

Lagebericht

der 50Hertz Transmission GmbH, Berlin

vom 1. Januar bis 31. Dezember 2025



50Hertz Transmission GmbH

Heidestraße 2

10557 Berlin

Inhaltsverzeichnis Lagebericht

1. Geschäftszweck	3
2. Steuerungssystem	5
3. Gesamtwirtschaftliche und branchenbezogene Rahmenbedingungen	7
4. Energierechtliche Rahmenbedingungen	10
5. Geschäftsverlauf	16
6. Netzentgelte und Regulierungsrahmen	20
7. Energy Management	22
8. Wirtschaftliche Lage der 50Hertz Transmission	28
9. Prognosebericht	38
10. Risikomanagementsystem	43
11. Chancen und Risiken	44
12. Rechnungslegungsbezogenes internes Kontroll- und Risikomanagementsystem	52
13. Erklärung zur Unternehmensführung	54

1. Geschäftszweck

50Hertz Transmission betreibt als ÜNB das Höchstspannungsnetz im Norden und Osten Deutschlands über eine Stromkreislänge von ca. 10.708 km. An der erfolgreichen Gestaltung der Energiewende wirkt 50Hertz kontinuierlich mit – als Netzeigentümer, Systemführer, Marktentwickler und Treuhänder. Als Netzeigentümer baut 50Hertz das Übertragungsnetz in der Regelzone bedarfsgerecht um und aus, optimiert es beständig und nimmt die Wartung und Beseitigung von Schäden vor. Als Systemführer ist 50Hertz Transmission für die Einhaltung der Balance von Erzeugung und Verbrauch innerhalb des gesamten Elektrizitätsversorgungssystems der Regelzone verantwortlich, sorgt für einen optimalen Stromfluss und für einen reibungslosen Übergang zu den benachbarten Übertragungsnetzen und zu den Verteilnetzen. 50Hertz Transmission engagiert sich für die Marktentwicklung eines gemeinsamen europäischen Strommarktes – und ist nicht nur Teil des gesamtdeutschen, sondern auch des europäischen Stromnetzes mit Interkonnektoren nach Dänemark, Polen und Tschechien.

50Hertz Transmission GmbH (50Hertz Transmission) hält 100 Prozent der Anteile an 50Hertz Offshore GmbH (50Hertz Offshore) und an 50Hertz Connectors GmbH (50Hertz Connectors). Alle Unternehmen werden gemeinsam als 50Hertz bezeichnet und sind verbundene Unternehmen der Eurogrid GmbH (Eurogrid) mit Sitz in Berlin. Die 50Hertz Transmission wird in den Konzernabschluss der Eurogrid sowie der Elia Group NV/SA (Elia Group) einbezogen.

Die Gesellschafter der Eurogrid sind zum einen die Eurogrid International NV/SA (Eurogrid International) mit Sitz in Brüssel/ Belgien und zum anderen die Selent Netzbetreiber GmbH (Selent) mit Sitz in Frankfurt am Main. Die Elia Group als börsennotierte Holdinggesellschaft hält 100 Prozent der Anteile an der Eurogrid International und diese wiederum 80 Prozent der Anteile der Eurogrid. Die anderen 20 Prozent an der Eurogrid hält die KfW mittelbar über ihre 100-prozentige Tochtergesellschaft Selent.

In ihrer Rolle als Treuhänder führt 50Hertz Transmission zudem die Abrechnung nach gesetzlichen Vorgaben des Gesetzes zur Finanzierung der Energiewende (EnFG), des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG), des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes (KWKG) und bestimmter Umlagen nach dem Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV), sowie nach dem Strompreisbremsegesetz (StromPBG) durch. Diese Geschäfte stellen sich für den ÜNB ergebnisneutral dar; ihre liquiditätswirksamen Effekte können allerdings einen erheblichen Einfluss auf die Bilanz des Konzerns haben.

50Hertz Offshore und 50Hertz Connectors dienen der transparenten Darstellung innerhalb des regulierten Rahmens mit Blick auf die Planung, Herstellung und Vorhaltung von Netzanschlüssen. Die Gesellschaften beschäftigen kein eigenes Personal, sondern bedienen sich auf Basis von Generalunternehmer- und Dienstleistungsverträgen des Personals der direkten Muttergesellschaft.

Zwischen Eurogrid und 50Hertz Transmission besteht ein Gewinnabführungsvertrag und zwischen 50Hertz Transmission und 50Hertz Offshore sowie der 50Hertz Connectors besteht jeweils ein Beherrschungs- und Gewinnabführungsvertrag. Im

Rahmen der einheitlichen finanziellen Steuerung aller deutschen Gesellschaften im Eurogrid-Konzern besteht eine Cashpooling-Vereinbarung.

Die Unternehmensfinanzierung der Gesellschaft wird hierüber als auch über andere konzerninterne Darlehen gewährleistet. Im Geschäftsjahr bestand ein ertragsteuerliches Organschaftsverhältnis mit Eurogrid als Organträgerin, 50Hertz Transmission als Zwischenorganträgerin und 50Hertz Offshore und 50Hertz Connectors als Organgesellschaften. Darüber hinaus bestand eine umsatzsteuerliche Organschaft zwischen der 50Hertz Transmission und 50Hertz Offshore und 50Hertz Connectors.

2. Steuerungssystem

Die Überwachung der Gesellschaft obliegt dem Aufsichtsrat der 50Hertz Transmission.

Die operative Steuerung der Gesellschaft erfolgt durch die Geschäftsführung der 50Hertz Transmission auf der Grundlage von Kennzahlen auf Basis des IFRS-Konzernabschlusses der Eurogrid.

Die Geschäftsführung legt als Basis für die Konzernsteuerung die Konzernziele fest. Die Konzernziele des Berichtsjahres 2025 und des Vorjahres bestehen aus den folgenden drei Säulen:

- “Nachhaltiges Wachstum”,
- “Nachhaltiger Betrieb” und
- “Wirtschaftliche Leistung”.

Um die Wertschöpfung innerhalb der Gruppe noch gezielter zu steuern und den hohen Stellenwert von Arbeits- und Gesundheitsschutz und des Personalaufbaus stärker zu betonen, wurden diese ab dem folgenden Geschäftsjahr 2026 auf vier Säulen ausgeweitet und wie folgt strukturiert: “Wertschöpfendes Wachstum”, “Nachhaltiger Betrieb und Digitalisierung”, “Arbeits- und Gesundheitsschutz und Personal” und “Wirtschaftliche Leistung”.

Aus diesen Konzernzielen werden die zentralen Leistungsindikatoren für die Konzernsteuerung abgeleitet. Die Leistungsindikatoren enthalten sowohl finanzielle wie auch nicht-finanzielle Elemente und werden anhand eines Kennzahlensystems erfasst und fortlaufend analysiert.

Das **Nachhaltige Wachstum** wird anhand des Fortschritts des Netzausbaus und der Projektmeilensteine bewertet. Die finanzielle Bewertung erfolgt basierend auf dem Investitionsvolumen für das Übertragungsnetz. Zusätzlich werden als nicht-finanzielle Leistungsindikatoren die erreichten Trassenkilometer beim Bau und der Genehmigung von Leitungsprojekten sowie der Zubau von Umspann- und Blindleistungskapazität und die erzielten spezifischen Projektmeilensteine bewertet. Dieses Ziel wird ab 2026 in “Wertschöpfendes Wachstum” umbenannt. Die Leistungsindikatoren bleiben im Wesentlichen konstant, jedoch entfällt die Messung der neu genehmigten Trassenkilometer und eine detailliertere Gewichtung der spezifischen Wertschöpfungsbeiträge erhöht künftig den Fokus.

Darüber hinaus werden der Personalaufbau und die Erreichung der Diversitätsziele als nicht-finanzielle Leistungsindikator bewertet. Der Erfolg des Personalaufbaus wird durch den Netto-Zuwachs der Mitarbeitendenzahl erfasst, während die Diversität anhand der Frauenquote gemessen wird, die das Verhältnis der insgesamt im Konzern beschäftigten Frauen zur Gesamtbelegschaft widerspiegelt. Im Berichtsjahr 2025 sind die Leistungsindikatoren Personalaufbau und Diversität der Zielkategorie „Nachhaltiges Wachstum“ zugeordnet.

Mit dem Ziel des **Nachhaltigen Betriebs** wird eine stabile Netzverfügbarkeit sowie ein hoher Arbeits- und Gesundheitsschutz verfolgt. Bei der Bewertung der Netzverfügbarkeit fließen sowohl die absolute Anzahl der Netzereignisse (unvorhergesehene Abweichungen vom normalen Betrieb) in Relation zur Systemkreislänge als auch das Verhältnis der vermeidbaren (verhinderbaren) Netzstörungen zu allen Netzereignissen als nicht-finanzielle Leistungsindikatoren ein. Die Gruppe setzt kontinuierlich Maßnahmen um, um ein hohes Qualitätsniveau und eine geringe „Störquote“ sicherzustellen.

Der Arbeits- und Gesundheitsschutz wird anhand der Unfallhäufigkeit bei eigenen Mitarbeitenden und bei Fremdfirmen bewertet. Elektrische Arbeitsunfälle, die als Verletzung durch die Einwirkung elektrischen Stroms auf den Menschen gekennzeichnet sind, und der Eintritt tödlicher Arbeitsunfälle wurden bis einschließlich des Geschäftsjahres 2024 separat berichtet. Sie fließen ab dem Berichtsjahr 2025 zusätzlich in die Bewertung der Ereignishäufigkeit der Total Recorded Injury Rate (TRIR) als nicht-finanzieller Leistungsindikator ein, die das Verhältnis zwischen Unfallanzahl und Produktivstunden darstellt. Weiterhin wird die Gesundheitsquote als Verhältniszahl zwischen Sollarbeitstagen abzüglich der Ausfalltage im Verhältnis zu den Sollarbeitstagen ermittelt.

Für die Sicherstellung eines nachhaltigen Betriebs ist der fortschreitende Stand der digitalen Transformation ein wesentlicher Faktor; dieser wird als nicht-finanzieller Leistungsindikator innerhalb dieser Zielsäule bewertet, die ab dem Geschäftsjahr 2026 in „Nachhaltiger Betrieb und Digitalisierung“ umbenannt wird. Die Zielerreichung wird anhand qualitativer Ziele zu IT-Projektfortschritten bestimmt.

Ab dem Geschäftsjahr 2026 werden die nicht-finanziellen Leistungsindikatoren zum Arbeits- und Gesundheitsschutz, Personalaufbau und der Frauenquote in der vierten Säule „Arbeits- und Gesundheitsschutz und Personal“ zusammengefasst, um somit ihrem Stellenwert in der Gruppe Rechnung zu tragen.

Bei den nicht-finanziellen Leistungsindikatoren werden hohe Qualitätsmaßstäbe gesetzt und fortlaufende Bemühungen für nachhaltige Verbesserungen unternommen.

Die **Wirtschaftliche Leistung** des Konzerns wird auf Basis der finanziellen Leistungsindikatoren IFRS-Nach-Steuer-Ergebnis sowie des OPEX-Werts Onshore bewertet, der sich aus personalbezogenen und sonstigen nicht-energiebezogenen Aufwendungen zusammengesetzt. Zudem wurde im Berichtsjahr die Diversifizierung der Finanzierung über alternative Finanzierungsquellen als gelistete Bonds als ergänzender finanzieller Leistungsindikator definiert. Ab dem Geschäftsjahr 2026 werden die finanziellen Leistungsindikatoren angepasst, indem die Sicherstellung der Fremdfinanzierung als explizites Ziel aufgenommen wird. Zusätzliche qualitative Ziele zur Fortentwicklung strategischer Optionen, wie Hedging-Strategie und die Identifikation neuer Finanzierungsinstrumente, wurden festgelegt. Des Weiteren wird im Geschäftsjahr 2026 die Beibehaltung des bestehenden Ratingniveaus als Ziel aufgenommen.

Die finanzielle Lage der 50Hertz Transmission wird über eine fortlaufende Liquiditätsplanung, die insbesondere den Stand der Investitionsabrechnung berücksichtigt, beurteilt und gesteuert.

3. Gesamtwirtschaftliche und branchenbezogene Rahmenbedingungen

Die deutsche Wirtschaft befindet sich derzeit in einer herausfordernden Phase, geprägt von schwachem Wachstum, anhaltender Inflation und einer insgesamt gebremsten Investitionstätigkeit. Globale Unsicherheiten und geopolitische Spannungen belasten zahlreiche Branchen und führen zu einem erhöhten Anpassungsdruck. Gleichzeitig stehen zunehmend industriepolitische Fragen, steigende Energiepreise und die Innovationsfähigkeit Deutschlands im Fokus.

Für die deutsche Energiewirtschaft – und speziell die ÜNB – zeigt sich eine besondere Verantwortung und Dynamik. Die Energiewende und der massive Ausbau erneuerbarer Energien erhöhen die Anforderungen an das elektrische System und damit auch die infolge der voranschreitenden Netzentwicklungsplanung steigenden Investitionsbedarfe erheblich. ÜNB sind Schlüsselakteure bei der Sicherstellung einer stabilen, bezahlbaren und nachhaltigen Energieversorgung. Sie müssen sich im Kontext volatiler Märkte, regulatorischer Unsicherheiten und hoher Wettbewerbsintensität auf den Beschaffungsmärkten behaupten und moderne Infrastrukturprojekte zügig und zuverlässig umsetzen. Investitionsentscheidungen stehen dabei zunehmend im Kontext der aktuellen gesamtwirtschaftlichen Bedingungen, gleichzeitig steigt aber die gesellschaftliche und politische Erwartung, die Transformation des Energiesystems aktiv voranzutreiben. In diesem Spannungsfeld gilt es, Regulierungen weiterzuentwickeln, private und öffentliche Investitionen zu mobilisieren und Innovationskraft zu stärken, damit sowohl wirtschaftliche Stabilität als auch die Ziele der Energiewende einschließlich der zunehmend wichtiger werdenden Bezahlbarkeit erreicht werden können.

Energiewende und Klimawandel haben in der politischen und gesellschaftlichen Debatte auch weiterhin eine zentrale Bedeutung. Europa soll bis 2030 mindestens 55 Prozent der Treibhausgase im Vergleich zu 1990 einsparen und anschließend 2050 klimaneutral werden. Deutschland hält an seinem Ziel fest, bereits 2045 die Klimaneutralität zu erreichen. Ein Baustein ist dabei, bis 2030 80 Prozent des Bruttostromverbrauchs durch Erneuerbare Energien zu decken. Die Finanzierbarkeit der Energiewende bei gleichzeitiger Bezahlbarkeit der Energiepreise sind dabei eine große Herausforderung. An dieser gesamtwirtschaftlichen Zielsetzung richtet 50Hertz seine Strategie mit dem Ziel „100 Prozent bis 2032: Bezahlbare Energie für eine starke Wirtschaft“ aus, die im Abschnitt „Geschäftsverlauf“ näher beschrieben wird. Ferner ist die Stärkung der Energiesouveränität, um widerstandsfähiger gegenüber externen Einflüssen zu werden, insbesondere vor dem Hintergrund der Erfahrungen aus dem andauernden russischen Angriffskrieg gegen die Ukraine und dem Nahost-Konflikt von hoher Bedeutung. Wesentliche Grundlagen zur Erreichung sowohl der Klimaziele als auch der wachsenden Energiesouveränität ist die Dekarbonisierung des Stromsektors durch Zubau großer Kapazitäten Erneuerbarer Energien und der weitere Ausbau der Netzinfrastruktur, um diese sicher in das Stromsystem zu integrieren.

Das BMWE hat im Jahr 2025 einen Monitoringbericht zur Energiewende vorgelegt und eine umfassende Bestandsaufnahme der Energiewende durchgeführt. Hiernach wird für das Jahr 2030 ein Bruttostromverbrauch in Höhe von 600 bis 700 TWh erwartet. 50Hertz wird die notwendigen Schlussfolgerungen proaktiv begleiten.

Mit weiter zunehmendem Anteil Erneuerbarer Energien tritt Deutschland in eine neue Phase der Energiewende für das Stromsystem ein. Die Regeln für dieses sich verändernde Stromsystem unter Beibehaltung von Kosteneffizienz, Versorgungssicherheit und Nachhaltigkeit gemeinsam mit anderen Akteuren der Branche weiterzuentwickeln, ist eine weitere wesentliche gesellschaftliche Aufgabe von 50Hertz Transmission in seiner Rolle als systemverantwortlicher ÜNB. Ein Fokus der 50Hertz-Aktivitäten liegt darauf, die Erbringung von Systemdienstleistungen durch Erneuerbare Energien voranzubringen, neue Technologien zu integrieren und Prozesse gemeinsam mit ÜNB und anderen Partnern zukunftsfähig auszugestalten. Häufige Situationen mit Erzeugungsüberschüssen in Deutschland und anderen europäischen Staaten, vorrangig bedingt durch volatile Erzeugung von Erneuerbaren Energien, prägten auch das Jahr 2025. Der starke Zubau von Photovoltaik seit den Jahren 2023 (jährlich ca. 5 GW) verstärkt diesen Effekt. 50Hertz Transmission hat diese Situation bereits frühzeitig erkannt, proaktiv in der Branche adressiert und ist daher führend an der Ausgestaltung regulatorischer und prozessualer Rahmenbedingungen beteiligt, die unter anderem die Steuerbarkeit und stärkere marktliche Reaktion von Erneuerbaren Energien betreffen. Hierbei liegen sowohl die energiewirtschaftliche Effizienz des Zubaus wie auch die Systemsicherheit im Jahr 2025 im Fokus.

Der enorme Zuwachs der Netzanschlussanfragen, insbesondere von Großbatteriespeichern, war eine der großen Herausforderungen des Jahres 2025. Die im Dezember 2025 erfolgte Klarstellung, dass die Kraftwerks-Netzanschlussverordnung (KraftNAV) nicht auf Batteriespeicher anzuwenden ist, ist deshalb ein Meilenstein auf dem Weg zu einem neuen Netzanschlussverfahren. Ein weiterer Fokuspunkt von 50Hertz und der Branche ist die Ausgestaltung von Anreizmechanismen zum Bau von dringend benötigter steuerbarer Leistung. Dazu zählen sowohl das Kraftwerkssicherungsgesetz wie auch die Einführung eines Kapazitätsmarktes zur längerfristigen Sicherstellung ausreichender steuerbarer Erzeugungskapazitäten.

50Hertz Transmission arbeitet als Systemführer kontinuierlich daran, die Systemsicherheit bei einem stetig steigenden Anteil Erneuerbarer Energien und weniger steuerbarer konventioneller Erzeugung zu gewährleisten. Das Ziel ist es, auch zukünftig das System jederzeit in einem stabilen Zustand zu halten. Zur Erreichung dieses Ziels hat 50Hertz Transmission gemeinsam mit den anderen deutschen ÜNB erstmalig im Systemstabilitätsbericht 2025 gemäß § 12 i EnWG den aktuellen Stand der einzelnen Stabilitätsaspekte dargestellt und notwendige Handlungsbedarfe für einen sicheren Netzbetrieb auf dem Weg zu einer auf Erneuerbaren basierten Stromerzeugung aufgezeigt.

Im vorletzten Jahr hat sich 50Hertz Transmission zudem gemeinsam mit den anderen ÜNB und zahlreichen weiteren Unternehmen und Verbänden an der Initiative des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (heute: BMWK) zur Entwicklung der „Roadmap Systemstabilität“ beteiligt und wird ihre Umsetzung weiterhin vorantreiben und unterstützen. Aufgrund ihrer Systemverantwortung liegt eine Vielzahl an Prozessen aus nahezu allen Handlungsfeldern dabei im Verantwortungsbereich der Netzbetreiber. Außerdem kommt den Netzbetreibern eine essenzielle Rolle im Bereich der Technischen Regelwerke und Hinweise zu, wobei die Prozesskoordination hier beim VDE FNN liegt.

Für eine leistungsfähigere und intelligente Netzinfrastruktur ist zudem eine digitale Transformation erforderlich.

Die Energiewende führt zu einem veränderten dynamischen Systemverhalten. Die Stabilitätsgrenzen müssen von der Systemführung regelmäßig überprüft werden. 50Hertz plant die Einführung einer dynamischen Sicherheitsanalyse (DSA) und sondiert dafür aktuelle Marktlösungen. Um Stabilitätsengpässe zu vermeiden und neue Quellen für Systemdienstleistungen – gemäß den Anforderungen der BNetzA - zu erschließen, wurde von 50Hertz Transmission die Ausgestaltung der Systemdienstleistungsmärkte für Blindleistung und Momentanreserve vorangetrieben. Nach der Veröffentlichung des ersten Stabilitätsberichts 2025 wird im Januar 2026 mit der Inbetriebnahme des Momentanreservemarkts der vorerst letzte Bestandteil der marktlichen Ausschreibung von Systemdienstleistungen abgeschlossen. Darüber hinaus entwickelt 50Hertz Transmission das Netzleitsystem kontinuierlich weiter.

Um das Ziel der Klimaneutralität im Jahr 2045 zu erreichen, sieht der von der BNetzA genehmigte Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Strom (NEP 2037/2045 (2025)) einen deutlichen Ausbau der installierten Leistung Erneuerbarer Energien vor. Je nach Szenario wird bis 2045 ein Zubau auf etwa 530 bis 700 Gigawatt erwartet. Die von der BNetzA bestätigten Prognosen zum Stromverbrauch für das Jahr 2045 bewegen sich dabei im mittleren Bereich zwischen verschiedenen explorativen und normativen Szenarien, wobei als Grundlage der jeweils erwartete Strombedarf dient.

Im Netzgebiet der 50Hertz Transmission konnten Erneuerbare Energien im Jahr 2025 bereits 74 Prozent des Stromverbrauchs (bilanziell) decken. Zur Erreichung der Klimaziele der Europäischen Union (EU) sollen in allen Meeresbecken der EU insgesamt ca. 111 GW Erneuerbare Offshore-Windenergie bis 2030 bzw. 300 GW bis 2050 errichtet werden. 50Hertz Transmission unterstützt die ambitionierten europäischen und nationalen Ausbauziele für Offshore-Windenergie und ist dabei der einzige deutsche ÜNB, der sowohl in der Ostsee als auch in der Nordsee tätig ist. Offshore-Hybridverbindungen wie aktuell Kriegers Flak - Combined Grid Solution oder Bornholm Energy Island, die beide in Kooperation mit Energinet erfolgen, sowie der avisierte Baltic-German PowerLink zwischen Deutschland, Estland, Lettland und Litauen stehen dabei exemplarisch für grenzüberschreitende Projekte, deren Bedeutung und Strahlkraft weit über die Ostsee hinausgehen. So unterstützt 50Hertz Transmission gemeinsam mit anderen ÜNB die Umsetzung der Verpflichtung von Regierungen der Nordsee-Anrainerstaaten im Rahmen der Esbjerg- und Ostende-Erklärungen und unterstützt aufbauend auf der Vilnius-Erklärung einen vergleichbaren Prozess für die Ostsee-Anrainerstaaten.

4. Energierechtliche Rahmenbedingungen

Europarecht

Die Gesetzgebung auf europäischer Ebene wurde auch im Jahr 2025 maßgeblich von dem Ziel des Umbaus zu einer klimaneutralen Energieunion bestimmt.

Durch den EuGH wurde eine weitgehende Auslegung der Vogelschutzrichtlinie festgelegt. Holzschläge sind danach auch während der Brutzeit von Vögeln grundsätzlich unzulässig, und zwar auch dann, wenn keine seltenen oder gefährdeten Arten betroffen sind. Damit sind Holzschläge während der Brutzeit erheblich erschwert.

Bereits im September 2024 hatte der EuGH zudem entschieden, dass bei der Festlegung von Erhaltungszielen für Europäische Vogelschutzgebiete auch Vogelarten zu berücksichtigen sind, die nicht ausschlaggebend für die Gebietsausweisung waren. In der Folge fordern zahlreiche Projektzulassungsbehörden, dass Vorhabenträger die Verträglichkeitsprüfungen auch auf nicht als Erhaltungsziel festgelegte Arten ausdehnen. Auch eine Anpassung von Gebietsausweisungen ist infolge des EuGH-Urteils nicht unwahrscheinlich.

Auf Basis der EU-Richtlinie hinsichtlich der Nachhaltigkeitsberichtserstattung von Unternehmen (kurz CSRD, EU 2022/2464) sind kapitalmarktorientierte Unternehmen – so auch die Eurogrid – seit dem Geschäftsjahr 2024 zur Nachhaltigkeitsberichterstattung nach diesem Standard verpflichtet. Diese Richtlinie wurde in Deutschland bisher noch nicht in nationales Recht überführt. Dies wird für 2026 angestrebt.

Die EU-Kommission hat zu Beginn des Berichtsjahres 2025 die Omnibus I-Initiative zur Entbürokratisierung der Nachhaltigkeits- und Aufsichtspflichten für Unternehmen veröffentlicht. Im Zuge dessen wurden bereits im April 2025 zeitliche Verschiebungen der Berichtspflichten ("Stop-the-clock") verabschiedet. Im Dezember 2025 folgte die Anpassung der Anwendungsbereiche der CSRD und der Corporate Sustainability Due Diligence Directive (CSDDD). Eurogrid wird weiterhin in den Anwendungsbereich der CSRD fallen, allerdings nicht mehr in den Anwendungsbereich der CSDDD.

Nationales Recht

Auf nationaler Ebene wurde der Rechtsrahmen für 50Hertz wieder durch höchstrichterliche Rechtsprechung und das Inkrafttreten verschiedener planungs- und umweltrechtlicher sowie steuerrechtlicher Vorschriften bestimmt.

Dabei haben die Auflösung des Bundestages und die vorgezogenen Neuwahlen zu Verzögerungen, insbesondere in der Umsetzung europarechtlicher Vorgaben, geführt.

Im Januar 2025 konnte der vormalige Bundestag noch mit einer Energierechtsnovelle einige Gesetzesänderungen beschließen, etwa Regelungen zu flexiblen Netzanschlüssen, zum Smart-meter-Rollout oder zur Vermeidung temporärer Erzeugungsüberschüsse. Andere Vorhaben wie etwa Änderungen im Bundesbedarfsplangesetz konnten nicht mehr wie geplant die Gesetzgebung durchlaufen. Anfang Dezember 2025 konnte noch die Umsetzung der NIS-2-Richtlinie

nachgeholt werden. Das Gesetz zur Umsetzung der NIS-2-Richtlinie und zur Regelung wesentlicher Grundzüge des Informationssicherheitsmanagements in der Bundesverwaltung trat am 6. Dezember 2025 in Kraft.

Die Umsetzung der Resilienzrichtlinie durch das KRITISDachG ist mit Beschluss des Bundestages am 29. Januar 2026 wesentlich vorangekommen. Allerdings bedarf es noch der Befassung durch den Bundesrat, die erst für Anfang März vorgesehen ist sowie des Inkrafttretens des Gesetzes zur vollständigen Umsetzung. Die Bundesregierung hat im Wege der Einführung des § 24c EnWG einen Zuschuss des Bundes zu den Übertragungsnetzentgelten für 2026 beschlossen. Damit können die Netzentgelte um mehr als die Hälfte gesenkt werden. Der BGH hat mit seiner Entscheidung zur Anwendbarkeit von Baukostenzuschüssen auf Batteriespeichieranlagen die seit längerem umstrittene Rechtsfrage geklärt, ob die Erhebung von Baukostenzuschüssen auch auf Speicher diskriminierungsfrei ist. Speicher werden somit zu Recht an den Kosten des Netzausbaus beteiligt.

Noch zum Ende des Jahres 2025 hat die Bundesregierung die Verordnung zur Änderung der Kraftwerks-Netzanschlussverordnung beschlossen, die am 24. Dezember 2025 in Kraft getreten ist. Damit wurde klargestellt, dass die besonderen Netzanschlussregeln der KraftNAV nicht auf Batteriespeicher (BESS) Anwendung finden. Die Anwendbarkeit war von Betreibern der BESS vertreten worden. Diese hatten auf dieser Grundlage mehrere Verfahren gegen 50Hertz vor dem Landgericht Berlin und Missbrauchsverfahren vor der BNetzA angestrengt. Die Entscheidungen in diesen Verfahren werden jetzt zugunsten von 50Hertz Transmission erwartet.

