

AMPRION
GESCHÄFTSBERICHT

20
19

Stabilität schaffen in einer sich rasant verändernden Energiewelt. Im Interesse von 29 Millionen Menschen und tausenden Unternehmen in unserem Netzgebiet. So verstehen wir bei Amprion unseren gesetzlichen Auftrag als Übertragungsnetzbetreiber. Deshalb verstärken wir unser Netz und bauen es bedarfsgerecht aus. Und deshalb entwickeln wir innovative technische Lösungen, um unser Energiesystem auf die Veränderungen vorzubereiten. Diesen Herausforderungen stellen wir uns als Unternehmen mit einer stabilen wirtschaftlichen Basis und einer leistungsstarken Belegschaft.

INHALT

- 4** Vorwort
- 6** Bericht des Aufsichtsrats
- 11** Lagebericht
- 43** Jahresabschluss
- 76** Glossar
- 77** Impressum



DR. KLAUS KLEINEKORTE
Chief Technical Officer

DR. HANS-JÜRGEN BRICK
Chief Commercial Officer und
Chief Financial Officer

Liebe Leserinnen und Leser,

die Amprion GmbH hat das Geschäftsjahr 2019 erfolgreich abgeschlossen: Die Umsatzerlöse und Erträge unserer Gesellschaft sind auf 14.518 Mio. Euro gestiegen und lagen damit 4,5 Prozent über dem Vorjahr. Haupttreiber hierfür war die ergebnisneutrale Abwicklung des EEG-Ausgleichsmechanismus, die sich auf 11.457 Mio. Euro belief. Zugelegt haben auch die Erlöse aus dem Netzgeschäft. Sie erreichten 2.888 Mio. Euro (Vorjahr: 2.839 Mio. Euro). In Summe ist der 2019 erzielte Jahresüberschuss auf 220 Mio. Euro angewachsen. Ausschlaggebend waren im Wesentlichen die im Zuge des Netzausbaus gewachsene Kapitalbasis und die Auflösung von Rückstellungen.

2019 war ein Jahr, das den Transformationsprozess unseres Energiesystems in Deutschland weiter beschleunigt hat. Der Ausstieg aus der Kernkraft wird Schritt für Schritt vollzogen,

die politischen Weichen für die Beendigung der Kohleverstromung wurden gestellt. Mit dem „Green Deal“ hat die Europäische Kommission zudem einen Weg aufgezeigt, wie Europa bis 2050 klimaneutral werden soll.

Diese Debatten und politischen Entscheidungen haben einen maßgeblichen Einfluss auf Amprion. Denn sie geben neue Parameter vor, nach denen wir unser Übertragungsnetz planen, bauen und künftig betreiben werden. Die Kernfrage für uns lautet in diesem Kontext: Wie gelingen die Schritte hin zu einem klimaverträglichen Energiesystem, ohne dass unser Übertragungsnetz seine Stabilität und die Stromversorgung ihre Sicherheit einbüßt?

Als Übertragungsnetzbetreiber ist es unser Anspruch, diese energiepolitischen Debatten nicht nur zu begleiten, sondern auch Lösungen zu entwickeln. Daran haben wir im vergangenen Geschäftsjahr mit Hochdruck gearbeitet. Denn angesichts der langen Zeitspanne von der Planung und Genehmigung bis zur Inbetriebnahme eines Projekts müssen wir heute aktiv werden, wenn wir morgen ein leistungsstärkeres und flexibleres Netz haben wollen.

