesamt 2,4 Mrd. Euro im Geschäftsjahr 2025 vollständig zurückgezahlt.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Version ersetzt.

[10] Tagesaktuelle Umrechnungskurs 1,15 US-Dollar (23.06.2025), Vergleiche https://www.ecb.europa.eu/stats/policy_and_exchange_rates/euro_reference_exchange_rates/html/eurofxref-graph-usd.de.html, zuletzt abgerufen am 15.09.2026.

Unter anderem konnte der Konzern in 2025 Anleihen zu folgenden Konditionen begeben:

Eine Anleihe mit einem Volumen von 0,9 Mrd. Euro (Laufzeit: 2033; Kupon 3,5 Prozent), drei grüne Anleihen mit einem Gesamtvolumen von 2,0 Mrd. Euro (Laufzeiten: 2040, 2031, 2035; Kupon: 4,0 Prozent, 3,0 Prozent und 3,5 Prozent) sowie eine grüne Anleihe im Rahmen des neu aufgelegten Australien Dollar Medium Term Note (AMTN) Programme in Höhe von 0,5 Mrd. Australien Dollar (Laufzeit: 10 Jahre; Kupon: 5,461 Prozent).

Des Weiteren hat der Konzern 2025 ein Schuldscheindarlehen mit variablem Zinssatz und einem Volumen von 0,1 Mrd. Euro abgeschlossen mit einer Laufzeit von sechs Jahren.

Die Ratingagenturen bewerteten auch im Geschäftsjahr 2025 die langfristige Kreditwürdigkeit von E.ON mit „lower medium grade"- Investmentgrade-Ratings. Der Ausblick bei den Ratings bleibt weiterhin stabil. Das Kreditrating von Fitch Ratings steht im Geschäftsjahr 2025 unverändert bei BBB+ mit stabilem Ausblick. Auch das Kurzfrist-Rating ist unverändert auf F-1 eingestuft. Am 14. März 2024 wurde das Langfrist-Rating von Standard & Poor's von BBB zu BBB+ angehoben. Dies wird unter anderem mit dem aktualisierten Strategieplan 2024 bis 2028 von E.ON begründet. Dieser sieht eine verstärkte Investition in die Energiewende und das regulierte Netzgeschäft sowie eine ausreichend hohe freie Verschuldungskapazität vor. Moodys bewertet den Konzern mit Baa2.

Der Konzern hat das Ziel, dauerhaft ein Rating von mindestens BBB bzw. Baa2 (entspricht BBB) zu behalten.

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. Nach der im Oktober 2025 durch RWE durchgeführten Erhebung zur Aktionärsstruktur befanden sich schätzungsweise 15 Prozent der Aktien im Eigentum privater Investoren (inklusive Belegschaftsaktionäre), während 85 Prozent der Anteile auf institutionelle Investoren entfielen.

Zum 31. Dezember 2025 wird in der Finanzberichterstattung des Konzerns folgende Struktur der Geschäftssegmente dargestellt:

i. Offshore Wind
ii. Onshore Wind/Solar
iii. Flexible Erzeugung
iv. Energiehandel
v. Ausstiegstechnologien

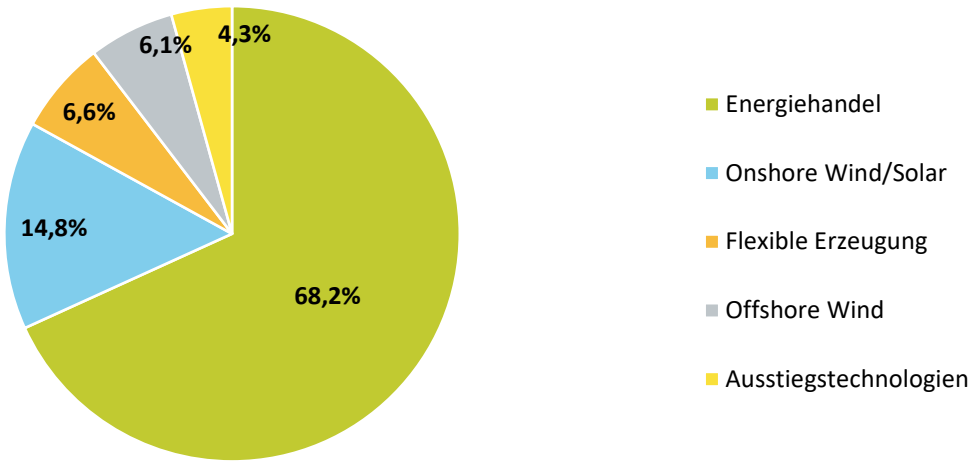
Das Segment Ausstiegstechnologien verfolgt primär die Förderung, Verstromung und Veredelung von Braunkohle im Rheinischen Revier sowie den sicheren Rückbau der stillgelegten deutschen RWE-KKW. Verantwortlich für die Aktivitäten ist die RWE Power AG. Das Segment Flexible Erzeugung enthält im Wesentlichen das Geschäft mit der Stromerzeugung aus Erdgas, Wasserkraft und Biomasse unter der Führungsgesellschaft RWE Generation SE.

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 circa 35 Mrd. Euro in erneuerbare Energien, Batteriespeicher und Gaskraftwerke sowie bis 2030 aus der Kohleverstromung auszusteigen. Neben der Stromerzeugung betrachtet RWE vor allem den Energiehandel als weitere Kernkompetenz des Konzerns.

Der Gesamtumsatz des Konzerns (inkl. Erdgas-/Stromsteuer) betrug im Jahr 2025 circa 17,8 Mrd. Euro (Vorjahr: 24,4 Mrd. Euro), wobei das Segment Energiehandel mit 12,2 Mrd. Euro den größten Anteil beisteuerte. Die prozentualen Anteile der übrigen Segmente am Gesamtumsatz zeigt die folgende Abbildung:

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Version ersetzt.

Abbildung 6: **Umsatzverteilung RWE**




Unter den fünf Segmenten erweist sich der Energiehandel im Geschäftsjahr 2025 ungeachtet des Rückgangs auf 68,2 Prozent weiterhin (Vorjahr: 78,0 Prozent) als am umsatzstärksten, gefolgt vom Segment Onshore Wind/Solar mit 14,8 Prozent. Daran anschließend folgen in relativ gleichen Verhältnissen die restlichen Segmente des Konzerns, welche bis auf die Segmente Energiehandel und Ausstiegstechnologien ein zum Vorjahr vergleichbares Umsatzwachstum erzielen konnten. Unter den fünf Segmenten konnte das Segment Onshore Wind/Solar den höchsten Zuwachs generieren.

Der Konzern berichtet, dass der Strom- und Gasabsatz hauptsächlich wegen geänderter Mengenerfassung ab dem zweiten Halbjahr des Geschäftsjahres 2025 deutlich unter dem Vorjahreswert lag. Der Stromabsatz lag um 9 Prozent unter dem Vorjahreswert, der Gasabsatz verzeichnete einen Rückgang um 55 Prozent. Ab dem zweiten Halbjahr werden Weiterverkäufe von Fremdbezügen mengenmäßig nicht mehr erfasst. Somit enthält der Absatz des jeweiligen Segments nur noch die selbst erzeugten Mengen. Da beim Verkauf von Erdgas ausschließlich Fremdbezugsmengen vorliegen, erscheint der Handel aus Erdgas gar nicht mehr im Absatz.

Weiterhin berichtet der Konzern, dass der Rückgang der Stromerlöse um 30 Prozent auf 14.797 Mio. Euro und der Rückgang der Gaserlöse um 36 Prozent auf 1.147 Mio. Euro durch diese Ausweisänderung bei den Absatzmengen zum Tragen kam. Beim Stromumsatz machten sich zudem auch negative Preiseffekte bemerkbar.

Das bereinigte EBIT fiel um 693 Mio. Euro auf 2,9 Mrd. Euro im Vergleich zum Vorjahr. Das Segment Energiehandel fiel dabei auf 305 Mio. Euro (Vorjahr: 653 Mio. Euro), was einem Anteil von 10,6 Prozent am gesamten bereinigten EBIT von 2.868 Mio. Euro entspricht. Der Konzern berichtet, dass ein Faktor hierfür geringere Margen im Stromvertrieb sowie eine im Energiehandel schwächere Entwicklung im Vergleich zur starken Performance des Jahres 2024 waren.

Mit einem bereinigten EBIT von 973 Mio. Euro (Vorjahr 1.464 Mio. Euro) bzw. 33,9 Prozent leistete Flexible Erzeugung den größten Beitrag zum gesamten bereinigten EBIT des Konzerns. Wesentlicher Beitrag zu diesem Ergebnis wurde durch die Veräußerung eines Entwicklungsprojekts für ein Rechenzentrum erreicht, welches einen Buchgewinn von 225 Mio. Euro erbrachte. Da sich jedoch die Margen aus dem Terminverkauf für den selbst erzeugten Strom im Vergleich zum Vorjahr normalisiert haben, nahm das EBIT aus dem Segment Flexible Erzeugung insgesamt ab.

Das Segment Offshore Wind hat mit 736 Mio. Euro (Vorjahr: 895Mio. Euro) und einem Anteil von 25,7 Prozent (Vorjahr: 25,1 Prozent) zum bereinigten EBIT beigetragen, gefolgt von Onshore Wind/Solar mit 742 Mio. Euro (Vorjahr: 559Mio. Euro) und 25,9 Prozent (Vorjahr: 15,7 Prozent) sowie Energiehandel mit 305 Mio. Euro (Vorjahr: 653 Mio. Euro) und einem Anteil von 10,6 Prozent (Vorjahr: 18,3 Prozent). Insgesamt kommt der Konzern so auf ein bereinigtes EBIT von 2,9 Mrd. Euro (Vorjahr: 3,6 Mrd. Euro).

Im Geschäftsjahr 2025 hat RWE 122.342 GWh (Vorjahr 117.801 GWh) Strom erzeugt. Dies entspricht einer Erhöhung von rund 3,9 Prozent im Vergleich zum Vorjahr. Während 41 Prozent der Gesamtstromproduktion aus regenerativen Quellen stammen wurde dieser Zuwachs hauptsächlich durch Gaskraftwerke erzeugt. „Eine Rolle spielte dabei das relativ schwache Windaufkommen in Europa. Die dadurch ausgelöste Verknappung von Strom

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Version ersetzt.

führte über entsprechende Preissignale zu einer intensiveren Nutzung konventioneller Erzeugungsanlagen.“ Aufgrund der Stilllegungen der Blöcke Neurath und Niederaußem wurde schließlich weniger Strom aus dem Energieträger Braunkohle gewonnen.

Bei der Stromerzeugung verzeichneten der Energieträger Erneuerbare Energien einen Zuwachs von 1.735 GWh auf 50.531 GWh (Vorjahr: 48.796 GWh), was einen Zuwachs von 3,6 Prozent darstellt und wie oben erwähnt einen Anteil von 41 Prozent an der gesamten Stromproduktion darstellt.

Die sonstige Stromerzeugung, in der vor allem Gas, Braunkohle, Steinkohle und Pumpspeicher sowie Batterien enthalten sind, betrug im Jahr 2025 insgesamt 71,8 TWh (Vorjahr 69,0 TWh) und hat sich somit um rund 4,1 Prozent erhöht. Mit dem Ende des Leistungsbetriebs im Jahr 2023 wurde kein Strom aus Kernenergie produziert. So musste Block Emsland am 15. April 2023 als letztes Kernkraftwerk von RWE den Leistungsbetrieb einstellen.

Der Rückbau der deutschen KKW ist im RWE-Konzern innerhalb des Segments Ausstiegstechnologien 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, KWL sowie des KKE. 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 der Verschmelzung der Kernkraftwerk Lingen GmbH (KWL GmbH) auf die RWE Nuclear im Geschäftsjahr 2022 ist die RWE Nuclear der atomrechtliche Betreiber.

Das KKE, dessen Leistungsbetrieb infolge der 13. Novelle des Atomgesetzes von 2011 spätestens mit dem Ablauf des 31. Dezember 2022 beendet werden sollte, wurde am 15. April 2023 endgültig abgeschaltet. Hintergrund war der durch den Deutschen Bundestag am 4. Dezember 2022 beschlossene zeitlich begrenzte Weiterbetrieb der KKW Emsland, Neckarwestheim II und Isar 2 als Folge der wirtschaftlichen Auswirkungen des Russland-Ukraine-Kriegs. Mit der Verschmelzung der Kernkraftwerke Lippe-Ems GmbH (KLE) auf die RWE Nuclear im Geschäftsjahr 2024 ist die RWE Nuclear der atomrechtliche Betreiber.

Die von der RWE Nuclear vorgelegte Liste der Gesellschaften des Haftungskreises umfasst zum 31. Dezember 2025 folgende Gesellschaften:

— RWE AG, Essen

— RWE Power AG, Essen

— PreussenElektra GmbH, Hannover,

— E.ON Energie AG, Düsseldorf,

— E.ON SE, Essen

— RWE Nuclear GmbH, Essen[11].