Darüber hinaus hat der Bundestag die Bundesregierung in einer Entschließung zur Vorlage eines Regelungsentwurfs im ersten Quartal 2026 aufgefordert, "mit dem Netzanschlussverfahren im Stromnetz für Erzeugungsanlagen, Verbraucher und Speicher grundlegend verbessert und digitalisiert werden, um Transparenz und Planungssicherheit zu erhöhen, um den Stau bei Anschlussbegehren insbesondere von Großbatteriespeichern, Industriekunden und Rechenzentren zu lösen sowie um den Netzbetreibern einen gesamtwirtschaftlich sinnvollen Umgang mit der akuten Situation immer knapper werdender Netzanschlusskapazitäten zu ermöglichen". Daneben hat der BGH mit seinem auf einer Vorlageentscheidung des EuGH beruhenden Beschluss die Regelungen im EnWG zur Kundenanlage in Frage gestellt. Hier ist eine Klarstellung durch den Gesetzgeber abzuwarten, um die Rechtsnatur der möglichen Anschlusskunden von 50Hertz Transmission als Netzbetreiber, Letztverbraucher oder in einer anderen Rolle zu definieren. Auch hierzu wurde die Bundesregierung mit einer Entschließung zur Entwicklung einer europarechtskonformen Regelung aufgefordert.

Mit dem Erlass des REDIII-Umsetzungsgesetzes wurden die planungs- und genehmigungsrechtlichen Regelungen der Erneuerbaren Richtlinie, RED III, für den Bereich der Windenergie an Land in deutsches Recht umgesetzt.

Weitere Umsetzungen, insbesondere für den Offshore-Bereich sowie die Stromnetze, wurden mit dem Gesetz zur Umsetzung der EU-Erneuerbaren-Richtlinie in den Bereichen Windenergie auf See und Stromnetze vorgenommen. Damit wurden insbesondere Anpassungen im WindSeeG, dem EnWG und dem NABEG eingefügt. Damit soll eine weitere Beschleunigung von Planungs- und Genehmigungsverfahren erreicht werden.

Mit dem Gesetz zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts zur Stärkung des Verbraucherschutzes im Energiebereich sowie zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften, das noch am 23. Dezember 2025 in Kraft getreten ist, wurden umfangreiche Änderungen an einer Vielzahl auch für 50Hertz Transmission relevanter Gesetze vorgenommen. Dies betrifft neben Vorgaben zum Betrieb einer gemeinsamen Internetplattform für Netzanschlusspetenten, Neuregelungen zum Umfang der Netzentgeltbefreiung von Speichern auch planungs-, regulierungs- und entflechtungsrechtliche Regelungen.

Das OLG Düsseldorf bestätigte in einem Urteil die vertragliche Kostentragungsregel, nach der ein Anschlussnehmer auch Kosten für Betriebsmittel zu tragen hat, die in das Eigentum des Netzbetreibers übergehen. Damit wird auch die in Verträgen von 50Hertz Transmission angewandte Kostenaufteilung bestätigt.

Das Bundesverwaltungsgericht stärkte in zwei Entscheidungen die Stellung der Vorhabenträger beim beschleunigten Ausbau der Hochspannungsleitungen, indem es auch die Vorarbeiten für die Baumaßnahmen unter den Schutz des überragenden öffentlichen Interesses stellte.

Ebenfalls vom Bundesverwaltungsgericht wurde in mehreren Verfahren zugunsten der Übertragungsnetzbetreiber die Zulässigkeit von Teilerdverkabelungen bestätigt.

Im Juli 2025 hat die Bundesregierung das Gesetz für ein steuerliches Investitionssofortprogramm zur Stärkung des Wirtschaftsstandorts Deutschland in Kraft gesetzt. Hieraus resultieren insbesondere aus der Wiedereinführung und Aufstockung der degressiven Abschreibung von Juli 2025 bis Ende 2027 sowie aus der schrittweisen Senkung des Körperschaftsteuersatzes beginnend ab 2028 bis 2032 von aktuell 15% auf 10% Entlastungen, die wiederum für Investitionen eingesetzt werden können.

Netzentwicklungspläne

Die Netzplanung ist die wesentliche Grundlage des starken Wachstumsprogramms für die Investitionen der Gruppe. Diese basiert auf dem Netzentwicklungsplan Strom (NEP), welcher durch die ÜNB entworfen und durch die BNetzA bestätigt wird. Die Basis bildet der Szenariorahmen, welcher die Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen im Rahmen der klima- und energiepolitischen Ziele der Bundesregierung abdeckt und hierzu für die Offshore-Windenergie die Vorgaben des Flächenentwicklungsplans (FEP) aufgreift.

Die BNetzA hat am 30. April 2025 den Szenariorahmen für den kommenden NEP 2037/2045 (2025) genehmigt. In der Folge wurde am 10. Dezember 2025 durch die ÜNB der 1. Entwurf des Netzentwicklungsplans veröffentlicht. Die Veröffentlichung des 2. Entwurfs durch die ÜNB ist für März 2026 geplant. Die Bedarfsermittlung bezieht sich in diesem Verfahren – wie im letzten NEP 2037/2045 (2023) – auf die Zieljahre 2037 und 2045.

In der Genehmigung des Szenariorahmens des NEP 2037/2045 (2025) wurden der aktuelle gesetzliche Rahmen sowie die mittel- und langfristigen Ziele der Bundesregierung berücksichtigt, sodass entsprechend der Klimaschutzziele des Klimaschutzgesetzes zum zweiten Mal mit 2045 ein klimaneutrales Energiesystem in

Deutschland Planungsgegenstand ist. Der Szenariorahmen bildet drei Entwicklungspfade mit je einem Szenario für 2037 und 2045 ab, wobei für den Weg zur Treibhausgasneutralität unterschiedliche Transformationspfade und unterschiedliche Transformationsgeschwindigkeiten aufgezeigt werden. Im Vergleich zum vorherigen NEP enthält der NEP 2037/2045 (2025) einige Änderungen: Mit der Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) werden die Prozesse für den Netzentwicklungsplan Strom sowie für den Netzentwicklungsplan Gas/Wasserstoff zeitlich synchronisiert und die Annahmen eines gemeinsamen Szenarios abgestimmt. Den Rahmen hierfür bildet die Systementwicklungsstrategie des BMW E

Im aktuellen Szenariorahmen für den NEP 2037/2045 (2025) werden die Szenarien mit Blick auf den Ausbau Erneuerbarer Energien sowie den Stromverbrauch breiter aufgespannt als im vorangegangenen Szenariorahmen und zeigen somit mehr Optionen für mögliche Entwicklungen auf:

Diese bilden

- A. eine Dekarbonisierung mit einer geringeren bzw. verzögerten Elektrifizierung bei einer relativ hohen Nutzung von Wasserstoff im Energiesystem sowie begrenzten Verfügbarkeit von erneuerbarem Strom,
- B. eine Dekarbonisierung auf Basis der direkten Elektrifizierung als maßgebliche Transformationsstrategie mit steigendem Stromverbrauch in allen Sektoren und einem erneuerbaren Zubau entsprechend den gesetzlich festgelegten Ausbauzielen und
- C. eine Dekarbonisierung durch eine starke Elektrifizierung als ambitionierteste Transformation des Energiesystems mit einem starken Ausbau der heimischen Elektrolysekapazitäten und einem erneuerbaren Zubau, der moderat die gesetzlichen Ziele übertrifft.

In allen Szenarien wird ein unterschiedlich ausgeprägter deutlicher Anstieg des Bruttostromverbrauchs zugrunde gelegt, der durch die zunehmende Elektrifizierung des Wärme-, Verkehrs- und Industriesektors begründet ist. Mit dem höheren Bruttostromverbrauch steigen die angenommenen installierten Kapazitäten für Erneuerbarer Energien deutlich. Dabei ist ein besonders starker Zubau bei der Photovoltaik (315-440 GW in 2045) vorgesehen. Genau wie heute bleibt gemessen an der Stromerzeugung Onshore-Windenergie mit ca. 145-176 GW auch in den abgebildeten Szenarien die bedeutendste erneuerbare Stromerzeugungsquelle. Zudem ist bis zum Jahr 2045 für Offshore-Windenergie eine Leistung von 60-70 GW vorgesehen. Im Vergleich zum NEP 2037/2045 (2023) werden im aktuellen NEP 2037/2045 (2025) somit nicht in allen Szenarien die energiepolitischen Ziele für den Ausbau erneuerbarer Energien erreicht. Szenario A beschreibt einen konservativeren Transformationspfad, der zwar weiterhin das übergeordnete Ziel der Klimaneutralität bis zum Jahr 2045 verfolgt, jedoch die im EEG und WindSeeG festgeschriebenen Ausbauziele für den Ausbau erneuerbarer Energien unterschreitet. In Summe ergibt sich im Szenariorahmen des NEP 2037/2045 (2025) eine installierte Leistung Erneuerbarer Energien von bis zu 700 GW.

Das WindSeeG sieht in seiner aktuellen Fassung vor, dass in der Bundesrepublik Deutschland bis zum Jahr 2045 insgesamt mindestens 70 Gigawatt (GW) installierter Leistung von Windenergieanlagen auf See erreicht werden sollen. Die Diskussion über die Erreichbarkeit dieser ambitionierten Ausbauziele im Kontext von Wirtschaftlichkeit und Bezahlbarkeit hat die Branche bereits erreicht und Novellierungsbestrebungen werden diskutiert. Die Errichtung von Windenergieanlagen (WEA) auf See und Offshore-Netzanbindungssystemen (ONAS) liegt im überragenden öffentlichen Interesse und dient der öffentlichen Gesundheit und Sicherheit (§ 1 Abs. 3 WindSeeG). Zur Einhaltung der Ausbauziele hat das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) am 30. Januar 2025 den Flächenentwicklungsplan (FEP) 2025 sowie die zugehörigen Umweltberichte für die Nord- und Ostsee bekanntgemacht und veröffentlicht. Ziel des FEP 2025 ist unter anderem, erweiterte Gebiete und Flächen in der im Raumordnungsplan (ROP) 2021 festgelegten Schifffahrtsroute SN10 sowie neue Gebiete westlich davon festzulegen, um ausreichend Gebiete für eine installierte Leistung von mindestens 70 GW bis zum Jahre 2045 zu identifizieren. Der FEP 2025 trifft darüber hinaus zeitliche Festlegungen für die Inbetriebnahme von Flächen und ONAS bis zum Jahr 2034.

Für 50Hertz Transmission bedeutet die Fortschreibung des FEP 2025 eine Festigung der bisherigen Netzausbauaktivitäten in der Nord- und Ostsee. Das im FEP 2023 lediglich informatorisch festgelegte ONAS NOR-12-3 wird im FEP 2025 nunmehr als zweites Netzanbindungssystem in der Nordsee von 50Hertz festgelegt. Für die ONAS NOR-11-1 und NOR-12-3 entfällt die Möglichkeit einer diagonalen Querung des Artillerieschießgebiets Nordsee, stattdessen ist eine Umgehung erforderlich. Im 1. Entwurf des NEP 2037/2045 (2025) werden erstmals Maßnahmen zur Offshore-Optimierung in der Nordsee für alle ONAS ab 2035 angewendet. Hierbei wird durch ein Neuzuschnitt der Flächen mit geringerer Leistungsdichte, eine Überbauung der OWP-Leistung im Verhältnis zur ONAS-Leistung sowie einer temporären Höherauslastung der ONAS der Energieertrag gesteigert sowie die Anzahl erforderlicher ONAS reduziert. Im Ergebnis sinkt die Anzahl der bis zum Jahr 2045 benötigten ONAS – bedingt durch die Maßnahmen zur Offshore-Optimierung sowie einer reduzierten Mantelzahl im Szenario A2045 – gegenüber dem vorherigen NEP 2037/2045 (2023) um sieben ONAS in Szenario A, um vier ONAS in Szenario B und um fünf ONAS in Szenario C. In der Folge reduziert sich auch für 50Hertz die Anzahl an ONAS in der Nordsee von fünf auf vier.

Um den beschriebenen Anstieg erneuerbarer Energien in das deutsche Übertragungsnetz integrieren zu können, ist zusätzlich zu den bereits im Bundesbedarfsplangesetz enthaltenen Vorhaben bundesweit ein darüberhinausgehender Netzausbau erforderlich. Generell zeigt sich, dass der Netzausbaubedarf im 1. Entwurf des NEP 2037/2045 (2025) im Vergleich zum Klimaneutralitätsnetz des vorangegangenen NEP 2037/2045 (2023) geringer ausfällt und sich zudem in der zeitlichen Abfolge bis zum Jahr 2045 streckt. Konkret schlägt 50Hertz im 1. Entwurf des NEP 2037/2045 (2025) bis zum Jahr 2045 im Vergleich zum BBPIG 2024 ca. 1.350 km zusätzliche AC-Vorhaben und ca. 360 km zusätzlicher DC-Vorhaben vor. Die neu ausgewiesenen Vorhaben entsprechen weitestgehend den bereits im letzten NEP 2037/2045 (2023) von der BNetzA bestätigten Vorhaben. Im Bereich der DC-Vorhaben wird erneut der SüdWestLink mit einer Übertragungsleistung von 4 GW (DC42 und DC42plus) von den ÜNB ausgewiesen. Weitere DC-Vorhaben werden im Rahmen dieses NEP-Prozesses überprüft.

Eine weitere Neuerung ist, dass die ÜNB neue DC-Vorhaben im Rahmen des NEP fortan als DC-Freileitung vorschlagen, wodurch die Kosten des Netzausbaus reduziert werden konnten.

Eine Bestätigung des NEP 2037/2045 (2025) durch die BNetzA wird für Ende 2026 erwartet.

Zusätzlich sind die ÜNB gemäß § 12i EnWG verpflichtet, alle zwei Jahre in einem eigenständigen Stabilitätsbericht über die Sicherheit, Zuverlässigkeit, Stabilität und Leistungsfähigkeit ihres Energieversorgungsnetzes sowie des Elektrizitätsversorgungssystems Auskunft zu geben und notwendige Maßnahmen umzusetzen. Der Stabilitätsbericht 2025 wurde am 31. Juli 2025 durch die BNetzA veröffentlicht und enthält Handlungsempfehlungen und Maßnahmen, um das System im untersuchten Zeitraum von 2027-2037 stabil zu betreiben.

5. Geschäftsverlauf

Strategisches Ziel „100 Prozent bis 2032: Bezahlbare Energie für eine starke Wirtschaft“

Als Unternehmensgruppe mit hoher gesellschaftlicher Verantwortung für den Erfolg der Energiewende hat sich 50Hertz Transmission das strategische Ziel gesetzt, dass bis zum Jahr 2032 der gesamte Stromverbrauch in der 50Hertz-Regelzone bilanziell aus Erneuerbaren Energien gedeckt wird. Dieses beinhaltet neben einer energiepolitischen Dimension durch das klare und eindeutige Bekenntnis zur Energiewende auch eine wirtschaftspolitische Dimension, da die Verfügbarkeit von Erneuerbaren Energien zunehmend als standortgebundener Wettbewerbsvorteil angesehen wird und immer stärker als wesentlicher Faktor bei Standortentscheidungen industrieller Ansiedlungen bewertet wird. Parallel dazu gewinnen die Kosten der aktuellen und der zukünftigen Stromversorgung zunehmend an Bedeutung. Deshalb ist der Aspekt der Bezahlbarkeit ein wichtiger Teil der Strategie von 50Hertz Transmission. Nur wenn es gelingt, dass Energie auch zukünftig bezahlbar bleibt, wird es auch in Zukunft eine breite Akzeptanz der Bürgerinnen und Bürger sowie der Unternehmen für das Projekt Energiewende geben. Die Bereitstellung der erforderlichen Stromnetz-Infrastruktur für die Energiewende ist eine der wesentlichen Herausforderungen von 50Hertz Transmission in den kommenden Jahrzehnten und geht über den reinen Netzausbau weit hinaus. Neben diesem massiven Aus- und Umbau des Stromnetzes, u.a. getrieben durch den Anschluss von Erneuerbaren Energien on- und offshore in neuen Größenordnungen sowie den Anschluss industrieller Großverbraucher und Batteriespeicher, werden weitere Handlungsfelder aktiv angegangen.

Durch die stetig voranschreitende Änderung der Erzeugungsstruktur weg von den konventionellen Erzeugern hin zu den Erneuerbaren Energien wird zukünftig dem Identifizieren und Realisieren von Flexibilitätpotenzialen eine systemrelevante Bedeutung zukommen, sowohl auf der Erzeugungs- als auch auf der Verbrauchsseite. Dieses gilt ebenso für die Erbringung von Systemdienstleistungen wie die Bereitstellung von Blindleistung und Momentanreserve oder auch die Einbindung neuer Marktakteure in den Redispatch-Prozess. In diesem Kontext sieht sich 50Hertz Transmission als Gestalter des erforderlichen Marktdesigns sowie als Sparring- und Kooperationspartner neuer Marktakteure wie beispielsweise Elektrolyseure und Großbatterien sowie der energieintensiven Industrie. Dieses geht einher mit einer kontinuierlichen Modernisierung der Mess- und Steuerungstechnologie, um die erforderliche Transparenz und Verfügbarkeit von Messdaten für die Steuerungsfähigkeit des Stromnetzes zu gewährleisten sowie mit der Erweiterung des Netzes um aktive Komponenten wie beispielsweise Phasenschieber. Digitale Lösungen sind dabei ein wichtiges Rüstzeug dieser Modernisierung.

Dies geschieht unter Achtung der Gebote des diskriminierungsfreien und transparenten Netzzugangs im regulatorischen Umfeld. Im Jahr 2025 lag der Anteil der Erneuerbaren Energien im Verhältnis zum Stromverbrauch im 50Hertz-Netzgebiet bei ca. 74 Prozent (Vorjahr ca. 73 Prozent).

Netzausbau Onshore

50Hertz Transmission plant bis Ende 2029 Projekte für rund 75 Netzanschlüsse zu starten und somit eine Anschlussleistung für die Ein- und Ausspeisung von Strom in einer Höhe von knapp 30 Gigawatt (GW) zu generieren. Die Projekte umfassen u.a. Wind- und Photovoltaik-Parks, Großbatteriespeicher, Rechenzentren und Elektrolyseure.

Die in dem Bundesbedarfsplangesetz (BBIP) festgelegten und in dem Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen (EnLAG) konkretisierten vordringlichen Netzausbauvorhaben betreffen insgesamt 4080 Leitungskilometer in der Regelzone von 50Hertz Transmission. Hiervon wurden bis Ende 2025 bereits 1.020 Leitungskilometer fertiggestellt, 950 Leitungskilometer befinden sich im Bau und Projekte für insgesamt 1.594 Leitungsbaukilometer befinden sich in der Genehmigungsphase. Infolge der Komplexität und des Umfangs der zu realisierenden Infrastrukturprojekte sind im Rahmen der Planung und Genehmigung vielfältige Aspekte wie Naturschutz, Trassenführung und zu erwartende Beeinträchtigungen zu berücksichtigen und verlängern die Genehmigungsprozesse. Zahlreiche bedeutende Leitungsausbauprojekte sind bereits genehmigt, stehen kurz vor der Genehmigung oder befinden sich in der Genehmigungsphase. Die Erreichung der Zubauziele aus dem NEP wird durch die beschleunigten Genehmigungsverfahren unterstützt.

Infrastrukturmaßnahmen an mehreren Umspannwerksstandorten sowie der Kabeldiagonale in Berlin und dem SuedOstLink wurden planmäßig fortgesetzt. Ebenfalls wurden die Maßnahmen des Mastverstärkungsprogramms in der Regelzone, zum witterungsabhängigen Freileitungsbetrieb sowie zur Erhöhung der Stromtragfähigkeit, die zur beabsichtigten Höherauslastung des Bestandsnetzes beitragen, fortgeführt.

Im Projekt Pulgar-Vieselbach konnten die Abschnitte Mitte und West in Betrieb genommen werden. Des Weiteren sind zwei Phasenschiebertransformatoren in Güstrow erfolgreich ans Netz gegangen.

Für das Projekt SuedOstLink (SOL) wurden im März ergänzend zu dem bereits im Dezember 2024 erteilten Planfeststellungsbeschluss (PFB) für den Abschnitt B (§ 24 NABEG) die noch ausstehenden PFB für die Abschnitte A1 und A2 erteilt. Alle PFB sind zu Ende 2025 bestandskräftig. Gegen den PFB im Abschnitt A1 war zwischenzeitlich beim Bundesverwaltungsgericht Klage eingereicht worden. Auf Grundlage eines außergerichtlichen Vergleichs zwischen 50Hertz und der Klägerin und daraus resultierender Rücknahmeerklärung durch die Klägerin wurde das Verfahren eingestellt.

Nach Erhalt der PFB sowie dem Abschluss aller archäologischen Vorarbeiten auf der Trasse wurde in allen Abschnitten mit der Errichtung von Stationen sowie Kabeltiefbau und -installation begonnen bzw. laufende Aktivitäten des vorgezogenen Baubeginns aus 2024 intensiviert. Alle sechs auf der Trasse erforderlichen Kabelmonitoring-, Kabelabschnitts- sowie Kabelübergangsstationen befinden sich mittlerweile im Bau. Zudem konnten bereits 70 km von insgesamt 995 km Kabeln eingezogen sowie 16 von insgesamt 620 Kabelmuffen montiert werden. Für das Projekt SuedOstLink+ (SOL+) wurden für die beiden Abschnitte E und F die Bescheide zum Abschluss der

Bundesfachplanung (§12 NABEG) erteilt. Das Raumordnungsverfahren für dieses Projekt ist somit in allen Abschnitten abgeschlossen. Auf Grund der verspäteten Umsetzung der Renewable Energy Directive III (REDIII) in deutsches Recht und des gleichzeitigen Auslaufens der EU-NotfallVO wurde zur Risikominimierung die Genehmigungsstrategie des Projekts angepasst und der ursprünglich vorgesehene Verzicht auf Einreichung von Anträgen auf Planfeststellung (§ 19 NABEG) aufgegeben. Als Ersatz für die nicht rechtzeitig umgesetzten Regelungen der REDIII konnten die Verfahrenserleichterungen der EU-NotfallVO (§ 43m NABEG) gesichert werden. Die Anpassung wird die Inbetriebnahme des Gesamtsystems dennoch voraussichtlich bis 2032 verschieben.

Für das Projekt NordOstLink wurde nach der erfolgreichen Vergabe des NorthSeaConnector1 (Multi-Terminal-Konverterpaar DC31/LanWin3) die Ausschreibung des NorthSeaConnector2 (Multi-Terminal-Konverterpaar DC32/LanWin6) gestartet, welche die Konverter in Mühlenbeck in Mecklenburg-Vorpommern sowie auf der Plattform für die Netzanbindung LanWin6 umfasst. Ebenso wie für DC31/LanWin3 soll auch hier gemeinsam mit der TenneT ein innovatives Stromdrehkreuz (Multi-Terminal-Hub) in Schleswig-Holstein sowie eine Onshore-DC-Verbindung nach Mecklenburg-Vorpommern (DC32) entstehen.

Das Genehmigungsverfahren für das Projekt TraveBilleLink (TBL) wurde mit Einreichung der Anträge auf Planfeststellung (§ 19 NABEG) unter Verzicht auf eine vorherige Bundesfachplanung (§ 5a NABEG) begonnen. Das Projekt profitiert von den Verfahrenserleichterungen der EU-NotfallVO (§ 43m NABEG).

Interkonnektorenprojekte

Mit den Leitungen von Vierraden nach Krajnik (PL), Hagenwerder nach Mikulowa (PL), Röhrsdorf nach Hradec (CZ) sowie den Kabelverbindungen KONTEK (DK) und Kriegers Flak - Combined Grid Solution (DK) verfügt 50Hertz Transmission über fünf im Regelbetrieb befindliche Interkonnektoren. Das Projekt Hansa PowerBridge hat den Bau eines Interkonnektors zwischen Schweden und Deutschland zum Gegenstand. Die schwedische Regierung hat im Jahr 2024 von dem Projekt Abstand genommen. Ungeachtet dessen hat der Planfeststellungsbeschluss für die Landtrasse und das deutsche Küstenmeer aus dem Jahr 2023 weiterhin Gültigkeit und das Projekt ist im aktuellen NEP-Entwurf 2037/2045 (2025) aufgrund der deutlich positiven Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analysen weiterhin vorgesehen.

Im Projekt Bornholm Energy Island setzt 50Hertz Transmission die Zusammenarbeit mit dem dänischen ÜNB Energinet fort und plant die Verbindung Dänemarks zur dänischen Hauptinsel Seeland über die Anbindung der Insel Bornholm an die Regelzone von 50Hertz Transmission mittels eines hybriden Interkonnektors. Mit Unterzeichnung der Verträge zur gemeinsamen Beschaffung der insgesamt vier HVDC-Konverter sowie mit der Übergabe des Förderbescheids aus dem Programm Connecting Europe Facility (CEF) in Höhe von 645 Mio. Euro an Energinet hat das Projekt am 4. September 2025 weitere wichtige Meilensteine erreicht.

Zu einem weiteren potenziellen Interkonnektorenprojekt zwischen Deutschland, Estland, Lettland und Litauen hat 50Hertz Transmission eine gemeinsame Absichtserklärung zur weiteren Entwicklung mit den beteiligten ÜNB unterzeichnet. Der Baltic-German PowerLink ist ein geplanter hybrider Interkonnektor, der in den

europäischen TYNDP Prozess eingebracht wurde und der neben der Bereitstellung zusätzlicher grenzüberschreitender Handelskapazitäten von 2 GW auch Offshore-Windvor den baltischen Ländern integrieren soll.

Netzausbau Offshore

Der wesentliche Anteil der Offshore-Netzausbauaktivitäten wird von 50Hertz Offshore sowie 50Hertz Connectors erbracht. Die Geschäftstätigkeiten umfassen die Planung, Errichtung und Vorhaltung von Leitungen für elektrischen Strom sowie der dazugehörigen Anlagen und Einrichtungen zum Anschluss von Offshore-Windenergieanlagen bzw. Offshore-Windparks (OWP), die in der Ostsee und in der Nordsee errichtet werden.

6. Netzentgelte und Regulierungsrahmen

Aufgrund des Netzentgeltmodernisierungsgesetzes werden die Übertragungsnetzentgelte seit dem Jahr 2023 bundesweit einheitlich erhoben. Im Geschäftsjahr 2025 betragen die durchschnittlichen Netzentgelte 6,65 Cent pro Kilowattstunde, während sich die durchschnittlichen Netzentgelte im Jahr 2026 nur noch auf 2,86 Cent (Vorjahr 6,65 Cent) pro Kilowattstunde beziffern werden. Die Übertragungsnetzentgelte werden im Jahr 2026 durch einen bundesweiten Zuschuss in Höhe von 6,5 Mrd. € erheblich reduziert und am 5. Dezember 2025 final im gemeinsamen Preisblatt der vier Übertragungsnetzbetreiber veröffentlicht. Die Methodik der Netzentgeltermittlung sowie der Ausgleich von Mengen- und Kostenabweichungen über das Regulierungskonto führen zu Ergebniswirkungen und entsprechenden Liquiditätsauswirkungen in Folgeperioden.

Der Übergang zur vierten Regulierungsperiode (2024 bis 2028) der Anreizregulierung war verknüpft mit mehreren Anpassungen: Die Erlösobergrenze für 50Hertz Transmission wurde von der BNetzA neu festgelegt unter Berücksichtigung des Kostenniveaus im Basisjahr 2021, des auf 5,07 Prozent vor Steuern bzw. 4,13 Prozent nach Steuern festgelegten Eigenkapitalzinssatzes, des auf 0,86 Prozent festgelegten generellen sektoralen Produktivitätsfaktors und des von der BNetzA ermittelten unternehmensspezifischen Effizienzwertes in Höhe von 100 Prozent.

Hinsichtlich der regulatorischen Behandlung von Investitionen erfolgte zur vierten Regulierungsperiode eine Umstellung auf das Modell des sogenannten Kapitalkostenabgleichs und damit eine Angleichung an das System bei Verteilernetzbetreibern. Mit dem jährlich ermittelten Kapitalkostenaufschlag gemäß § 10a ARegV werden nun alle Onshore-Investitionen (Neubau und Ersatz) ohne Zeitverzug in der Erlösobergrenze berücksichtigt und nachfolgend mittels Plan-Ist-Abgleich adjustiert. Dem Kapitalkostenaufschlag steht der von der BNetzA im Rahmen der Kostenprüfung ermittelte Kapitalkostenabzug gemäß § 6 Absatz 3 ARegV gegenüber, der die sinkende Vergütung für die Kapitalkosten bei Bestandsanlagen abbildet. Das zuvor für Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen angewendete Instrument der Investitionsmaßnahmen gemäß § 23 ARegV ist bei 50Hertz Transmission zum 31. Dezember 2023 ausgelaufen.