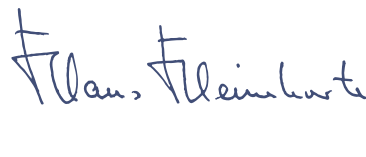
Ein entscheidender Eckpfeiler, um unser Energiesystem zukunftssicher zu machen, ist und bleibt der Netzausbau. Ihn gilt es nicht nur weiter zu beschleunigen, sondern auch volkswirtschaftlich sinnvoll auszuweiten. Dafür stehen neue Projekte wie der Korridor B, der künftig Gleichstrom von der Nordseeküste in die Verbrauchsschwerpunkte bringen soll. Gleiches gilt für die Offshore-Anschlussleitungen, die ab 2028 Windstrom nach Nordrhein-Westfalen transportieren sollen. Diese Großprojekte werden bei Amprion ergänzt um eine punktgenaue, regionale Verstärkung unseres Wechselstromnetzes. Hinzu kommen innovative technologische Lösungen: So errichten wir an vielen Stellen im Netz Anlagen zur Blindleistungskompensation, die die Spannung im Netz stabilisieren. Die schwankende Einspeisung aus den erneuerbaren Energien steigert auch die Komplexität in der Systemführung bei Amprion, die wir schrittweise auf die zunehmenden Herausforderungen vorbereiten. Mit der neuen Hauptschaltleitung in Brauweiler bei Köln haben wir auf diesem Gebiet bereits einen wichtigen Meilenstein erreicht.

Die Aufgaben und Herausforderungen für uns als Übertragungsnetzbetreiber sind immens. Ihnen stellen wir uns mit Zuversicht, einem starken wirtschaftlichen Fundament und der Unterstützung unserer Anteilseigner. Auf dieser Basis können wir den auf mehr als 15 Mrd. Euro gestiegenen Investitionsbedarf stemmen und effizient finanzieren. Dies spiegelt auch das positive Rating von Amprion wider, das die Agenturen Moody's und Fitch mit „A3“ und „BBB+“ bewertet haben.

Vor diesem Hintergrund blickt Amprion optimistisch auf das Geschäftsjahr 2020. Wir wollen die Chancen nutzen, die sich mit dem Umbau unseres Energiesystems verbinden. Die richtige Mannschaft haben wir dafür an Bord. Sie ist 2019 auf mehr als 1.800 Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter gewachsen. Ihnen gelten unser Vertrauen und unser herzlicher Dank für die positive Entwicklung unserer Gesellschaft im zurückliegenden Geschäftsjahr.



DR. HANS-JÜRGEN BRICK
Chief Commercial Officer und
Chief Financial Officer



DR. KLAUS KLEINEKORTE
Chief Technical Officer



BERICHT DES AUFSICHTSRATS

Sehr geehrte Damen und Herren,

die Amprion GmbH blickt auf ein sehr erfolgreiches Geschäftsjahr 2019 zurück. Seinen gesetzlichen Auftrag, das Übertragungsnetz bedarfsgerecht um- und auszubauen, setzte das Unternehmen mit Hochdruck um. Die Fortschritte beim Netzausbau sind greifbar: Wichtige Projekte wurden im vergangenen Jahr in die letzte Genehmigungsphase gebracht, darunter Wullenstetten – Niederwangen, Kriftel – Farbwerke Höchst Süd oder Abschnitte von Niederrhein/Wesel – Osterath und Kühmoos – Maximiliansau. Bei den Gleichstromverbindungen A-Nord und Ultranet ist Amprion 2019 bei der Festlegung von Konverterstandorten wichtige Schritte vorangekommen. Begleitet wurden die Projekte von einer umfassenden Kommunikation. Während vielerorts gebaut wird, sind 2019 auch wichtige Knotenpunkte des Übertragungsnetzes fertig geworden: Hervorzuheben ist die Umspannanlage in Kriftel, wo die leistungsstärkste Hybridanlage für Blindleistungskompensation in Europa den Betrieb aufgenommen hat. Sie spielt eine wichtige Rolle dabei, das europäische Stromnetz zu stabilisieren und die Stromversorgung im Rhein-Main-Gebiet zu sichern.