Die Gesellschaft Kernkraftwerk Gundremmingen GmbH (KGG), die Betreiber des KRB A, B und C war, wurde am 13. November 2020 mit Rückwirkung zum 1. Januar 2020 auf die RWE Nuclear verschmolzen. Für die ursprüngliche Betreibergesellschaft KWL GmbH des KWL hatten sich im Jahr 2022 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 des Nachhaftungsgesetzes.

Die KLE wurde am 5. Juni 2024 mit Rückwirkung zum 1. Januar 2024 auf die RWE Nuclear GmbH verschmolzen. Somit übernimmt die RWE Nuclear die Nachhaftung des Betreibers gemäß § 1 Nachhaftungsgesetz.

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

[11] Hier als persönlich haftender Gesellschafter der Kernkraftwerksbeteiligung Lippe-Ems beschränkt haftende OHG.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Version ersetzt.

### 3.3.2 Rückstellungen auf Betreiber- und Konzernebene

Die Rückstellungen für Rückbauverpflichtungen, die auf handelsrechtlichen Vorschriften basieren, betragen insgesamt 4,4 Mrd. Euro (Vorjahr: 4,9 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 2025 insgesamt 4.438 Mio. Euro (Vorjahr: 4.900 Mio. Euro).

Der Rückgang der Rückstellungen im Jahresvergleich um 462 Mio. Euro ist im Wesentlichen auf die Verbräuche der Rückstellungen und den im Zeitablauf gestiegenen Diskontierungszinssatz zurückzuführen.

Mit dem 26. September 2024 hat das Niedersächsische Ministerium für Umwelt, Energie und Klimaschutz die Genehmigung gemäß § 7 Absatz 3 des Atomgesetzes zur Stilllegung und zum Abbau des KKE erteilt.

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

Tabelle 6: **Rückstellungen nach Aufgaben der RWE-Betreibergesellschaft**

| **Betreibergesellschaft** | **Nach- und Restbetrieb** | **Abbau einschließlich Vorbereitung** | **Reststoffbearbeitung und Verpackung der radioaktiven Abfälle** |
|---|---|---|---|
| RWE Nuclear | 1.424 Mio. Euro | 1.633 Mio. Euro | 1.381 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 2025 gegenübergestellt. Es ergeben sich beim Betreiber geringfügige Differenzen zwischen den Rückstellungspositionen im Jahresabschluss und den Aufstellungen der Rückstellungen nach § 2 Absatz 1 des Transparenzgesetzes. Diese sind auf die bilanzierten Rückbauverpflichtungen für das Versuchsatomkraftwerk 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 1,9 Prozent zugrunde (Vorjahr: 1,9 Prozent).

Zum 31. Dezember 2025 betragen die im Konzernabschluss nach IFRS bewerteten Rückstellungen für die Entsorgung im Kernenergiebereich 4,5 Mrd. Euro (Vorjahr 5,0 Mrd. Euro), welche neben den Rückstellungen für die deutschen KKW noch anteilig Entsorgungsrückstellungen für das niederländische KKW Borssele beinhalten. Rückstellungen für den Kernenergiebereich stellen mit circa 23 Prozent die zweitgrößte Rückstellungsposition des Konzerns dar (gesamt: 19,3 Mrd. Euro).

Die größte Position sind bergbaubedingte Rückstellungen mit 5,4 Mrd. Euro (28 Prozent). Als drittes folgen Rückgabeverpflichtungen für $CO_2$-Emissionsrechte mit 3,0 Mrd. Euro (16 Prozent) sowie Rückstellungen für den Rückbau von Windparks und Solaranlagen mit 1,5 Mrd. Euro (8 Prozent) auf Platz vier. Auf Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen entfallen 1,1 Mrd. Euro. Dies entspricht einem Anteil in Höhe von 6 Prozent. Dabei ist zu beachten, dass RWE über ein Planvermögen verfügt, welches die Voraussetzung erfüllt, um Pensionsrückstellungen als Nettobetrag im Konzernabschluss darstellen zu können.

Es ergaben sich insgesamt keine Beanstandungen.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Version ersetzt.

### 3.3.3 Vermögens- und Liquiditätslage

Den Rückstellungsbeträgen steht auf Seiten des Betreibers entsprechendes Vermögen gegenüber.

Das Vermögen besteht in der Regel aus Ansprüchen gegen den 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 beim Gesellschafter 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 der Gesellschafter seine Verpflichtungen gegenüber dem Betreiber jederzeit erfüllen kann. Deshalb wird im Folgenden auf die Vermögens- und Liquiditätslage des RWE-Konzerns eingegangen.

RWE weist in seiner Bilanz zum 31. Dezember 2025 einen Anstieg der langfristigen Vermögenswerte um 4,0 Mrd. Euro auf 67,4 Mrd. Euro aus, der sich vor allem auf gestiegene Sachanlagen zurückführen lässt. Das kurzfristige Vermögen reduzierte sich hingegen um 0,7 Mrd. Euro auf 34,3 Mrd. Euro. Grund hierfür war insbesondere ein Rückgang der Positionen kurzfristige Derivate, Forderungen und sonstige Vermögenswerte. Gegenläufig wirkten sich Umgliederungen von Vermögenswerten in die Kategorie „zur Veräußerung bestimmt“ und der Anstieg der flüssigen Mittel aus. Insgesamt führte dies zu einem leichten Anstieg der Bilanzsumme im Vergleich zum Vorjahr um rund 3 Prozent.

Zum 31. Dezember 2025 verfügt RWE über flüssige Mittel sowie über kurzfristig liquidierbare Wertpapiere in Höhe von 13,3 Mrd. Euro (Vorjahr: 11,9 Mrd. Euro). Dabei betragen die flüssigen Mittel im abgeschlossenen Geschäftsjahr 7,7 Mrd. Euro (Vorjahr: 5,1 Mrd. Euro). Der Bestand von kurzfristigen Wertpapieren ging um rund 1,2 Mrd. Euro auf 5,6 Mrd. Euro (Vorjahr: 6,9 Mrd. Euro) zurück.

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 2025 enthaltenen Prognosebericht, in dem voraussichtlich mit einem bereinigten EBITDA in einer Spanne von 5,2 bis 5,8 Mrd. Euro für das Jahr 2026 gerechnet wird. Neben einem Anstieg der Stromnachfrage erwartet der Konzern positive Effekte durch die Inbetriebnahme neuer Windparks, Solarparks und Batteriespeicher. Ebenfalls erkennbar sind die im Geschäftsbericht kommunizierten Investitionsplanungen, welche voraussichtlich sogar deutlich das Niveau von 2025 übertreffen sollen. 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 32,6 Mrd. Euro zu beschaffen.

Der Konzern kann einerseits auf die beiden kapitalmarktorientierten Fremdfinanzierungsinstrumente Commercial-Paper-Programm (kurzfristige Laufzeit) und das Debt-Issuance-Programm (langfristige Laufzeit) zurückgreifen. Es bestehen ein europäisches (ECP) sowie ein US-amerikanisches Commercial-Paper-Programm (USCP). Das ECP weist ein Volumen von 5 Mrd. Euro auf und wurde zum Bilanzstichtag mit einem Volumen von 0,3 Mrd. Euro in Anspruch genommen. Das USCP beträgt 3 Mrd. US-Dollar und wurde zum Bilanzstichtag nicht in Anspruch genommen. Das Debt-Issuance-Programm verfügt über ein Volumen in Höhe von 15 Mrd. Euro und wurde zum Bilanzstichtag in Höhe von 5,4 Mrd. Euro genutzt.

Weiterhin kann RWE auf drei syndizierte Kreditlinien in Höhe von insgesamt 10 Mrd. Euro zurückgreifen, welche im Mai 2025 neu abgeschlossen wurden. Sie bestehen aus Linien der Tranche A über 3 Mrd. Euro, der Tranche B über 2 Mrd. Euro, welche bis längstens 2030 laufen, sowie der Tranche C über 5 Mrd. Euro, welche bis längstens 2028 läuft. Insgesamt ergibt sich somit ein ungenutzter Finanzierungsrahmen in Höhe von 26,9 Mrd. Euro.

Im Lagebericht stellt das Unternehmen die Finanzlage zum 31. Dezember 2025 dar. Demnach haben sich die Finanzverbindlichkeiten der RWE, die überwiegend aus Anleihen und Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten bestehen, von 18,3 Mrd. Euro im Vorjahr auf 19,1 Mrd. Euro erhöht. Unter Berücksichtigung der Rückstellungen für Entsorgung im Kernenergiebereich, für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen sowie für den Rückbau von Windparks und Solaranlagen (7,2 Mrd. Euro), der liquiden Mittel, Wertpapiere und des sonstigen Finanzvermögens (14,7 Mrd. Euro), des hälftigen Ansatzes des Hybridkapitals (0,6 Mrd. Euro) sowie des aktivisch ausgewiesenen Nettovermögens bei fondsgedeckten Pensionsverpflichtungen (0,6 Mrd. Euro) ergeben sich insgesamt Nettoschulden in Höhe von -10,9 Mrd. Euro (Vorjahr: -11,2 Mrd. Euro). Die Verringerung der Nettoschulden ist unter anderem auch auf die Partnerschaft (Joint Venture) mit dem US-amerikanischen Vermögensverwalter Apollo Global Management zurückzuführen, welche zu einem erhöhten Mittelzufluss beigetragen hat.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Version ersetzt.

Bei dieser Betrachtung sind die bergbaubedingten Rückstellungen (5,4 Mrd. Euro) sowie deren zugeordnete Vermögenswerte wie die 15-Prozent-Beteiligung an E.ON mit einem Zeitwert in Höhe von 6,3 Mrd. Euro (Vorjahr: 4,5 Mrd. Euro) und der noch nicht beglichene Teil des Anspruchs auf staatliche Entschädigung für den deutschen Braunkohleausstieg nicht enthalten.

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. Die Ratingagentur Moody‘s hat die langfristige Kreditwürdigkeit von RWE mit Baa2, die ausstehenden Hybridanleihen mit Baa3 sowie die kurzfristige Kreditwürdigkeit mit P-2 bewertet. Das Rating von Fitch für die langfristige Kreditwürdigkeit besteht unverändert zum Vorjahr mit BBB+ fort. Der Ausblick wurde von beiden Ratingagenturen mit stabil bewertet.

Die Agenturen begründen die Ratings mit dem diversifizierten Stromerzeugungsportfolio von RWE, der Fortschritte beim Ausbau der erneuerbaren Energien, den Ausstieg aus der Kohleverstromung, die ausbalancierte Finanzierungsstrategie und die solide Ertragslage im operativen Geschäft.

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. Alleiniger Eigentümer ist die Landeshauptstadt München. Die Umsatzerlöse des SWM-Konzerns betrugen 6,3 Mrd. Euro im Jahr 2025 (Vorjahr: 6,9 Mrd. Euro). Die Reduzierung im Jahresvergleich um rund 0,6 Mrd. Euro ist insbesondere auf geringere Gasabsatzmengen sowie den Wegfall der Umsätze der im Jahr 2025 entkonsolidierten Bayerngas Energy GmbH zurückzuführen, so dass in der Folge der Umsatz im Bereich Erdgas auf 1,5 Mrd. Euro fiel (Vorjahr: 2,1 Mrd. Euro). Weiterhin reduzierten sich die Umsatzerlöse aus dem Stromgeschäft auf 2,7 Mrd. Euro (Vorjahr: 2,8 Mrd. Euro). Grund hierfür war größtenteils der mengenmäßige Rückgang, also der verkauften Menge Strom an die Kunden, welcher jedoch durch höhere Preise abgefedert werden konnte. Ferner ist der Konzern im Fernwärmegeschäft tätig (0,6 Mrd. Euro).

Der Umsatz aus der kommunalen Daseinsvorsorge (z. B. Bäder, Nahverkehr, Wasser) nahm im Vergleich zum Vorjahr im Geschäftsjahr weiterhin zu. So erhöhten sich die Umsätze im Bereich Bäder um 2,3 Mio. Euro auf 22,6 Mio. Euro. Im Bereich Verkehr erhöhten sich die Umsätze um 30,7 Mio. Euro auf 595,0 Mio. Euro. Schließlich stieg der Umsatz im Bereich Wasser um 9,6 Mio. Euro auf 185 Mio. Euro an. Der Umsatz im Bereich Telekommunikation blieb hingegen nahezu gleich mit 269,1 Mio. Euro (Vorjahr: 268,1 Mio. Euro).

Zusammenfassend lag der Umsatz im Geschäftsjahr 2025 aufgrund des deutlich gesunkenen Gas- sowie des gesunkenen Stromabsatzes unter den Erwartungen. Höhere Strompreise sowie die positive Entwicklung des Umsatzes aus der kommunalen Daseinsvorsorge konnten diese Entwicklung nicht ausgleichen.