Die seit 2024 getätigten Investitionen erhalten im Kapitalkostenaufschlag eine abweichende Eigenkapitalverzinsung. Der jährlich neu bestimmte Eigenkapitalzinssatz ergibt sich aus einem aktuellen risikolosen Basiszinssatz und einem Wagniszuschlag in Höhe von 3 Prozent. Für das Jahr 2024 belief sich der finale Eigenkapitalzinssatz für Neuinvestitionen auf 5,65 Prozent nach Steuern. Für das Jahr 2025 liegt der Eigenkapitalzinssatz bei 5,72 Prozent. Für Offshore-Investitionen gilt eine analoge Regelung.

Für die vierte Regulierungsperiode wurden diverse Freiwillige Selbstverpflichtungen (FSV) mit der BNetzA neu verhandelt. Dazu zählen insbesondere die FSV Netzverluste, die FSV ReDem (Redispatch), die FSV Höherauslastung sowie die Festlegung einer wirksamen Verfahrensregulierung für die Regelleistung. Darüber hinaus gibt es neue FSVen wie beispielsweise die FSV Nutzen statt Abregeln § 13k EnWG, die FSV für den Umgang mit Mehraufwendungen aus der Vorfinanzierung von Systemdienstleistungskosten im Jahr 2022, die FSV systemrelevante Gaskraftwerke und

die Festlegung einer wirksamen Verfahrensregulierung für die marktgestützte Beschaffung von Blindleistung als volatile Kosten.

Im Jahr 2025 hat die BNetzA weitere Festlegungen für die vierte Regulierungsperiode getroffen. Dazu gehören unter anderem die Festlegungen zur Momentanreserve sowie die Festlegung zu Entgelten für singular genutzte Betriebsmittel gemäß § 19 Absatz 3 StromNEV. Darüber hinaus wurde ein Verfahren zur Anerkennung von Kosten aus der zeitlich gestreckten Stilllegung der Braunkohleanlage Jänschwalde A eingeleitet.

Im Zuge der Umsetzung des EuGH-Urteils zur Unabhängigkeit der BNetzA treten die bislang für die Netzregulierung maßgeblichen Regelwerke, die Anreizregulierungsverordnung (ARegV) und die Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV), zum Ende des Jahres 2028 außer Kraft. Der gesetzliche Regulierungsrahmen nach dem EnWG wird dann ausschließlich durch Festlegungen der BNetzA weiter konkretisiert und ausgestaltet. Im Rahmen ihrer erweiterten Kompetenzen hat die BNetzA Anfang 2024 einen Branchendialog zur Überprüfung und Weiterentwicklung der Regulierung begonnen („NEST-Prozess“), der sich maßgeblich an Verteil- und Fernleitungsnetzbetreiber richtete. Der Konsultationsprozess zur zukünftigen Regulierung der ÜNB startete am 5. März 2025 mit der Veröffentlichung eines BNetzA-Eckpunktepapiers, woraufhin in mehreren Expertenaustauschen die Eckpunkte und mögliche Ausgestaltungen mit der BNetzA erörtert wurden. Im Dezember 2025 wurde der BNetzA-Entwurf für eine Rahmenfestlegung zur ÜNB-Regulierung zur Konsultation gestellt. Danach soll für Onshore- und für Offshore-Netze ab 2029 eine plankostenbasierte Cost-Plus-Regulierung mit Effizianzanreizen gelten. Bei der kalkulatorischen Ermittlung der Kapitalkosten soll ein international üblicher WACC-Ansatz (weighted average cost of capital) Anwendung finden. Die BNetzA beabsichtigt auch die Einführung von Beschleunigungsanreizen durch Bonuszahlungen an die ÜNB bei Reduktion von Redispatchmengen sowie weiterer Effizianzanreize. Nach Abschluss des Verfahrens zur Rahmenfestlegung sollen die einzelnen Instrumente in Methodenfestlegungen weiter ausgestaltet werden. Diese Verfahren können bis 2027 andauern.

Neben dem Verfahren zur Weiterentwicklung des Regulierungsrahmens, hat die BNetzA am 12. Mai 2025 ein Verfahren zur Rahmenfestlegung der Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom (AgNes) eröffnet, das die Nachfolgeregelungen zur Entgeltbildung enthalten soll. Ziel ist eine transparente, kostenorientierte und umsetzbare Netzentgeltsystematik, die eine angemessene und gerechte Kostenverteilung auf alle Netznutzer ermöglicht, neue Akteure wie Prosumer und Speicher berücksichtigt und die tatsächlichen Netzbelastungen besser widerspiegelt. Dabei wird insbesondere der zunehmenden dezentralen Einspeisung, veränderten Netznutzungsmustern sowie zusätzlichen Belastungen durch Elektromobilität und Wärmepumpen Rechnung getragen. 50Hertz Transmission bringt sich aktiv in den Konsultationsprozess ein.

7. Energy Management

Bilanzkreismanagement

50Hertz Transmission rechnet monatlich alle Bilanzkreise in ihrer Regelzone ab. Zum Ende des Jahres 2025 waren dies 2.597 Bilanzkreise von 755 in der Regelzone tätigen Händlern, Stromvertrieben, Erzeugern und Netzbetreibern.

Systemdienstleistungen

50Hertz Transmission beschafft Systemdienstleistungen unter anderem zum Ausgleich der Systembilanz. Infolge der Entkopplung der Regelarbeitsbeschaffung von der Bereitstellung von Regelleistung entsprechend der Electricity Balancing Guideline ergibt sich die Möglichkeit, Angebotsmengen und Arbeitspreise bis kurz vor Echtzeit zu ändern. Seit 2022 sind die nationalen Regelreservemärkte zunehmend international gekoppelt.

Die Herausforderungen der Energiewende bedingen auch Weiterentwicklungen bei den Prozessen zum Ausgleich der Systembilanz. Um den Marktpartnern einen Überblick über die geplanten Änderungen der Regelreservemärkte bis 2030 zu geben, haben die vier ÜNB ein Grünbuch Regelreserve erstellt, das aktuell den Marktpartnern vorgestellt wird.

Die Kosten für die Beschaffung der Regelleistung bei 50Hertz Transmission sind von 105,5 Mio. € (2024) auf 154,5 Mio. € (2025) gestiegen und werden im Rahmen der FSV Regelleistung über die Netzentgelte weitergereicht.

Zur effizienteren Nutzung und gleichzeitigen Vermeidung von engpassbedingten Abschaltungen erneuerbarer Erzeugungsanlagen wurde die FSV „Nutzen statt Abregeln – Power-to-Heat“ auf der Grundlage von § 13 Abs. 6a EnWG zur Finanzierung und Kostendeckung von Power-to-Heat-Anlagen etabliert. In den Jahren 2023 bis 2025 konnten dabei zehn Anlagen mit einer Leistung von 240 MW in Betrieb genommen werden. Sechs weitere Projekte mit 265 MW sind in der Umsetzung. Insgesamt wurden bisher Verträge zur Finanzierung von Power-to-Heat-Anlagen über 272 Mio. € geschlossen.

Ein neues „Nutzen statt Abregeln“-Instrument wurde im Dezember 2023 ins EnWG eingeführt. Gemäß § 13k EnWG sollen die deutschen ÜNB Redispatch-bedingte Abregelungen von EE-Anlagen am Vormittag des Vortages prognostizieren und die entsprechenden Strommengen zusätzlichen Verbrauchern in Regionen mit EE-Überschuss zuteilen. Dieses neue Instrument wurde durch die ÜNB umgesetzt und fristgemäß am 1. Oktober 2024 eingeführt. In Q1 2025 wurde der erste Teilnehmer in der 50Hertz-Regelzone mit einer Leistung von 20 MW präqualifiziert. Zwei weitere Teilnehmer befinden sich aktuell bei 50Hertz Transmission in der Präqualifikation.

EEG-Abwicklung

Das Aufkommen an EEG-Strom innerhalb des Netzgebiets von 50Hertz hat sich im Jahr 2025 gegenüber dem Vorjahr, insbesondere aufgrund einer höheren Verfügbarkeit von Windenergie und Solarenergie, um 28 Prozent erhöht. Von dem Gesamtvolumen

wurden insgesamt gut 9 Prozent des EEG-Stromaufkommens der 50Hertz-Regelzone durch 50Hertz vermarktet.

Die EEG-Finanzierung wird seit dem 1. Januar 2023 durch staatliche Zuschüsse an die ÜNB gesichert. Gesetzlich und vertraglich ist festgehalten, dass die ÜNB-EEG-Konten sich dabei innerhalb eines Liquiditätskorridors zu bewegen haben. Im Jahr 2025 bewegten sich die ÜNB-EEG-Konten daher überwiegend innerhalb dieses Korridors, nur in Einzelfällen wurde er insbesondere aufgrund einmaliger Effekte im Rahmen der Jahresabrechnung zeitweise überschritten. Der EEG-Kontostand der 50Hertz Transmission stieg von 0,181 Mrd. € zum 31. Dezember 2024 auf 0,352 Mrd. € zum 31. Dezember 2025. Für das Jahr 2025 erhielt 50Hertz Transmission Zuschüsse von insgesamt 3,397 Mrd. €.

Am 24. Oktober 2025 wurde von den vier deutschen ÜNB für das Jahr 2026 ein EEG-Finanzierungsbedarf in Höhe von 14,567 Mrd. € prognostiziert, der durch o.g. Bundeszuschuss gedeckt werden soll.

Andere energiewirtschaftliche Umlagen

Neben der Abwicklung des EEG-Prozesses werden durch die ÜNB auch die Umlagen nach dem EnFG (KWKG- und Offshore-Netzumlage) abgewickelt. Die im EnFG vorgesehene Umstellung der Abwicklung der KWKG-Umlage und -Förderung vom Prognoseansatz auf einen istkostenbasierten Ansatz wurde erfolgreich durchgeführt. Im Ergebnis konnte bereits für das Förderjahr 2024 eine deutliche Verringerung der Differenzen zwischen den unterjährig Förderzahlungen an die VNB und den testierten Daten der Jahresabrechnung verzeichnet werden

Der als dritte Umlage über die ÜNB erhobene „Aufschlag für besondere Netznutzung“ (ehemals § 19 StromNEV-Umlage) beinhaltet im Jahr 2025 erstmals eine Komponente, über deren Einnahmen Verteilnetzbetreiber, die in besonders hohem Maß eine Integration von Erneuerbaren-Energien-Anlagen leisten, einen finanziellen Ausgleich für die hierfür entstandenen Mehrkosten erhalten (sog. überregionale Wälzung von Mehrkosten durch EE-Integration). Dies trug zu einer weiteren Angleichung der bundesweiten Netzentgelte auf der Verteilnetzebene bei.

Strompreisbremse

Das Strompreisbremsegesetz sah die Entlastung von Unternehmen und Haushalten durch vergünstigte Strompreise im gesamten Jahr 2023 vor. Den ÜNB kam im Rahmen des gesetzlichen Ausgleichsmechanismus eine zentrale Rolle zu, da sie sowohl die Einnahmen als auch die Ausgaben über hierfür gesondert eingerichtete Konten abgewickelt haben. Der Mechanismus befindet sich seither in der Abwicklungsphase.

Netzbetrieb und Systemführung

50Hertz Transmission gewährleistet einen sicheren Netzbetrieb und die Verfügbarkeit des Stromnetzes in der gesamten Regelzone. Neben der laufenden Bewirtschaftung des gesamten Leitungsnetzes unter Berücksichtigung der Neubau- und Instandhaltungsprojekte kommt es regelmäßig zu Eingriffen des Netzbetreibers in die Stromerzeugung, damit die Systemstabilität gewahrt bleibt. Dies betrifft sowohl

Eingriffe zur Einhaltung der Strombelastbarkeit von Betriebsmitteln als auch Maßnahmen zur Einhaltung der Spannungsbänder. Vor allem die Herausforderungen zur Spannungshaltung nehmen weiter zu. Dies liegt vor allem am steigenden Blindleistungsbedarf des Netzes. Blindleistung ist für die Spannungshaltung notwendig, weshalb Blindleistung und Spannungshaltung eng verknüpft sind. Neben einem steigenden Blindleistungsbedarf kommt es zeitgleich zu einer Verknappung von Blindleistungsquellen. Das liegt u. a. an der rückläufigen Verfügbarkeit der konventionellen Kraftwerke zur Blindleistungsbereitstellung (Verdrängung aus dem Markt durch Erneuerbare Energien) sowie der stark volatilen Einspeisung der Erneuerbaren Energien, die zum einen den Blindleistungsbedarf beeinflussen; zum anderen ist die Bereitstellung von Blindleistung durch EE-Anlagen auch von deren Wirkleistungseinspeisung abhängig. 50Hertz Transmission begegnet diesem Ungleichgewicht einerseits durch den Bau eigener Kompensationsanlagen (v. a. Kompensationsdrosseln und STATCOM), andererseits durch das Erschließen von Blindleistungspotenzialen aus direkt- und unterlagert angeschlossenen Kundenanlagen sowie künftig auch durch den neu einzuführenden Blindleistungsmarkt.

Im Jahr 2025 wurde der Handel mit 15-Minuten-Produkten ausgeweitet. Ein wesentlicher Schritt war die Umstellung auf einen Viertelstundentakt beim Intraday-Handel mit einigen europäischen Nachbarländern und die Möglichkeit, ab dem 11. Juni 2025 auch im grenzüberschreitenden Day-Ahead-Markt 15-Minuten-Produkte zu handeln. Durch diese Harmonisierung der Marktprozesse entsteht höhere Flexibilität im Stromhandel. 15-Minuten-Produkte sind bereits fester Bestandteil des Intraday-Stromhandels in der deutschen Gebotszone. Sie ermöglichen im Vergleich zu 60-min-Produkten eine präzisere Abbildung von Erzeugungs- und Verbrauchsmustern, was für die Integration volatiler Einspeiseprofile von Erneuerbaren zentral und vorteilhaft für die Netzstabilität ist. Diese grenzüberschreitenden Vorteile gelten nun auch grenzüberschreitend und stellen einen weiteren Baustein der europäischen Strommarktintegration dar.

Im Jahr 2025 traten in der Regelzone der 50Hertz Transmission insgesamt 15 PV-Spitzen mit einer Einspeiseleistung von über 13 GW auf. Zwei dieser Spitzen lagen über 14 GW. Am 20. Juni 2025 erreichte die PV-Einspeisung ein neues Allzeithoch von 14,5 GW. An diesem Tag wurden Redispatch-Maßnahmen in Höhe von 6,4 GWh durchgeführt, davon 4,5 GWh durch Maßnahmen mit EE-Anlagen. Der PV-Anteil an der Netzlast betrug 120 Prozent, der Gesamt-EE-Anteil lag bei 135 Prozent. Windseitig wurde 2025 eine Windspitze über 17 GW sowie fünf Windspitzen über 16 GW registriert. Das Jahresmaximum der gesamten EE-Einspeisung lag bei 20,8 GW am 30. Oktober 2025; der Höchstwert von 22,5 GW vom 2. April 2024 blieb bestehen. Im Geschäftsjahr lag der EE-Anteil an der Netzlast – wie auch im Vorjahr – an mehr als 1.900 Stunden über 100 Prozent.

Am 28. April 2025 ereignete sich ein Frequenzeinbruch im europäischen Stromverbundnetz. Infolgedessen kam es in Spanien und Portugal sowie in Teilen Frankreichs zu einer großflächigen Versorgungsunterbrechung. Durch die planmäßig herbeigeführte Trennung der Systeme zwischen Frankreich und Spanien sowie nach Marokko konnten die Auswirkungen auf das restliche Europäische Verbundsystem gering gehalten werden. Bis auf den Frequenzeinbruch rund um den Störungszeitpunkt hat 50Hertz Transmission keine Systembetriebsbeeinträchtigenden Folgen festgestellt. 50Hertz nutzt das Ereignis, um aus den identifizierten Ursachen zu

lernen und eigene Maßnahmen zur Vermeidung ähnlicher Störfälle umzusetzen. Auf europäischer Ebene wurde seitens ENTSO-E eine umfassende Untersuchung und Berichterstattung über diese Großstörung durchgeführt.

Die vermeidbaren Netzstörungen im Verhältnis zu allen Netzereignissen liegen mit 6,98 Prozent deutlich unter dem Planwert von weniger als 8 Prozent. Mit lediglich 86 erfassten Störungen wurden die Vorjahreswerte deutlich unterschritten.

Netzverlustenergie

Im Jahr 2025 betragen die Netzverluste 2,3 Terawattstunden (TWh). 50Hertz Transmission deckt seinen eigenen Bedarf an Netzverlustenergie im Rahmen einer risikoaversen Beschaffungsstrategie, basierend auf den bestehenden Regelungen der FSV Netzverluste. Auf der Grundlage von internen Prognosemodellen wird der erwartete Netzverlustbedarf ermittelt und die Preisabsicherung für die bevorstehenden Bedarfsjahre initiiert. Zur Risikominimierung bei der Netzverlustbeschaffung wurden für das Jahr 2026 bereits Futures an der Strombörse EEX mit einem Volumen von ca. 2,4 TWh beschafft. Für das Jahr 2027 wurden bis zum Bilanzstichtag bereits 0,6 TWh beschafft.

Mitarbeitende

Die Anzahl der in der 50Hertz Transmission beschäftigten Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter ist im Vergleich zum Vorjahr von 2.080 auf 2.415 Mitarbeitende zum 31. Dezember 2025 und damit um 16,1 Prozent angestiegen.

Die Zahl der Auszubildenden/Dual Studierenden beträgt 70. Insgesamt 19 Mitarbeitende absolvieren ein Trainee-Programm mit Stationen in unterschiedlichen Bereichen von 50Hertz Transmission sowie bei europäischen ÜNB und Nichtregierungsorganisationen.

Die Mitarbeitenden hatten in diesem Jahr die Möglichkeit, bis zu 20 rabattierte Aktien der Elia Group zu zeichnen, um am Erfolg des letzten Geschäftsjahres teilzuhaben. Von dem Angebot machten rund 44 Prozent der Teilnahmeberechtigten Gebrauch.

Arbeits- und Gesundheitsschutz

Oberstes Ziel ist es, die Bedingungen am Arbeitsplatz bzw. im Arbeitsumfeld sicher und gesund zu gestalten und Arbeitsunfälle sowie arbeitsbedingte Erkrankungen zu vermeiden.

Die Arbeitssicherheit wird als kontinuierlicher Verbesserungsprozess verstanden und systematisch weiterentwickelt, um die hohen Standards im Arbeitsschutz konsequent umzusetzen. Das Arbeitsschutzmanagementsystem nach DIN ISO 45001 stellt einen geeigneten Rahmen bereit, der es ermöglicht, Arbeits- und Gesundheitsschutz in die Aufbau- und Ablauforganisation zu integrieren, die Leistungen im Arbeitsschutz kontinuierlich zu überprüfen und zielgerichtete Maßnahmen zur Verbesserung zu ergreifen. Im Juli 2025 wurde durch das externe Rezertifizierungsaudit die Wirksamkeit des bestehenden Arbeitsschutzmanagementsystems überprüft und die Normkonformität ohne Hauptabweichungen bestätigt.

Die regelmäßige Durchführung und Aktualisierung von tätigkeitsbezogenen Gefährdungsbeurteilungen für alle Arbeitsbereiche, die Identifikation potenzieller Gefahrenquellen und die Bewertung der Risiken sowie das Umsetzen geeigneter Schutzmaßnahmen gehören ebenso zu den präventiven Maßnahmen zur Unfallvermeidung.

Im Hinblick auf die Etablierung einer sich stetig verbessernden Sicherheitskultur, einer offenen und konstruktiven Zusammenarbeit zur Vermeidung von Arbeitsunfällen, wurden mit den für 50Hertz Transmission beauftragten Fremdfirmen der Gewerke Bau, Freileitungen und Elektro-Montagen gemeinsame Themen des Arbeitsschutzes kritisch diskutiert und Lösungsansätze entwickelt, die dann in die Praxis umgesetzt wurden. Unterstützt wurde diese Zusammenarbeit durch gemeinsame Workshops in den Projekten und einer gemeinsamen Broschüre „Deutschlands Übertragungsnetzbetreiber - eine gemeinsame Sicherheitskultur“.

Um sich von möglichen belastenden und herausfordernden Situationen zu erholen, diese zu bewältigen und gestärkt daraus hervorzugehen, steht allen Mitarbeitenden ein Angebot von Resilienzmaßnahmen zur Verfügung.

Mit der Psychologischen Ersten Hilfe (PEH) hat 50Hertz Transmission einen strukturierten Unterstützungsdienst geschaffen, der Menschen in akuten Stresssituationen frühzeitig zur Seite steht und eine erste Stabilisierung bietet. Im Rahmen der Sorgfaltspflicht ergänzt die PEH die bestehenden Arbeitsschutzmaßnahmen.

Forschung und Entwicklung

Die Integration Erneuerbarer Energien und die dafür notwendige Entwicklung des elektrischen Systems spiegeln sich bei 50Hertz Transmission weiterhin in einer Reihe von Forschungs- und Entwicklungsprojekten und Studien wider. Auf den Gebieten Energiemärkte, Systemsicherheit und neue Technologien wurden im Jahr 2025 insgesamt rund 157,6 Mio. € (Vorjahr 74,2 Mio. €) für Forschungs- und Entwicklungsvorhaben aufgewendet. Hiervon wurden die Entwicklungskosten für in der Entwicklung befindliche selbst geschaffene immaterielle Vermögensgegenstände des Anlagevermögens im Geschäftsjahr aktiviert. Es entfallen 68,2 Mio. € (Vorjahr 38,3 Mio. €) auf noch in Entwicklung befindliche und 83,6 Mio. € (Vorjahr 30,3 Mio. €) auf fertige selbst geschaffene immaterielle Vermögensgegenstände. Die verbleibenden Aufwendungen betreffen überwiegend Personalaufwendungen und sonstige Aufwendungen.

Im 50Hertz Transmission Scientific Advisory & Project Board wurden im letzten Jahr drei interdisziplinäre Forschungsprojekte in Kooperation mit Hochschulen bearbeitet. Zum einen wurde eine Analyse zu den Ursachen und Wirkungen von Preisspitzen am Strommarkt in Zeiten von EE-Knappheit durchgeführt, inklusive Ursachenforschung und Handlungsempfehlungen. Thematisch verwandt erfolgte zudem eine Analyse zu kurzfristigen Lastprognosen, insbesondere mit Fokus auf die Auswirkungen des Verhaltens großer Batteriespeicher auf Lastprognosen, und welche Verbesserungspotenziale hierzu an der Schnittstelle Markt und System bestehen. Zudem gab es eine Untersuchung zu einer möglichen Einführung eines granularen Herkunftsnachweis-Systems in Deutschland.

Des Weiteren wurden zahlreiche öffentlich geförderte Forschungsprojekte in Zusammenarbeit mit Hochschulen und weiteren Partnern durchgeführt. Hierzu zählen beispielsweise die Projekte ProMetheUs – die Entwicklung von probabilistischen Verfahren zur Prognose von Leistungsflüssen und der Netzauslastung, Graph Neural Networks for Grid Control – die Beschleunigung von Lastflussberechnungen durch KI zur Änderung der Netztopologie als Alternative zum Redispatch sowie SysStab2030 – die Entwicklung von marktbasierenden Systemdienstleistungen und technischen Mindestanforderungen an zukünftige elektrische Anlagen zum Erhalt der Systemstabilität

8. Wirtschaftliche Lage der 50Hertz Transmission

Die Gesellschaft ist ausschließlich im Bereich der „Elektrizitätsübertragung“ im Sinne des § 6b Abs. 3 EnWG tätig. Aus diesem Grund entspricht der zu erstellende Tätigkeitsabschluss dem Jahresabschluss der Gesellschaft.

Ertragslage

Gewinn- und Verlustrechnung			
in Mio. €	01.01. - 31.12.2025	01.01. - 31.12.2024	Veränderung
Umsatzerlöse	8.248,3	7.850,5	397,8
Aufwandsgleiche Erlöse	-5.640,8	-5.456,8	-184,0
Umsatzerlöse aus dem Netzgeschäft und übrige Umsätze	2.607,5	2.393,7	213,8
Übrige Erträge	195,1	151,4	43,7
Materialaufwand	-7.273,5	-7.100,7	172,8
Erlösgleicher Aufwand	5.640,8	5.456,8	184,0
Materialaufwand aus dem Netzgeschäft	-1.632,7	-1.643,8	11,1
Übrige Aufwendungen	-664,4	-560,6	-103,8
Finanzergebnis	66,8	37,7	29,1
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	0,1	-	0,1
Ergebnis nach Steuern	572,4	378,4	194,0
Sonstige Steuern	-0,9	-1,1	0,2
Ergebnisabführung an die Gesellschafterin	571,5	377,3	194,2

Ergebnisneutrale Sachverhalte

Der Gesamtumsatz und die Gesamtmaterialaufwendungen von 50Hertz Transmission sind in hohem Umfang durch die ergebnisneutrale Abwicklung des EEG und netzentgeltbasierter Umlagen gekennzeichnet („Ergebnisneutrales Geschäft“). Die Erträge und Aufwendungen aus dem ergebnisneutralen Geschäft sind in den Posten „Aufwandsgleiche Erlöse“ und „Erlösgleicher Aufwand“ enthalten.

Die ÜNB vermarkten den von nachgelagerten Netzbetreibern und den direkt an das Übertragungsnetz angeschlossenen Erzeugern eingespeisten regenerativen Strom, soweit dieser nicht der Direktvermarktung unterliegt, an einer Strombörse.

Darüber hinaus werden die Umlagemechanismen nach dem KWKG und des Aufschlags für besondere Netznutzung (ehemals § 19 Abs. 2 StromNEV-Umlage) sowie der Abschöpfungsmechanismus nach dem Strompreisbremsengesetz in nachfolgender Höhe abgewickelt:

Ergebnisneutrales Geschäft			
in Mio. €	01.01. - 31.12.2025	01.01. - 31.12.2024	Veränderung
Abwicklung des EEG	4.049,1	4.506,1	-457,0
Aufschlag für besondere Netznutzung (ehemals § 19 Abs. 2 StromNEV-Umlage)	1.234,2	330,1	904,1
Abwicklung KWKG	310,3	277,4	32,9
Strompreisbremse	47,2	343,2	-296,0
	5.640,8	5.456,8	184,0

Die Finanzierung des EEG erfolgt nach dem EnFG über Mittel aus dem Bundeshaushalt. Die ÜNB prognostizieren jährlich im Oktober den Finanzbedarf des EEG für das Folgejahr und stellen so die Gegenfinanzierung aus Haushaltsmitteln des Bundes sicher. Die Erlöse aus der EEG-Abwicklung resultieren neben den oben genannten Bundeszuschüssen (3.397,6 Mio. €) aus der Vermarktung des weiterhin hohen Einspeisevolumens an Erneuerbaren Energien (374,1 Mio. €). Die Aufwendungen aus der EEG-Abwicklung beinhalten insbesondere die aufgrund des Strompreisniveaus gestiegenen auszuzahlenden Marktprämien - als Differenz zwischen dem fixierten Festpreis und dem volatilen Börsenpreis.

Als Aufschlag für besondere Netznutzung wird das vormals als Umlage nach § 19 Abs. 2 StromNEV bezeichnete Verfahren zum finanziellen Ausgleich der Mindereinnahmen für verringerte Netznutzungsentgelte von Letztverbrauchern mit hohem Stromverbrauch bezeichnet. Dieser Aufschlag auf die Netznutzungsentgelte wird gleichsam durch die ÜNB prognostiziert und im Oktober für das Folgejahr veröffentlicht. Infolge einer BNetzA-Festlegung konnten VNB erstmals für 2025 einen Ausgleich für Mehrkosten aus der Integration Erneuerbarer Energien beanspruchen. Der Aufschlag auf die Netznutzungsentgelte ist in 2025 auf 1,558 ct/kWh (Vorjahr 0,643 ct/kWh) gestiegen und die Umlageerlöse haben sich dadurch deutlich erhöht.

Die Erlöse aus der KWK-Umlage haben sich im Wesentlichen auf Grund von höheren Einnahmen aus dem horizontalen Belastungsausgleich sowie auf Grund einer gestiegenen KWK-Umlage auf 0,277 ct/kWh (Vorjahr 0,275 ct/kWh) erhöht.

Der Abschöpfungsmechanismus nach dem Strompreisbremsegesetz galt nur für das Kalenderjahr 2023 und ist seither in der Abwicklungsphase. Diese führte zu Abschöpfungserlösen von 44,8 Mio. € (Vorjahr 336,1 Mio. €).

Die Erträge und Aufwendungen aus den einzelnen Umlagemechanismen sind für 50Hertz insgesamt ergebnisneutral.