Der Aufsichtsrat hat die Entwicklung des Unternehmens im Geschäftsjahr 2019 begleitet. Das Gremium hat die ihm nach Gesetz und Gesellschaftsvertrag obliegenden Aufgaben erfüllt und dabei insbesondere seine Überwachungs- und Beratungsfunktion gegenüber der Geschäftsführung wahrgenommen. Hierzu hat es sich von den Geschäftsführern schriftlich und mündlich über den Gang der Geschäfte, über grundsätzliche Fragen der Geschäftspolitik sowie über die Lage und Entwicklung der Gesellschaft unterrichten lassen, bedeutsame Geschäftsvorfälle mit der Geschäftsführung eingehend beraten und die erforderlichen Ent-

scheidungen getroffen. Der Aufsichtsratsvorsitzende hat darüber hinaus auch außerhalb der Sitzung des Aufsichtsrats in Gesprächen mit den Geschäftsführern wichtige Einzelvorgänge beraten und Fragen der Unternehmensstrategie und der Geschäftspolitik in Vorbereitung der Gremiensitzungen erörtert. Darüber hinaus hat der Prüfungsausschuss die ihm nach dem Gesellschaftsvertrag obliegenden Aufgaben erfüllt und insbesondere die Feststellung des Jahresabschlusses durch den Aufsichtsrat umfassend vorbereitet.

Im Berichtszeitraum haben vier Aufsichtsratssitzungen stattgefunden. Im Fokus der Beratungen standen die detaillierte Berichterstattung der Geschäftsführer über die Lage der Gesellschaft einschließlich der Umsatz- und Ergebnisentwicklung sowie die strategischen Ziele der Gesellschaft. Die langfristige Investitionsplanung bis 2029 wurde ebenso umfassend erörtert und vom Aufsichtsrat gebilligt. Darauf aufsetzend hat der Aufsichtsrat den vorgelegten langfristigen Finanzplan insbesondere hinsichtlich der Mittelbedarfsdeckung – mit den auf der Zeitachse zum Teil herausfordernden Finanzierungsaufgaben – intensiv beraten und für die relevanten Zeiträume beschlossen. Darüber hinaus hat sich der Aufsichtsrat mit dem regulatorischen Umfeld der Gesellschaft sowie den anstehenden oder erfolgten Änderungen des gesetzlichen Rahmens befasst.

In seiner Sitzung am 26. November 2019 hat der Aufsichtsrat beschlossen, die Geschäftsführung aufgrund der wachsenden Aufgaben im Finanzbereich zu erweitern. Herr Peter Rüth wird diese Aufgaben ab dem 1. April 2020 in der Geschäftsführung übernehmen. Zu diesem Zeitpunkt hat der Aufsichtsrat Herrn Dr. Hans-Jürgen Brick mit dem Vorsitz der Geschäftsführung betraut.

Der durch Beschluss der Gesellschafter vom 30. April 2019 gewählte und vom Aufsichtsrat der Gesellschaft mit der Prüfung beauftragte Abschlussprüfer, die BDO AG, Wirtschaftsprüfungsgesellschaft Düsseldorf, hat den Jahresabschluss und den Lagebericht der Amprion GmbH für das Geschäftsjahr 2019 unter Einbeziehung der Buchführung geprüft und mit dem uneingeschränkten Bestätigungsvermerk versehen.

Der Bericht des Abschlussprüfers, der Jahresabschluss und der Lagebericht sind den Mitgliedern des Aufsichtsrats rechtzeitig vor der Aufsichtsratssitzung am 7. April 2020 ausgehändigt und in der Sitzung umfassend erörtert worden. Der Abschlussprüfer hat an den Beratungen des Aufsichtsrats teilgenommen und über die wesentlichen Ergebnisse seiner Prüfung berichtet. Außerdem stand er für ergänzende Auskünfte zur Verfügung. Der Aufsichtsrat hat dem Ergebnis der Prüfung zugestimmt. Er hat seinerseits den von der Geschäftsführung aufgestellten Jahresabschluss und Lagebericht geprüft. Nach dem abschließenden Ergebnis seiner Prüfung sind Einwendungen nicht zu erheben. Der Aufsichtsrat hat den Lagebericht und den Jahresabschluss für das Geschäftsjahr 2019 gebilligt; der Jahresabschluss ist damit festgestellt.