Nach Aussagen der SWM GmbH soll die Ausbauoffensive im Bereich der Erneuerbaren Energien sowie im Bereich der Wärme sowohl regional als auch auf europäischer Ebene hinsichtlich wirtschaftlicher Projekte mittels Investitionen weiterhin forciert werden. Seit dem endgültigen Laufzeitende am 15. April 2023 bestehen keine Stromerzeugungskapazitäten mehr 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, die Betriebsführer der Anlage ist.

Das KKI 2 befand sich über das ursprünglich geplante Ende zum 31. Dezember 2022 hinaus im Leistungsbetrieb. Hintergrund war ein mit dem 19. AtGÄndG von 2022 beschlossener zeitlich begrenzter Weiterbetrieb bis zum Ablauf des 15. April 2023 als Folge des Russland-Ukraine-Konfikts. Das KKI 2 befindet sich seit Erteilung der SAG am 21. März 2024 im Rückbau.

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 des Nachhaftungsgesetzes beherrscht wird.

Die Rückstellungen für Rückbauverpflichtungen, die aus der Aufstellung der Rückstellungen nach § 2 Absatz 1 des Transparenzgesetzes hervorgehen, betragen für KKI 2 zum 31. Dezember 2025 insgesamt 316,0 Mio. Euro (Vorjahr: 334,5 Mio. Euro) und sind bei der SWM GmbH gebildet worden. Der Rückgang im Jahresvergleich ist

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Version ersetzt.

insbesondere auf die Inanspruchnahmen zurückzuführen, welche die Zinszuführung und den Saldo der Zuführungen überstiegen.

Nach dem Ausscheiden des Kernkraftwerks aus dem Leistungsbetrieb zum 15. April 2023 entstanden im Geschäftsjahr 2023 zunächst moderate Rückstellungsverbräuche, welche mit der Erteilung der 1. SAG in 2024 und dem damit verbundenen Rückbau der Anlage wesentlich anstiegen. Diese blieben im Geschäftsjahr 2025 erwartungsgemäß auf einem hohen Niveau.

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 | 121,3 Mio. Euro | 81,0 Mio. Euro | 113,8 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 2025 gegenübergestellt. Die Rückstellungsbeträge sind kongruent. Die im Geschäftsbericht zum 31. Dezember 2025 ausgewiesenen Rückstellungen für die Entsorgung im Kernenergiebereich betragen 316,0 Mio. Euro. Damit sind sie mit 14,7 Prozent die drittgrößte Rückstellungskategorie nach den sonstigen Rückstellungen in Höhe von 1.076,1 Mio. Euro (50,0 Prozent) und den Pensionsrückstellungen in Höhe von 592,9 Mio. Euro (27,6 Prozent). Darüber hinaus wurden noch Steuerrückstellungen in Höhe von 165,8 Mio. Euro bilanziert.

Es wurde eine Anpassung der erwarteten Preissteigerungsraten für alle Jahre ab 2025 auf 2,0 Prozent p. a. (Vorjahr: 2,0 Prozent) berücksichtigt.

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

### 3.4.2 Vermögens- und Liquiditätslage

Den Rückstellungsbeträgen steht auf Seiten der SWM GmbH entsprechendes Vermögen gegenüber. 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 2,6 Mrd. Euro (Vorjahr: 2,0 Mrd. Euro) und besteht neben flüssigen Mitteln (0,7 Mrd. Euro) aus Wertpapieren des Umlaufvermögens (0,6 Mrd. Euro) sowie des Anlagevermögens (1,2 Mrd. Euro; Vorjahr: 1,1 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 2025 übersteigt das Deckungsvermögen in Höhe von rund 1,4 Mrd. Euro die langfristigen Rückstellungen in Höhe von 0,9 Mrd. Euro.

Insgesamt verfügt der SWM-Konzern zum 31. Dezember 2025 über liquide Mittel in Höhe von 1,3 Mrd. Euro (Vorjahr: 0,9 Mrd. Euro). Gemeinsam mit den offenen Kreditlinien in Höhe von insgesamt 1,2 Mrd. Euro (Vorjahr: 0,9 Mrd. Euro) kann der SWM-Konzern somit kurzfristig auf finanzielle Mittel in Höhe von 2,5 Mrd. Euro zurückgreifen. SWM weist 1,4 Mrd. Euro (Vorjahr: 1,3 Mrd. Euro) an Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten aus. Es handelt sich dabei überwiegend um langfristige Finanzverbindlichkeiten, die aus Schuldscheindarlehen und anderen Krediten bestehen.

Darüber hinaus betrug der Konzernjahresüberschuss vor Gewinnabführung insgesamt 524 Mio. Euro (Vorjahr: 412 Mio. Euro). Während sich das um Sondereffekte bereinigte operative Ergebnis reduzierte, führten ein verbessertes neutrales Ergebnis sowie gesunkene Ertragssteuern zu einer Erhöhung des Konzernjahresüberschusses

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Version ersetzt.

vor Gewinnabführung. Im Besonderen bewirkte die zeitversetzte Wirkung hinsichtlich der Absicherung der Energiepreise aufgrund der hohen Preise im Jahr 2022 weiterhin negativ auf Beschaffungspositionen sowie auf das marktpreis-abhängige Portfolio des Konzerns im Geschäftsjahr 2025 aus.

Der operative Cashflow in 2025 blieb mit einer Reduzierung zum Vorjahr um 10 Mio. Euro auf insgesamt 1.624 Mio. Euro (Vorjahr: 1.634 Mio. Euro) nahezu gleich. Maßgeblich verantwortlich für den positiven Cashflow waren neben dem Jahresüberschuss und dem nicht zahlungswirksamen Saldo aus Abschreibungen und Zuschreibungen des Anlagevermögens auch die Mittelzuflüsse aus der liquiditätswirksamen Abnahme der Forderungen und anderen Aktiva. Gegenläufig wirkten sich im Wesentlichen die Abnahme der Verbindlichkeiten und anderer Passiva aus.

In der Prognose der Cashflows für die nächsten drei Jahre werden die Auszahlungen zur Bedienung der Rückbauverpflichtungen berücksichtigt. Mit dem Ausscheiden aus dem Leistungsbetrieb der Anlage KKI 2 zum 15. April 2023 und der Erteilung der 1. SAG im ersten Quartal 2024 ist zukünftig weiterhin mit höheren Auszahlungen für Rückbauverpflichtungen zu rechnen.

Heutige Planungen des SWM-Konzerns sehen eine entsprechende hohe Überdeckung der langfristigen Verpflichtungen durch das Deckungsvermögen vor, welches explizit für Pensionsrückstellungen und Rückstellungen für die Entsorgung im Kernenergiebereich gebildet wurde. Langfristig plant der Konzern mit einer angemessenen Überdeckung durch das Deckungsvermögen, welches im Einklang mit der Entwicklung der Verpflichtungen steht. Insgesamt rechnet SWM nicht mit einer Gefährdung der finanziellen Leistungsfähigkeit zur Finanzierung des Rückbaus des KKI 2.

Neben dem Ausbau der erneuerbaren Energien, sieht der Konzern Chancen in der Wärmeoffensive sowie im Ausbau der Glasfaserinfrastruktur bzw. im Bereich der Telekommunikation. Dies zeigte sich auch an den Investitionen in 2025, welche mit rund 1,3 Mrd. Euro die Investitionen des Vorjahres überstiegen (Vorjahr: 1,0 Mrd. Euro). Der SWM-Konzern plant bis 2029 weiterhin mit hohen Investitionen. Diese Investitionen werden insbesondere aus dem Cashflow aus der laufenden Geschäftstätigkeit sowie aus dem Finanzmittelfonds gedeckt. 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 Vattenfall AB ist das Mutterunternehmen innerhalb des Konzerns und befindet sich zu 100 Prozent im Eigentum des schwedischen Staates. Deren Aktien werden daher nicht an der Börse gehandelt.

Der Gesamtkonzern hat im Jahr 2025 Umsatzerlöse in Höhe von 21,7 Mrd. Euro[12] (Vorjahr: 21,4 Mrd. Euro[13]) erwirtschaftet.

Die geografisch wichtigsten Absatzmärkte sind Deutschland (9,6 Mrd. Euro), Schweden (5,9 Mrd. Euro) und die Niederlande (4,9 Mrd. Euro).

Die Vattenfall AB berichtet von vier operativen Segmenten und einem sonstigen Segment:

i. Customers & Solutions (Vertrieb und Kundenlösungen)

ii. Power Generation (Stromerzeugung)

iii. Distribution (Stromverteilung)

iv. Wind (Windenergie)

v. Sonstiges.

In der folgenden Abbildung wird die konzernexterne Umsatzverteilung je Segment dargestellt. Der größte Anteil entfällt dabei mit knapp 70,7 Prozent auf das Segment Customers & Solutions. Den zweitgrößten Anteil hat das Segment Power Generation mit 19,4 Prozent. Während das Segment Distribution 7,9 Prozent ausmacht, beträgt das Segment Wind 1,6 Prozent. Das Geschäftssegment Sonstige trägt schließlich mit 0,3 Prozent zum

[12] Wechselkurs zum 31.12.2025: 1 Euro entspricht 10,8215 SEK.

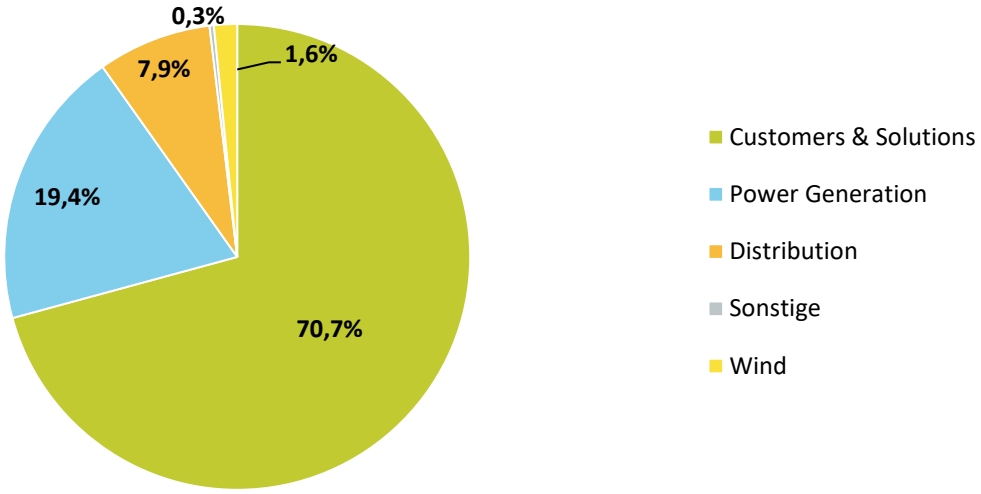
[13] Wechselkurs zum 31.12.2024: 1 Euro entspricht 11,459 SEK.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Version ersetzt.

Gesamtumsatz bei. Der Konzern führt seit dem letzten Geschäftsjahr keine Umsätze mehr aus dem Segment Heat auf. Das Wärmegeschäft ist seit dem 1. Januar 2024 im Segment Sonstige ausgewiesen.

Anhand der Umsatzverteilung zeigt sich, dass der Vattenfall-Konzern Leistungen entlang der gesamten Energie-Wertschöpfungskette anbietet.

Abbildung 7: **Umsatzverteilung Vattenfall**




Das bereinigte EBIT stieg gegenüber 2024 um gut 65 Prozent auf 2.859 Mio. Euro (Vorjahr: 1.730 Mio. Euro). Trotz seines großen Anteils an den Umsatzerlösen trägt das Geschäftssegment Customers & Solutions mit nur 15,8 Prozent zum bereinigten EBIT bei. Das Segment Wind reduzierte sich im Vergleich zum Vorjahr und macht in diesem Jahr 19,6 Prozent aus. Schließlich tragen das Segment Power Generation mit 56,2 Prozent, das Segment Distribution mit 10,6 Prozent und das Segment Sonstige mit -2,4 Prozent zum bereinigten EBIT bei.

Am 19. Dezember 2023 unterzeichneten Vattenfall und das Land Berlin eine Vereinbarung über die Veräußerung des Wärmegeschäfts in Berlin. Die Veräußerung wurde am 2. Mai 2024 abgeschlossen, mit wirtschaftlicher Wirkung zum 31. Dezember 2023.

Das Kernenergiegeschäft ist dem Segment Power Generation zugeordnet. Vattenfall betreibt in Schweden das KKW Ringhals (2.012 MW; Eigentumsanteil: 70,4 Prozent) und das KKW Forsmark (3.274 MW; Eigentumsanteil: 66 Prozent). Von den vier Blöcken des KKW Ringhals befinden sich die Blöcke 1 und 2 im Rückbau. Die Betriebsdauer der Blöcke 3 und 4 des KKW Ringhals und der Blöcke 1, 2 und 3 des KKW Forsmark ist von 60 auf 80 Jahre hochgesetzt worden, um langfristig Strom aus Kernenergie zu gewinnen. Ein Zubau von neuen Kraftwerkskapazitäten mit kleinen und großen Reaktoren ist in Planung.