Die 50Hertz Transmission erbringt Dienstleistungen gegenüber Dritten, bei denen zwar Beschaffungs- und Absatzgeschäfte am Strommarkt geschlossen werden, diese wirtschaftlich aber nicht die Gesellschaft belasten. Erträge und Aufwendungen werden dementsprechend nicht ausgewiesen. Dieses Abrechnungsvolumen macht im Geschäftsjahr 2025 ein Volumen von 1.593,8 Mio. € (Vorjahr 1.475,4 Mio. €) aus. Der

leichte Anstieg resultiert aus einem insgesamt höheren Abrechnungsvolumen im Geschäftsjahresverlauf.

Netzbereitstellung

Die Erlöse aus Anreizregulierung beinhalten die über die Erlösobergrenze festgesetzten und dem ÜNB zustehenden Netznutzungsentgelte für das Geschäftsjahr 2025 von 1.830,6 Mio. € (Vorjahr 1.733,5 Mio. €). Der Anstieg ist im wesentlichen auf eine Erhöhung der Erlösobergrenze und den hieraus abgeleiteten durchschnittlichen Netznutzungsentgelten um 3,4 % auf 6,65 Cent pro Kilowattstunde zurückzuführen. Diese werden infolge bestehender Wälzungsmechanismen durch Nachhol- und Ausgleichseffekte beeinflusst, die bilanziell als regulatorische Ansprüche oder Verpflichtungen abgebildet werden. Im Geschäftsjahr 2025 haben diese Periodeneffekte (ohne Berücksichtigung darauf entfallender Zinsen und Steuern) insgesamt zu einer Minderung der Umsatzerlöse aus dem Netzgeschäft um 364,3 Mio. € (Vorjahr 300,6 Mio. €) geführt. Zudem werden Erlöse aus Systemdienstleistungen von 260,0 Mio. € (Vorjahr 211,6 Mio. €) sowie Erlöse aus dem Bilanzkreismanagement mit 210,0 Mio. € (Vorjahr 194,9 Mio. €) ausgewiesen. Die Erlöse aus Systemdienstleistungen und dem Bilanzkreismanagement sind in Folge der unterjährigen Strompreisentwicklung leicht ansteigend. Diese Entwicklung erstreckt sich auch auf die Kosten für Systemdienstleistungen und Bilanzkreismanagement.

Die Erlöse aus der Offshore Regulierung beinhalten den deutschlandweiten Mechanismus zum Ausgleich der Kosten zur Errichtung und des Betriebs von Offshore-Anbindungsleitungen sowie die Kosten für Entschädigungen oder Störungen. Die Erlöse aus der Offshore-Netzzumlage betragen 525,0 Mio. € (Vorjahr 417,7 Mio. €), die auf Grund der höheren Offshore-Netzzumlage im Jahr 2025 von 0,816 ct/ kWh (Vorjahr 0,656 ct/ kWh) angestiegen sind. In den Aufwendungen aus der Offshore Regulierung sind anrechenbare Netzanbindungskosten der 50Hertz Offshore und der 50Hertz Connectors in Höhe von 455,7 Mio. € (Vorjahr 380,8 Mio. €) enthalten.

Für die Zuverlässigkeit und Sicherheit der Stromübertragung sind sog. Systemdienstleistungen notwendig. Systemdienstleistungen umfassen die Bereiche Betriebsführung, Frequenz- und Spannungshaltung sowie Versorgungswiederaufbau. Die Aufwendungen für das Netzgeschäft beinhalten vor allem Aufwendungen für Systemdienstleistungen von 725,6 Mio. € (Vorjahr 623,4 Mio. €) sowie für Netzdienstleistungen von 234,9 Mio. € (Vorjahr 444,7 Mio. €). Der Anstieg der Aufwendungen für Systemdienstleistungen resultiert im Wesentlichen aus einem höheren Preisniveau für Systemdienstleistungsprodukte. Dagegen resultiert der starke Rückgang der Kosten für Netzdienstleistungen um 209,8 Mio. € auf 234,9 Mio. € im Wesentlichen aus den erheblich gesunkenen Beschaffungs- und Absicherungskosten für die Netzverluste nachdem bis 2024 darin noch die Strommarkteffekte aus dem Jahr 2022 in der Preissicherung nachwirkten.

Innerhalb der übrigen Aufwendungen entfallen auf den Personalaufwand 286,8 Mio. € (Vorjahr 240,8 Mio. €). Der Anstieg gegenüber dem Vorjahr ist im Wesentlichen auf den fortgesetzten Aufbau des Personalbestandes zurückzuführen. Die Abschreibungen im Geschäftsjahr betragen 232,2 Mio. € (Vorjahr 198,9 Mio. €) und spiegeln das weiterhin sehr hohe Investitionsvolumen wider. Weiterhin werden sonstige betriebliche Aufwendungen von 145,4 Mio. € (Vorjahr 120,6 Mio. €) ausgewiesen.

Der negative Saldo des Zinsergebnisses als Teil des Finanzergebnisses beträgt 108,4 Mio. € (Vorjahr 88,3 Mio. €). Im Geschäftsjahr 2025 ist das Zinsergebnis zum einen durch das hohe Finanzierungsvolumen für Investitionen und zu anderen durch den Anstieg des Zinsniveaus beeinflusst worden. Innerhalb des Beteiligungsergebnisses hat 50Hertz Transmission im Wesentlichen Erträge aus der Gewinnabführung von 50Hertz Offshore in Höhe von 171,7 Mio. € (Vorjahr 124,5 Mio. €) sowie von 50Hertz Connectors in Höhe von 3,5 Mio. € (Vorjahr 1,5 Mio. €) erzielt. Der Anstieg des Beteiligungsergebnisses ist bei beiden Gesellschaften auf die starke Investitionstätigkeit und den damit zusammenhängenden Erlösen aus der Offshorennetzanbindung zurückzuführen.

Das Ergebnis nach Ertragsteuern beträgt 572,4 Mio. € (Vorjahr 378,4 Mio. €). Dieses ist im Wesentlichen auf das sehr stark angestiegene Investitionsvolumen und die sich daraus ergebende Vergütung aus der Anreizregulierungsverordnung zurückzuführen. Ebenfalls positiv ausgewirkt haben sich der Anstieg der aktivierten Eigenleistungen und das verbesserte Beteiligungsergebnis.

Negativ auf das Ergebnis wirkten sich insbesondere der höhere Personalaufwand, die gestiegenen sonstigen betrieblichen Aufwendungen, die Abschreibungen sowie das steigende Zinsniveau und die Zunahme des Finanzierungsvolumens aus.

Der Aufwand für die sonstigen Steuern beträgt 0,9 Mio. € (Vorjahr 1,1 Mio. €).

Das Geschäftsjahr 2025 schließt mit einem Jahresergebnis (vor Gewinnabführung) in Höhe von 571,5 Mio. € (Vorjahr 377,3 Mio. €), das vollständig an die Eurogrid abgeführt wurde.

Finanzielle Leistungsindikatoren

Der OPEX-Wert Onshore (basierend auf IFRS-Zahlen der 50Hertz Transmission und Eurogrid GmbH) erreichte im Geschäftsjahr 2025 einen Betrag von 236 Mio. € (Vorjahr 243 Mio. €). Dieser Wert reflektiert eine Rechengröße aus personalbezogenen und sonstigen, nicht-energiebezogenen Aufwendungen. Die tatsächlichen Kosten lagen unterhalb des geplanten Korridors von 254 bis 280 Mio. €, was im Wesentlichen auf geringere Kosten infolge fortlaufender Effizienzmaßnahmen zurückzuführen war.

Das IFRS-Nach-Steuer-Ergebnis des Konzerns in Höhe von 486 Mio. € liegt oberhalb des Zielkorridors in Höhe von 380 bis 420 Mio. €. Hierzu trugen vor allem Sondereffekte aus der Neubewertung latenter Steuern im Zusammenhang mit der ab 2028 geplanten Körperschaftsteuerabsenkung sowie positive Finanzierungseffekte bei.

Im Geschäftsjahr betrug das HGB-Investitionsvolumen des Eurogrid-Konzerns 3.787 Mio. € (Vorjahr 3.627 Mio. €) und hat damit die für das Geschäftsjahr gesetzten Erwartungen (Zielwert 3.800 Mio. €) durch beschleunigte Projektrealisierungen und Inbetriebnahmen flankiert durch ein fortgesetztes Personalwachstum in den unterstützenden Bereichen nahezu erreicht.

Vermögens- und Finanzlage

Bilanz			
in Mio. €	31.12.2025	31.12.2024	Veränderung
Aktiva			
Anlagevermögen	14.903,3	11.550,7	3.352,6
Umlaufvermögen (einschließlich RAP)	1.852,1	2.335,7	-483,6
	16.755,4	13.886,4	2.869,0
Passiva			
Eigenkapital	6.824,8	5.439,9	1.384,9
Langfristige Fremdmittel ^{*)}	6.143,4	5.413,0	730,4
Mittel- und kurzfristige Fremdmittel ^{*)}	3.787,2	3.033,5	753,7
	16.755,4	13.886,4	2.869,0

^{*)} einschließlich RAP nach Fristigkeit

Das Anlagevermögen beinhaltet neben den immateriellen Vermögensgegenständen von 416,4 Mio. € (Vorjahr 319,2 Mio. €) zum überwiegenden Teil die Netzanlagen von 50Hertz Transmission mit 3.586,8 Mio. € (Vorjahr 3.259,4 Mio. €) und geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau mit einem Volumen von 4.714,3 Mio. € (Vorjahr 2.979,3 Mio. €).

Weiterhin werden im Anlagevermögen Finanzanlagen in Höhe von 5.600,4 Mio. € (Vorjahr 4.530,6 Mio. €) ausgewiesen. Hier entfällt der Hauptanteil auf die Beteiligung an der 50Hertz Offshore mit 2.323,0 Mio. € sowie auf die an diese Gesellschaft ausgereichten Ausleihungen mit 3.133,8 Mio. € (Vorjahr 2.290,0 Mio. €). Auf die 50Hertz Connectors entfällt ein Beteiligungsbuchwert von 60,0 Mio. € (Vorjahr 44,0 Mio. €) sowie ausgereichte Ausleihungen von 60,0 Mio. € (Vorjahr 60,0 Mio. €). Unter den Beteiligungen werden u. a. die Anteile (19,9 Mio. €) an der „European Energy Exchange AG“ (EEX) ausgewiesen.

Für das Geschäftsjahr 2025 beträgt der Zugang bei den Sachanlageinvestitionen 2.387,4 Mio. € (Vorjahr 1.797,7 Mio. €). Der Fertiganlagenzugang im Geschäftsjahr umfasst vor allem die Fertigstellung von weiteren Leitungsabschnitten (u. a. Pulgar-Vieselbach, Röhrsdorf-Weida-Remptendorf, Lauchstädt-Wolmirstedt-Klostermansfeld), die Fertigstellung des Netzquartieranbaus sowie weitere Fertigstellungen aus dem Ausbau technischer Standorte, Umspannwerke und Leitungen.

Innerhalb des Umlaufvermögens entfallen 758,1 Mio. € (Vorjahr 559,9 Mio. €) auf Forderungen aus Lieferungen und Leistungen. Der Anstieg gegenüber dem Vorjahr resultiert im Wesentlichen aus dem Anstieg des Ausgleichsanspruchs nach § 6 EnFG zur EEG-Finanzierung. Die Veränderung unterstreicht die unverändert hohe Volatilität, die sich auch bei Betrachtung der Ertragslage für das netzwirtschaftliche, größtenteils ergebnisneutrale Geschäft ergeben.

Aus der Einbindung in das Cashpooling mit der Eurogrid resultiert am Bilanzstichtag eine Forderung gegen verbundene Unternehmen von 141,2 Mio. € (Vorjahr 790,6 Mio. €).

Die sonstigen Vermögensgegenstände betragen 425,5 Mio. € (Vorjahr 517,0 Mio. €) und beinhalten die regulatorischer Ansprüche nach § 21b EnWG von 192,2 Mio. € (Vorjahr 288,4 Mio. €), von denen eine Jahresscheibe planmäßig in der Erlösobergrenze berücksichtigt wurde. Weiterhin werden hier im Geschäftsjahr Sicherheitsleistungen gegenüber der EEX in Höhe von 35,6 Mio. € (Vorjahr 50,3 Mio. €) sowie Forderungen gegenüber dem Finanzamt von 187,1 Mio. € (Vorjahr 166,4 Mio. €) ausgewiesen.

Im Bestand der Flüssigen Mittel in Höhe von 459,4 Mio. € (Vorjahr 367,2 Mio. €) werden 352,4 Mio. € (Vorjahr 181,1 Mio. €) Bankbestände aus dem EEG-Mechanismus, 17,0 Mio. € (Vorjahr 103,8 Mio. €) Bankbestände aus dem KWKG-Umlagengeschäft sowie 84,0 Mio. € (Vorjahr 75,6 Mio. €) Bankbestände aus der Abwicklung der Strompreisbremse ausgewiesen, die von 50Hertz Transmission treuhänderisch gehalten werden und daher nicht frei verfügbar sind. Der leichte Anstieg der Flüssigen Mittel steht im Wesentlichen im Zusammenhang mit dem Anstieg der kurzfristigen Fremdmittel aus dem KWK- und der Strompreisbremse.

Im Geschäftsjahr hat die Gesellschafterin eine Einzahlung in die Kapitalrücklage in Höhe von 1.389,2 Mio. € durchgeführt, damit weist die Gesellschaft eine Kapitalrücklage in Höhe von 6.500,0 Mio. € aus. Der Sonderposten aus Investitionszuschüssen in Höhe von 124,8 Mio. € (Vorjahr 129,1 Mio. €) wird dem Eigenkapital zugeordnet und ist im Geschäftsjahr durch planmäßige Auflösungen zurückgegangen. Damit erreicht 50Hertz Transmission eine Eigenkapitalquote von 40,7 Prozent (Vorjahr 39,2 Prozent).

Unter den langfristigen Fremdmitteln werden insbesondere Gesellschafterdarlehen von Eurogrid mit 5.524,0 Mio. € (Vorjahr 4.860,0 Mio. €) geführt. Diese haben sich im Geschäftsjahr entsprechend des Finanzierungsbedarfs stark erhöht. Weiterhin sind hier im Wesentlichen verschiedene Rückstellungen von 63,7 Mio. € (Vorjahr 62,2 Mio. €) und Rechnungsabgrenzungsposten von 517,3 Mio. € (Vorjahr 446,3 Mio. €) jeweils mit einer Restlaufzeit größer als 5 Jahre ausgewiesen.

Die mittel- und kurzfristigen Fremdmittel beinhalten im Wesentlichen die Gesellschafterdarlehen mit 1.305,0 Mio. € (Vorjahr 865,0 Mio. €) sowie die verbleibenden Rückstellungen mit 1.263,3 Mio. € (Vorjahr 1.336,3 Mio. €), die wiederum hauptsächlich aus dem EEG und den weiteren Umlageprozessen mit 379,1 Mio. € (Vorjahr 642,0 Mio. €) bestehen. Der Rückgang resultiert im Wesentlichen aus den stark verringerten Verpflichtungen im Rahmen des EEG-Prozesses.

Ferner sind Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen mit 1.061,5 Mio. € (Vorjahr 677,6 Mio. €) enthalten. Der Anstieg begründet sich im Wesentlichen aus geringeren Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen aus der Abwicklung des Aufschlags für besondere Netznutzung (ehemals § 19 Abs. 2 StromNEV-Umlage).

Kapitalflussrechnung

Kapitalflussrechnung (Kurzform)		
in Mio. €	31.12.2025	31.12.2024 1)
Cashflow aus laufender Geschäftstätigkeit	1.042,1	753,3
Cashflow aus der Investitionstätigkeit	-3.253,9	-3.507,7
Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit	1.654,5	3.290,8
Zahlungswirksame Veränderungen des Finanzmittelfonds	-557,3	536,4
Finanzmittelfonds am Ende der Periode	600,5	1.157,8

Ausgehend von einem höheren Jahresergebnis vor Gewinnabführung hat sich der Cashflow aus laufender Geschäftstätigkeit im Wesentlichen durch die Zunahme der Verbindlichkeiten und sonstiger Passiva von 394,7 Mio. € (Vorjahr Abnahme 228,4 Mio. €) resultierend aus dem Umlagengeschäft positiv entwickelt. Höhere zahlungsunwirksame Abschreibungen auf Gegenstände des Anlagevermögens von 229,9 Mio. € (Vorjahr 198,9 Mio. €) wirkten sich ebenfalls positiv auf die Liquiditätslage der Gesellschaft aus. Der Rückgang der Rückstellungen um 15,9 Mio. € (Vorjahr 377,4 Mio. €) sowie die Zunahme der Forderungen und sonstiger Aktiva von 261,4 Mio. € (Vorjahr Abnahme 700,6 Mio. €) haben den Cashflow dagegen negativ beeinflusst.

Der Cashflow aus der Investitionstätigkeit enthält im Wesentlichen die Auszahlungen für Zugänge zum Sachanlagevermögen in Höhe von 2.316,8 Mio. € (Vorjahr 1.823,3 Mio. €) sowie die Auszahlungen für Investitionen in das Finanzanlagevermögen mit 1.069,8 Mio. € (Vorjahr 1.654,1 Mio. €). Die Investitionen in das Finanzanlagevermögen betrafen im Geschäftsjahr im Wesentlichen die Erhöhung der Ausleihungen an die 50Hertz Offshore mit 843,8 Mio. € (Vorjahr 1.120,0 Mio. €). Zusätzlich wurden Einzahlungen in die Kapitalrücklagen der 50Hertz Offshore und 50Hertz Connectors in Höhe von 210,0 Mio. € und 16,0 Mio. € geleistet.

Der Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit umfasst die Mittelzuflüsse aus Gesellschafterdarlehen in Höhe von 1.604,4 Mio. €. (Vorjahr 1.830,0 Mio. €) sowie eine Zuzahlung in die Kapitalrücklage von 1.389,2 Mio. €. Dem gegenüber stehen Mittelabflüsse aus der Gewinnabführung für das Geschäftsjahr 2025 in Höhe von 571,6 Mio. € und Zinszahlungen in Höhe von 223,8 Mio. €. Der Finanzmittelbestand am Ende der Periode enthält verfügungsbeschränkte Bankbestände aus der EEG-Abwicklung, KWKG-Abwicklung sowie Strompreisbremsegesetz-Abwicklung in Höhe von 453,4 Mio. € (Vorjahr 360,5 Mio. €).

Der Finanzmittelfonds ist gegenüber 2024 gesunken. Ursächlich dafür waren im Wesentlichen die geringeren Mittelzuflüsse aus der Finanzierungstätigkeit sowie die erheblichen Investitionen in das Sachanlagevermögen.

Über den ausgewiesenen Finanzmittelbestand hinaus verfügt 50Hertz Transmission über nicht gezogene Kreditfazilitäten mit einem verbundenen Unternehmen in Höhe von 3.750,0 Mio. €. Die Finanzierung von 50Hertz war während des gesamten Geschäftsjahres 2025 gesichert. Das Cashpooling mit Eurogrid bestand im gesamten Geschäftsjahr fort.

Gesamtaussage zur wirtschaftlichen Lage

Insgesamt konnte die 50Hertz Transmission das Geschäftsjahr 2025 mit einem sehr guten Ergebnis nach Steuern (vor Gewinnabführung) in Höhe von 571,5 Mio. € (Vorjahr 377,3 Mio. €) abschließen.

Die weiterhin steigenden Investitionen in den Netzausbau führen über ihre Erlöswirksamkeit zu einem weiterhin positiven Ergebnisbeitrag.

Die fälligen finanziellen Verpflichtungen des Geschäftsjahres 2025 waren durch die zur Verfügung stehende Liquidität jederzeit gedeckt.

Beteiligungen

50Hertz Transmission hält unverändert 100 Prozent der Anteile an der 50Hertz Offshore. 50Hertz Transmission hat der 50Hertz Offshore die Planung, Errichtung und Vorhaltung der Netzanbindungen von OWP übertragen.

50Hertz Transmission hält 100 Prozent der Anteile an der 50Hertz Connectors. Die Geschäftstätigkeit der 50Hertz Connectors umfasst die Planung, Errichtung, Erwerb, Wartung, Betrieb, Überlassung und Veräußerung von Leitungen und Anlagen im Zusammenhang mit elektrischen Netzen, insbesondere von Interkonnektoren (einschließlich Offshore-Interkonnektoren und Interkonnektoren mit Hybridfunktion), jeweils so-wohl in Deutschland als auch im Ausland.

50Hertz Transmission ist weiterhin mit etwas weniger als 50 Prozent am Stammkapital der Elia Grid International NV/SA mit Sitz in Brüssel/Belgien beteiligt, die Beratungs- und Engineering Dienstleistungen im Bereich Netze und Systemdienstleistungen erbringt.

50Hertz Transmission hält zum 31. Dezember 2025 unverändert 5,36 Prozent am Grundkapital der EEX AG mit Sitz in Leipzig. Die EEX entwickelt, betreibt und vernetzt sichere, liquide und transparente Märkte für Energie und energienahe Produkte.

50Hertz Transmission ist an der „Joint Allocation Office S.A.“ (JAO) mit Sitz in Luxemburg beteiligt. Der Anteil der 50Hertz beträgt zum 31. Dezember 2025 3,85 Prozent am gezeichneten Kapital der JAO. Gegenstand der Gesellschaft ist die Erbringung von Engpassmanagement-Services für Übertragungsnetze.

Wie in den Vorjahren ist 50Hertz Transmission mit 7,90 Prozent an der CORESO SA mit Sitz in Brüssel/Belgien zum 31. Dezember 2025 beteiligt. CORESO ist ein Koordinierungs- und Servicecenter für Netzsicherheitsrechnungen und -analysen in Westeuropa.

Am 31. Dezember 2025 hält die 50Hertz an der TSCNET Service GmbH mit Sitz in München 6,25 Prozent am Stammkapital. Gegenstand des Unternehmens ist insbesondere die Einbringung von technischen Unterstützungsdienstleistungen im Bereich der elektrischen Systemsicherheits- und Kapazitätsberechnung, um ÜNB bei deren Netzbetrieb zu unterstützen.

Am 31. Dezember 2025 hält die 50Hertz an der decarbonize GmbH mit Sitz in Berlin 5,73 Prozent am Stammkapital. Gegenstand des Unternehmens sind insbesondere die Entwicklung, der Betrieb und der Vertrieb von energiewirtschaftlichen IT- und Messsystemen sowie die Unterstützung und Abwicklung energiewirtschaftlicher Prozesse und Dienstleistungen

Am 31. Dezember 2025 hält 50Hertz Transmission weiterhin 10,44 Prozent am Grundstockvermögen der Stiftung Kurt-Sanderling-Akademie des Konzerthausorchesters Berlin in Berlin. Zweck der Stiftung ist die Förderung von Musik, Kunst und Bildung und darüber hinaus die Förderung der Berufsausbildung einschließlich der Studentenhilfe.

50Hertz Transmission ist seit dem Geschäftsjahr 2024 an der „LINK digital GmbH“ (LINK) mit Sitz in Würzburg beteiligt. Der Anteil der 50Hertz beträgt zum 31. Dezember 2025 33,33 Prozent am gezeichneten Kapital der LINK. Gegenstand des Unternehmens ist Gewerblische Tätigkeit durch Bereitstellung von IT-Dienstleistungen für Netzausbauprojekte von Übertragungsnetzbetreibern.

9. Prognosebericht

50Hertz Transmission wird weiter in die Entwicklung des Übertragungsnetzes investieren, um insbesondere den wachsenden Anteil an Strom aus Erneuerbaren Energien sicher und effizient aufzunehmen und in Richtung der Verbrauchszentren transportieren zu können. Durch die Vorgaben des aktuellen Netzentwicklungsplans Strom soll eine hohe Anzahl an Maßnahmen sowie deren rasche Umsetzung sichergestellt werden. Dies ist auch durch das erreichte Ziel beim Investitionsvolumen 2025 im Vergleich zur Businessplanung sichtbar.

Das in den vergangenen Jahren bereits deutlich gestiegene Investitionsvolumen wird ab dem Jahr 2026 nochmals zunehmen. Dies führt auch in künftigen Geschäftsjahren zu einem nachhaltig hohen Finanzierungs- und Ressourcenbedarf. Da die Mittelgenerierung der 50Hertz Transmission nach wie vor unterhalb des Finanzbedarfs insbesondere aus der investiven Tätigkeit liegt, ist die weitere Aufnahme von Fremdmitteln sowie Eigenkapitalzuführungen als stärkende Maßnahmen der Gesellschafter geplant. Die Finanzierung am Kapitalmarkt wird über ein Rating im Investment Grade der Eurogrid, die ihre Tochtergesellschaften mit finanziellen Mitteln versorgt, sichergestellt. Darüber hinaus sollen weitere Finanzierungsquellen genutzt werden. Ein aktives Cash- und ein ausgeprägtes Financial Performance Management ergänzt und unterstützt die Kapitalmaßnahmen zur Kapitalbeschaffung. Zur Abwicklung des wachsenden Investitionsvolumens sind ein weiterer Personalaufbau und weitere langfristige Liefer- und Leistungspartnerschaften mit Unternehmen der Zulieferindustrie geplant.

50Hertz Transmission verfolgt kontinuierlich Maßnahmen, um die Effizienz von Prozessen und Kostenstrukturen zu gewährleisten und so den durch die Energiewende bedingten Kostenanstieg möglichst zu begrenzen. Der Personalaufbau erfolgt vorrangig zur Umsetzung der Investitionsprojekte und zur Erfüllung systemseitiger Anforderungen im Rahmen der Realisierung der Energiewende, was mit einer hohen Kapitalisierung von Personalkosten verbunden ist. In administrativen Bereichen ist lediglich ein moderater Personalzuwachs geplant, da Digitalisierung und Prozessvereinfachungen zusätzliche Effizienzsteigerungen ermöglichen sollen.

Im Jahr 2025 wurde das OPEX-Ziel für die Onshore-Aktivitäten übertroffen. Haupttreiber waren geringer ausgefallene Kosten infolge fortlaufender Effizienzmaßnahmen. Insgesamt wird von einem kontinuierlichen Anstieg der operativen Aufwendungen ausgegangen. Treiber dafür sind das steigende Investitionsvolumen sowie neue Regularien und Anforderungen an den Systembetrieb. Die Kosten für Systemdienstleistungen wie Redispatch-Maßnahmen sowie Netzverlustenergie werden wesentlich von der Strompreisentwicklung, den Wetterbedingungen und der Netztopologie beeinflusst.

Die finanziellen Leistungsindikatoren zeigen folgende Entwicklung:

in Mio. €	2024	2025	2026
Investitionsvolumen (Ist)	3.627	3.787	
Zielkorridor/Zielwert (Plan)	3.215 - 3.365	3.800	5.100
IFRS-Nach-Steuer- Ergebnis (Ist)	310	486	
Zielkorridor (Plan)	230 - 270	380-420	585-625
OPEX-Wert Onshore	243	236	
Zielkorridor (Plan)	255 - 278	254-280	303-335
Sicherung der Fremdfinanzierung (Ist)		3.954	
Zielkorridor (Plan)			≥2.200

Im Geschäftsjahr 2025 wurde die Diversifizierung der Finanzierung als ergänzender finanzieller Leistungsindikator genutzt. Ziel war es, mehr als 40 Prozent der neuen Finanzmittel über alternative Finanzierungsquellen als gelistete Bonds einzuwerben. Dies wurde mit 55 Prozent deutlich erreicht, indem ausgehend von der notwendigen Finanzierung insgesamt 1.854 Mio. € außerhalb des Bondmarkts gesichert wurden.

Der obigen Planung für das Geschäftsjahr 2026 liegen folgende Prämissen zugrunde:

- Stabilität des Regulierungsrahmens entsprechend der aktuellen Gesetzeslage,
- weitestgehend stabiles Zinsumfeld,
- planmäßige Umsetzung des ambitionierten Investitionsprogramms,
- normaler Geschäftsverlauf der 50Hertz Transmission ohne außergewöhnliche Wetterlagen und ohne technische Großstörungen.