Im Geschäftsjahr 2019 erfolgten folgende personelle Veränderungen im Aufsichtsrat:

Das Aufsichtsratsmitglied Herr Frank Amberg hat sein Amt als Mitglied des Aufsichtsrats der Amprion GmbH mit Wirkung zum 30. April 2019 niedergelegt. Mit Gesellschafterbeschluss vom 30. April 2019 wurde Herr Robert Pottmann, Head of Portfolio Management Illiquid Assets der MEAG MUNICH ERGO AssetManagement GmbH, München, ab dem 1. Mai 2019 zum Mitglied des Aufsichtsrats der Amprion GmbH gewählt.

Das Mandat der für die Arbeitnehmerseite bestellten Aufsichtsratsmitglieder Herrn Josef Frankemölle und Herrn Malte Glasneck endete mit Bekanntgabe der Ergebnisse aus der Wahl der Arbeitnehmervertreter nach dem Drittelbeteiligungsgesetz (DrittelbG), da diese Mitglieder nicht mehr zur Wiederwahl zur Verfügung gestanden haben. Mit Wahl vom 19. Februar 2019 nach dem DrittelbG wurden Frau Nerima Uzeirovic und Herr Wolfgang Hölzle neue, für die Arbeitnehmerseite bestellte Mitglieder des Aufsichtsrats.

Der Aufsichtsrat spricht der Geschäftsführung sowie allen Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern der Amprion GmbH für ihre im Geschäftsjahr 2019 geleistete Arbeit Dank und Anerkennung aus.

Dortmund, 7. April 2020



PROF. HEINZ-WERNER UFER
Vorsitzender des Aufsichtsrats



LAGE- BERICHT

- 12** Grundlagen des Unternehmens
- 13** Wirtschaftsbericht
- 25** Wirtschaftliche Lage
- 33** Prognose-, Chancen- und Risikobericht
- 40** Rechnungslegungsbezogenes internes Kontroll- und Risikomanagementsystem

GRUNDLAGEN DES UNTERNEHMENS

Geschäftstätigkeit des Unternehmens

Die Amprion GmbH mit Hauptsitz in Dortmund ist einer von vier Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) in Deutschland. In einer Regelzone, die von Niedersachsen bis zu den Alpen reicht, betreibt Amprion sein Netz auf den Spannungsebenen 220 und 380 Kilovolt (kV) und baut es bedarfsgerecht aus. Das Höchstspannungsnetz verbindet die Erzeugungseinheiten mit den Verbrauchsschwerpunkten und ist ein wichtiger Bestandteil des Übertragungsnetzes in Deutschland und Europa. Es wird den Industriekunden, den Verteilernetzbetreibern (VNB), den Stromhändlern und den Stromerzeugern zur Verfügung gestellt.

Zudem steuert und überwacht Amprion den sicheren Transport von Strom innerhalb des Höchstspannungsnetzes in seiner Regelzone. Dazu hält die Systemführung in Brauweiler/Pulheim jederzeit Stromverbrauch und -erzeugung im Gleichgewicht. Die erforderlichen Systemdienstleistungen (Primärregelung, Sekundärregelung und Minutenreserve) sowie die benötigte Verlustenergie werden über transparente und ordnungskonforme Ausschreibungen beschafft. Ebenso koordiniert das Unternehmen die Austauschprogramme und die anschließende Mengibilanzierung für das gesamte Übertragungsnetz in Deutschland sowie für den nördlichen Teil des europäischen Verbundnetzes.

Durch seine zentrale Lage in Europa ist das Netz von Amprion eine wichtige Drehscheibe für den europäischen Stromhandel. Amprion stellt die Übertragungsnetzkapazitäten an den Kuppelleitungen zu den Niederlanden, zu Frankreich und zur Schweiz und nach Österreich durch marktbasierende Auktionen zur Verfügung.