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 alleinvertretungsberechtigter Geschäftsführer 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.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Version ersetzt.

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 2025 folgende Gesellschaften:

– Vattenfall Europe Nuclear Energy GmbH, Hamburg (VENE),
– Vattenfall GmbH, Berlin,
– PreussenElektra GmbH, Hannover,
– E.ON Energie AG, Düsseldorf,
– E.ON SE, Essen.

Nach Einschätzung des BAFA ist diese Liste vollständig und umfasst alle nach § 1 des Nachhaftungsgesetzes 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 1,6 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 2025 für KKB 912,5 Mio. Euro (Vorjahr: 1.005,0 Mio. Euro) und für KKK 1.287,9 Mio. Euro (Vorjahr: 1.359,1 Mio. Euro). Die Rückstellungen haben sich somit sowohl bei KKB als auch bei KKK erwartungsgemäß reduziert. Die Reduzierung ist im Wesentlichen auf die hohen Rückstellungsinanspruchnahmen sowie die Effekte aus den angestiegen Diskontierungssätzen bei gleichbleibender Kostensteigerungsrate zurückzuführen, welche die Aufzinsung sowie Zuführungen 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 | 312,7 Mio. Euro | 293,0 Mio. Euro | 306,8 Mio. Euro |
| KKK oHG | 372,6 Mio. Euro | 488,8 Mio. Euro | 426,5 Mio. Euro |

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Version ersetzt.

Die Prüfung der Aufgliederung der Rückstellungsbeträge nach den Aufgaben Nach- und Restbetrieb, Abbau einschließlich Vorbereitung und Reststoffbearbeitung sowie Verpackung radioaktiver Abfälle hat keine Auffälligkeiten gezeigt. Die Aufgabe Abbau einschließlich Vorbereitung enthält in Summe einen Betrag von circa 89 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 2025 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 2,00 Prozent (Vorjahr: 2,00 Prozent).

Im Konzernabschluss von Vattenfall stellen die nach IFRS bewerteten Kernenergierückstellungen mit knapp 9,6 Mrd. Euro (69 Prozent) den größten Posten innerhalb der gesamten Rückstellungen (14,0 Mrd. Euro) dar. Von den 9,6 Mrd. Euro an Kernenergierückstellungen entfallen 8,0 Mrd. Euro auf schwedische KKW und 1,6 Mrd. Euro auf deutsche KKW. Als zweit- und drittgrößte Rückstellungspositionen folgen die Pensionsrückstellungen mit 2,3 Mrd. Euro (17 Prozent) und Rückstellungen für den Rückbau des Gas- und Windbetriebes und andere Umweltmaßnahmen in Höhe von 1,6 Mrd. Euro (11 Prozent). Die sonstigen Rückstellungen betragen 224 Mio. Euro (2 Prozent). Darüber hinaus bestehen noch personalbezogene Rückstellungen mit 187 Mio. Euro sowie Rückstellungen für Rechtsstreitigkeiten in Höhe von 69 Mio. Euro.

Es ergaben sich insgesamt keine Beanstandungen.

### 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 2025 mit Eigenkapital in Höhe von 2.511,8 Mio. Euro (Vorjahr: 2.687,3 Mio. Euro) ausgestattet, davon gezeichnetes Kapital in Höhe von 500 Mio. Euro und eine Kapitalrücklage in Höhe von 512,3 Mio. Euro sowie einem Bilanzgewinn in Höhe von 1.499,5 Mio. Euro. Die Eigenkapitalquote ist gegenüber dem Vorjahr um 0,7 Prozentpunkte auf 32,3 Prozent gestiegen. Aus dem Bilanzgewinn 2024 wurden 700 Mio. Euro ausgeschüttet und der restliche Betrag von 975,0 Mio. Euro auf neue Rechnung vorgetragen.

Ursächlich für den Rückgang des Bilanzgewinns 2025 ist im Wesentlichen der Rückgang des Jahresüberschusses, welcher hauptsächlich durch ein niedrigeres Beteiligungsergebnis entstand.

Zur Darstellung der Liquidität hat Vattenfall die geplanten Cashflows des deutschen Vattenfall-Teilkonzerns für die nächsten fünf Jahre 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 erneuerbaren Energien sowie Energieverteilung und -vertrieb erzielen. Die prognostizierten Cashflows der laufenden Geschäftstätigkeit enthalten die geplanten Inanspruchnahmen der Kernenergierückstellungen. Aus den Planungen des deutschen Vattenfall-Teilkonzerns geht hervor, dass sich die Liquiditätsplanung der Jahre 2026 bis 2030 wesentlich niedriger als im Vergleich zur Vorjahresplanung darstellt. Laut Aussage des Betreibers ist diese Veränderung insbesondere durch den Abfluss von Guthaben aufgrund von hohen Investitionen im Offshore- und Solarbereich zurückzuführen.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Version ersetzt.

Zur Bedienung der schwedischen Kernenergierückstellungen zahlt der Vattenfall-Konzern 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 2025 insgesamt 5,4 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 circa 67 Prozent.

Vattenfall weist zum 31. Dezember 2025 im Konzernabschluss liquide Mittel in Höhe von 4,9 Mrd. Euro (Vorjahr: 7,6 Mrd. Euro) aus, wovon 0,4 Mrd. Euro nicht kurzfristig verfügbar sind. 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 2025 betrug der Anteil der kurzfristig zugänglichen Geldmittel am Konzernumsatz circa 36 Prozent (Vorjahr: 43 Prozent).

Darüber hinaus wird der Zugriff auf Kapital durch ein Mittelbeschaffungsprogramm über den Kapitalmarkt gesichert. Dazu stehen ein Commercial Paper mit einem Volumen von insgesamt 10 Mrd. Euro und eine Medium Term Note mit einem Volumen von 10,0 Mrd. Euro zur Verfügung. Insgesamt wurden davon circa 14 Prozent bzw. 2,8 Mrd. Euro zum 31. Dezember 2025 abgerufen. Vattenfall verfügt zudem über eine ungenutzte Kreditlinien in Höhe von 3,0 Mrd. Euro.

Im Lagebericht stellt das Unternehmen die Finanzlage zum 31. Dezember 2025 dar. Demnach betragen die verzinslichen Verbindlichkeiten insgesamt 6,2 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 (7,5 Mrd. Euro) sowie der verfügbaren liquiden Mittel (5,2 Mrd. Euro) und sonstiger Korrekturposten (insgesamt 1,7 Mrd. Euro), wie zum Beispiel des hälftigen Ansatzes des Hybridkapitals, ergibt sich ein Rückgang der bereinigten Nettoverschuldung um 0,5 Mrd. Euro auf 6,8 Mrd. Euro (Vorjahr: 7,3 Mrd. Euro). Zurückzuführen ist dieser Rückgang im Wesentlichen auf den positiven Cashflow aus der operativen Tätigkeit (3,9 Mrd. Euro), welcher nur zum Teil durch den negativen investiven Cashflow (-2,8 Mrd. Euro) sowie die an den Eigentümer gezahlte Dividende (-0,6 Mrd. Euro) ausgeglichen wurde.

An Anleiheprogrammen und zugesagten Kreditfazilitäten bestehen wie im Vorjahr ein Commercial Paper und eine Medium Term Note jeweils über 10,0 Mrd. Euro. Die verbrauchte Menge belief sich beim ersten Papier auf 1 Prozent und beim zweiten auf 27 Prozent.

Darüber hinaus bestand für die kurzfristige Kreditaufnahme zum einen eine revolvierende Kreditfazilität über 2,0 Mrd. Euro, welche am 31. Oktober 2028 ausläuft und eine Kreditfazilität in Höhe von 1,0 Mrd. Euro welche am 20. November 2027 ausläuft.

Zum 31. Dezember 2025 weist Vattenfall im Geschäftsbericht Verbindlichkeiten aus Anleihen in Höhe von 2,8 Mrd. Euro (Vorjahr: 3,8 Mrd. Euro) aus.

Die verfügbaren liquiden Mittel und/oder zugesagten Kreditlinien beliefen sich auf 36 Prozent (Vorjahr: 43 Prozent) des konsolidierten Nettoumsatzes.

Die Einschätzungen der Ratingagenturen zur Kreditwürdigkeit von Vattenfall unterscheiden sich geringfügig. So wird die Kreditwürdigkeit von Vattenfall von Moodys im upper medium grade und von Standard & Poor's (S&P) im Bereich lower medium grade eingestuft (Ausnahme S&P Hybridanleihen: BB+). Am 17. September 2025 bestätigte Moody's Vattenfalls langfristige A3 und kurzfristige P-2 Ratings sowie das Baa2 Rating für Hybridanleihen. Der Ratingausblick ist unverändert gegenüber dem Vorjahr mit stabil eingestuft. S&P bestätigte ebenfalls Vattenfalls langfristiges BBB+ Rating und das kurzfristige A-2 Rating sowie das BB+ Rating für Hybridanleihen. Der Ratingausblick wurde jedoch von stabil auf positiv geändert. Im Vergleich zum Vorjahresbericht haben sich die Einschätzungen somit nicht geändert.

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

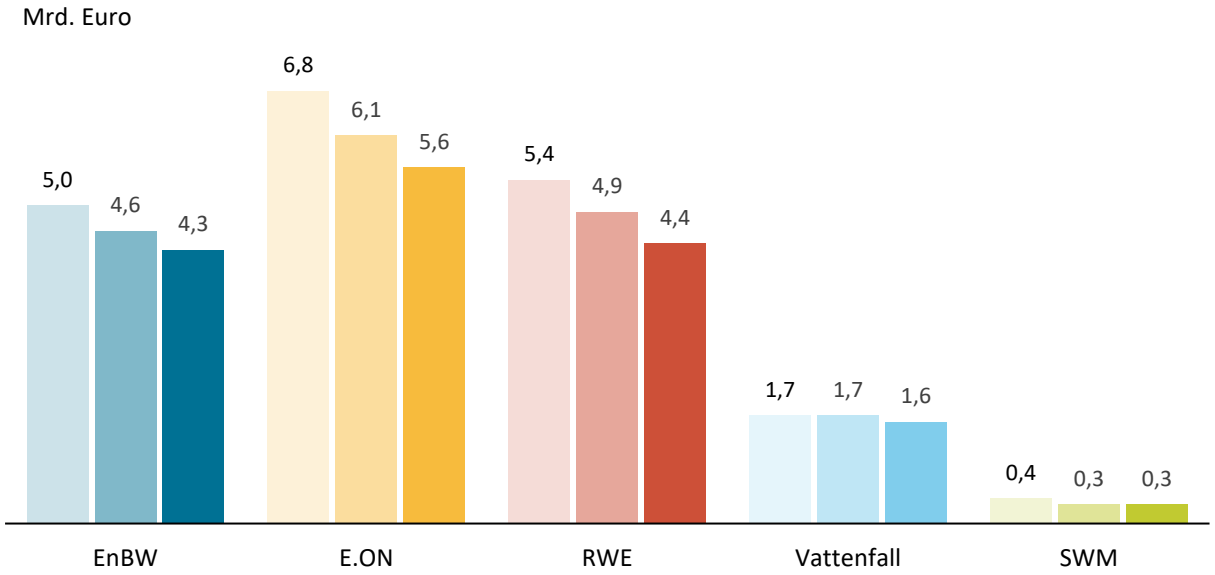
Vorabfassung – wird durch die lektorierte Version ersetzt.

## 4 Fazit

Die Rückstellungen für Rückbauverpflichtungen, die aus den Aufstellungen der Rückstellungen nach § 2 Absatz 1 des Transparenzgesetzes hervorgehen, betragen zum 31. Dezember 2025 auf Basis der handelsrechtlichen Jahresabschlüsse der Betreiber insgesamt circa 16,2 Mrd. Euro (Vorjahr: 17,6 Mrd. Euro).

Diese Rückstellungen sind wie folgt den einzelnen Konzernen zuzuordnen:

Abbildung 8: **Rückstellungen der EVU zu den Stichtagen 2023, 2024 und 2025**




Regelmäßig handelt es sich bei den Kernenergierückstellungen 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 Kernenergierückstellungen 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 zugrunde gelegten Preissteigerungsraten im Vergleich zum Vorjahr bei allen betrachteten Energieversorgungsunternehmen nicht verändert und sind somit konstant geblieben.

Die im Vergleich zum Vorjahr bei allen EVU gestiegenen Diskontierungszinssätze wirkten sich hingegen rückstellungsmindernd aus. Die Inanspruchnahmen von Rückstellungen waren circa auf dem Niveau des Vorjahres. Bei den Zuführungen zu den Rückstellungen hatte einzig EnBW einen Anstieg im Vergleich zum Vorjahr zu verzeichnen. Unter Berücksichtigung sämtlicher oben genannter Effekte führte dies bei den betrachteten EVU im Geschäftsjahr 2025 insgesamt zu einem Rückgang der Rückstellungen für Rückbauverpflichtungen.