Die wesentlichen nicht-finanziellen Leistungsindikatoren zeigen folgende Entwicklung:

Bewertung der Netzausbaus	2024	2025	2026
Trassenkilometer mit neu erhaltenem Planfeststellungsbeschluss in km (Ist)	176	170	
Zielkorridor (Plan)		>212	-
Neu errichtete Trassen in km (Ist)	126	94	
Zielkorridor (Plan)		> 69	>112
In Betrieb genommene Umspannwerksleistung in MVA (Ist)	1.000	4.000	
Zielkorridor (Plan)		> 5.600	>7.200
In Betrieb genommene Blindleistung in Mvar (Ist)	678	1.072	
Zielwert (Plan)		> 1.477	>755
Abgeschlossene Anschlusserrichtungsverträge (Ist)			
Zielwert (Plan)			4
Anzahl erreichter vordefinierter prioritärer Projektmeilensteine (Ist)	7	4,5	
Zielwert (Plan)	9	6	6

Zur Bewertung des Netzausbaus wurde im Geschäftsjahr 2025 neben den tatsächlich errichteten bzw. in Betrieb genommenen Betriebsmitteln auch der Fortschritt bei den Genehmigungen für Trassen betrachtet. Da die Genehmigungen künftig keinen wesentlichen Engpass mehr darstellen sollten, wird dieses Ziel für das Geschäftsjahr 2026 entfernt und durch die abgeschlossenen Anschlusserrichtungsverträge ersetzt. Die gesetzten Zielwerte orientieren sich an den jährlichen Projektplanungen und können von Jahr zu Jahr schwanken. Im Jahr 2026 steigt der Zielwert für zu errichtende Trassenkilometer mit den gestiegenen Investitionen stark an. Bei der Umspannwerksleistung ist wiederum ein deutlich höherer Zubau von Transformatoren, Phasenschiebern und Ähnlichem geplant, wohingegen bei der Blindleistung nach aktuellen Projektständen eine Reduzierung des Planwertes im Vergleich zum Vorjahr erfolgt.

Bewertung der Netzverfügbarkeit	2024	2025	2026
Netzereignisse in Relation zu 100km Systemkreislänge (Ist)	1,12	0,80	
Zielkorridor (Plan)	1,2	1,2	1,2
Verhältnis der vermeidbaren Netzstörungen zu allen Netzereignissen (Ist)	8,4 Prozent	7 Prozent	
Zielkorridor (Plan)	< 15 Prozent	≤8 Prozent	≤8 Prozent

Insgesamt gab es im Berichtsjahr mit 0,80 Netzereignissen in Relation zu 100 km Systemkreislänge nur eine geringe Anzahl im Verhältnis zum Planwert von 1,2. Die vermeidbaren Netzstörungen im Verhältnis zu allen Netzereignissen liegen mit 7 Prozent unter dem Planwert von weniger als 8 Prozent. Die Netzverfügbarkeit übertrifft insgesamt wie im Vorjahr den Planwert.

Bewertung des Arbeits- und Gesundheitsschutzes	2024	2025	2026
Unfallhäufigkeit			
TRIR (Total Recorded Injury Rate) eigener Mitarbeitenden (Ist)	2		
Zielkorridor (Plan)	< 4,2		
TRIR (Total Recorded Injury Rate) eigener Mitarbeitenden & Fremdfirmenmitarbeitende (Ist) ²⁾	4,6	6,3	
Zielkorridor (Plan)		<4,7	<6,3
Gesundheitsquote			
Quote der Sollarbeitsstage abzüglich Anzahl der krankheitsbedingten Ausfalltage im Verhältnis zu den Sollarbeitsstagen (Ist)	96,7 Prozent	96,8 Prozent	
Zielkorridor (Plan)	> 96,8 Prozent	> 96,8 Prozent	> 96,8 Prozent

²⁾ Neuaufnahme im Berichtsjahr 2024. Angabe zum Geschäftsjahr 2024 erfolgt zu Referenzzwecken.

Ab dem Geschäftsjahr 2025 wurde die gemeinsame TRIR für eigene Mitarbeitende und Fremdfirmenmitarbeitende als nicht-finanzieller Leistungsindikator eingeführt, die das Verhältnis zwischen Unfallanzahl und Produktivstunden darstellt, um ein genaueres Bild der Gesamt-Unfallhäufigkeit zu erhalten und die bisherige Trennung zwischen eigenen Mitarbeitenden und Fremdfirmenmitarbeitenden aufzuheben. Die Vermeidung von tödlichen und elektrischen Unfällen steht für alle Beschäftigten an oberster Stelle.

Im Berichtszeitraum ereigneten sich 4 Arbeitsunfälle mit insgesamt 10 Ausfalltagen und 5 weitere Arbeitsunfälle mit elektrischem Bezug waren ohne Ausfalltage. Alle Unfälle waren ohne schwerwiegende Verletzungen. Bei für 50Hertz beauftragten Fremdfirmen lag die Anzahl bei 52 Arbeitsunfällen, wovon 22 ohne Ausfalltage waren. Obwohl die hohen Standards im Arbeitsschutz auch für Fremdfirmen gelten und sowohl prospektiv (Qualitätssicherungen auf Baustellen) als auch retrospektiv (Auswertung von Vorfällen) kontrolliert werden, ist die Unfallhäufigkeit in dieser Gruppe höher. Seit 2025 steht ein digitales EHS-Tool zur Verfügung, das die Meldung von Unfällen und Umweltereignissen für Mitarbeitende und beauftragte Partnerfirmen deutlich erleichtert und Meldewege stark verkürzt. Zusätzlich wurden Maßnahmen zur kontinuierlichen Verbesserung des Arbeits- und Gesundheitsschutzes durchgeführt und weitere Schritte sind geplant. Insgesamt hat die Unfallhäufigkeit, die über die gemeinsame TRIR gemessen wird und im Jahr 2025 bei 6,3 liegt, den Planwert von 4,7 überschritten. Für das Geschäftsjahr 2026 wird entsprechend eine TRIR von 6,3 als Ziel ausgegeben, welche das Zielniveau etwas niedriger als in 2025 setzt, aber immer noch ambitioniert ist.

Die avisierte Gesundheitsquote wurde in 2025 eingehalten, das Zielniveau bleibt für 2026 weiterhin hoch.

Diversität	2024	2025	2026
Personalaufbau (netto) (Ist) ²⁾	343	362	
Zielkorridor (Plan)		400	290 - 360
Frauenquote	26,4 Prozent	28,2 Prozent	
Zielkorridor (Plan)	> 27 Prozent	> 27 Prozent	> 28 Prozent

²⁾ Neuaufnahme im Berichtsjahr 2024. Angabe zum Geschäftsjahr 2024 erfolgt zu Referenzzwecken.

Auch in 2025 konnte der Netto-Personalaufbau im Konzern weiter fortgeführt werden, blieb jedoch aufgrund des weiterhin herausfordernden Arbeitsmarkts und teilweise sehr langer Kündigungsfristen bei Neueinstellungen unter dem Planniveau. Dennoch konnten bereits zahlreiche Arbeitsverträge für 2026 geschlossen werden. Um den Netzausbau und die Energiewende weiter voranzutreiben, ist in 2026 ein Netto-Aufbau von 290-360 Mitarbeitenden vorgesehen. Bei der Frauenquote wird ein langfristiges Ziel von 30 Prozent verfolgt. In 2025 konnte der Frauenanteil weiter gesteigert werden und übertraf das gesetzte Ziel von 27 Prozent um 1,2 Prozent. Das Ziel wurde für das Geschäftsjahr 2026 auf > 28 Prozent angepasst.

Insgesamt geht 50Hertz Transmission für das Jahr 2026 von einer positiven Geschäftsentwicklung mit solide finanzierter Bilanzstruktur aus. Das IFRS-Nach-Steuer-Ergebnis wird im Einklang mit der massiven Investitionstätigkeit, die zur einer steigenden Assetvergütung führt, deutlich ansteigen.

10. Risikomanagementsystem

Ziele des Risikomanagements sind das grundsätzliche Vermeiden von Risiken, die den Bestand der Gruppe gefährden, die Reduzierung bestehender Risikopositionen sowie die Optimierung des Risiken-Chancen-Profiles. Risiken werden unter Anwendung der bestehenden Risikoricthlinie standardisiert erfasst, bewertet und überwacht. Auf Grundlage der Konzernziele werden Risikodimensionen abgeleitet, denen die Risiken entsprechend ihren hauptsächlichen Auswirkungen zuzuordnen sind. Dies sind der Schutz von Leib und Leben, die Versorgungssicherheit, die Reputation, die Liquiditätslage sowie die Ertragslage.

Risiken werden hinsichtlich ihrer Auswirkung einer Relevanzklasse von 1 bis 5 zugeordnet, wobei die Relevanzklassen in 5 Stufen gestaffelt sind. Entsprechend ihrer Ausprägung reichen diese von „gering“ bis „bestandsgefährdend“. Die Beurteilung der potenziellen Schadenshöhe und Eintrittswahrscheinlichkeit erfolgt auf Basis von Szenarien. Die finanziellen Effekte werden anhand des 95 Prozent-Konfidenzniveaus berechnet, das die Eintrittswahrscheinlichkeit und das Schadensausmaß als Value-at Risk bzw. Cashflow-at Risk beinhaltet. Relevanzklasse 1 unterstellt dabei eine geringe Ausprägung mit einem Cashflow-at-Risk zwischen 1 und 5 Mio. € und einem Ergebnisrisiko bis zu 1 Mio. €; Relevanzklasse 5 hingegen eine bestandsgefährdende Ausprägung mit einem Cashflow-at-Risk über 6.800 Mio. € und einem Ergebnisrisiko von über 1.600 Mio. €.

Durch eine Aggregation wird das Gesamtrisiko des Unternehmens und die Risikotragfähigkeit bestimmt, die sich bezogen auf Risiken für Gewinn und Verlust oder die Liquiditätslage des Konzerns ergeben können. Im Folgenden werden die wesentlichen Risiken der Relevanzklasse 3 berichtet, die sich in den Bandbreiten beim Cashflow-at-Risk von 50 Mio. € bis zu 1.300 Mio. € und beim Ergebnisrisiko von 5 Mio. € bis 50 Mio. € befinden und entsprechend gekennzeichnet sind. Darüber hinaus wird nachfolgend über bestehende wesentliche Risiken der Relevanzklasse 3, die nicht monetär quantifiziert werden, sowie über wesentliche strategische Risiken berichtet. Schwerwiegende (Relevanzklasse 4) oder bestandsgefährdende Risiken (Relevanzklasse 5) wurden weder einzeln noch aggregiert identifiziert.

50Hertz Transmission unternimmt ein fortlaufendes Monitoring über die Risikosituation, insbesondere zur Früherkennung potenziell bestandsgefährdender Risiken. Im Rahmen der strategischen Orientierung des Risikomanagements wird bedarfsweise die Auswahl und Umsetzung von Bewältigungsmaßnahmen gewährleistet. Im Rahmen einer systematischen Aufbereitung und zentralen Verfolgung von Maßnahmenplänen wird die Bewältigung wesentlicher Unternehmensrisiken überwacht. Relevante Einzelrisiken und die Gesamtrisikolage werden regelmäßig an die Geschäftsführung, den Aufsichtsrat innerhalb der Eurogrid-Gruppe und die Gesellschafter berichtet. Bei wesentlichen Veränderungen werden die zuständigen Entscheidungsträger ad hoc informiert. Die Funktionsfähigkeit und Effektivität des Risikomanagementsystems unterliegen regelmäßigen Überprüfungen.

II. Chancen und Risiken

Die 50Hertz Transmission bewegt sich in einem regulierten Rahmen, der sich in begrenztem Maße durch Chancen und auch Risiken auszeichnet. Chancen ergeben sich im Allgemeinen aus der Anreizregulierung sowie aus der Möglichkeit in gewissem Ausmaß eine regulatorische Zusatzvergütung z. B. durch Effizienzsteigerungen oder Kosteneinsparungen zu verdienen. Strukturelle Vorteile können sich aus einer günstigeren Refinanzierung als aus den regulatorisch zugebilligten Finanzierungskosten ergeben; allerdings führen steigende Refinanzierungskosten zunehmend auch zu Nachteilen aus einer ggf. unzureichenden regulatorischen Vergütung. Die wesentliche Chance der 50Hertz Transmission besteht darin, unter Einhaltung der Effizienz und durch das Sicherstellen termin- und anforderungsgerechter Investitionen in das Übertragungsnetz sowie in Netzanschlüsse, ihre „Regulated Asset Base“ (Betriebsnotwendiges Vermögen im kalkulatorischen Sinne) zu stärken und organisches Wachstum zu realisieren. Weitere Chancen bestehen darin, dass 50Hertz Transmission als eigenständiger ÜNB im europäischen Umfeld die Veränderungen und Anforderungen der Energiewende aktiv gestalten und zugleich als verlässlicher und leistungsstarker Partner für die in dem Netzgebiet versorgten Kunden agieren kann. Die europäische Positionierung soll durch gemeinsame Aktivitäten der Elia Group weiter gestärkt werden. Somit sollen die regulatorischen Rahmenbedingungen für die weitere Entwicklung der Gesellschaft positiv gestaltet und die wirtschaftlichen Belastungen im Sinne einer anforderungsgerechten wirtschaftlichen Tragfähigkeit begrenzt werden. Die Chancen der 50Hertz Transmission liegen damit in ihrem operativen Segment „Netzbereitstellung“. In dem Segment „Ergebnisneutrales Geschäft“, das maßgeblich die gesetzeskonforme, ergebnisneutrale Abwicklung des EEG, des StromPBG und netzentgeltbasierter Umlagen umfasst, ergeben sich hingegen keine wesentlichen Chancen, jedoch können in begrenztem Umfang Liquiditätsrisiken auftreten.

Chancen und Risiken aus Politik, Regulierung und Gesetzgebung

50Hertz Transmission wird weitreichend durch die Regulierung und die hierfür bestehenden gesetzlichen Rahmenbedingungen bestimmt, die wiederum von den energiepolitischen Zielen beeinflusst werden. Veränderungen der regulatorischen und gesetzlichen Rahmenbedingungen können die Ergebnis- und Liquiditätssituation der 50Hertz Transmission sowohl positiv als auch negativ nachhaltig beeinflussen.

Als ÜNB unterliegt 50Hertz Transmission mit ihren zahlreichen Aufgaben der Regulierung durch die Bundesnetzagentur. Der Einfluss dieser Regulierung erstreckt sich dabei auch auf die Tochterunternehmen 50Hertz Offshore und 50Hertz Connectors. Die Genehmigung der Erlösobergrenze und Erhebung der Netznutzungsentgelte wie auch die Abwicklung der Kostenwälzung für Offshore-Netzanbindungssysteme im Rahmen der Offshore-Netzumlage unterfallen der Aufsicht durch die BNetzA. Entscheidungen der BNetzA im gegenwärtigen regulatorischen Rahmen sowie Änderungen des regulatorischen Rahmens durch Novellierung der relevanten Regelwerke können wesentliche positive oder negative Auswirkungen auf 50Hertz haben. Im Zuge der Umsetzung des EuGH-Urteils zur Unabhängigkeit der BNetzA treten die bisher für die Netzregulierung maßgebliche ARegV und StromNEV zum Ende des Jahres 2028 außer Kraft. Der gesetzliche Regulierungsrahmen nach dem EnWG wird dann ausschließlich durch Festlegungen der BNetzA weiter ausgestaltet und konkretisiert. Im Dezember 2025 veröffentlichte die BNetzA ihren Entwurf für eine

Rahmenfestlegung zur Regulierung der ÜNB ab dem Jahr 2029. Bis zum Abschluss des Konsultationsverfahrens und der finalen Rahmenfestlegung bestehen weiterhin Risiken, die sich sowohl aus der grundsätzlichen Unsicherheit über die abschließenden Regelungen als auch aus der Ausgestaltung der regulatorische Gesamtkapitalverzinsung ergeben. Aus den skizzierten Beschleunigungs- und Effizianzanreizen können sich – je nach konkreter Ausgestaltung – sowohl Chancen als auch Risiken für die ÜNB ergeben. Risiken aufgrund der Unsicherheit über die Entwicklung der regulatorischen Verzinsung bestehen auch kurz- und mittelfristig in dem seit 2024 geltenden System des Kapitalkostenaufschlags. Der Eigenkapitalzinssatz für Neuinvestitionen ab 2024 wird jährlich angepasst und erst am Jahresende final fixiert. Im Falle sinkender Zinsen würde sich der regulatorische Eigenkapitalzins reduzieren und somit auch die Rendite auf das gebundene Kapital. Für frühere Investitionen wird der konstante Bestandszinssatz der 4. Regulierungsperiode angewendet. Sowohl der variable Zinssatz als auch die differenzierte Behandlung der Investitionen nach Investitionszeitpunkt bergen das Risiko der Verschlechterung der Attraktivität für Kapitalgeber und der Konditionen der Kapitalbereitstellung.

Energiepolitische Gesetze und Richtlinien zu den Erneuerbaren Energien haben starken Einfluss auf die Liquidität und die Umlagen-bezogenen Abrechnungsprozesse von 50Hertz Transmission. Änderungen in der betreffenden Gesetzgebung bzw. der Interpretation dieser Gesetzgebung können die Liquiditätssituation verbessern oder verschlechtern. So können sich aus der Abwicklung des EEG als wesentlich quantifizierte Finanzierungsrisiken ergeben, falls die zugesagten Bundesmittel nicht ausreichen und zusätzliche Bundesmittel nicht oder nicht rechtzeitig bereitgestellt werden können. Die notwendige Zwischenfinanzierung könnte dann durch den ÜNB zu leisten sein.

Kosten aus den energiewirtschaftlichen Prozessen der Regelleistungsvorhaltung, der Netzverlustbeschaffung und der Beseitigung von Netzengpässen (Engpassmanagementkosten), die als wesentlich bewertet wurden, unterliegen regulatorischen Anreizmechanismen. Aus den Anreizmechanismen können sich für 50Hertz Transmission durch die Erzielung von Boni bzw. Mali sowohl Chancen als auch Risiken ergeben. Die Höhe der erzielbaren Boni/Mali ist gedeckelt.

Im Bereich der energiewirtschaftlichen Abrechnungen werden laufend Plandaten und Schätzungen verarbeitet, die dann in Folgeperioden bei Verfügbarkeit durch die entsprechenden Istwerte ersetzt werden. Infolge dieser Schätzprozesse können sich Abweichungen und Folgewirkungen mit Liquiditäts- und/oder Ergebniseffekt ergeben. Weiterhin können diese Plandaten ggf. deutlich von den Istwerten abweichen, weil unvorhersehbare Umstände oder Wetterlagen eintreten oder im Zusammenhang mit der regulatorischen Wälzung geänderte Maßstäbe angelegt werden bzw. die BNetzA neue Festlegungen trifft. Abweichungen wirken sich unmittelbar auf das Ergebnis des Jahres der Feststellung oder im Rahmen der Verrechnung über die Erlösobergrenze in den Folgejahren auf die Ergebnisse der 50Hertz Transmission aus. Dabei sorgt die gestiegene Volatilität an den Energiemärkten bei der Planwertbestimmung der Energiekosten für größere Prognoserisiken. Die Refinanzierung von Differenzen ist über einen Plan-Ist-Abgleich im Regulierungskonto zum überwiegenden Teil gewährleistet. Eine möglicherweise notwendige Zwischenfinanzierung kann aber zu Liquiditäts- und Zinseffekten führen.

Die schnelle Entwicklung der Erneuerbaren Energien und der nicht im gleichen Tempo voranschreitende Netzausbau kann es auch künftig erforderlich machen, dass in höherem Maße Eingriffe in die Stromerzeugung durch den Netzbetreiber erforderlich werden und dies zu entsprechend hohen temporären Kostenbelastungen und somit gegebenenfalls zu wesentlichen Zwischenfinanzierungsbedarfen führt.

Die steigende Integration Erneuerbarer Energien hat neben den Auswirkungen auf den Netzausbau infolge der hohen Volatilität bei der Erzeugung einen erheblichen Einfluss auf die Systemstabilität. 50Hertz Transmission ist dafür verantwortlich, die notwendigen Systembedarfe zur Gewährleistung eines sicheren und stabilen Systembetriebs zu identifizieren und jederzeit die erforderlichen Maßnahmen einzuleiten. Durch die notwendigen Systemeingriffe können sich wesentlich quantifizierbare Risiken aus der Anerkennung der Kostenwälzung ergeben. Seit 2023 ist die Anzahl der Netzanschlussbegehren von Batteriespeichern enorm gewachsen und hat zu Engpässen bei der Vergabe von Netzanschlüssen geführt. Mit der Ende 2025 erfolgten Klarstellung des Anwendungsbereichs der KraftNAV wurde der erste und wesentliche Schritt auf dem Weg zu der dringend benötigten Reform des Netzanschlussverfahrens weg von "first come, first served" getan. Zum 1. April 2026 führen die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber deshalb ein neues Netzanschlussverfahren ein, in welchem Projekte nicht mehr nach dem Zeitpunkt der Einreichung ihres Netzanschlussantrags, sondern ihrer jeweiligen Projektreife bewertet werden.

Durch die voranschreitende Energiewende zeigen sich zahlreiche Herausforderungen, denen sich die Übertragungsnetzbetreiber stellen müssen: die Realisierung der fortlaufend hohen Investitionsvolumen und ihre Refinanzierung auf der einen Seite und die bessere, zielgerichtetere Ausgestaltung und Vermaschung des Stromnetzes zur jederzeitigen Sicherstellung der Systemsicherheit und möglichst einer Reduzierung der Redispatchkosten auf der anderen Seite. Akzeptanz und Bezahlbarkeit sind dabei wichtige Facetten im Zuge der Realisierung der weiteren Integration Erneuerbarer Energien in das Bestandsnetz, sie stehen aber auch im Spannungsfeld zu immer noch langen Genehmigungsverfahren und steigenden Rohstoff- und Beschaffungskosten, die ebenfalls auf die Höhe der Netzentgelte einwirken. Neben der erfolgten Umstellung der EEG-Finanzierung auf Mittel aus dem Bundeshaushalt werden sog. Bundeszuschüsse zunehmend auch zur Reduzierung der Netznutzungsentgelte eingesetzt.

Im Zuge der internationalen Kooperationen europäischer ÜNB bei der Weiterentwicklung der europäischen Stromnetze ergeben sich Chancen aus der Realisierung zusätzlicher Investitionspotentiale, allerdings auch mögliche rechtliche Unsicherheiten und ggf. Risiken, die sich aus der Realisierung und Refinanzierung im deutschen und europäischen Regulierungsrahmen ergeben. Auch eine politische Dimension ergibt sich durch ggf. zu schaffende staatsvertragliche oder gesetzliche Regelungen und die energiepolitischen Ziele der beteiligten Länder.

Chancen und Risiken aus Technik und Infrastruktur

Das Anlagevermögen von 50Hertz Transmission ist in der Regelzone geografisch weit verteilt und kann ein potenzielles Ziel für Diebstahl, Terror- und Sabotageakte sein. In dem KRITIS-Dachgesetz wurden Maßnahmen zur Sicherstellung und Widerstandsfähigkeit dieser kritischen Infrastruktur geregelt. Des Weiteren sind die

Anlagen Umwelteinflüssen ausgesetzt, was zu teilweise erheblichen Schäden bei besonderen Wetterlagen oder auch zu einer schnelleren Abnutzung führen kann.

Als ein Infrastrukturbetreiber für eine sichere und zuverlässige Stromversorgung von rund 18 Mio. Menschen ist 50Hertz Transmission verpflichtet, auch für Krisensituationen gut gewappnet zu sein. Auch Störungen innerhalb des europäischen Stromverbundnetzes können sich in Abhängigkeit ihrer Tragweite auf 50Hertz Transmission auswirken. Durch enge Kommunikation der Verantwortlichen in den Control Centern sowie zielgerichtete Trainingsangebote für die dort verantwortlichen Mitarbeitenden wird diesen Risiken begegnet. Darüber hinaus werden die Krisenwerkzeuge kontinuierlich weiterentwickelt und regelmäßig Krisenübungen durchgeführt, um die eigenen Fertigkeiten zu trainieren und Verbesserungspotenziale aufzudecken.

Im Fall von Spannungsschwankungen bzw. -unterbrechungen, des Netzausfalls oder der fehlenden Umsetzung gesetzlich vorgeschriebener Notfallmaßnahmen kann 50Hertz Transmission unter Umständen ein Verschulden für Schäden seiner Kunden und/oder Schäden bei Dritten zugerechnet werden. Dadurch können sich Reputations- und wesentlich quantifizierbare Kostenrisiken für den ÜNB ergeben, denen sachgerecht zu begegnen ist.

Die Anbindung und der Betrieb von OWP ist ein Geschäftsfeld mit zusätzlichen technischen und organisatorischen Herausforderungen, da der Gesetzgeber entschieden hat, Windparks relativ weit vor den deutschen Küsten entstehen zu lassen. Technische Probleme werden trotz sorgfältiger Vorbereitungen und Analysen oft erst in der Umsetzungs- und Betriebsphase entdeckt und müssen dann umgehend gelöst werden. Verzögerungen und Änderungen in der Planungs- und Bauphase als auch später ungeplante Veränderungen in der Betriebsphase sind daher möglich. 50Hertz Transmission lässt auch eigenständig Offshore-Plattformen errichten und begibt sich in Kooperationsmodelle mit OWP-Betreibern. Hieraus ergeben sich neben Chancen durch Übernahme der Projektverantwortung und Steuerungshoheit auch Realisierungsrisiken sowie ggf. zusätzliche Haftungstatbestände gegenüber dem OWP. Wird 50Hertz Transmission die Verantwortung für eine Verspätung oder Unterbrechung bei der Herstellung eines Offshore-Netzanschlusses zugerechnet, muss die Gesellschaft dem Windparkbetreiber den finanziellen Schaden im Wesentlichen ersetzen. Den mit dem Schadenersatz in Zusammenhang stehenden Aufwendungen können zum Teil Ausgleichsbeträge durch Rückgriff auf die Lieferanten gegengerechnet werden. Gemäß EnWG sind die Risiken für den ÜNB limitiert: der ÜNB muss im Fall schuldhafter, nicht vorsätzlicher Verzögerung bzw. Störung des Anschlusses nur einen Teil des Schadenersatzes selbst tragen. Dennoch verbleiben als wesentlich bewertete Risiken beim anschließenden ÜNB.

Hochspannungsanlagen und insbesondere -kabel stellen zunehmend einen beträchtlichen Wert im Anlagevermögen des Unternehmens dar. Auch der Anteil an Onshore-Gleichstromkabeln wird in den kommenden Jahren projektbezogen signifikant zunehmen. Infolge des perspektivisch zunehmenden Einsatzes von Gleichstromverbindungen werden auch komplexe Konverteranlagen an Land und auf See installiert werden. Da über diese Technologien noch keine umfassenden Langzeitbetriebserfahrungen vorliegen, besteht das Risiko von Designfehlern, welche erst im Betrieb entdeckt werden. Vorbeugend werden verschiedene Tests vor

Produktionsbeginn bis Inbetriebnahme durchgeführt. Es kann jedoch nicht vollständig sichergestellt werden, dass sämtliche, auch kombinierte Fehlerursachen identifiziert werden können. Dies kann im Extremfall dazu führen, dass ein komplettes Kabelsystem ausgetauscht werden muss. Hohe außerplanmäßige Abschreibungen, Schadenersatzzahlungen bspw. an Offshore-Windpark-Betreiber und Investitionskosten wären die Folge. Das Risiko wird u. a. durch enge Zusammenarbeit mit den Lieferanten, durch umfangreiche Funktionstests vor Inbetriebnahmen, fallweise Versicherungen, Gewährleistungsgarantien nach der Inbetriebnahme, durch die Überwachung der Kabel im Betrieb sowie die Möglichkeit der Wälzung von Kosten über den Regulierungsrahmen gemindert. Die Kostenrisiken treffen nicht mehr zwingend und vollständig den Netzbetreiber, es verbleiben jedoch nach wie vor wesentlich quantifizierbare Anerkennungsrisiken für den Fall, dass die BNetzA bestimmte Kosten als nicht über die Regulierung abgedeckt klassifizieren sollte.

Beim Bau von Stromleitungen bestehen Akzeptanzrisiken lokaler Stakeholder und komplexe Verwaltungsverfahren. Verzögerungen beim Leitungsbau sind daher trotz intensiver Bemühungen der Genehmigungs- und Beteiligungsexperten von 50Hertz sowie der Anwendung der gesetzlichen Regelungen zur Beschleunigung des Netzausbaus weiterhin möglich. Zudem birgt die hohe Anzahl parallellaufender Verfahren das Risiko von Ressourcenengpässen bei den betroffenen Bundes- und Landesbehörden. Auch der Markt für benötigte Dienstleistungen (Gutachter, Umweltplanungs- und Trassierungsbüros, Ingenieurbüros, Kartierungsexperten) ist bundesweit durch den hohen Baubedarf im Infrastrukturbereich in Deutschland äußerst angespannt. Der rechtzeitige Zugang zu geeigneten Ressourcen und Lieferanten, die anforderungsgerechte Leistungen erbringen können, erscheint dabei zunehmend wichtiger und kann neben Kosteneffekten auch die Verringerung zeitlicher Restriktionen mit sich bringen. Daneben existieren aufgrund der Komplexität der Projekte weitere mögliche Ursachen für Verzögerungen und Mehrkosten, welche sich mit professionellem Projektmanagement mindern, jedoch nicht vollständig eliminieren lassen. Verzögerungen im Netzausbau können neben der Steigerung von betrieblichen Kosten zur Bewältigung der Netzengpässe auch zu einem Anstieg kritischer Situationen im Netzbetrieb führen. Grund dafür ist, dass die neuen Leitungen im Wesentlichen zum Transport der ständig wachsenden variablen Einspeisung Erneuerbarer Energien in der 50Hertz-Regelzone in Gebiete mit höherem Verbrauch dringend benötigt werden und geplante Abschaltungen von konventionellen Kraftwerken in der Nähe der Verbrauchszentren im Süden und Westen näher rücken.