Anteilseigner an Amprion sind mit 74,9% die M 31 Beteiligungsgesellschaft mbH & Co. Energie KG, deren Gesellschafter sich aus einem Konsortium von überwiegend deutschen institutionellen Finanzinvestoren aus der Versicherungswirtschaft und Versorgungswerken zusammensetzen, und mit 25,1% die RWE AG.

WIRTSCHAFTSBERICHT

Politisches und energierechtliches Umfeld

EU Clean Energy Package

Das europäische „Clean Energy Package“ zum Strommarktdesign ist vollständig verabschiedet. Die Strombinnenmarkt-Richtlinie und Strombinnenmarkt-Verordnung, die ACER-Verordnung und die Risikovorsorge-Verordnung sind am 4. Juli 2019 in Kraft getreten. Die EU-Mitgliedstaaten müssen die Regelungen aus der Strombinnenmarkt-Richtlinie bis zum 31. Dezember 2020 in nationales Recht umsetzen. Die Verordnungen gelten unmittelbar und bedürfen keiner Umsetzung in nationales Recht. Die Strombinnenmarkt-Verordnung ist allerdings nicht sofort mit Inkrafttreten, sondern erst ab 1. Januar 2020 anzuwenden. Eine Ausnahme bilden die Vorschriften zur Berechnung grenzüberschreitender Handelskapazität sowie Überprüfung der Konfigurierung der Preiszonen, die schon mit Inkrafttreten der Verordnung gelten. Die wesentlichen Regelungen der Strombinnenmarkt-Verordnung betreffen den Einspeisevorrang der Erneuerbaren Energien, den Redispatch und dessen Einschränkung, die Preisgebotszonen und Aktionspläne, die Kuppelkapazitäten an den Interkonnektoren, die Anforderungen an die Netzentgelte sowie die Kapazitätsmechanismen. Weiterhin soll die regionale Zusammenarbeit der ÜNB vertieft werden.

Gesetz zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus

Das Gesetz zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus ist am 16. Mai 2019 in Kraft getreten. Es enthält neben Regelungen für eine Erleichterung der Zulassung von Leitungsbauvorhaben auch Neuregelungen zur Einbeziehung von EE- und KWK-Anlagen in den Redispatch.

Die Bundesregierung will den Netzausbau auf der Höchstspannungsebene durch Möglichkeiten des Verzichts auf eine Bundesfachplanung beschleunigen. Ersetzt eine geplante Leitung eine bestehende, kann die Bundesfachplanung entfallen, wenn der Netzbetreiber die neue Leitung in der bestehenden Trasse oder parallel zu der bisherigen Leitung führt. Die Bundesfachplanung kann außerdem bei neuen Leitungen entfallen, wenn diese in einem Trassenkorridor verlaufen, der in einem Raumordnungsplan oder Bundesnetzplan ausgewiesen ist. Darüber hinaus will der Gesetzgeber zukünftige Genehmigungsverfahren für weitere Netzausbaumaßnahmen reduzieren, indem bei [Erdkabel](#)projekten* bei absehbarem Bedarf bereits jetzt weitere Leerrohre, die darin einzuziehenden Kabel sowie der anschließende Betrieb dieser Kabel mit-

* Blau ausgezeichnete Abkürzungen werden im Glossar erklärt.

einbezogen werden können. Die Umsetzung von Maßnahmen zur optimierten Nutzung des Bestandsnetzes soll in einem einfachen Anzeigeverfahren genehmigt werden können. Hiervon sind insbesondere Zubeseilungen oder Umbeseilungen zur höheren Leitungsauslastung betroffen – auch wenn damit eine Erhöhung einzelner Masten verbunden ist. Darüber hinaus umfasst die optimierte Nutzung des Bestandsnetzes die Änderung des Betriebskonzeptes in Abhängigkeit von den Witterungsbedingungen. Weiterhin ist der Beginn von Vorarbeiten bereits vor der Erteilung der abschließenden Zulassung des Vorhabens erlaubt.