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

— Nach- und Restbetrieb: 6,5 Mrd. Euro (Vorjahr: 7,2 Mrd. Euro)

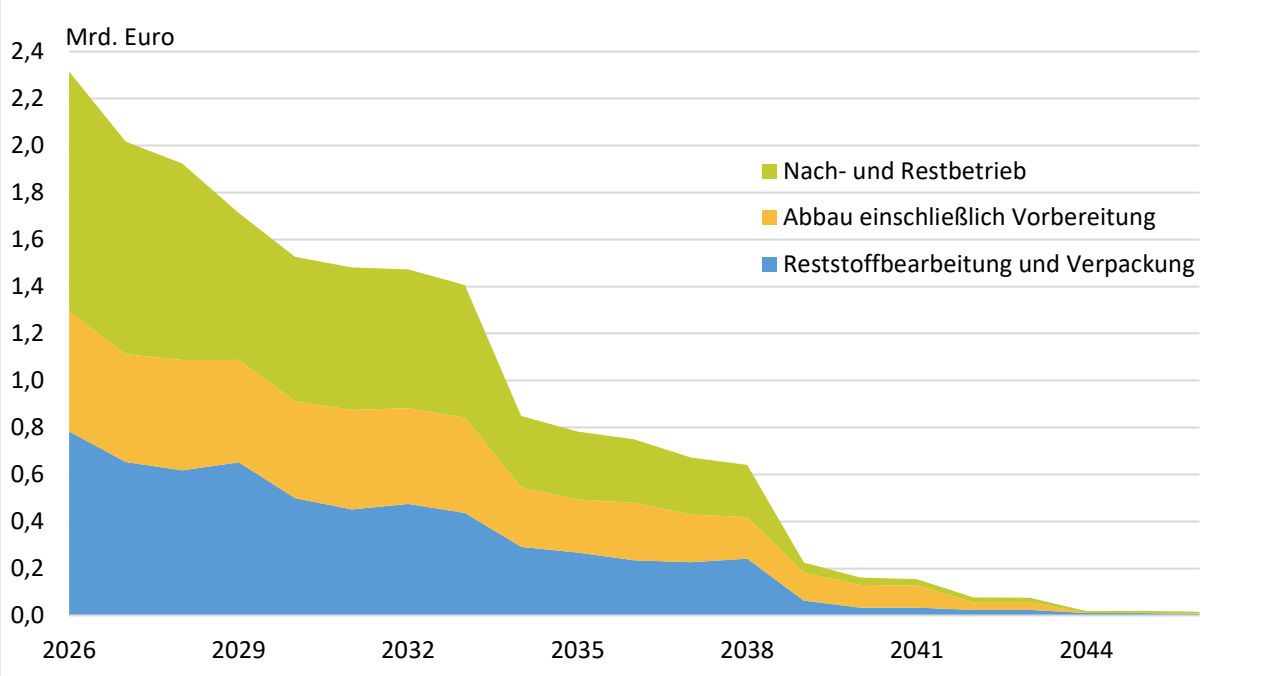
— Abbau einschließlich Vorbereitung: 4,4 Mrd. Euro (Vorjahr: 4,6 Mrd. Euro)

— Reststoffbearbeitung und Verpackung der radioaktiven Abfälle: 5,4 Mrd. Euro (Vorjahr: 5,9 Mrd. Euro)

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

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Version ersetzt.

Abbildung 9: **Eskalierte Ausgaben nach Aufgaben 2026 bis 2046**




Die Rückbauverpflichtungen für deutsche KKW fallen über einen langen Zeitraum an. Die Rückstellungsverbräuche verteilen sich voraussichtlich bis zum Jahr 2046, wobei der Hauptteil der Verbräuche in den nächsten Jahren anfallen wird und die Jahresscheiben dann sukzessive kleiner werden.

Im Jahr 2026 planen die Betreiber demnach eskalierte Ausgaben für Rückbauverpflichtungen von circa 2,3 Mrd. Euro. Für das Jahr 2027 betragen die eskalierten Ausgaben für Rückbauverpflichtungen nach derzeitigen Planungen 2,0 Mrd. Euro und für 2028 werden insgesamt 1,9 Mrd. Euro prognostiziert. Ab 2029 werden kontinuierlich sinkende Ausgaben erwartet, wobei bis 2031 Ausgaben von circa 1,6 Mrd. Euro im jährlichen Durchschnitt über alle EVU hinweg prognostiziert werden. Mit fortschreitendem Rückbau der Anlagen ist ab dem Jahr 2032 eine deutliche Abnahme der Ausgaben vorgesehen, so dass ab dem Jahr 2034 die Ausgaben aus heutiger Sicht dauerhaft unter 1 Mrd. Euro pro Jahr liegen würden.

**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-[14] als auch auf Konzernebene analysiert. Es zeigte sich auf Betreiberebene, dass neben den 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. Seit dem Geschäftsjahr 2024 liegen keine Umsatzerlöse mehr aus dem Stromverkauf vor. Die in den Bilanzen der Betreiber ausgewiesenen Umsatzerlöse enthalten ausschließlich Umsatzerlöse aus der Weiterberechnung von Personal- und Verwaltungskosten sowie Entgelte für Betriebsführung oder Verwaltung.

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 Vattenfall). Das Geschäftsmodell der börsennotierten Unternehmen ist gekennzeichnet durch die Fokussierung auf einzelne Geschäftsfelder.

[14] 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.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Version ersetzt.

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 2025 befindet sich die Liquiditätslage über alle EVU hinweg um rund 3 Mrd. Euro unter den Vorjahreswerten. Dies ist überwiegend durch die Investitionstätigkeit in Wachstumsinvestitionen wie der Ausbau von Netzinfrastruktur und Erzeugungskapazitäten (vor allem aus erneuerbaren Energien) und Speicherlösungen geprägt. Im Geschäftsjahr 2022 waren die deutlichen Preissteigerungen an den Commodity-Märkten eine wesentliche Ursache für das hohe Liquiditätsniveau, da die EVU höhere Liquidität halten mussten, um Sicherheitsleistungen für Terminkontrakte zu hinterlegen. Die zum 31. Dezember 2025 in den Geschäftsberichten ausgewiesenen liquiden Mittel betragen zusammengenommen für alle EVU circa 34 Mrd. Euro (Vorjahr: 36 Mrd. Euro; Geschäftsjahr 2021: 45 Mrd. Euro). Anhand der von allen Betreibern eingereichten Cashflow-Planungen gelangte das BAFA zu der Einschätzung, dass sich in den nächsten drei Jahren voraussichtlich keine Gefährdung der Liquiditätssituation der Konzerne ergeben wird.

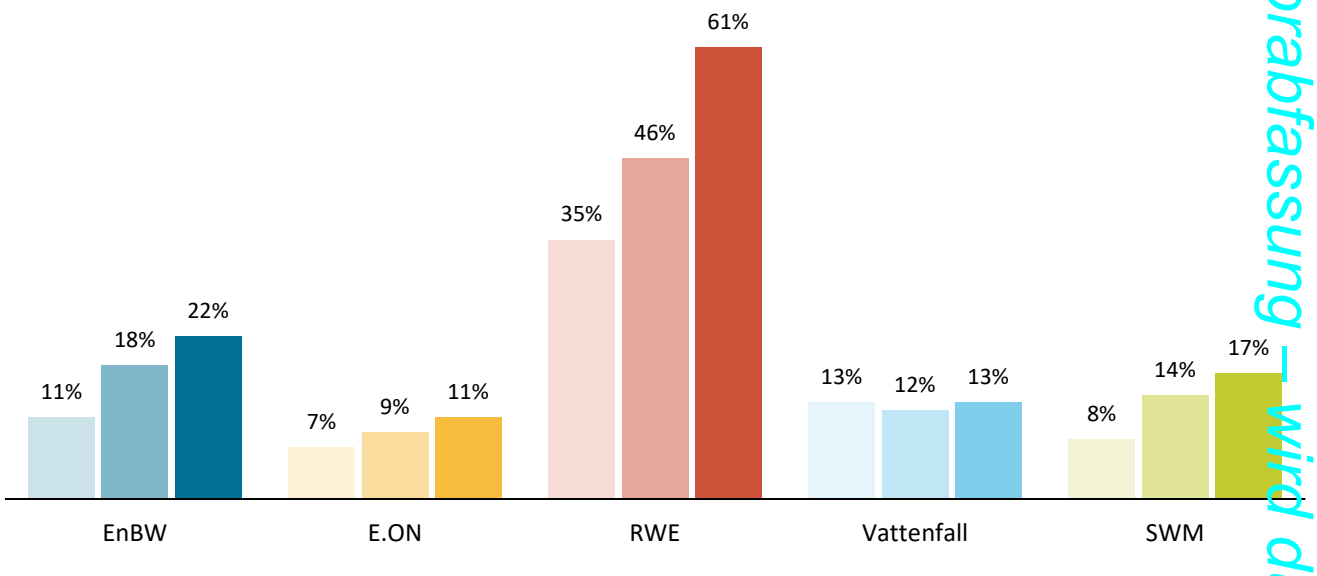
Gemeinsam mit den zugesicherten Kreditlinien könnten die Energiekonzerne insgesamt auf Geldmittel von circa 59,8 Mrd. Euro kurzfristig zurückgreifen. Allerdings unterliegt ein bestimmter Anteil der liquiden Mittel Verfügungsbeschränkungen. Aufgrund der leicht rückläufigen Preisentwicklung an den Commodity Märkten musste im Vergleich zum Vorjahr weniger an liquiden Mittel bereitgestellt werden, um die Sicherungsgeschäfte an den Terminbörsen abwickeln zu können.

Die gesamten Rückbauverpflichtungen in Höhe von circa 16,2 Mrd. Euro fallen, wie oben dargestellt, über einen Zeitraum von circa 20 Jahren an. In den nächsten drei Jahren sind Ausgaben in Höhe von circa 6,3 Mrd. Euro geplant. Die zum 31. Dezember 2025 in den Geschäftsberichten ausgewiesenen, verfügbaren liquiden Mittel übersteigen diese um mehr als das Fünffache. Einschränkend ist zu bemerken, dass die in den letzten drei Jahren 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 26,2 Mrd. Euro mehr als viermal beglichen werden.

In Bezug auf die Langfristigkeit der Rückstellungen für Rückbauverpflichtungen, welche die Konzerne voraussichtlich bis Anfang der 2040er Jahre betreffen werden, erfolgt eine Beurteilung der Zukunftsfähigkeit anhand der Investitionsquote. Da sich die Konzerne nach dem Ausstieg aus der Stromerzeugung durch Kernenergie in einem anhaltenden Transformationsprozess befinden und vor allem in den Ausbau von Erneuerbaren Energien sowie in den Stromnetzausbau investieren, fallen Stand heute sowie in den nachfolgenden Jahren hohe Investitionen an. Mithilfe der Investitionsquote im Verhältnis zum Außenumsatz kann festgestellt werden, wieviel des erzielten Außenumsatzes ein Unternehmen in das Anlagevermögen investiert. Ein auf Dauer niedriger Wert lässt darauf schließen, dass ein Unternehmen von seiner Substanz lebt, hingegen ein hoher Wert auf eine starke Modernisierung und Erweiterung – und damit eine entsprechende Zukunftsfähigkeit – schließen lässt.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Version ersetzt.

Abbildung 10: **Investitionsquote (Investitionen zu Außenumsatz) der EVU 2023, 2024 und 2025**




Anhand der Abbildung 10 wird deutlich, dass die EVU im Rahmen der Energiewende bislang erhebliche Investitionen getätigt haben. Dabei wurden die Investitionen im Verlauf der Jahre gemessen am Gesamtumsatz des jeweiligen Konzerns zum Teil signifikant gesteigert. Es ist erkennbar, dass die EVU überwiegend Neuinvestitionen in den Ausbau bzw. die Erweiterung des bestehenden Geschäfts tätigen, mithin Investitionen in zusätzliche Kapazitäten und Anlagen. So investiert E.ON erheblich in den Ausbau von Energienetzen, hingegen RWE Investitionen insbesondere in den Ausbau von erneuerbaren Energien tätigt. EnBW investiert sowohl in den Netzausbau als auch in erneuerbare Energien. Vattenfall hingegen investiert hauptsächlich in den Ausbau von Erzeugungskapazitäten, wobei neben den erneuerbaren Energien in Schweden auch die Kernenergie eine Rolle spielt. Auch für die nachfolgenden Jahre planen die EVU weiterhin mit hohen Investitionen.

Insofern kann festgehalten werden, dass die EVU einen erheblichen Teil ihres Umsatzes strategisch in die Zukunftsfähigkeit investieren, was eine positive Einschätzung hinsichtlich der Bedienung der anfallenden Rückstellungen für Rückbauverpflichtungen in den kommenden Jahren zulässt.