Für den sicheren Betrieb seines Übertragungsnetzes setzt 50Hertz Transmission ein hochverfügbares Netzleitsystem ein, das kontinuierlich weiterentwickelt wird, um den zuverlässigen und sicheren Netzbetrieb jederzeit zu gewährleisten.

Der sichere Betrieb von Netzanlagen, die Instandhaltung und der Neubau von Netzanlagen können durch Entwicklungen in der geopolitischen Lage (wie beispielsweise Handelsbeschränkungen) beeinträchtigt werden. Hieraus können sich Risiken aus der Lieferkette und in der Folge aus der rechtzeitigen und qualitätsgerechten Lieferung von wesentlichem Equipment und Dienstleistungen ergeben. Bei der Auswahl von Lieferanten und im Rahmen von Vergaben werden hohe Ansprüche an Qualität, Lieferfähigkeit und langfristige Vertragsverhältnisse gestellt. Für systemkritische Komponenten wird eine konsequente Dual-Vendor-Strategie verfolgt, um Abhängigkeiten und Fehlerrisiken zu reduzieren.

Der Bau neuer Anlagen bietet Chancen durch eine beschleunigte Fertigstellung und frühzeitige Inbetriebnahme von Anlagen. Eine frühere Übernahme in das Fertiganlagevermögen ermöglicht höhere Rückflüsse, die zusätzliches Kapital für weitere Investitionen freisetzen. Insgesamt bleiben Chancen in diesem Bereich jedoch aufgrund des regulatorischen Rahmens begrenzt.

Als Betreiber kritischer Infrastruktur ist 50Hertz Transmission dem Risiko gezielter Cyber-Angriffe ausgesetzt. Zum Schutz vor solchen Angriffen und um Informationssicherheit zu gewährleisten, ist 50Hertz Transmission durch das IT-Sicherheitsgesetz verpflichtet, die Verarbeitung, Speicherung und Kommunikation von Informationen so zu gestalten, dass die Verfügbarkeit, Vertraulichkeit und Integrität der Informationen und Systeme in ausreichendem Maß sichergestellt werden. Die regulatorischen Anforderungen hierfür sind im IT-Sicherheitskatalog für Netzbetreiber der BNetzA gemäß § 11 Abs. 1a EnWG festgelegt.

Nach dieser Vorgabe ist 50Hertz Transmission als Netzbetreiber verpflichtet, ein Informationssicherheitsmanagementsystem nach ISO 27001 zu führen und zertifizieren zu lassen. Durch den etablierten Sicherheitsprozess werden IT-Risiken systematisch erhoben und behandelt. Dabei werden insbesondere auch die durch das BSI übermittelten Sicherheitshinweise und Warnungen aufgenommen und bewertet. Im Bedarfsfall wurden nötige Schutzmaßnahmen abgeleitet und umgesetzt. Im Berichtsjahr wurden keine gezielten Cyber-Angriffe auf 50Hertz Transmission registriert oder Schäden durch Informationssicherheitsvorfälle verzeichnet.

Risiken aus Gesundheit und Arbeitsschutz und Personal

Die Vermeidung von Unfällen und arbeitsbedingten Erkrankungen hat bei 50Hertz Transmission oberste Priorität. Arbeits- und Gesundheitsschutz sind fest in die Unternehmensstrategie integriert. Trotz aller Präventionsmaßnahmen können jedoch Unfälle an Arbeitsstätten von 50Hertz Transmission oder in Verbindung mit der Errichtung und Benutzung der Anlagen von 50Hertz Transmission nicht gänzlich ausgeschlossen werden. Unfälle können Verletzungen oder im Extremfall den Verlust eines Menschenlebens sowie finanzielle oder Reputationsschäden für 50Hertz Transmission zur Folge haben.

Die hohen Standards im Arbeitsschutz gelten ebenso für von 50Hertz beauftragte Fremdfirmen. Die „Ordnung zur Gewährleistung der Arbeitssicherheit beim Einsatz von Fremdfirmen im Übertragungsnetzbereich der 50Hertz Transmission GmbH (OAFN)“ sowie die „Vereinbarung zur Qualitätssicherung auf Baustellen“ stellen feste Vertragsbestandteile der Beauftragung dar. In diesem Rahmen finden regelmäßige Kontrollen auf Baustellen zum Arbeits- und Umweltschutz sowie zur Qualitätssicherung statt.

Jegliche Vorfälle (Beinahe-Unfälle, Arbeitsunfälle, Unfälle bei Auftragnehmern) werden in einem standardisierten Prozess systematisch ausgewertet, Maßnahmen zur Beseitigung der Gefährdungen werden abgeleitet. Für relevante Vorfälle werden Sicherheitshinweise erstellt und an die Beschäftigten und Externe kommuniziert. Die Qualitätssicherung auf Baustellen inkl. der Kontrollen (prospektiv) sowie der Prozess zur Auswertung von Vorfällen (retrospektiv) haben sich als wirksame Instrumente zur Verbesserung des Arbeitsschutzes bei Fremdfirmen etabliert.

Risiken aus Märkten und Finanzen

Die Energie- und Finanzmärkte zeigten sich im Jahr 2025 trotz anhaltender geopolitischer Spannungen, insbesondere im Nahen Osten und in Osteuropa, insgesamt stabiler als in den Vorjahren. Die Inflation in der Eurozone blieb auf einem moderaten Niveau, was der Europäischen Zentralbank weiterhin Spielraum für eine gelockerte Geldpolitik eröffnete. Im Jahresverlauf 2025 erfolgten weitere Leitzinssenkungen, die sich dämpfend auf die Fremdkapitalkosten der Eurogrid-Gruppe auswirkten.

Marktpreisbewegungen an den Strommärkten können zu hohen Schwankungen bei den Kosten für Regel- und Netzverlustenergie sowie Redispatch-Maßnahmen führen und als wesentlich bewertet werden. Auftretende Ergebniseffekte werden durch den regulatorischen Rahmen stark gemindert. Zur Deckung des Bedarfs an Netzverlustenergie nutzt 50Hertz Transmission marktübliche Stromprodukte. Ausgehend von einer risikoaversen Beschaffungsstrategie und unter Berücksichtigung der regulatorischen Rahmenbedingungen zur Kostenkompensation steuert 50Hertz Transmission seine Portfolien aktiv. Preis- und Liquiditätsrisiken werden laufend überwacht. Aufgrund der volatilen Marktbewegungen kam es zu nennenswerten bilanziellen Auswirkungen aus der Marktbewertung und Realisierung von Sicherungsgeschäften sowie der bei den Börsen zu hinterlegenden Sicherheiten.

Für 2026 prognostizieren die ÜNB einen deutschlandweiten EEG-Finanzierungsbedarf von 14,6 Mrd. € (Vorjahr 16,5 Mrd. €), der in dieser Höhe durch Bundesmittel gedeckt werden muss. In Abhängigkeit der Entwicklungen des Strommarktes ist ein weiterer Finanzierungsbedarf im Jahresverlauf nicht auszuschließen.

50Hertz Transmission finanziert sich über die Eurogrid am Banken- und Kapitalmarkt. Auf Basis einer langfristigen Planung wird der Finanzierungsbedarf ermittelt und im Bedarfsfall erfolgen zielgerichtete Kapitalmarkt-Maßnahmen sowie die notwendige Kapitalmarktkommunikation zur nachhaltigen Sicherung des Zugangs zu den Finanzmärkten. Risiken aus Finanzierungsengpässen wird mittels fortlaufender Liquiditätsplanung und der Vorhaltung geeigneter Finanzierungsquellen begegnet.

Eine Herabsetzung des Ratings könnte zukünftig die Finanzierungskosten erhöhen und den Zugang zu Finanzierungsmitteln einschränken. Potenzielle Risiken im Rahmen von Anschlussfinanzierungen von Investitionen in der Zukunft können sich aus unvorhersehbaren Engpässen im Rahmen der Staatsfinanzierungen in Europa und den hohen Volatilitäten auf den Kapitalmärkten ergeben.

Dem Zinsänderungsrisiko wird mittels kontinuierlicher Marktbeobachtung und schrittweiser Kapitalbeschaffung begegnet. Die Aufnahme von Finanzmitteln erfolgt in der Regel langfristig und zu festen Zinssätzen.

Kontrahenten-Risiken bei Anlagen von Termingeldern wird durch eine vorsichtige, diversifizierende Anlagestrategie, eine stetige Marktbeobachtung und die strikte Sicherstellung der Einhaltung der Anlagerichtlinien entgegengewirkt. Auch der potentielle Einfluss von Preisänderungs- oder Ausfallrisiken ist durch den aktuellen Regulierungsrahmen weitgehend begrenzt.

Gesamtchancenlage und Gesamtrisikolage

Die Gesamtchancenlage ist durch die regulatorischen Rahmenbedingungen geprägt, die ein organisches Wachstum der 50Hertz Transmission ermöglichen. Solide Ratings unterstützen hierbei eine optimale Finanzierungsstruktur. Im Geschäftsjahr 2025 ergab sich weder durch Einzelrisiken noch durch die aggregierte Risikoposition eine Bestandsgefährdung der 50Hertz Transmission. Auch für das Jahr 2026 wird keine Bestandsgefährdung durch Risiken für die 50Hertz Transmission erwartet.

12. Rechnungslegungsbezogenes internes Kontroll- und Risikomanagementsystem

Damit 50Hertz Transmission in ihrem komplexen Geschäftsumfeld erfolgreich agieren kann, hat sie ein effektives und integriertes internes Kontrollsystem geschaffen, das in seiner Gesamtheit alle relevanten Geschäftsprozesse beinhaltet. Es regelt die Identifikation, Erfassung, Bewertung, Dokumentation und Berichterstattung von Risiken und ist in die Strategie-, Planungs- und Budgetierungsprozesse sowie in die Management- und Reportingsysteme der Gruppe integriert.

Das interne Kontrollsystem bildet einen integralen Bestandteil des Risikomanagementsystems. Dieses System umfasst Berichterstattungen für den Aufsichtsrat der 50Hertz Transmission GmbH, für den Aufsichtsrat und den Prüfungsausschuss der Eurogrid, sowie für die jeweiligen Geschäftsführungen und ist in Umfang und Ausgestaltung an den unternehmensspezifischen Anforderungen ausgerichtet.

Wesentliche Elemente des internen Kontrollsystems bezogen auf die Rechnungslegungsprozesse sind das durchgängig angewandte Vier-Augen-Prinzip, ein revisionssicheres Belegwesen und die konsequente Funktionstrennung zwischen bzw. innerhalb von Fachbereichen sowie innerhalb der Gruppe. Die Verarbeitung der Daten im Buchhaltungssystem ist für alle in den Eurogrid-Konzernabschluss einbezogenen Unternehmen einheitlich organisiert und es liegen gleiche Abläufe hinsichtlich der Kontierung und der Bearbeitung der Rechnungen und Belege zugrunde. Weiterhin existiert eine einheitliche Handhabung der Abschlusserstellung hinsichtlich der Erstellungsprozesse und der Terminierung.

Die zur Rechnungslegung verwendete betriebswirtschaftliche Standardsoftware wird jährlich einer Prüfung im Hinblick auf die Ordnungsmäßigkeit der angewandten IT-Verfahren einschließlich des aufbau- und ablauforganisatorischen Umfeldes des Systemeinsatzes unter Berücksichtigung der Anforderungen an ein wirksames internes Kontrollsystem unterzogen. Für die Einhaltung ordnungsgemäßer Buchführungsstandards und zur Minimierung des Risikos doloser Handlungen ist ein angemessenes Berechtigungskonzept etabliert, das umgesetzt wird. Alle Unternehmen des Eurogrid-Konzerns nutzen eine einheitliche ERP-Software. Die Geschäftsvorfälle aller Konzerngesellschaften werden zentral im Bereich Rechnungswesen/Steuern der 50Hertz Transmission verarbeitet.

Für die Konsolidierung auf Gruppenebene sind Richtlinien zur Bilanzierung und Abschlusserstellung zugrunde gelegt, um eine einheitliche Anwendung von Ansatz, Bewertung und Ausweis der Bilanz- und GuV-Positionen insbesondere unter Beachtung der für das ÜNB-Geschäft wesentlichen sach- und periodengerechten Abbildung der regulatorischen Sachverhalte sicherzustellen.

Zu jedem monatlichen Reporting erfolgen begleitende Plausibilitätskontrollen zwischen dem Financial Reporting, dem Controlling und dem Regulierungsmanagement. Diese sowie die Beachtung aller einschlägigen handels- und steuerrechtlichen Normen als auch der entsprechenden energierechtlichen Vorgaben sowie des IFRS-Regelwerks gewährleisten eine konforme Rechnungslegung und Berichterstattung in den Einzelabschlüssen sowie im Konzernabschluss.

Zur weiteren Begrenzung rechnungslegungsbezogener Risiken sind Verantwortlichkeiten und Freigabeprozesse klar definiert und Zugriffsrechte festgelegt. Ergänzend sorgen einheitliche Vorgaben zur Organisation, Terminierung und Bewertung von Geschäftsvorfällen für zusätzliches Sicherheitspotenzial. Die Wirksamkeit des internen Kontrollsystems wird sowohl anlassbezogen als auch regelmäßig im Rahmen eines abgestimmten Prüfungsprogramms von der internen Revision überprüft. Die Überwachung der Geschäftsführung erfolgt laufend durch die Aufsichtsräte von Eurogrid und 50Hertz Transmission, die ihre Beurteilungen auf regelmäßige Berichte der Geschäftsführung, Prüfungsergebnisse der internen Revision sowie die Abschlussprüfungen stützen. Darüber hinaus sind die Konzernunternehmen und ihre Risikofelder im Rahmen des Risikomanagements kontinuierlich erfasst und bewertet.

13. Erklärung zur Unternehmensführung

Die folgende Erklärung gemäß § 289f Abs. 4 HGB wird von der Gesellschaft freiwillig abgegeben:

Erhöhung des Anteils von Frauen in Führungspositionen

50Hertz Transmission fördert Vielfalt und Chancengleichheit. Die Geschäftsführung hat sich daher am 1. Dezember 2020 freiwillig darauf verständigt, bis 2030 den Frauenanteil an der Gesamtbelegschaft und im Management auf 30 Prozent zu erhöhen. Im Vergleich zum Vorjahr konnte der Frauenanteil im Jahr 2025 bereits um 1,8 Prozentpunkte auf insgesamt 28,2 Prozent gesteigert werden.

Mit Beschluss vom 6. Februar 2024 setzte sich die Geschäftsführung das Ziel, bis zum 30. Juni 2027 30 Prozent aller Führungspositionen auf der ersten und zweiten Ebene unterhalb der Geschäftsführung mit Frauen zu besetzen. Zum 31. Dezember 2025 beträgt der Frauenanteil auf der ersten Führungsebene 37 Prozent und auf der zweiten Führungsebene 23 Prozent.

Am 23. Februar 2024 fasste der Aufsichtsrat der 50Hertz Transmission den Beschluss, dass der Anteil von Frauen im Aufsichtsrat sowie der Anteil von Frauen innerhalb der Geschäftsführung bis zum 30. Juni 2027 30 Prozent betragen soll.

Am 31. Dezember 2025 liegt der Frauenanteil im Aufsichtsrat der 50Hertz Transmission bei 42 Prozent. In der Geschäftsführung der 50Hertz Transmission liegt der Frauenanteil aktuell bei 50 Prozent.

Berlin, 6. März 2026

Die Geschäftsführung

Jahresabschluss

der 50Hertz Transmission GmbH, Berlin

zum 31. Dezember 2025



| Elia Group

50Hertz Transmission GmbH

Heidestraße 2

10557 Berlin

Inhaltsverzeichnis

	Seite
1. Bilanz	3
2. Gewinn- und Verlustrechnung	4
3. Kapitalflussrechnung	5
4. Anhang	6
4.1. Allgemeine Vorbemerkungen	6
4.2. Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden	8
4.3. Erläuterungen zur Bilanz	15
4.4. Erläuterungen zur Gewinn- und Verlustrechnung	22
4.5. Sonstige Angaben	27
Organe der Gesellschaft (Anlage zum Anhang)	33
Mitglieder des Aufsichtsrats	33
Mitglieder der Geschäftsführung	35
Entwicklung des Anlagevermögens (Anlage zum Anhang)	36

1. Bilanz

AKTIVA

in Mio. €	Anhang	31.12.2025	31.12.2024
Anlagevermögen	(1)		
Immaterielle Vermögensgegenstände		416,4	319,2
Sachanlagen		8.886,5	6.700,9
Finanzanlagen		5.600,4	4.530,6
		14.903,3	11.550,7
Umlaufvermögen			
Vorräte	(2)	12,8	12,6
Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände	(3)		
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen		758,1	559,9
Forderungen gegen verbundene Unternehmen		172,6	870,9
Forderungen gegen Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht		0,0 ¹⁾	0,0 ¹⁾
Sonstige Vermögensgegenstände		425,5	517,0
		1.356,2	1.947,8
Guthaben bei Kreditinstituten	(4)	459,4	367,2
		1.828,4	2.327,6
Rechnungsabgrenzungsposten		21,9	6,3
Sonderverlustkonto aus Rückstellungsbildung	(5)	1,8	1,8
		16.755,4	13.886,4

PASSIVA

in Mio. €	Anhang	31.12.2025	31.12.2024
Eigenkapital	(6)		
Gezeichnetes Kapital		200,0	200,0
Kapitalrücklage		6.500,0	5.110,8
		6.700,0	5.310,8
Sonderposten	(7)	124,8	129,1
Rückstellungen	(8)		
Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen		42,3	40,2
Sonstige Rückstellungen		1.284,6	1.358,3
		1.326,9	1.398,5
Verbindlichkeiten	(9)		
Erhaltene Anzahlungen		36,3	2,1
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen		1.061,5	677,6
Verbindlichkeiten ggü. verbundenen Unternehmen		6.855,1	5.815,7
Verbindlichkeiten ggü. Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht		1,6	1,8
Sonstige Verbindlichkeiten		93,5	102,0
		8.048,0	6.599,2
Rechnungsabgrenzungsposten	(10)	555,7	448,8
		16.755,4	13.886,4

¹⁾ Betrag in unwesentlicher Höhe

2. Gewinn- und Verlustrechnung

in Mio. €	Anhang	01.01. - 31.12.2025	01.01. - 31.12.2024
Umsatzerlöse	(11)	8.248,3	7.850,5
Erhöhung des Bestandes an unfertigen Leistungen		0,3	1,9
Andere aktivierte Eigenleistungen	(12)	169,7	130,8
Sonstige betriebliche Erträge	(13)	25,1	18,5
Materialaufwand	(14)	-7.273,5	-7.100,7
Personalaufwand	(15)	-286,8	-240,8
Abschreibungen	(16)	-232,2	-198,9
Sonstige betriebliche Aufwendungen	(17)	-145,4	-120,6
Erträge aus Gewinnabführungsverträgen	(18)	175,2	126,0
Beteiligungsergebnis	(19)	1,6	1,4
Zinsergebnis	(20)	-110,0	-89,7
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	(21)	0,1	-
Ergebnis nach Steuern		572,4	378,4
Sonstige Steuern	(22)	-0,9	-1,1
Aufwand aus Gewinnabführung	(23)	-571,5	-377,3
Jahresüberschuss		-	-

3. Kapitalflussrechnung

in Mio. €	01.01. - 31.12.2025	01.01. - 31.12.2024 *)
Jahresergebnis vor Gewinnabführung	571,6	377,3
Abschreibungen auf Gegenstände des Anlagevermögens	229,9	198,9
Abnahme der Rückstellungen	-15,9	-377,4
Sonstige zahlungsunwirksame Erträge	-4,3	-4,5
Verlust aus dem Abgang von Gegenständen des Anlagevermögens	6,1	2,9
Zunahme der Vorräte	-0,2	-5,4
Abnahme (Vorjahr Zunahme) der Forderungen und sonstiger Aktiva	-261,4	574,6
Abnahme der Verbindlichkeiten und sonstiger Passiva	394,7	-228,4
Zinsaufwendungen/- erträge	108,4	88,3
Ertragsteuerertrag	-0,1	-
Ertragsteuerzahlungen	13,3	1,0
Cashflow aus der laufenden Geschäftstätigkeit	1.042,1	627,3
Einzahlungen aus Abgängen von Gegenständen des Sachanlagevermögens	7,4	1,8
Auszahlungen für Investitionen in das Sachanlagevermögen	-2.316,8	-1.823,3
Einzahlungen aus Abgängen von Gegenständen des immateriellen Anlagevermögens	16,2	-
Auszahlungen für Investitionen in immaterielle Vermögensgegenstände	-182,8	-111,9
Einzahlungen aus Abgängen von Gegenständen des Finanzanlagevermögens	-	-
Auszahlungen für Investitionen in das Finanzanlagevermögen	-1.069,8	-1.654,1
Einzahlungen aus Gewinnabführungsverträgen	175,2	126,0
Erhaltene Zinsen	115,1	78,4
Erhaltene Beteiligungserträge	1,6	1,4
Cashflow aus der Investitionstätigkeit	-3.253,9	-3.381,7
Einzahlungen aus Investitionszuschüssen	12,9	-
Einzahlungen aus Gesellschafterdarlehen	1.604,4	1.830,0
Auszahlungen aus der Tilgung von Gesellschafterdarlehen	-556,6	-
Einzahlungen aus Eigenkapitalzuführungen	1.389,2	2.000,0
Auszahlungen aus der Gewinnabführung	-571,6	-377,3
Gezahlte Zinsen	-223,8	-161,9
Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit	1.654,5	3.290,8
Zahlungswirksame Veränderungen des Finanzmittelfonds	-557,3	536,4
Finanzmittelfonds am Anfang der Periode	1.157,8	621,4
Finanzmittelfonds am Ende der Periode	600,5	1.157,8

*) Vorjahreswerte um Einzahlungen aus Gewinnabführungsverträgen ergänzt

4. Anhang

4.1. Allgemeine Vorbemerkungen

Die 50Hertz Transmission GmbH (50Hertz Transmission) mit Sitz in Berlin ist unter der Registernummer HRB 84446 B beim Amtsgericht Berlin-Charlottenburg in das Handelsregister eingetragen.

Die Geschäftstätigkeit der 50Hertz Transmission umfasst die Errichtung, den Erwerb, den Betrieb, die gewerbliche Nutzung und die Bereitstellung von Energieversorgungs- und Telekommunikationsanlagen, namentlich eines Übertragungsnetzes für elektrischen Strom mit Leitungen, Schalt- und Umspannanlagen nebst sonstigem Zubehör und die Erbringung aller hiermit zusammenhängenden Dienstleistungen.

Der Jahresabschluss der 50Hertz Transmission wurde nach den handelsrechtlichen Rechnungslegungsvorschriften, den ergänzenden Vorschriften des GmbH-Gesetzes und unter Beachtung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) aufgestellt und um eine Kapitalflussrechnung erweitert.

Das Geschäftsjahr entspricht dem Kalenderjahr. Alle Werte sind in Millionen Euro ausgewiesen. Aufgrund von kaufmännischen Rundungen können sich Abweichungen zu den nicht gerundeten Beträgen und zu angegebenen Summen ergeben. Zur übersichtlicheren Darstellung sind in der Bilanz sowie Gewinn- und Verlustrechnung Posten zusammengefasst und im Anhang gesondert ausgewiesen und erläutert. Aus dem gleichen Grund wurden die Angaben zur Mitzugehörigkeit zu anderen Posten und Davon-Vermerke ebenfalls an dieser Stelle gemacht. Die Gewinn- und Verlustrechnung ist nach dem Gesamtkostenverfahren aufgestellt. Von dem Gliederungsschema nach § 275 Abs. 2 HGB wurde aus Gründen der Klarheit abgewichen. Zum Zweck einer besseren Darstellung wurden zusätzliche Aufwandskategorien aufgenommen.

Die Gesellschaft erfüllt die Größenkriterien des § 267 Abs. 3 HGB und stellt den Jahresabschluss entsprechend den Anforderungen an große Kapitalgesellschaften auf.

Die 50Hertz Transmission wird in den Konzernabschluss der Eurogrid GmbH (Eurogrid) mit Sitz in Berlin und in den Konzernabschluss der Elia Group NV/SA mit Sitz in Brüssel/Belgien einbezogen. Der Konzernabschluss der Elia Group NV/SA mit dem größten Kreis von Unternehmen ist auf der Webseite der Elia Group NV/SA unter www.eliagroup.eu verfügbar. Der von der Eurogrid aufgestellte Konzernabschluss beinhaltet den kleinsten Kreis von Unternehmen und wird im Unternehmensregister (www.unternehmensregister.de) bekannt gemacht. Die Eurogrid ist beim Amtsgericht Berlin-Charlottenburg in das Handelsregister unter der Registernummer HRB 130427 B eingetragen. Die 50Hertz Transmission als in den Konzernabschluss der Eurogrid einbezogenes Tochterunternehmen macht vom Wahlrecht nach § 291 HGB Gebrauch, auf die Aufstellung eines Teilkonzernabschlusses und -lageberichtes aus 50Hertz Transmission, 50Hertz Offshore GmbH (50Hertz Offshore) und 50Hertz Connectors GmbH (50Hertz Connectors) zu verzichten.

Zwischen Eurogrid und 50Hertz Transmission wurde am 19. Mai 2010 (mit Änderungsvereinbarung vom 30. November 2021) ein Gewinnabführungsvertrag geschlossen. Mit Eintragung ins Handelsregister am 1. Juni 2010 wurde ein

ertragsteuerliches Organschaftsverhältnis mit der Eurogrid als Organträgerin begründet.

Aufgrund des zwischen 50Hertz Transmission und 50Hertz Offshore bestehenden Beherrschungs- und Gewinnabführungsvertrages vom 9. September 2008 (mit Änderungsvereinbarung vom 30. November 2021) fungiert 50Hertz Transmission als Zwischenorganträgerin gegenüber 50Hertz Offshore. Mit Eintragung im Handelsregister am 18. September 2008 wurde zwischen diesen beiden Gesellschaften ein ertragsteuerliches und umsatzsteuerliches Organschaftsverhältnis begründet.

50Hertz Transmission hat ebenfalls mit der 50Hertz Connectors zum 18. Oktober 2023 einen Beherrschungs- und Gewinnabführungsvertrages abgeschlossen und fungiert somit als Zwischenorganträgerin gegenüber 50Hertz Connectors. Das ertragsteuerliche und umsatzsteuerliche Organschaftsverhältnis wurde mit Eintragung im Handelsregister am 24. Oktober 2023 begründet.

4.2. Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden

AKTIVA

Anlagevermögen

Entgeltlich erworbene immaterielle Vermögensgegenstände werden zu Anschaffungskosten erfasst und linear entsprechend ihrer voraussichtlichen Nutzungsdauer von 5 Jahren abgeschrieben.

50Hertz Transmission hat im Berichtsjahr das Aktivierungswahlrecht für selbst geschaffene immaterielle Vermögensgegenstände des Anlagevermögens gemäß § 248 Abs. 2 Satz 1 HGB ausgeübt. Diese betrafen ausschließlich selbsterstellte Software. Die Aktivierung erfolgt zu Anschaffungs- bzw. Herstellungskosten gemäß § 255 HGB. Die planmäßige Abschreibung erfolgt linear über ihre voraussichtliche Nutzungsdauer von 5 Jahren.

Sachanlagen werden zu Anschaffungs- bzw. Herstellungskosten, vermindert um Abschreibungen, bewertet. Die Herstellungskosten der selbst erstellten Anlagen umfassen neben den direkt zurechenbaren Einzelkosten in angemessenem Umfang anteilige Gemeinkosten. Fremdkapitalzinsen sind nicht einbezogen.

Auf ab dem 1. Januar 2008 angeschaffte oder hergestellte Sachanlagen wird die lineare Abschreibungsmethode angewandt.