Das Gesetz enthält neue Vorgaben für das Engpassmanagement, die von den Netzbetreibern zum 1. Oktober 2021 umgesetzt sein müssen. Das bisherige Einspeisemanagement wird unter Berücksichtigung des Einspeisevorrangs in die Redispatch-Regelprozesse überführt. Durch den Einbezug aller EE- und KWK-Anlagen ab 100 kW in die Redispatch-Prozesse soll die System-sicherheit gestärkt werden und die Effizienz der Redispatch-Prozesse noch weiter verbessert werden. Für die Umsetzung des „Redispatch 2.0“ bedarf es einer zunehmenden Abstimmung zwischen vor- und nachgelagerten Netzbetreibern.

Kapazitätsreserveverordnung

Die Verordnung zur Regelung des Verfahrens der Beschaffung, des Einsatzes und der Abrechnung der Kapazitätsreserve ist am 6. Februar 2019 in Kraft getreten. Sie konkretisiert und präzisiert die im §13e [EnWG](#) für die Kapazitätsreserve enthaltenen Vorgaben und beinhaltet Regelungen zum Beschaffungsverfahren, zu den Teilnahmevoraussetzungen, zum Einsatz, zur Vergütung und zu Zahlungspflichten im Falle der Nichtverfügbarkeit der Kapazitätsreserveanlagen. Die Kapazitätsreserve wird ab dem Winterhalbjahr 2020/2021 durch die ÜNB technologie-neutral gebildet und steht neben Erzeugungsanlagen auch abschaltbaren Lasten und Speichern offen. Die ÜNB dürfen in Abstimmung mit der Bundesnetzagentur ([BNetzA](#)) die Teilnahmevoraussetzungen weiter konkretisieren und Standardbestimmungen und Formatvorgaben für die Ausschreibung festlegen.

Verordnung zu Anpassungen im Regulierungsrecht

Die Verordnung zur Berechnung der Offshore-Netzzulage und zu Anpassungen im Regulierungsrecht ist am 22. März 2019 in Kraft getreten. Diese sieht Änderungen in verschiedenen energiewirtschaftlichen Verordnungen vor.

Die wesentlichen Anpassungen in der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) betreffen die konkrete Berechnung der Offshore-Netzumlage sowie die Voraussetzungen für die Gewährung eines Sonderentgelts für singulär genutzte Betriebsmittel.

In der Anreizregulierungsverordnung ([ARegV](#)) wurden die Bedingungen für die Investitionsmaßnahmen angepasst. Die Dauer der Genehmigung von Investitionsmaßnahmen wird auf eine Regulierungsperiode beschränkt und der prozentuale Ansatz zur Refinanzierung von Betriebskosten für die Phase bis zur Inbetriebnahme der Anlagegüter abgesenkt. Die Regelung lässt der bisherigen Praxis entsprechend einen Verlängerungsantrag bei ablaufender Genehmigungsdauer vor Fertigstellung der Maßnahme zu.

Regulatorisches Umfeld

Eigenkapitalzinssätze für die dritte Regulierungsperiode

Die BNetzA hat am 5. Oktober 2016 die Eigenkapitalzinssätze vor Steuern für Neuanlagen in Höhe von 6,91% und für Altanlagen in Höhe von 5,12% festgelegt, die in der dritten Regulierungsperiode von 2019 bis 2023 gelten. Amprion hat Beschwerde gegen die Festlegung beim Oberlandesgericht (OLG) Düsseldorf eingelegt, um das Vorgehen der BNetzA gerichtlich prüfen zu lassen. Das OLG Düsseldorf hat am 22. März 2018 entschieden, dass die Eigenkapitalzinssätze rechtsfehlerhaft zu niedrig bemessen wurden. Die Festlegung beruhe insoweit auf einer nicht vertretbaren Methode, da die BNetzA zur Bestimmung der Marktrisikoprämie im Rahmen des Capital-Asset-Pricing-Model ausschließlich auf historische Zeitreihen zurückgegriffen habe, um die zukünftige Zinsentwicklung abzuschätzen. Die BNetzA hat gegen die Entscheidung des OLG Düsseldorf am 25. April 2018 Rechtsbeschwerde beim Bundesgerichtshof (BGH) eingelegt. Der BGH hat am 9. Juli 2019 der Beschwerde stattgegeben und die Festlegung der BNetzA für die Eigenkapitalzinssätze bestätigt. Unter Bezugnahme auf seine bisherige Rechtsprechung hat der BGH der BNetzA für die Bestimmung des Zinssatzes, insbesondere bei der Wahl der dafür herangezogenen Methoden, in einzelnen Beziehungen einen Beurteilungsspielraum zugestanden.