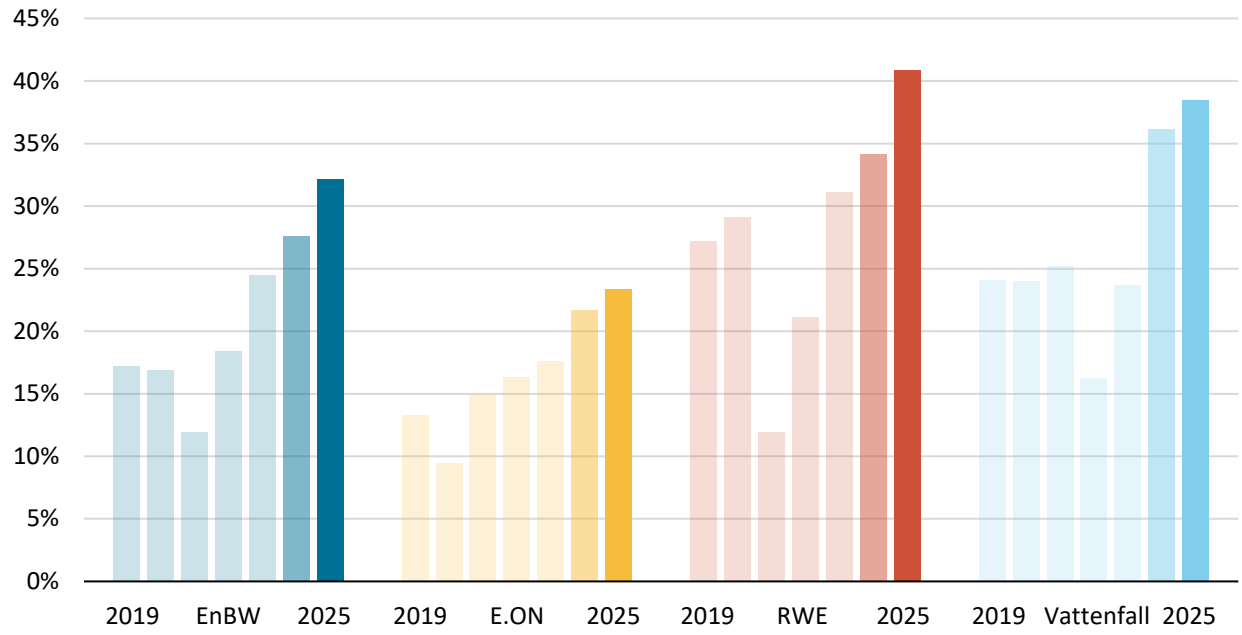
Das in den Bilanzen ausgewiesene Eigenkapital erfüllt eine Haftungs- und Verlustausgleichsfunktion. Die Eigenkapitalpositionen können in diesem Zusammenhang als Puffer dienen, um Verluste aufzufangen. Die Eigenkapitalquote errechnet sich, indem das bilanzierte Eigenkapital durch das Gesamtkapital (Bilanzsumme)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

Im Jahr 2016 hatten die Energiekonzerne EnBW, E.ON und RWE einen Tiefstwert der Eigenkapitalquote zu verzeichnen. 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 finanziellen Verpflichtungen für die Zwischen- und Endlagerung abschließend auf den Staat zu übertragen.

Dies ist in der folgenden Abbildung mittlerweile nicht mehr festzustellen, da die Unternehmen seit diesem Zeitpunkt ihre Eigenkapitalquote signifikant erhöhen konnten.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Version ersetzt.

Abbildung 11: **Eigenkapitalquote der EVU 31. Dezmber 2019 bis 31. Dezember 2025**




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

SWM verfügt über eine Eigenkapitalquote von circa 56 Prozent und ist in der nachfolgenden Abbildung nicht berücksichtigt. Die Entwicklung der Eigenkapitalquoten der weiteren EVU im Geschäftsjahr 2025 zeigt, dass die Eigenkapitalquote durchweg gesteigert werden konnte. Insgesamt wurde die Entwicklung der Eigenkapitalquoten bei allen Energiekonzernen vor allem durch den Jahresüberschuss (E.ON und Vattenfall) Kapitalerhöhungen (EnBW) und aus Eigenkapitaltransaktionen aus Anteilsverkäufen (RWE) geprägt. Es waren aber auch andere Entwicklungen dafür verantwortlich, wie beispielsweise Dividendenzahlungen an Gesellschafter und Neubewertungen von leistungsorientierten Versorgungsplänen.

Während sich die Bilanzsummen im Vergleich zum Vorjahr bei EnBW und RWE erhöht haben, haben sich diese bei E.ON und Vattenfall leicht verringert.

Aufgrund der leicht rückläufigen Preisentwicklung an den Energiehandelsmärkten haben sich die Forderungen oder Verbindlichkeiten aus derivativen Finanzinstrumenten für Commodity-Absicherungsgeschäfte verringert.

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.**

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Version ersetzt.

*Vorabfassung – wird durch die lektorierte Version ersetzt.*

**Anhang**

## A: Informationen zu den einzelnen Anlagen

### Biblis

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 für Block A am 28. April 2020 und für Block B am 15. Juli 2020 erteilt. Beide Anlagen sind inzwischen kernbrennstofffrei. Im Berichtszeitraum wurde insbesondere der Abbau der RDB-Einbauten und Dampferzeuger im Block B fokussiert. Ferner erfolgte der weitere Abbau von Systemen und Komponenten in Raumbereichen beider Blöcke. Auch fand eine Optimierung der Infrastruktur für die Reststoffbearbeitung statt. 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 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. In 2021 wurden bereits intensive Vorbereitungsmaßnahmen zum direkten Abbau ergriffen und umfangreiche Detailplanungen geleistet. Das Atomkraftwerk wurde Ende 2021 abgeschaltet und befand sich ab dem 1. Januar 2022 zunächst im sogenannten Nachbetrieb. Innerhalb dieses Nachbetriebs wurden die nächsten notwendigen Schritte für den Rückbau der Anlage geschaffen. Der eigentliche Rückbau konnte erst erfolgen, als die Aufsichtsbehörde die Genehmigung dafür erteilte. In 2023 wurde die Dekontamination des Primärkreislaufes abgeschlossen. Des Weiteren wurden die ersten Stationen der mechanischen Nachzerlegung sowie Reststoffbehandlung, soweit im Rahmen der bestehenden Genehmigung möglich, aufgebaut.

Das KBR hat am 23. Oktober 2024 die 1. SAG erhalten. Der Abbau ist in zwei Schritten geplant. Die radioaktiven Abfälle aus dem Betrieb und Abbau des KRB sollen in einer neuen Transportbereitstellungshalle aufbewahrt werden. Das Genehmigungsverfahren zu der am Standort KBR beantragten Errichtung eines Zwischenlagers für sonstige radioaktive Abfälle wurde 2024 fortgeführt. Mitte des Jahres wurde die Baugenehmigung für den Bau der Transportbereitstellungshalle durch den Kreis Steinburg erteilt. Im August wurden die Bohrpfähle für die Fundamentgründung gesetzt.

Im Geschäftsjahr 2025 wurde mit der Demontage der Hauptkühlmittelleitungen begonnen. Der Abbau des KBR ist in zwei Schritten geplant. Der Antrag für die 2. Abbauphase des KBR wurde in 2024 gestellt und in 2025 weitergeführt. Am 24. Oktober erfolgte das Richtfest für die Transportbereitstellungshalle, welche zukünftig Reststoffe aus dem Betrieb und dem Rückbau des KBR aufnehmen und zwischenlagern soll. Das Verfahren zur Erteilung einer Umgangsgenehmigung nach Strahlenschutzverordnung für den Betrieb der Halle wurde in 2025 weitergeführt. Im Hinblick auf die Herstellung der Kernbrennstofffreiheit wurden weitere Kampagnen zur Entsorgung von Kernbrennstoffen durchgeführt.

Der Betreiber erwartet, dass der Abbau der Anlage einschließlich des sich an die Entlassung aus der atom- und strahlenschutzrechtlichen Überwachung anschließenden konventionellen Abrisses voraussichtlich bis Ende der 2030er Jahre andauern wird.

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

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Version ersetzt.

**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 Reaktordruckbehälter 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. 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. Im Berichtsjahr 2023 wurde schwerpunktmäßig die Entsorgung in den Fokus gesetzt, indem Freigabeverfahren und weitere Prozesse optimiert wurden. Im März wurde die erste Freigabedokumentation zur Prüfung bei der Behörde eingereicht. Im Jahr 2023 wurde mit der Demontage der Massengewerke fortgefahren und die Demontagearbeiten der RDB-Einbauten wurden im August 2023 abgeschlossen. Im Geschäftsjahr 2024 lag der Schwerpunkt in der Entsorgung auf der Optimierung des bestehenden Freigabeverfahrens inklusive der Reststoffbearbeitung und der Implementierung neuer Freigabestoffströme und -wege wie z.B. den Eigentumsübertrag (Schmelzen bei Cyclife Schweden). Der RDB wurde im ersten Halbjahr von Spänen und Schnittstücken gereinigt und der RDB-Deckel zerlegt. Weitere Demontagearbeiten von Systemen innerhalb des Sicherheitsbehälters wurden zum Jahresende nahezu abgeschlossen und im 2. Halbjahr mit neuen Abbauarbeiten im Maschinenhaus begonnen.

Im Geschäftsjahr 2025 wurde die zweite Abbaugenehmigung im Dezember durch das Ministerium für Energiewende, Klimaschutz, Umwelt und Natur des Landes Schleswig-Holstein erteilt. In der Entsorgung wurde die erste umfassende Freigabedokumentation für Metalle mit messbarer Oberfläche wurde eingereicht und eine Zustimmung wird im ersten Quartal 2026 erwartet. Die Demontage von Systemen im Reaktorgebäude wurde fortgesetzt und zum Jahresende innerhalb des Sicherheitsbehälters abgeschlossen. Abgeschlossen wurden ebenso Abbauarbeiten der Nebenkondensatkühler im Maschinenhaus sowie der Abbau und die Entschichtung der Kondensationskammereinbauten und –oberflächen.

Nach dem Urteil des Verwaltungsgerichts Schleswig 2025 dürfen die Rückbauabfälle des KKB vorerst nicht auf den vorgesehenen Deponien gelagert werden, was nach Medienberichten zu Verzögerungen beim Rückbau des KKB führen könnte – auch da entsprechende Zwischenlagermöglichkeiten auf dem Gelände des KKW begrenzt sind. Nach Rückfrage beim Betreiber ergeben sich hieraus bislang noch keine Verzögerungen beim Rückbau des KKB. Der Betreiber geht davon aus, dass nach Erlass einer neuen Anordnung (zur Annahme der zur Deponierung vorgesehenen Stoffe aus dem KKB) zügig damit begonnen werden kann Reststoffe zur Verbringung zur Deponierung vorzubereiten, so dass Verzögerungen beim Rückbau verhindert werden können.

Der operative Übergang der Betriebsverantwortung für das Standort-Zwischenlager Brunsbüttel (SZB) auf die BGZ ist erst nach Erteilung einer vollziehbaren § 6 AtG-Genehmigung möglich. Zum aktuellen Zeitpunkt kann der Betreiber noch keine Angabe hinsichtlich des Vorliegens der entsprechenden Genehmigung machen. Im SZB befanden sich Ende des Jahres 2025 20 mit bestrahlten Brennelementen beladene Behälter vom Typ CASTOR V/52.

Der Abbau der Anlage einschließlich des sich an die Entlassung aus der atom- und strahlenschutzrechtlichen Überwachung anschließenden konventionellen Abrisses wird nach Betreiberangaben voraussichtlich bis Ende der 2030er Jahre andauern.

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. 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

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Version ersetzt.

2016 der Antrag auf eine Stilllegungs- und Abbaugenehmigung gestellt. Diese Genehmigung soll den direkten Abbau in einer Phase ermöglichen und wurde am 26. September 2024 erteilt. Im Berichtsjahr wurden Systeme und Einrichtungen im Kontrollbereich abgebaut. Weiterhin wurden Planungen und Vorbereitungen zum Abbau der Großkomponenten fortgeführt.

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.

Im Geschäftsjahr 2023 war atomrechtlicher Betreiber der Anlage in Lingen (Landkreis Emsland, Niedersachsen) die Kernkraftwerke Lippe-Ems GmbH (KLE). Im Geschäftsjahr 2024 wurde die Gesellschaft Kernkraftwerke Lippe-Ems Gesellschaft mit beschränkter Haftung rückwirkend auf den 1. Januar 2024 auf die RWE Nuclear GmbH verschmolzen, die seitdem atomrechtlicher Betreiber der Anlage ist.