Für die Bemessung der verwendeten Nutzungsdauern wird auf die Vorgaben der Bundesnetzagentur zu den kalkulatorisch anerkannten Nutzungsdauern abgestellt, um den zunehmenden regulatorischen Bedürfnissen an die Rechnungslegung besser Rechnung tragen zu können und die Aussagekraft des Jahresabschlusses mit Blick auf den geltenden Regulierungsrahmen zu erhöhen. Die Verwendung der kalkulatorischen Nutzungsdauern spiegelt den tatsächlichen Werteverzehr des Anlagevermögens in zutreffender Weise wider. Bilanzbestände, die aus der D-Mark Eröffnungsbilanz (DMEB) resultieren, wurden in diese Bewertungsänderung nicht einbezogen, sondern werden auf Basis der „Neubewertung 1990“ fortgeführt.

Außerplanmäßige Abschreibungen auf immaterielle Vermögensgegenstände und Sachanlagen werden bei voraussichtlich dauernder Wertminderung nur vorgenommen, wenn der Ansatz mit einem niedrigeren beizulegenden Wert am Abschlussstichtag erforderlich ist. Zuschreibungen werden nach dem Wertaufholungsgebot vorgenommen, wenn der Grund für frühere Abschreibungen entfällt.

Selbstständig nutzbare bewegliche Gegenstände des Anlagevermögens, die der Abnutzung unterliegen, werden bei Anschaffungs- oder Herstellungskosten bis 250 € sofort aufwandswirksam erfasst. Gegenstände, deren Anschaffungs- oder Herstellungskosten 250 € bis 1.000 € betragen, werden im Jahr des Zugangs auch handelsrechtlich in einen Sammelposten in entsprechender Anwendung des § 6 Abs. 2a EStG eingestellt. Der Sammelposten wird im Geschäftsjahr der Bildung und den folgenden vier Geschäftsjahren mit jeweils einem Fünftel gewinnmindernd aufgelöst.

Finanzanlagen sind zu Anschaffungskosten oder dem niedrigeren beizulegenden Wert unter Beachtung des Wertaufholungsgebots bilanziert. Ausleihungen werden mit ihrem Nennwert angesetzt, beziehungsweise, soweit erforderlich, auf den Bilanzstichtag abgezinst.

Außerplanmäßige Abschreibungen werden nur bei voraussichtlich dauernder Wertminderung vorgenommen wenn der Ansatz mit einem niedrigeren beizulegenden Wert am Abschlussstichtag erforderlich ist. Zuschreibungen auf den beizulegenden Zeitwert werden dann vorgenommen, wenn der Grund für frühere Abschreibungen entfällt.

Umlaufvermögen

Die Vorräte sind zu Anschaffungs- bzw. Herstellungskosten unter Beachtung des strengen Niederstwertprinzips bewertet. Die Bewertung der Roh-, Hilfs-, und Betriebsstoffe erfolgt grundsätzlich zu Durchschnittswerten. Bestandsrisiken, die sich aus der geminderten Verwertbarkeit ergeben, werden durch angemessene Wertabschläge berücksichtigt.

Unfertige Leistungen werden mit ihren Herstellungskosten, die alle Pflichtbestandteile nach § 255 Abs. 2 HGB enthalten, bewertet. Abwertungen werden jeweils zum Abschlussstichtag vorgenommen, wenn sich durch externe Bedingungen oder Einflüsse nur noch ein geringerer Wert für diese unfertigen Leistungen realisieren lässt.

Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände sind mit dem Nennwert oder mit dem niedrigeren beizulegenden Wert angesetzt. Allen erkennbaren Einzelrisiken wird durch angemessene Wertabschläge Rechnung getragen.

Unter den sonstigen Vermögensgegenständen werden nach § 21b EnWG regulatorische Ansprüche, die sich aus einer negativen Differenz auf dem Regulierungskonto zwischen den tatsächlich erzielbaren Erlösen und den geplanten Kosten eines Kalenderjahres einerseits sowie den zulässigen Erlösen und den tatsächlich entstandenen Kosten eines Kalenderjahres andererseits ergeben, als Vermögensgegenstand im Sinne von § 246 Abs. 1 Satz 1 des Handelsgesetzbuchs angesetzt.

Guthaben bei Kreditinstituten werden zum Nennwert angesetzt.

Rechnungsabgrenzungsposten

Als aktive Rechnungsabgrenzungsposten werden die bis zum Bilanzstichtag erfolgten Ausgaben ausgewiesen, soweit sie Aufwand in künftigen Perioden darstellen.

Sonderverlustkonto aus Rückstellungsbildung

Auf der Aktivseite wird für Rückstellungen, die wegen der erstmaligen Anwendung des § 249 Abs. 1 Satz 1 HGB in der D-Markeröffnungsbilanz (DMEB) zu bilden waren, ein Sonderverlustkonto aus Rückstellungsbildung nach § 17 Abs. 4 D-Markbilanzgesetz (DMBiG) seit dem erstmaligen Ansatz zum 1. Juli 1990 ausgewiesen. Das Sonderverlustkonto verändert sich entsprechend der Inanspruchnahme und Auflösung der zugrundeliegenden DMEB-Rückstellungen, zu denen ausschließlich die Rückstellung für die Beseitigung ökologischer Lasten zählt. Dieses Konto wird bis zur vollständigen Inanspruchnahme bzw. Auflösung der DMEB-Rückstellungen in Höhe der ursprünglich angesetzten Nominalbeträge aufgrund des DMBiG fortgeführt.

PASSIVA

Eigenkapital

Das gezeichnete Kapital ist mit dem Nennbetrag angesetzt.

Sonderposten

Erhaltene Investitionszuschüsse und Investitionszulagen werden in den Sonderposten ausgewiesen. Die ertragswirksame Auflösung erfolgt entsprechend dem Abschreibungsverlauf der betreffenden Vermögensgegenstände.

Rückstellungen

Bei der Bemessung der Rückstellungen wird allen erkennbaren Risiken und ungewissen Verbindlichkeiten nach vernünftiger kaufmännischer Beurteilung in notwendigem Umfang Rechnung getragen und der notwendige Erfüllungsbetrag angesetzt. Preis- und Kostensteigerungen werden soweit erforderlich bei der Ermittlung des Erfüllungsbetrags berücksichtigt.

Rückstellungen mit einer Restlaufzeit von mehr als einem Jahr werden gemäß § 253 Abs. 2 Satz 1 HGB mit dem laufzeitadäquaten durchschnittlichen Marktzinssatz der vergangenen sieben Geschäftsjahre, der von der Deutschen Bundesbank ermittelt und bekannt gegeben wird, abgezinst. Im Falle von Rückstellungen für Altersversorgungsverpflichtungen wurde gemäß § 253 Abs. 2 Satz 2 der durchschnittliche Marktzinssatz der vergangenen zehn Geschäftsjahre herangezogen.

Zur Bewertung der Pensions-, der Jubiläumsverpflichtungen und Verpflichtungen aus Langzeitarbeitskonten wurde als versicherungsmathematisches Verfahren die projizierte Einmalbeitragsmethode (Projected Unit Credit Method) gewählt.

Für die Abzinsung der Pensionsrückstellungen wurde der durchschnittliche Marktzinssatz bei einer pauschal angenommenen Restlaufzeit von 15 Jahren aus den vergangenen zehn Geschäftsjahren gemäß der Verordnung über die Ermittlung und Bekanntgabe der Sätze zur Abzinsung von Rückstellungen (RückAbzinsV) verwendet. Für die Bewertung der Verpflichtungen aus Langzeitarbeitskonten und der Jubiläumsverpflichtungen wurde bei einer pauschal angenommenen Restlaufzeit von 15 Jahren der durchschnittliche Marktzinssatz verwendet, der sich aus den vergangenen 7 Geschäftsjahren ergibt. Den Berechnungen liegen die Richttafeln 2018 G von Klaus Heubeck zugrunde.

Das existierende Deckungsvermögen dient nur der Erfüllung der Versorgungszusagen und steht anderen Gläubigern auch im Insolvenzfall nicht zur Verfügung. Das Deckungsvermögen für Langzeitarbeitskonten basiert auf einem Contractual Trust Agreement, der auch Insolvenzversicherung bietet. Aus diesem Grunde werden der Barwert der Verpflichtung und der Wert des Deckungsvermögens miteinander verrechnet.

Folgende Tabelle zeigt die relevanten Parameter:

in %	31.12.2025	31.12.2024
Abzinsungsfaktor für langfristige Pensionsverpflichtungen	2,06	1,90
Abzinsungsfaktor für langfristige Personalrückstellungen	2,22	1,96
Langfristige Gehaltssteigerungsrate (inkl. Karrieretrend)	5,00	5,25
Langfristige Rentensteigerungsrate	1,00 bis 2,00	1,00 bis 2,08
Dynamik der Beitragsbemessungsgrenze in der gesetzlichen Rentenversicherung	2,00	2,25

Unter die Pensionsverpflichtungen der Gesellschaft fallende Rückstellungen für die betriebliche Altersversorgung sind zum großen Teil kongruent rückgedeckt. Ein Teil der Rückstellungen entspricht der Höhe des Deckungsvermögens. Der beizulegende Zeitwert des Deckungsvermögens entspricht dabei jeweils dem seitens der Rückdeckungsversicherung mitgeteilten Aktivwert am Bilanzstichtag. Rückstellungen für Ansprüche von Mitarbeitenden aus Langzeitarbeitskonten sind vollständig insolvenzgesichert. Gemäß § 246 Abs. 2 Satz 2 HGB wird das jeweilige Deckungsvermögen mit den Rückstellungen für betriebliche Altersversorgung und Langzeitarbeitskonten im Jahresabschluss saldiert dargestellt. Zinsaufwendungen aus der Rückstellungsaufzinsung werden mit Zinserträgen aus der Aufstockung des Deckungsvermögens saldiert.

Erfolgswirkungen aus einer Änderung des Abzinsungssatzes werden im Zinsergebnis ausgewiesen.

Verbindlichkeiten

Verbindlichkeiten werden in Höhe des notwendigen Erfüllungsbetrags angesetzt.

Als erhaltene Anzahlungen auf Bestellungen werden Kundenzahlungen ausgewiesen, die im Zusammenhang mit der Prüfung und Vorbereitung von Netzanschlüssen (Anschlusszusagen) nach § 4 Kraftwerks-Netzanschlussverordnung erhoben wurden. Weiterhin werden Kundenzahlungen im Zusammenhang mit der Errichtung gemeinschaftlich genutzter Anlagen ausgewiesen.

Rechnungsabgrenzungsposten

Erhaltene Baukostenzuschüsse werden als passive Rechnungsabgrenzungsposten ausgewiesen und entsprechend der Nutzungsdauer des Vermögensgegenstandes linear erfolgswirksam aufgelöst. Im Geschäftsjahr 2025 werden erstmalig sog. netzdienliche Baukostenzuschüsse gemäß BNetzA-Positionspapier vom 11. November 2024 ausgewiesen, die pauschal über eine Laufzeit von 20 Jahren erfolgswirksam aufgelöst werden.

Als Rechnungsabgrenzungsposten werden auch Beträge ausgewiesen, die 50Hertz Transmission aus dem grenzüberschreitenden Engpassmanagement zufließen. Diese werden für Investitionen in den Erhalt oder Ausbau von Verbindungskapazitäten verwendet. 50Hertz Transmission ist zu einer Gegenleistung für die zugeflossenen Erlöse

verpflichtet und passiviert sie wie einen Baukostenzuschuss. Die abgegrenzten Engpasserlöse werden über 30 Jahre (Jahre bis einschließlich 2012) bzw. 20 Jahre ab 2013 entsprechend den Vorgaben der Bundesnetzagentur vereinnahmt. Für die Jahre ab 2013 bis 2019 erfolgte eine regulatorische Rückgabe mit geringem Zeitversatz über die Erlösobergrenze, ab dem Jahr 2020 erfolgt eine regulatorische Rückgabe ohne zeitlichen Verzug über die Erlösobergrenze.

Neben den Einnahmen aus dem Engpassmanagement werden auch sonstige Einnahmen im Zusammenhang mit verschiedenen FSVen als passive Rechnungsabgrenzungsposten gezeigt. Die Gegenrechnung erfolgt auch hier über die Berücksichtigung in den Netznutzungsentgelten in Folgejahren. Weiterhin werden unter den Rechnungsabgrenzungsposten Einnahmen im Zusammenhang mit regulatorischen Ansprüchen, gekürzt um gegenläufige Effekte ausgewiesen, die in der gleichen Periode in den Netzentgelten zu berücksichtigen sind.

Sonstige Voraussinnahmen entfallen im Wesentlichen auf abgegrenzte Erträge aus längerfristigen Vertragsverhältnissen, die erst in Folgeperioden ertragswirksam werden.

Netzwirtschaftliche Abrechnung

Bei der Aufstellung des Jahresabschlusses wurden Aufwendungen und Erträge und damit zusammenhängend Forderungen und Verbindlichkeiten im Bereich der netzwirtschaftlichen Abrechnung auf Basis vorläufiger Daten und teilweise auf der Basis von Prognosen bestimmt.

Dies betrifft insbesondere die Abwicklung der Umlageprozesse, die Abrechnung der Bilanzkreise, die Netznutzung sowie die Abrechnung von Systemdienstleistungen. Für eine abschließende Aussage über die tatsächlich angefallenen Aufwendungen und Erträge sind externe Daten der jeweiligen Partner, insbesondere die tatsächlichen Strommengen, entscheidend, die zum Teil erst nach entsprechenden Testierungen feststehen.

Da diese Daten zum Zeitpunkt der Aufstellung des Jahresabschlusses naturgemäß nicht vollständig vorliegen, wurden die entsprechenden Posten im Jahresabschluss auf der Grundlage vorhandener Daten geschätzt und berücksichtigen den Kenntnisstand zum Zeitpunkt der Aufstellung des Jahresabschlusses.

Latente Steuern

Die 50Hertz Transmission ist in den ertragsteuerlichen Organkreis der Eurogrid einbezogen. Latente Steuern auf temporäre Differenzen zwischen den handelsrechtlichen Wertansätzen von Vermögensgegenständen, Schulden und Rechnungsabgrenzungsposten und ihren steuerlichen Wertansätzen oder aufgrund steuerlicher Verlustvorträge werden auf Ebene des Organträgers ermittelt und bei Passivüberhang – nach Saldierung – auch dort bilanziert.

Währungsumrechnung

Auf fremde Währung lautende Vermögensgegenstände und Verbindlichkeiten mit einer Restlaufzeit bis zu 1 Jahr werden zum Devisenkassamittelkurs am Abschlusstichtag umgerechnet.

4.3. Erläuterungen zur Bilanz

(1) Anlagevermögen

Die Aufgliederung der in der Bilanz zusammengefassten Anlageposten und ihre Entwicklung sind in der Entwicklung des Anlagevermögens als Anlage zum Anhang dargestellt.

Der Gesamtbetrag der Forschungs- und Entwicklungskosten für das Geschäftsjahr 2025 beträgt 157,4 Mio. € (Vorjahr 74,2 Mio. €). Von diesen wurden die Entwicklungskosten für in der Entwicklung befindliche selbst geschaffene immaterielle Vermögensgegenstände des Anlagevermögens im Geschäftsjahr aktiviert. Es entfallen 68,2 Mio. € (Vorjahr 38,3 Mio. €) auf noch in Entwicklung befindliche und 83,6 Mio. € (Vorjahr 30,3 Mio. €) auf fertige selbst geschaffene immaterielle Vermögensgegenstände. Es wird zudem auf die Darstellung bei den Zugängen im Anlagenspiegel als Anlage zum Anhang verwiesen.

Die 50Hertz Transmission hat im Geschäftsjahr weiterhin 210,0 Mio. € sowie 16,0 Mio. € als Einzahlungen in die Kapitalrücklagen der 50Hertz Offshore sowie der 50Hertz Connectors geleistet. Im Geschäftsjahr wurden zusätzliche Ausleihungen an die 50Hertz Offshore in Höhe von 843,8 Mio. € gewährt, die in den Finanzanlagen ausgewiesen werden.

Anteilsbesitz

Der Anteilsbesitz der 50Hertz Transmission setzt sich am Bilanzstichtag wie folgt zusammen:

	Beteiligungs- anteil in %	Eigen- kapital in Mio. €	Ergebnis in Mio. €
1. Verbundene Unternehmen			
50Hertz Connectors GmbH, Berlin ¹⁾	100,00	60,0	-
50Hertz Offshore GmbH, Berlin ¹⁾	100,00	2.323,0	-
2. Beteiligungen			
Elia Grid International NV/SA, Brüssel/ Belgien ⁴⁾	49,99	9,5	0,2
LINK digital GmbH, Würzburg ⁶⁾	33,33	0,4	0,2
Stiftung Kurt-Sanderling-Akademie des Konzert- hausorchesters Berlin, Berlin ⁵⁾	10,44	-	-
CORES SA, Brüssel/ Belgien ²⁾	7,90	7,2	1,2
decarbon1ze GmbH, Berlin ²⁾	5,73	2,4	-0,4
TSCNET Services GmbH, München ²⁾	6,25	12,8	0,9
European Energy Exchange AG (EEX), Leipzig ³⁾	5,36	1.154,1	247,4
JAO Joint Allocation Office S.A. Luxemburg/ Luxemburg ²⁾	3,85	9,4	1,1

¹⁾ Beherrschungs- und Gewinnabführungsvertrag/ Jahresabschluss zum 31. Dezember 2025

²⁾ Jahresabschluss zum 31. Dezember 2024

³⁾ Konzernabschluss zum 31. Dezember 2024

⁴⁾ Konzernabschluss zum 31. Dezember 2025

⁵⁾ Das Grundstockvermögen beträgt 0,1 Mio. €

⁶⁾ Rumpfgeschäftsjahr vom 1. August bis zum 31. Dezember 2024

(2) Vorräte

in Mio. €	31.12.2025	31.12.2024	Veränderung
Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe	10,5	10,6	-0,1
Unfertige Leistungen	2,3	2,0	0,3
	12,8	12,6	0,2

(3) Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände

in Mio. €	31.12.2025	davon Restlaufzeit > 1 Jahr	31.12.2024	davon Restlaufzeit > 1 Jahr
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	758,1	-	559,9	-
Forderungen gegen verbundene Unternehmen	172,6	-	870,9	-
davon gegen Gesellschafterin	150,3	-	810,9	-
Forderungen gegen Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht	0,0 ¹⁾	-	0,0 ¹⁾	-
Sonstige Vermögensgegenstände	425,5	96,1	517,0	192,3
	1.356,2	96,1	1.947,8	192,3

¹⁾ Betrag in unwesentlicher Höhe

Unter den Forderungen aus Lieferungen und Leistungen werden im Wesentlichen die Kompensationsansprüche aus den Umlageprozessen ausgewiesen.

Hierauf entfallen Ansprüche aus der Abwicklung des EEG in Höhe von 189,1 Mio. € (Vorjahr 83,5 Mio. €), aus der Abwicklung für den Aufschlag für besondere Netznutzung (ehemals § 19 Abs. 2 StromNEV-Umlage) in Höhe von 113,5 Mio. € (Vorjahr 112,4 Mio. €), aus der Abwicklung der Offshore-Haftungsumlage in Höhe von 71,8 Mio. € (Vorjahr 46,4 Mio. €) sowie aus KWKG in Höhe von 31,3 Mio. € (Vorjahr 38,7 Mio. €). Des Weiteren werden Forderungen aus Lieferungen und Leistungen aus der Netznutzung von 182,3 Mio. € (Vorjahr 149,4 Mio. €) sowie aus der Energiewirtschaft von 118,0 Mio. € (Vorjahr 80,7 Mio. €) ausgewiesen.

Die Forderungen gegen verbundene Unternehmen enthalten im Wesentlichen eine Forderung gegen die Gesellschafterin aus dem Cashpool von 141,2 Mio. € (Vorjahr 790,6 Mio. €). Diese Forderungen bestehen aus der Finanzierung nachhaltiger Projekte aufgenommenen Finanzmittel (460,0 Mio. €), die im Jahresabschluss saldiert mit den Verbindlichkeiten aus Cashpool (318,8 Mio. €) ausgewiesen werden.

Die weiteren Forderungen gegen verbundene Unternehmen, wie auch Forderungen gegen die Gesellschafterin und Beteiligungsunternehmen entfallen auf Lieferungen und Leistungen.

Die sonstigen Vermögensgegenstände enthalten im Wesentlichen regulatorischen Ansprüche nach § 21b EnWG in Höhe von 192,2 Mio. € (Vorjahr 288,4 Mio. €) und werden in den Erlösobergrenzen 2026 bis 2027 berücksichtigt. Weiterhin werden hier im Geschäftsjahr Sicherheitsleistungen gegenüber der European Commodity Clearing AG, Leipzig in Höhe von 35,6 Mio. € (Vorjahr 50,3 Mio. €) sowie Forderungen gegen das Finanzamt aus Umsatzsteuer in Höhe von 187,1 Mio. € (Vorjahr 166,4 Mio. €) ausgewiesen.

(4) Guthaben bei Kreditinstituten

Die Guthaben bei Kreditinstituten enthalten verfügungsbeschränkte Bankbestände aus der EEG-Abwicklung in Höhe von 352,4 Mio. € (Vorjahr 181,1 Mio. €), aus der KWKG-Abwicklung in Höhe von 17,0 Mio. € (Vorjahr 103,8 Mio. €) sowie der Abwicklung Strompreisbremsegesetz in Höhe von 84,0 Mio. € (Vorjahr 75,6 Mio. €).

(5) Sonderverlustkonto aus Rückstellungsbildung

Die Entwicklung des Sonderverlustkontos vollzieht sich analog zur Entwicklung der Nominalverpflichtung der Rückstellung für ökologische Lasten. Diese Nominalverpflichtung beträgt am Bilanzstichtag 1,8 Mio. € (Vorjahr 1,8 Mio. €).

(6) Eigenkapital

Das gezeichnete Kapital der Gesellschaft von 200,0 Mio. € wird in voller Höhe von der Eurogrid gehalten. Es ist eingeteilt in einen Geschäftsanteil im Nennbetrag von € 25.000, einen Geschäftsanteil im Nennbetrag von € 149.975.000, einen Geschäftsanteil im Nennbetrag von € 49.000.000 und einen Geschäftsanteil im Nennbetrag von € 1.000.000.

Die Gesellschafterin hat im Geschäftsjahr eine Einzahlung in die Kapitalrücklage in Höhe von 1.389,2 Mio. € durchgeführt, damit weist die Gesellschaft eine Kapitalrücklage in Höhe von 6.500,0 Mio. € aus.

Das Jahresergebnis vor Gewinnabführung von 571,5 Mio. € wurde vollständig an die Eurogrid GmbH abgeführt.

(7) Sonderposten

Der Sonderposten für Investitionszuschüsse und Investitionszulagen beträgt 124,8 Mio. € (Vorjahr 129,1 Mio. €).

(8) Rückstellungen

Die Rückstellungen für Pensionsverpflichtungen ergeben sich aus dem Erfüllungsbetrag der verrechneten Schulden in Höhe von 49,4 Mio. € (Vorjahr 47,9 Mio. €) und dem beizulegenden Zeitwert der verrechneten Vermögensgegenstände (Deckungsvermögen) in Höhe von 7,1 Mio. € (Vorjahr 7,7 Mio. €). Die Anschaffungskosten des Deckungsvermögens entsprechen dem beizulegenden Zeitwert.

Der Unterschiedsbetrag gemäß § 253 Abs. 6 HGB wurde in Höhe von -1,9 Mio. € (Vorjahr -0,7 Mio. €) zum 31. Dezember 2025 ermittelt.

Die sonstigen Rückstellungen stellen sich wie folgt dar:

in Mio. €	31.12.2025	31.12.2024	Veränderung
EEG Ausgleichsverpflichtung	1,5	75,0	-73,5
Weitere Umlageprozesse	212,3	388,3	-176,0
Ausstehende Rechnungen EEG	165,7	179,2	-13,5
Netzentgelte	761,8	584,3	177,5
Abgrenzung ausstehende Rechnungen Investitionen	74,5	66,8	7,7
Personalbezogene Rückstellungen	59,0	54,8	4,2
	1.274,8	1.348,4	-73,6
Übrige sonstige Rückstellungen	9,8	9,9	-0,1
	1.284,6	1.358,3	-73,7

Die Rückstellung für Netzentgelte enthält im Wesentlichen die Verpflichtungen aus den Regulierungskonten in Höhe von 705,6 Mio. € (Vorjahr 555,5 Mio. €).

(9) Verbindlichkeiten

in Mio. €	31.12.2025				31.12.2024		
	Gesamt	Restlaufzeit			Gesamt	Restlaufzeit	
		≤ 1 Jahr	> 1 Jahr ≤ 5 Jahre	> 5 Jahre		≤ 1 Jahr	> 1 Jahr
Erhaltene Anzahlungen	36,3	5,2	31,1	-	2,1	2,1	-
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	1.061,5	1.061,5	-	-	677,6	677,6	-
Verbindlichkeiten ggü. verbundenen Unternehmen	6.855,1	232,3	1.155,0	5.467,8	5.815,7	590,7	5.225,0
davon ggü. Gesellschafterin	6.774,7	151,9	1.155,0	5.467,8	5.727,5	502,5	5.225,0
Verbindlichkeiten ggü. Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht	1,6	1,6	-	-	1,8	1,8	-
Sonstige Verbindlichkeiten	93,5	54,9	38,6	-	102,0	62,9	39,1
davon aus Steuern	-	-	-	-	-	-	-
davon im Rahmen der sozialen Sicherheit	0,3	0,3	-	-	6,1	6,1	-
	8.048,0	1.355,5	1.224,7	5.467,8	6.599,2	1.335,1	5.264,1

Erhaltene Anzahlungen wurden im Zusammenhang mit der Prüfung und Realisierung verschiedener Netzanschlussvorhaben entgegengenommen.

Die Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen entfallen mit 6.855,1 Mio. € (Vorjahr 5.815,7 Mio. €) nahezu vollständig auf Verbindlichkeiten aus Darlehen mit der Gesellschafterin in Höhe von 6.772,8 Mio. € (Vorjahr 5.725,0 Mio. €). Der verbleibende Betrag von 26,1 Mio. € (Vorjahr 90,7 Mio. €) entfällt ebenso wie die Verbindlichkeiten gegenüber Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht mit 1,6 Mio. € (Vorjahr 1,8 Mio. €), auf Lieferungen und Leistungen.

Die sonstigen Verbindlichkeiten entfallen, soweit sie nicht im Rahmen der sozialen Sicherheit angefallen sind, insbesondere auf Verbindlichkeiten gegenüber Behörden in Höhe von 14,1 Mio. € (Vorjahr 15,2 Mio. €). Außerdem werden hier unverändert EU-Zuschüsse in Höhe von 35,0 Mio. € sowie kreditorische Debitoren in Höhe von 4,8 Mio. € (Vorjahr 13,1 Mio. €) ausgewiesen.

Auf Ebene der Gesellschaft erfolgt keine Besicherung der Verbindlichkeiten.

(10) Rechnungsabgrenzungsposten

in Mio. €	31.12.2025	31.12.2024	Veränderung
Investitionsbezogene Baukostenzuschüsse	38,4	40,4	-2,0
Einnahmen aus dem Engpassmanagement sowie Beträge zur künftigen Verrechnung aus freiwilligen Selbstverpflichtungen	502,7	405,7	97,0
Sonstige Vorseinnahmen	14,6	2,7	11,9
	555,7	448,8	106,9

Der Anstieg des passiven Rechnungsabgrenzungspostens liegt weiterhin im Wesentlichen an gestiegenen Einnahmen aus dem Engpassmanagement, die die entsprechenden Auflösungsbeträge übersteigen. Der Anstieg der sonstigen Vorseinnahmen resultiert aus dem erstmaligen Ansatz der sog. netzdienlichen Baukostenzuschüsse (12,9 Mio. €).

4.4. Erläuterungen zur Gewinn- und Verlustrechnung

(11) Umsatzerlöse

in Mio. €	01.01. - 31.12.2025	01.01. - 31.12.2024	Veränderung
Erlöse aus dem ergebnisneutralen Geschäft	5.640,8	5.456,8	184,0
Umsatzerlöse aus dem Netzgeschäft			
Netzentgelte	1.830,6	1.733,5	97,1
Offshore Regulierung	525,0	417,7	107,3
Systemdienstleistungen	260,0	211,6	48,4
Bilanzkreismanagement	210,0	194,9	15,1
Kompensation abweichende Entgeltperioden	-364,3	-300,6	-63,7
Sonstige Umsatzerlöse	146,1	136,6	9,5
	2.607,4	2.393,7	213,7
	8.248,2	7.850,5	397,7

Die Erlöse aus dem ergebnisneutralen Geschäft beinhalten Erlöse aus der Abwicklung des EEG-Prozesses, aus der Umlage zum KWKG sowie aus der Abwicklung des Aufschlags für besondere Netznutzung (ehemals § 19 Abs. 2 StromNEV-Umlage). Weiterhin werden hier die Erlöse des Abschöpfungsmechanismus nach dem Strompreisbremsegesetz (StromPBG) ausgewiesen. In den EEG-Umsatzerlösen wird der Bundeszuschuss nach § 6 und § 7 EnFG für das EEG-Umlagengeschäft in Höhe von 3.397,6 Mio. € (Vorjahr 3.520,2 Mio. €) sowie die Erlöse in Höhe von 374,1 Mio. € (Vorjahr 344,1 Mio. €) aus der Vermarktung regenerativer Energien an der Strombörse ausgewiesen.