**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. Der Abbau von RDB-Einbauten wurde im Jahr 2022 erfolgreich abgeschlossen. Parallel dazu wurden auch die Hauptkühlmittelleitungen im Reaktorgebäude demontiert und weitere Raumbereiche im Reaktorgebäude-Ringraum freigeräumt. Die Schwerpunkte der Arbeiten lagen 2023 auf der Reststoffbehandlung und dem Abschluss der Zerlegung der Reaktorkerneinbauten. Des Weiteren wurde die Wasserfreiheit erreicht. Im Jahr 2024 wurde der RDB vollständig zerlegt. Weitere Arbeiten waren die Demontage der Hauptkühlmittelpumpen sowie die weitere Reststoffbehandlung. Außerdem wurden die beiden Kühltürme gesprengt. Stillsetzungsarbeiten und Demontagen erfolgen weiterhin in allen Kontrollbereichsgebäuden. Parallel laufen vorbereitende Tätigkeiten zur Gebäudedekontamination. Im Geschäftsjahr 2025 liefen die vorbereitenden Tätigkeiten für den Ausbau und Transport der Dampferzeuger. Mitte des Jahres konnte das Projekt zur Zerlegung der Reaktordruckbehälter-Einbauten (RDBE) abgeschlossen werden sowie die Druckhalterdemontage abgeschlossen werden Die Entscheidungsmessung als Voraussetzung für die Freigabe sowie Durchführung von behördlichen Kontrollmessungen durch das Landesamt für Umweltschutz wurde in Musterräumen absolviert.

Der Abbau wird inklusive des sich an die Entlassung aus der atom- und strahlenschutzrechtlichen Überwachung anschließenden konventionellen Abrisses voraussichtlich bis Mitte der 2030er Jahre dauern.

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

**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 coronabedingt 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 circa 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.

Das KWG hat am 6. Dezember 2023 die 1. SAG erhalten. Der Abbau ist in zwei Schritten geplant.

In 2023 wurde die Dekontamination des Primärkreislaufes abgeschlossen. Des Weiteren wurden Stationen für die Reststoffbearbeitung und -behandlung aufgebaut und erste Reststoffe im Rahmen der bestehenden Genehmigung bearbeitet. Das Genehmigungsverfahren zu der am Standort KWG beantragten Errichtung eines Zwischenlagers für sonstige radioaktive Abfälle wurde in 2023 fortgeführt. Anfang 2024 wurde der Antrag für die zweite Abbauphase gestellt. Mitte des Jahres erfolgte der Bau der Transportbereitstellungshalle. Derzeitige Arbeiten im KWG

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Version ersetzt.

beinhalten die Vorbereitungen für Demontagetätigkeiten sowie die Herstellung der Brennstofffreiheit. So wurde die Demontage der Frischdampfleitungen im Oktober 2024 begonnen.

Im Geschäftsjahr 2025 hat der Betreiber mit der Demontage der Hauptkühlmittelleitungen und Hauptkühlmittelpumpen begonnen sowie Arbeiten zur Zerlegung des Druckhalters aufgenommen. Die Verfahren hinsichtlich des Antrags für die zweite Abbauphase sowie für eine Umgangsgenehmigung nach Strahlenschutzverordnung für den Betrieb der Transportbereitstellungshalle wurden in 2025 weitergeführt. Im Reststoffbehandlungszentrum wurden zudem weitere Einrichtungen zur Zerlegung demontierter Teile und Komponenten in Betrieb genommen. Im Hinblick auf die Herstellung der Kernbrennstofffreiheit wurden weitere Kampagnen zur Entsorgung von Kernbrennstoffen durchgeführt.

Der Betreiber erwartet, dass der Abbau der Anlage einschließlich des sich an die Entlassung aus der atom- und strahlenschutzrechtlichen Überwachung anschließenden konventionellen Abrisses voraussichtlich bis Ende der 2030er Jahre andauern wird.

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. Aktuell werden geeignete Flächen in der Anlage für die innerbetriebliche Pufferlagerung von Material aus dem bisher durchgeführten Abbau genutzt. Weitere Restabbaumaßnahmen und die anschließende Gebäudedekontamination und –freigabe werden schwerpunktmäßig ab Mitte der 2030er Jahre beginnen. 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. Zunächst bedurften beide Blöcke jeweils einer ersten Stilllegungs- und Abbaugenehmigung. Die Ende 2014 beantragte erste Genehmigung für KRB B wurde im März 2019 erteilt. Im Berichtszeitraum wurden insbesondere Anlagenteile in den beiden Maschinenhäusern abgebaut, die Kühltürme niedergelegt und mit dem Projekt „Abbau Reaktordruckbehälter und -einbauten“ im Block B begonnen. Darüber hinaus wurden blockübergreifend die Infrastruktur für die Reststoffbearbeitung und Abfallbehandlung optimiert sowie Ersatzsysteme installiert.

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 im Juli 2022 beantragte dritte Abbaugenehmigung wurde im Mai 2024 erteilt. 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 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 (KGG). Zu diesem Zeitpunkt wurde die KGG 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. Der Abbau des KKI 1 ist in zwei Schritten geplant. Die Stilllegungs- und erste Abbaugenehmigung hatte PEL in 2017 erhalten. Für die 2. Abbauphase wurde am 4. September 2023 die zweite Abbaugenehmigung erteilt. Alle für den Abbau des KKI 1 erforderlichen Genehmigungen liegen somit vor. Im Jahr 2023 wurden die Stillsetzungsarbeiten und Rückbau-

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Version ersetzt.

aktivitäten im KKI 1 in allen Anlagenteilen fortgesetzt mit den Schwerpunkten in der Demontage und Reststoffbehandlung. Das Projekt zur Demontage der Reaktoreinbauten wurde abgeschlossen. Demontagetätigkeiten erfolgen am Sicherheitsbehälter. Vorbereitende Tätigkeiten für die Gebäudedekontamination wurden aufgenommen. Im Jahr 2024 wurden die Stillsetzungsarbeiten und Rückbauaktivitäten in allen Anlagenteilen fortgesetzt mit den Schwerpunkten in der Demontage und Reststoffbehandlung. Die vorlaufenden Arbeiten für die Zerlegung des Reaktordruckgefäßes wurden finalisiert und die Zerlegung des Behälters wurde Mitte des Jahres begonnen.

Im Geschäftsjahr 2025 ist die Genehmigung zur Erweiterung des Umgangs mit sonstigen radioaktiven Stoffen im Zentrum zur Bearbeitung von Reststoffen und Abfällen (ZEBRA) erteilt worden. So soll zukünftig im ZEBRA auch Material aus dem KKI 2 sowie KKG behandelt werden. Die Rückbauarbeiten im KKI 1 haben die Hälfte der zu demontierenden Gesamtmassen der Anlage erreicht. Die Demontage des Reaktordruckbehälters ist abgeschlossen; mit der Demontage des Bioschildes wurde begonnen. Darüber hinaus sind Arbeiten an den Stahl- und Betonstrukturen im Bereich der Kondensatkammer weit fortgeschritten. Der Betreiber berichtet über Befunde zu konventionellen Schadstoffen (insbesondere Asbest), welche die laufenden Arbeiten beim Rückbau des KKI 1 betreffen. Dies wird in den aktuellen Termin- und Kostenplanungen berücksichtigt. Von weiteren, zeitlichen Verzögerungen geht der Betreiber nach aktuellem Kenntnissstand nicht aus.

Ein vollständiges Ende der Arbeiten inklusive des sich an die Entlassung aus der atom- und strahlenschutzrechtlichen Überwachung anschließenden konventionellen Abrisses erwartet der Betreiber Ende der 2030er Jahre.

Da die Betreiberin sich entschied, die durch das 19. AtGÄndG eröffnete Möglichkeit, das KKI 2 bis zum Ablauf des 15. April 2023 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 Scoping-Termin 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. Nach Abschaltung von KKI 2 am 15. April 2023 wurden Sonderbrennstäbe in entsprechenden Köchern abgefertigt. Diese verbleiben nun bis zur finalen Beladung in Transport- und Lagerbehältern im Lagerbecken von KKI 2. Des Weiteren liefen die Vorbereitungen zur Reinigung des primären Kühlkreislaufs Anfang 2024. Das KKI 2 hat am 21. März 2024 die erste SAG erhalten, so dass im darauf folgenden Monat mit dem Rückbau begonnen werden konnte. Anfang 2024 erfolgte die Dekontamination des Primärkreises. Im Anschluss an die ersten Arbeiten zur Zerlegung der Hauptkühlmittelmotoren wurden auf dem Beckenflur die Frischdampfleitungen demontiert und zur Reststoffverarbeitung verbracht.

Im Geschäftsjahr 2025 wurden die Stillsetzungsarbeiten fortgeführt und mit der Zerlegung der RDBE und Coreschrotte begonnen. Des Weiteren wurde am Primärkreis mit der Demontage der Hauptkühlmittelleitung begonnen. Nach Erhalt der Baugenehmigung wurde mit dem Bau einer Container-Docking-Station (CDS) am Hilfsanlagengebäude begonnen. Die CDS dient der Logistik, Material gleichzeitig in mehreren Containern zur Behandlung in das ZEBRA zu verbringen. Der Abbau des KKI 2 ist in zwei Schritten geplant. Der Antrag für die 2. Abbauphase des KKI 2 wurde in 2024 gestellt. Das Verfahren wurde in 2025 weitergeführt.

Das vollständige Ende aller Abbauarbeiten wird Ende der 2030er Jahre erwartet.

Betrieben werden die Blöcke in Essenbach (Landkreis Landshut, Bayern). Bei KKI 1 ist die PEL 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 2017 dahingehend präzisiert, dass Stilllegung und Abbau der Anlage in einer Phase auf Basis einer Genehmigung erfolgen sollen. Zwischenzeitlich konnte die formelle Öffentlichkeitsbeteiligung mit den Erörterungsterminen vom Dezember 2018 abgeschlossen werden. Am 20. Juni 2024 wurde der Antrag auf Stilllegung und Abbau von der Aufsichtsbehörde genehmigt.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Version ersetzt.

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 und die Beschaffung einer Ballenpresse einschließlich einer Aufstellungshalle. Im Bereich Abbau wurden weitere Vorbereitungen zur Stilllegung getroffen. So wurde eine neue Abgabeleitung für Abwässer und neue luftgekühlte Druckluftkompressoren in Betrieb genommen. Im Berichtsjahr 2023 wurde schwerpunktmäßig die Entsorgung in den Fokus gesetzt. Einige dieser Punkte waren der Abschluss der anlagenweiten radiologischen Charakterisierung und die Qualifizierung der Ballenpresse. Darüber hinaus wurden bereits in Vorbereitung des Rückbaus der Reaktordruckbehälter systemtechnisch isoliert und mit der Auskleidung des Flutraumbodens begonnen. Im Geschäftsjahr 2024 lagen die Schwerpunkte in der Entsorgung auf der Kalibrierung und anschließenden Qualifizierung der zweiten Freimessanlage sowie der Auswertung der anlagenweiten radiologischen Charakterisierung. Der planmäßige Abbau ist weiterhin vollzogen worden. Für die Zerlegung der Kerneinbauten nach Erhalt der SAG wurden die Auskleidung und Herrichtung des Flut- und Absetzbeckens abgeschlossen, gefolgt von dem Aufbau und der Inbetriebnahme der entsprechenden Gerätetechnik. Der Start der Zerlegetätigkeiten erfolgte dann im Oktober.

Auch im Geschäftsjahr 2025 wurde der Fokus auf die Entsorgung gesetzt, hinsichtlich der Erteilung des Freigaberahmenbescheides und der Überarbeitung und Einreichung der unterlagerten Prozesse und Anweisungen zu den Freigabestoffströmen. Darüber hinaus sind stilllegungs- und abbauvorbereitende Maßnahmen weiterverfolgt worden, wie die Erstellung und teilweise Anpassung von Abbauanträgen sowie der begleitenden Dokumentation. Ferner wurde die Stillsetzung von Systemen vor Ort fortgesetzt.

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 Ende 2041 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 Reaktorhilfsanlagengebäuden. Der Abbau der Systeme und Einrichtungen ist im Geschäftsjahr 2025 weiter fortgeschritten. Auch sind einige Räume bereits vollständig entkernt. Im Fokus stand die Fortführung des Abbaus der RDB-Einbauten. Darüber hinaus wurden weitere Einrichtungen und Systeme abgebaut. Es wurden keine Brennelemente mehr auf dem Kraftwerksgelände gelagert, die Anlage KWL ist mithin brennstofffrei. 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. Im Berichtsjahr wurde insbesondere der Abbau der Reaktordruckbehältereinbauten fortgeführt. Insgesamt ist der Abbau der Systeme und Einrichtungen so weit fortgeschritten, dass unter anderem die Ringräume entkernt und weite Teile des Primärkreises abgebaut sind. Der Abbau wird inklusive des sich an die Entlassung aus der atom- und

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Version ersetzt.

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 I 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 erste 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 Abbauschwerpunkte 2020 noch auf der Zerlegung der Einbauten im Reaktordruckbehälter und 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. Auch im Jahr 2023 wurde der konventionelle Abriss im Maschinenhaus fortgesetzt. Darüber hinaus wurde im Reaktorgebäude der Reaktordruckbehälter vollständig entfernt. Der Fokus liegt seither auf dem Abbau von Betonstrukturen innerhalb des Reaktorgebäudes. Dazu gehört auch der biologische Schild. Diese Arbeiten kamen auch in 2025 voran. Ein Ende der Abbauarbeiten inklusive der anschließenden Entlassung aus der atom- und strahlenschutzrechtlichen Überwachung wird voraussichtlich Ende der 2030er Jahre erfolgen. Dem schließt sich ein konventioneller Abriss und/oder eine anderweitige Nutzung verbliebener Gebäude an.

GKN II nahm den kommerziellen Leistungsbetrieb im Jahr 1989 auf. Der Betreiber nutzte die Möglichkeit gemäß des 19. AtGÄndG vom 4. Dezember 2022, GKN II 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 5. April 2023 hat das Umweltministerium Baden-Württemberg die SAG vor dem Ende des Leistungsbetriebs zum 15. April 2023 erteilt und von der EnKK am 16. Mai 2023 in Anspruch genommen. Im gleichen Jahr konnte die erste größere Rückbau-Aktivität, die Dekontamination des Primärkreises, abgeschlossen werden. Im Jahr 2024 wurde die Trennung der Hauptkühlmittelleitungen vom RDB vorgenommen und der Abbau der Leitungen begonnen. Dieser Abbau wurde im Jahr 2025 abgeschlossen – ebenso wie der Abbau der Motoren der Hauptkühlmittelpumpen und die Demontage der Frischdampfleitungen im Sicherheitsbehälter. Im November 2025 begannen die Vorbereitungen für die Demontage und Zerlegung der Einbauten des Reaktordruckbehälters. Ein vollständiger Abbau und die anschließende Entlassung aus der atom- und strahlenschutzrechtlichen Überwachung sind nach den Betreiberangaben voraussichtlich Ende der 2030er 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 EnKK.

**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 2008 beginnen. Im Jahr 2018 wurde die vierte und letzte Abbaugenehmigung erteilt. Mittlerweile sind die Maßnahmen weit fortgeschritten. Im Maschinenhaus sind die Abbauarbeiten praktisch abgeschlossen. Und auch im Reaktorgebäude sind nahezu alle Anlagenteile entfernt. Abgeschlossen sind auch der Abbau des Biologischen Schildes und der Beckenstrukturen im Reaktorgebäude sowie die Demontage des Reaktorgebäudekrans. Ein Schwerpunkt des Rückbaus in Obrigheim ist seither die Oberflächendekontamination in den Räumen des Kontrollbereichs sowie der Abtrag der Oberflächen von einzelnen Böden, Wänden und Decken in Gebäuden. Im Jahr 2025 wurde außerdem die Vorbereitung der Entfernung letzter Betonstrukturen aus dem ehemaligen Reaktorgebäude intensiv vorangetrieben. Diese Arbeiten haben das Ziel, die Entlassung der Anlage aus der atomrechtlichen Überwachung zu erreichen. Der Betreiber geht davon aus, dass der Abbau des atomrechtlich überwachten Teils Anfang der 2030er Jahre abgeschlossen sein wird. Der Entlassung aus der atom- und strahlenschutzrechtlichen Überwachung schließt sich der konventionelle Abriss oder eine Nachnutzung freigegebener Gebäude an.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Version ersetzt.

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

**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. Seither haben die Arbeiten im Maschinenhaus dazu geführt, dass ein Großteil der dortigen Komponenten entfernt ist. Im Reaktorgebäude wurde im Jahr 2024 der Abbau, die Zerlegung und die endlagergerechte Verpackung des Reaktordruckbehälters abgeschlossen. Im Jahr 2025 lag der Fokus auf den in Jahr 2022 begonnenen und inzwischen weit fortgeschrittenen Arbeiten am Abbau des Sicherheitsbehälters. Das Abbauende inklusive der anschließenden Entlassung aus der atom- und strahlenschutzrechtlichen Überwachung wird nach Angabe des Betreibers voraussichtlich Mitte 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 Beginn wurden der Primärkreis dekontaminiert, die Hauptkühlmitteilleitungen vom Reaktordruckbehälter getrennt und zahlreiche Systeme dauerhaft außer Betrieb genommen. Seit April 2023 befinden sich alle verbrauchten Brennelemente, die zuvor noch in KKP 2 gelagert waren, im staatlichen Zwischenlager am Standort – verpackt in den dafür vorgesehenen Behältern. Im Anschluss daran konnte mit der Demontage der Einbauten des Reaktordruckbehälters begonnen werden. Diese Arbeiten wurden im Jahr 2025 abgeschlossen. 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.

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

**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. Im Jahr 2023 wurde der Kontrollbereich im Reaktorgebäude umgewidmet und somit der letzte permanente Kontrollbereich am Standort aufgelöst. Mit dem konventionellen Abriss wurde im Jahr 2023 begonnen. Die in 2023 begonnenen Arbeiten zur Geländefreigabe und Gebäudedekontamination wurden auch im Jahr 2024 fortgeführt. Außerdem wurde das Maschinenhaus vollständig abgebrochen und weitere Vorbereitungen zum Abbruch der ehemaligen Kontrollbereichsgebäude eingeleitet. Im Geschäftsjahr 2025 lag der Fokus der Rückbautätigkeiten insbesondere auf den Abbruch der restlichen Kraftwerksgebäude, Räumen des Anlagengeländes sowie der Freigabe des Geländes. Als Voraussetzung für den späteren Abbruch der Gebäude wurde für das Reaktor- und Hilfsanlagengebäude die Schadstoffsanierung begonnen.

Der Betreiber plant mit dem Abschluss der Arbeiten einschließlich des konventionallen Abrisses in den nachfolgenden Jahren. Die Entlassung des Standortes aus dem Atomrecht wird Mitte der 2030er Jahre erwartet (Vorjahr:

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Version ersetzt.

Ende der 2020er Jahre). Dies ist laut Betreiber an einem verzögerten Verlauf des Freigabeprozesses der Behörde hinsichtlich der abschließenden Dokumentation und gutachterlichen Prüfung der vorhandenen Rückbauabfälle und deren Übergabe an die BGZ zurückzuführen.

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 KKU 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.

Im KKU ist im Geschäftsjahr 2023 die Demontage RDB abgeschlossen und das biologische Schild weiter zurückgebaut worden. Im Jahr 2024 wurden diese Abbauarbeiten am Bioschild abgeschlossen und die Behandlung der Reststoffe im Reststoffbehandlungszentrum fortgesetzt. Parallel wurden die vorbereitenden Arbeiten für die Gebäudedekontamination in sog. Musterräumen zur Abstimmung des Dekontaminations- und Freigabeprozesses fortgeführt. Weiterhin wurden die Arbeiten zum Ausbau und Abtransport der vier Dampferzeuger fortgesetzt. Im Geschäftsjahr 2025 wurden die vier Dampferzeuger aus dem Reaktorgebäude ausgebaut und abtransportiert zum Einschmelzen nach Schweden. Die Zerlegung des Druckhalters wurde abgeschlossen. Die Sortierstation für Hochdosisleistungsabfälle wurde installiert und deren Inbetriebnahme initiiert.

Der Abbau wird inklusive des sich an die Entlassung aus der atom- und strahlenschutzrechtlichen Überwachung anschließenden konventionellen Abrisses voraussichtlich bis Mitte der 2030er Jahre dauern.

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

**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.

Im KWW wurden in 2023 die Arbeiten zur Auslagerung und Verpackung von Fassgebinden aus dem Gebäude des ehemaligen unabhängigen Nachkühlsystems (UNS) in Endlagercontainer weitergeführt. Zudem wurde im Überwachungsbereich des KWW die Betonierstraße in der eigens dafür errichteten Leichtbauhalle abgenommen. Im UNS-Zwischenlager begann der Aufbau der umfangreichen Gerätetechnik zur fernhantierten Handhabung, Bearbeitung und Verpackung von Fässern. Die Beladung des ersten Konrad-Containers erfolgte am 23. Oktober 2023 mit anschließender Betonierung zur endlagergerechten Verpackung. Auch im Jahr 2024 wurden diese Arbeiten weitergeführt. Die Arbeiten am UNS-Zwischenlager fokussieren sich auf die Auslagerung der schwach- und mittelradioaktiven Rückbauabfälle. Im Jahr 2024 konnte die erste von drei geplanten Kampagnen abgeschlossen werden. Im Geschäftsjahr 2025 sind die Arbeiten zur Auslagerung und Verpackung von Fassgebinden aus dem Gebäude des ehemaligen unabhängigen Nachkühlsystems (UNS) in Endlagercontainer sowie der Betonie-

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Version ersetzt.

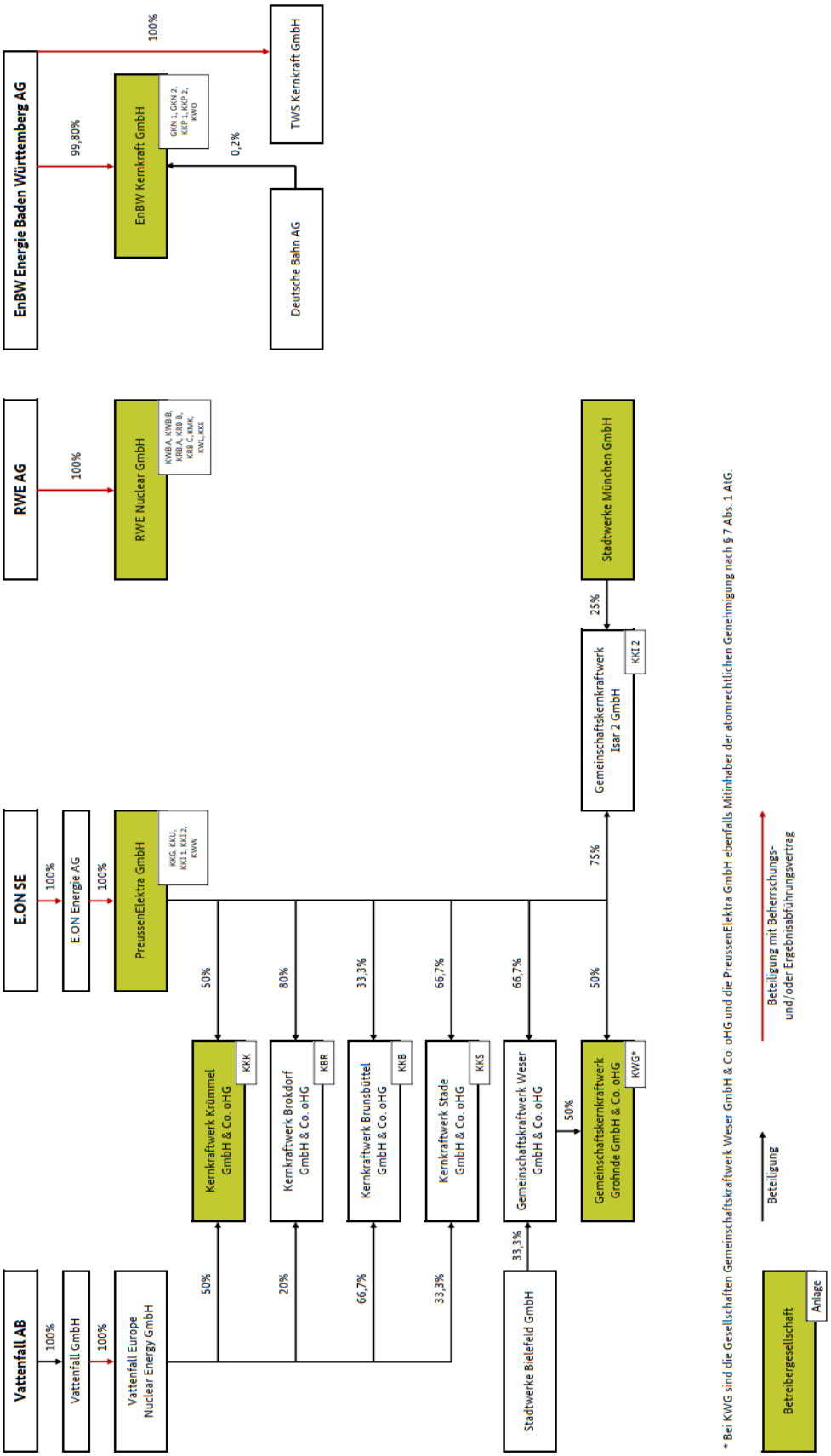
rung der Container weitergeführt worden. Der Betreiber berichtet, dass die erste Auslagerungskampagne abgeschlossen wurde. Derzeit läuft die zweite von insgesamt drei geplanten Kampagnen. Ferner wurden erste Vorbereitungen für einen späteren Standortrückzug angeschoben.

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 Beverungen (Kreis Höxter, Nordrhein-Westfalen) ist die PEL.

Vorabfassung – wird durch die lektorierte Version ersetzt.

## B: Organigramm der Betreiber und der EVU




Vorabfassung – wird durch die lektorierte Version ersetzt.