In den Erlösen aus dem ergebnisneutralen Geschäft werden weiterhin sonstige betriebliche Erträge in Höhe von 9,3 Mio. € (Vorjahr 67,2 Mio. €) sowie Zinserträge in Höhe von 11,9 Mio. € (Vorjahr 18,1 Mio. €) ausgewiesen. Erträge und Aufwendungen aus dem Drittgeschäft in Höhe von 1.593,8 Mio. € wurden miteinander saldiert (Vorjahr 1.475,4 Mio. €). Die Dienstleistungen für Dritte beinhalten das Geschäft zur Vermarktung von EEG-Strom sowie die Beschaffung von Netzverlusten für andere Netzbetreiber.

Die Umsatzerlöse aus dem Netzgeschäft beinhalten neben den Netznutzungsentgelten sämtliche unmittelbar mit dem Netzbetrieb zusammenhängenden Umsätze des Unternehmens. Erlöse aus erbrachten Systemdienstleistungen umfassen im Wesentlichen die Bereiche Betriebsführung, Frequenzhaltung sowie Spannungshaltung. Die Erlöse aus dem Bilanzkreismanagement repräsentieren die Weiterverrechnung von Kosten der Regularbeit an sämtliche in der Regelzone tätigen Bilanzkreisverantwortlichen. Die Kompensation für abweichende Entgeltperioden beinhaltet Effekte, die sich infolge des bestehenden Regulierungsrahmens jeweils mit einem Zeitverzug realisieren. Diese entfallen sowohl auf den Ausgleich aus früheren wie auch auf einen Ausgleich in nachfolgenden Netzentgeltperioden.

(12) Andere aktivierte Eigenleistungen

Aktivierte Eigenleistungen umfassen Kosten des Geschäftsjahres, die im Rahmen von Investitionsprojekten der Gesellschaft in die Herstellungskosten einbezogen wurden. Die aktivierten Eigenleistungen sind im Geschäftsjahr im Wesentlichen auf Grund des weiterhin sehr hohen Investitionsprogramms sowie der gestiegenen Personalverrechnungssätze um 38,9 Mio. € auf 169,7 Mio. € angestiegen.

(13) Sonstige betriebliche Erträge

in Mio. €	01.01. - 31.12.2025	01.01. - 31.12.2024	Veränderung
Erträge aus der Auflösung von Baukostenzuschüssen	2,0	1,8	0,2
Erträge aus der Auflösung von Sonderposten für Investitionszuwendungen	5,8	5,5	0,3
Erträge aus der Auflösung von Rückstellungen	1,5	3,0	-1,5
Erträge aus Abgängen des Anlagevermögens	4,6	1,7	2,9
Übrige Erträge	11,2	6,5	4,7
	25,1	18,5	6,6

Die Erträge aus der Auflösung von Rückstellungen ergeben sich im Wesentlichen aus dem Personalbereich in Höhe von 1,4 Mio. € (Vorjahr 1,6 Mio. €).

In den übrigen sonstigen betrieblichen Erträgen sind u. a. Erträge aus der Ausbuchung verjährter Verbindlichkeiten in Höhe von 2,8 Mio. € (Vorjahr 1,6 Mio. €) angefallen.

Darüber hinaus sind keine signifikanten aperiodischen als auch außergewöhnliche Effekte in den sonstigen betrieblichen Erträgen im Geschäftsjahr 2025 angefallen. Erträge aus der Währungsumrechnung sind wie im Vorjahr lediglich in geringer Höhe angefallen.

(14) Materialaufwand

in Mio. €	01.01. - 31.12.2025	01.01. - 31.12.2024	Veränderung
Aufwendungen aus dem ergebnisneutralen Geschäft	-5.640,8	-5.456,8	-184,0
Aufwendungen aus dem Netzgeschäft			
Netz- und Systemdienstleistungen	-960,5	-1.068,2	107,7
Aufwendungen aus der Offshore Regulierung	-525,0	-417,7	-107,3
Sonstige energiewirtschaftliche Leistungen	-4,5	-3,3	-1,2
Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe und für bezogene Waren	-9,3	-9,9	0,6
Aufwendungen für bezogene Leistungen	-27,0	-51,6	24,6
Sonstige Fremdleistungen	-106,4	-93,2	-13,2
	-1.632,7	-1.643,9	11,2
	-7.273,5	-7.100,7	-172,8

In den Aufwendungen aus dem ergebnisneutralen Geschäft sind im Wesentlichen die Aufwendungen für die EEG-Abwicklung in Höhe von 4.049,1 Mio. € (Vorjahr 4.506,1 Mio. €), den Strompreisbremsemechanismus von 47,1 Mio. € (Vorjahr 342,2 Mio. €), der Aufschlag für besondere Netznutzung (ehemals § 19 Abs. 2 StromNEV-Umlage) von 1.234,2 Mio. € (Vorjahr 330,2 Mio. €) sowie die KWKG-Abwicklung von 310,3 Mio. € (Vorjahr 277,4 Mio. €) enthalten. In den vorgenannten Aufwendungen werden Personalaufwendungen in Höhe von 7,4 Mio. € (Vorjahr 5,8 Mio. €) und sonstige betriebliche Aufwendungen in Höhe von 4,2 Mio. € (Vorjahr 2,5 Mio. €) ausgewiesen.

In den Aufwendungen aus der Offshore-Regulierung sind anrechenbare Netzanbindungskosten in Höhe von 449,3 Mio. € (Vorjahr 377,3 Mio. €) sowie Aufwendungen aus dem horizontalen Belastungsausgleich mit 99,1 Mio. € (Vorjahr 82,5 Mio. €) enthalten. Gegenläufig wirkte der Offshore-Ausgleichsmechanismus mit 41,1 Mio. € (Vorjahr 59,5 Mio. €).

Von dem Gliederungsschema nach § 275 Abs. 2 HGB wurde aus Gründen der Klarheit abgewichen. Zum Zweck einer besseren Darstellung wurden zusätzliche Aufwandskategorien aufgenommen.

(5) Personalaufwand

in Mio. €	01.01. - 31.12.2025	01.01. - 31.12.2024	Veränderung
Löhne und Gehälter	-237,1	-198,9	-38,2
Soziale Abgaben	-40,7	-32,4	-8,3
Aufwendungen			
für Altersversorgung	-7,0	-8,1	1,1
für Unterstützung	-2,0	-1,4	-0,6
	-286,8	-240,8	-46,0

Mitarbeiter im Jahresdurchschnitt

	01.01. - 31.12.2025	01.01. - 31.12.2024	Veränderung
Technische Mitarbeiter	1.517	1.307	210
Kaufmännische Mitarbeiter	745	644	101
	2.262	1.951	311

Im Geschäftsjahr 2025 wurden darüber hinaus durchschnittlich 58 Auszubildende (Vorjahr 47 Auszubildende) beschäftigt.

(16) Abschreibungen

Die Abschreibungen des Geschäftsjahres entsprechen dem normalen Werteverzehr des Anlagevermögens. Außerplanmäßige Abschreibungen sind im Geschäftsjahr wie im Vorjahr nicht angefallen.

(17) Sonstige betriebliche Aufwendungen

in Mio. €	01.01. - 31.12.2025	01.01. - 31.12.2024	Veränderung
Serviceleistungen	-64,1	-52,5	-11,6
Rechts- und Beratungskosten	-24,5	-20,0	-4,5
Aufwand aus dem Abgang von Anlagevermögen	-10,7	-4,6	-6,1
Mieten und Pachten	-11,9	-11,6	-0,3
Versicherungsbeiträge	-5,1	-4,9	-0,2
Übrige Aufwendungen	-29,1	-27,0	-2,1
	-145,4	-120,6	-24,8

Signifikante aperiodische als auch außergewöhnliche Effekte sind in den sonstigen betrieblichen Aufwendungen im Geschäftsjahr 2025 nicht angefallen. Ebenso entstanden keine Aufwendungen aus Währungsumrechnung.

(18) Erträge aus Beherrschungs- und Gewinnabführungsverträgen

in Mio. €	01.01. - 31.12.2025	01.01. - 31.12.2024	Veränderung
Erträge aus Gewinnabführungsverträgen mit verbundenen Unternehmen	175,2	126,0	49,2
	175,2	126,0	49,2

(19) Beteiligungsergebnis

in Mio. €	01.01. - 31.12.2025	01.01. - 31.12.2024	Veränderung
Erträge aus Beteiligungen	1,6	1,4	0,2
	1,6	1,4	0,2

(20) Zinsergebnis

in Mio. €	01.01. - 31.12.2025	01.01. - 31.12.2024	Veränderung
Sonstige Zinsen und ähnliche Erträge	115,5	80,4	35,1
davon aus verbundenen Unternehmen	115,0	79,3	35,7
Zinsen und ähnliche Aufwendungen	-225,5	-170,1	-55,4
davon an verbundene Unternehmen	-222,4	-163,3	-59,1
	-110,0	-89,7	-20,3

Innerhalb der Zinsen und ähnliche Aufwendungen entfallen auf die Auf- bzw. Abzinsung der Rückstellungen 2,8 Mio. € (Vorjahr 6,4 Mio. €). Gemäß § 246 Abs. 2 Satz 2 HGB wurden Zinsaufwendungen mit Zinserträgen in Höhe von 0,3 Mio. € (Vorjahr 0,3 Mio. €) saldiert.

(21) Steuern vom Einkommen und vom Ertrag

Im Geschäftsjahr sind Aufwendungen aus Kapitalertragsteuer in Höhe von 0,1 Mio. € ausgewiesen (Vorjahr keine).

(22) Sonstige Steuern

Die sonstigen Steuern von 0,9 Mio. € (Vorjahr 1,1 Mio. €) entfallen auf Grundsteuer, KFZ-Steuer und Stromsteuer.

(23) Aufwand aus Gewinnabführung

Das Jahresergebnis für das Geschäftsjahr 2025 von 571.565.657,05 € (Vorjahr 377.330.695,06 €) wurde auf Basis des Gewinnabführungsvertrages vollständig an Eurogrid abgeführt.

4.5. Sonstige Angaben

Erläuterungen zur Kapitalflussrechnung

Die Kapitalflussrechnung wird unter Berücksichtigung des DRS 21 und der Empfehlungen des Deutschen Rechnungslegungs Standards Committee e. V. aufgestellt.

Der Finanzmittelfonds am Ende der Periode in Höhe von 600,6 Mio. € (Vorjahr 1.157,8 Mio. €) setzt sich aus Guthaben bei Kreditinstituten von 459,4 Mio. € (Vorjahr 367,2 Mio. €) sowie aus Forderungen gegen die Eurogrid aus zur Finanzierung nachhaltiger Projekte aufgenommenen Finanzmitteln in Höhe von 460,0 Mio. € (Vorjahr 650,0 Mio. €) und Verbindlichkeiten aus dem Cashpool mit der Eurogrid von 318,8 Mio. € (Vorjahr keine) zusammen. In den Guthaben bei Kreditinstituten werden 352,4 Mio. € (Vorjahr 181,1 Mio. €) Bankbestände aus dem EEG-Umlagengeschäft, 17,0 Mio. € (Vorjahr 103,8 Mio. €) Bankbestände aus dem KWKG-Umlagengeschäft sowie 84,0 Mio. € (Vorjahr 75,6 Mio. €) Bankbestände aus der Abwicklung Strompreisbremsegesetz ausgewiesen, die von 50Hertz Transmission treuhänderisch gehalten werden und daher nicht frei verfügbar sind.

Finanzinstrumente

Zur Absicherung von Preisschwankungen am kurzfristigen Spotmarkt beschafft 50Hertz Transmission am Terminmarkt der European Energy Exchange AG (EEX) finanziell zu erfüllende Strom-Futures (Phelix Futures) für zukünftig erwartete Verlustenergiemengen. Es liegt eine sog. Antizipative Bewertungseinheit aus den zukünftigen Spotmarktgeschäften und den zur Preisabsicherung am Terminmarkt getätigten Futureskontrakten im Sinne des § 254 HGB vor. Die Gesellschaft wendet die Einfrierungsmethode an. Am Bilanzstichtag hatte die Gesellschaft Futureskontrakte für die Preisabsicherung ihrer Netzverlustbeschaffung für die Folgejahre mit einem stichtagsbezogenen Marktwert von 7,2 Mio. € (Vorjahr 11,4 Mio. €) und einem Volumen von ca. 3,0 TWh (Vorjahr 2,4 TWh) kontrahiert. Die Futureskontrakte werden bis zu ihrem finanziellen Ausgleich nicht bilanziert, lediglich tägliche Sicherheitsleistungen werden mit der Clearingstelle der EEX börsentäglich finanziell ausgeglichen und bilanziell als Forderungen oder Verbindlichkeiten erfasst. Die Sicherungsbeziehung wird bilanziell durch eine sog. Vertragsportfoliobetrachtung behandelt. Durch den Abschluss von Futureskontrakten konnte die Gesellschaft eine wirksame Preisabsicherung durch kongruente Entwicklung von Abrechnungspreis der Futureskontrakte einerseits und Strompreisentwicklung am Spot-Markt andererseits für den notwendigen, physischen Bedarf zur Deckung von Netzverlustenergie herstellen. Der finanzielle Ausgleich des Sicherungsgeschäfts deckt unmittelbar die Strombeschaffungskosten der geplanten Mengen in Folgejahren.

Die deutschen Übertragungsnetzbetreiber können gemäß § 10 StromNEV die Kosten der Beschaffung zum Ausgleich physikalisch bedingter Netzverluste bei der Ermittlung der Netzkosten in Ansatz bringen. Die Aufwendungen aus der Verlustenergiebeschaffung des Jahres werden gemäß FSV Netzverluste mit dem entsprechenden Kostenplanwert des Jahres verglichen. Hierbei dürfen, dem Wortlaut der FSV folgend auch Rückverkäufe berücksichtigt werden. Die Differenz zwischen Kostenplanwert des Jahres und den Ist-Kosten des Jahres werden mit Ausnahme eines

Bonus/Malus über das Regulierungskonto gemäß § 5 ARegV ausgeglichen. Daher ist der Ansatz einer Drohverlustrückstellung nicht erforderlich.

Sonstige finanzielle Verpflichtungen

Am 31. Dezember 2025 bestanden insgesamt sonstige finanzielle Verpflichtungen in Höhe von 5.916,1 Mio. € (Vorjahr 5.751,6 Mio. €). Diese beinhalten ein Bestellobligo für Investitionen und Instandhaltungsmaßnahmen in Höhe von 5.874,2 Mio. € (Vorjahr 5.700,3 Mio. €), wovon ein Bestellobligo in Höhe von 41,9 Mio. € (Vorjahr 25,4 Mio. €) gegenüber Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht, und der verbleibende Teil gegenüber Dritten.

Aus langfristig abgeschlossenen Verträgen resultieren zum 31. Dezember 2025 Verpflichtungen in Höhe von 41,7 Mio. € (Vorjahr 51,3 Mio. €).

Haftungsverhältnisse

Für die Finanzierung der Investitionsmaßnahmen der Gruppe nimmt die Eurogrid GmbH Finanzmittel am Kapitalmarkt auf und reicht diese in Form von Gesellschafterdarlehen oder in Form von Eigenkapitalzuführungen an die 50Hertz Transmission und mittelbar an die 50Hertz Offshore weiter.

50Hertz Transmission und 50Hertz Offshore sind im Rahmen aller erfolgten Emissionen der Eurogrid GmbH unter der Dokumentation des „Debt Issuance Programme“ als Garantiegeberinnen eingesetzt worden. Die Garantiegeberinnen haften unwiderruflich, unbeding und gesamtschuldnerisch für pünktliche und vollständige Zahlung aller Beträge, die die Eurogrid für die nachfolgend genannten Anleihen zu leisten hat:

Nominalvolumen	Ausgabezeitpunkt	Coupon	Laufzeit
140 Mio. €	04. November 2015	2,625 % p.a. (fest)	2030
750 Mio. €	18. April 2016	1,500 % p.a. (fest)	2028
750 Mio. €	15. Mai 2020	1,113 % p.a. (fest)	2032
200 Mio. €	20. November 2020	0,875 % p.a. (fest)	2040
500 Mio. €	21. April 2021	0,741 % p.a. (fest)	2033
750 Mio. €	05. September 2022	3,279 % p.a. (fest)	2031
800 Mio. €	27. April 2023 / 30. Oktober 2023	3,722 % p.a. (fest)	2030
50 Mio. €	13. September 2023	4,065 % p.a. (fest)	2038
700 Mio. €	01. Februar 2024	3,598 % p.a. (fest)	2029
800 Mio. €	01. Februar 2024	3,915 % p.a. (fest)	2034
650 Mio. €	18. Oktober 2024	3,075 % p.a. (fest)	2027
1.050 Mio. €	18. Oktober 2024 / 25. Februar 2025	3,732 % p.a. (fest)	2035
800 Mio. €	28. Mai 2025	4,056 % p.a. (fest)	2037
500 Mio. €	16. Oktober 2025	2,886 % p.a. (fest)	2029
600 Mio. €	16. Oktober 2025	4,165 % p.a. (fest)	2040

Darüber hinaus existieren folgende Garantie- und Haftungsverhältnisse aus Finanzierungsaktivitäten der Eurogrid:

Garantie-/ Bürgschaftsverhältnis	Betrag	Datum
Höchstbetragsbürgschaft ggü. der BNP Paribas S.A. zur Absicherung der Kontokorrent-Kreditlinie	157,7 Mio. €	9. Dezember 2011/ 1. Nachtrag vom 2. / 15. Juli 2013
Garantie für Namensschuldverschreibung	50 Mio. €	3. Dezember 2014
Garantie für Darlehensaufnahme	150 Mio. €	23. Dezember 2016
Garantie für bestätigte Kreditlinie	750 Mio. €	26. Februar 2021
Garantie für bestätigte Kreditlinie	3.000 Mio. €	22. Februar 2024
Garantie für Konsortialkreditvertrag	600 Mio. €	20. März 2023
Garantie für Konsortialkreditvertrag	1.000 Mio. €	11. Februar 2025
Garantie für Konsortialkreditvertrag	850 Mio. €	19. Dezember 2025

Aus der Herausgabe einer Bürgschaft für die 50Hertz Offshore resultiert unverändert eine Verpflichtung in Höhe von 4,2 Mio. €.

Mit einem Risiko der Inanspruchnahme aus den genannten Haftungsverhältnissen ist aufgrund der bestehenden Finanzplanung des Eurogrid-Konzerns derzeit nicht zu rechnen.

Außerbilanzielle Geschäfte

Zum Bilanzstichtag sind keine außerbilanziellen Geschäfte angefallen.

Honorare des Abschlussprüfers

Die Angaben für das im Geschäftsjahr berechnete Gesamthonorar des Abschlussprüfers nach § 285 Nr. 17 HGB werden im Konzernabschluss der Eurogrid GmbH angegeben.

Geschäfte größeren Umfangs nach § 6b Abs. 2 EnWG

Gemäß § 6b Abs. 2 EnWG sind Geschäfte größeren Umfangs mit verbundenen sowie assoziierten Unternehmen oder mit Unternehmen derselben Aktionäre darzustellen. 50Hertz Transmission hat im Geschäftsjahr mit 50Hertz Offshore Geschäfte mit einem Volumen von 612,1 Mio. €, mit 50Hertz Connectors Geschäfte mit einem Volumen von 13,0 Mio. € sowie mit der Elia Grid International GmbH Geschäfte mit einem Volumen von 6,9 Mio. € getätigt.

In den Geschäften mit 50Hertz Offshore und 50Hertz Connectors sind insgesamt 455,7 Mio. € aus der Vergütung für das Bereithalten von Sachanlagen enthalten.

50Hertz Transmission hat im Berichtszeitraum außerhalb der operativen Geschäftstätigkeit neben den im Anhang genannten Finanzierungsgeschäften keine weiteren Geschäfte abgeschlossen.

Tätigkeitsabschluss nach § 6b Abs. 3 EnWG

Die Tätigkeit der 50Hertz Transmission ist ausschließlich dem Tätigkeitsbereich „Elektrizitätsübertragung“ zuzuordnen. Ein unwesentlicher Betrag von 269 T€ wurde im Geschäftsjahr (Vorjahr 196 T€) im sonstigen betrieblichen Aufwand für den Messstellenbetrieb erfasst und wird als nicht beachtlich betrachtet, um daraus eine separate Tätigkeit außerhalb der „Elektrizitätsübertragung“ zu begründen. Aus diesem Grund entspricht der nach § 6b Abs. 3 EnWG zu erstellende Tätigkeitsabschluss dem Jahresabschluss der Gesellschaft.

Angaben zum Mindeststeuergesetz

Am 27. Dezember 2023 ist das Gesetz zur Gewährleistung einer globalen Mindestbesteuerung für Unternehmensgruppen (Mindeststeuergesetz – MinStG) im Bundesgesetzblatt (Teil I 2023, Nr. 397) veröffentlicht worden. Im Geschäftsjahr 2025 erfolgten gesetzliche Änderungen (Gesetz zur Anpassung des Mindeststeuergesetzes und zur Umsetzung weiterer Maßnahmen, BGBl. 2025 I Nr. 353 vom 23.12.2025)

Auf Grundlage der durchgeführten Analysen geht die Gesellschaft davon aus, dass sich für das Geschäftsjahr 2025 keine steuerlichen Auswirkungen aus diesem Gesetz oder vergleichbaren ausländischen Mindeststeuergesetzen ergeben.

Im Übrigen wird auf die Erläuterungen im Konzernabschluss der Eurogrid GmbH verwiesen.

Nachtragsbericht

Im Zeitraum nach dem Bilanzstichtag bis zur Aufstellung des Jahresabschlusses der 50Hertz Transmission sind keine Vorgänge von wesentlicher Bedeutung im Sinne von § 285 Nr. 33 HGB eingetreten.

Angaben zu den Organen der Gesellschaft

Die Mitglieder des Aufsichtsrats und der Geschäftsführung sind in einer gesonderten Übersicht als Anlage zum Anhang dargestellt.

Die Aufwendungen für Bezüge der Geschäftsführung beliefen sich im Berichtszeitraum auf 2.604 T€ (Vorjahr 2.917 T€). Sie bestehen aus Fixum, erfolgsbezogener Vergütung und sonstigen erfolgsunabhängigen Bezügen.

Auf frühere Mitglieder der Geschäftsführung entfallen Pensionsverpflichtungen von 3,6 Mio. € (Vorjahr 3,8 Mio. €); davon sind insgesamt 0,0 Mio. € (Vorjahr 0,0 Mio. €) rückgedeckt. Pensionszahlungen wurden in Höhe von 0,4 Mio. € (Vorjahr 0,4 Mio. €) geleistet.

Die Mitglieder des Aufsichtsrats der 50Hertz Transmission haben für ihre Tätigkeit 35 T€ (Vorjahr 23 T€) erhalten.

Berlin, 6. März 2026

Die Geschäftsführung der

50Hertz Transmission GmbH

Stefan Kapferer

Dr. Dirk Biermann

Sylvia Borchering

Christine Janssen

Organe der Gesellschaft (Anlage zum Anhang)

Mitglieder des Aufsichtsrats

Bernard Gustin

Chief Executive Officer Elia Group NV/SA, Brüssel, Belgien (ab dem 29. Juli 2025)

– Vorsitzender –

Catherine Vandendorre

Chief Financial Officer Elia Group NV/SA, Rixensart, Belgien (bis zum 29. Juni 2025)

– Vorsitzende –

Konrad Klingenburg*

Bundesvorstandssekretär des Deutschen Gewerkschaftsbundes, Berlin

– Stellvertretender Vorsitzender –

Markus Berger

Chief Infrastructure Officer der Elia Transmission Belgium NV/SA and Elia Asset NV/SA, Braine l'Alleud, Belgien (bis zum 29. Juli 2025)

Constanze Clodius*

Leiterin Vorstandsbüro Berlin der IGBCE, Berlin, Deutschland (ab dem 28. August 2025)

Gabriele Eggerts

Geschäftsführerin Hamburger Energienetze GmbH, Hamburg, Deutschland (ab dem 26. August 2025)

Dr. Lutz-Christian Funke

Secretary General of KfW Banking Group, Oberursel, Deutschland

Andrea Ludwig*

Ingenieurin für Elektrotechnik, Berlin

Bert Maes

CEO of Nemo Link Ltd. & Eurogrid International NV/SA, Beveren-Waas, Belgien (ab dem 29. Juli 2025)

Peter Michiels

Chief Alignment Officer of Elia Group NV/SA and Chief Corporate Affairs of Elia Transmission Belgium NV/SA and Elia Asset NV/SA), Antwerpen, Belgien (ab dem 29. Juli 2025)

Andrea Mink*

Bereichsleiterin Rechnungswesen/Steuern, Mannheim (ab dem 28. August 2025)

Marco Nix

Chief Financial Officer Elia Group NV/SA, Berlin (ab dem 29. Juli 2025)

Ralf-Günter Schloms*

Techniker, Berlin

Janin Winkler*

Fachgebietsleiterin Business Controlling, Bernau (ab dem 28. August 2025)

*Arbeitnehmersvertreter*innen

Mitglieder der Geschäftsführung

Stefan Kapferer, Berlin

– Chief Executive Officer / CEO –

Dr. Dirk Biermann, Berlin

– Chief Operations Officer / COO –

Sylvia Borcharding, Köln

– Chief Corporate Officer / CCO –

Christine Jansen, Berlin

– Chief Financial & Portfolio Management Officer / CFO (ab dem 1. Oktober 2025) –

Marco Nix, Berlin

– Chief Financial & Investment Officer / CFO (bis zum 31. März 2025) –

Entwicklung des Anlagevermögens (Anlage zum Anhang)

in Mio. €	Anschaffungskosten- und Herstellungskosten					Abschreibungen					Buchwert	
	01.01.2025	Zugänge	Um- buchungen	Abgänge	31.12.2025	01.01.2025	Zugänge	Abgänge	Zuschrei- bungen	31.12.2025	31.12.2025	31.12.2024
Immaterielle Vermögensgegenstände												
Selbst erstellte Software	30,3	54,9	11,0	-	96,2	0,7	11,9	-	-	12,6	83,6	29,6
Selbsterstellte Software in Entwicklung	38,3	41,2	-11,3	-	68,2	-	-	-	-	-	68,2	38,3
Entgeltlich erworbene Software, Lizenzen, sonstige Anlagenrechte	235,7	21,6	18,7	21,5	254,5	101,2	34,5	13,5	-	122,2	132,3	134,5
Geleistete Anzahlungen	116,8	37,4	-13,6	8,3	132,3	-	-	-	-	-	132,3	116,8
	421,1	155,1	4,8	29,8	551,2	101,9	46,4	13,5	-	134,8	416,4	319,2
Sachanlagen												
Grundstücke, grundstücksgleiche Rechte und Bauten einschließlich der Bauten auf fremden Grundstücken	349,7	44,3	78,4	0,8	471,6	66,7	5,3	0,4	-	71,6	400,0	283,0
Technische Anlagen und Maschinen	5.432,5	146,9	316,6	35,8	5.860,2	2.173,1	127,2	24,6	2,2	2.273,5	3.586,7	3.259,4
Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	390,4	38,2	21,6	36,3	413,9	211,2	53,3	36,0	-	228,5	185,4	179,2
Geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau	2.979,3	2.157,9	-421,3	1,5	4.714,4	-	-	-	-	-	4.714,4	2.979,3
	9.151,9	2.387,3	-4,7	74,4	11.460,1	2.451,0	185,8	61,0	2,2	2.573,6	8.886,5	6.700,9
Finanzanlagen												
Anteile an verbundenen Unternehmen	2.157,1	226,0	-	-	2.383,1	-	-	-	-	-	2.383,1	2.157,1
Ausleihungen an verbundenen Unternehmen	2.350,0	843,8	-	-	3.193,8	-	-	-	-	-	3.193,8	2.350,0
Beteiligungen	23,5	-	-	-	23,5	-	-	-	-	-	23,5	23,5
	4.530,6	1.069,8	-	-	5.600,4	-	-	-	-	-	5.600,4	4.530,6
Anlagevermögen	14.103,6	3.612,2	0,1	104,2	17.611,7	2.552,9	232,2	74,5	2,2	2.708,4	14.903,3	11.550,7