Produktivitätsfaktor für die dritte Regulierungsperiode

Der individuelle und der sektorale Produktivitätsfaktor sind Elemente zur Bestimmung der Erlösbergrenze. Die beeinflussbaren Kostenanteile innerhalb der Erlösbergrenze der Netzbetreiber werden mit Hilfe der beiden Faktoren auf ein aus Sicht der [ARegV](#) effizientes Niveau angepasst. Die [BNetzA](#) führt deshalb vor jeder Regulierungsperiode einen Effizienzvergleich für die ÜNB durch.

Der individuelle Produktivitätsfaktor betrifft die unternehmensindividuelle Effizienz und wird für die dritte Regulierungsperiode von der BNetzA mit Hilfe einer relativen Referenznetzanalyse ermittelt. Die BNetzA hat mit Beschluss vom 20. Dezember 2018 den individuellen Produktivitätsfaktor für Amprion auf 100,0 % festgelegt.

Der generelle sektorale Produktivitätsfaktor (Xgen) betrifft alle Netzbetreiber und stellt einen Korrekturfaktor zum Verbraucherpreisindex dar. Ein positiver genereller sektoraler Produktivitätsfaktor fordert von der Netzwirtschaft einen größeren Produktivitätsfortschritt gegenüber dem der Volkswirtschaft bzw. gleicht abweichende Preissteigerungen im Verhältnis zum Verbraucherpreisindex aus. Aus einem größeren Produktivitätsfortschritt wiederum leiten sich zusätzliche Effizianzforderungen für die Netzbetreiber ab. Die BNetzA hat mit Beschluss vom 28. November 2018 den generellen sektoralen Produktivitätsfaktor für Strom auf 0,9 % festgelegt. Amprion hat am 18. Januar 2019 Beschwerde gegen den Beschluss eingelegt. Die BNetzA legte den generellen sektoralen Produktivitätsfaktor für Gas auf 0,49 % fest. Das OLG Düsseldorf hat die Festlegung aufgehoben. Die BNetzA hat gegen das Urteil Berufung eingelegt. Aufgrund der Vergleichbarkeit des methodischen Vorgehens ist im Strombereich ein ähnliches Ergebnis zu erwarten.

Geschäftsverlauf

Netzgeschäft

Im Jahr 2019 enthalten die Netzentgelte erstmals einen bundeseinheitlichen Netzentgeltanteil. Dieser wird zu 20,0 % auf Basis der jeweiligen Erlösbergrenzen der ÜNB berechnet, während die übrigen 80,0 % durch den unternehmensindividuellen Netzentgeltanteil jedes ÜNB vereinbart werden.

Die BNetzA hat am 20. Dezember 2018 die Erlösobergrenze für die dritte Regulierungsperiode von 2019 bis 2023 auf der Kostenbasis des Geschäftsjahres 2016 festgelegt. Amprion hat am 25. Januar 2019 Beschwerde gegen den Beschluss eingelegt. Das festgelegte Ausgangsniveau, die Entwicklung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten, des Verbraucherpreisgesamtindex sowie der generelle Produktivitätsfaktor und der individuelle Effizienzwert sind die Grundlagen für die Erlösobergrenze und in der Folge der Netzentgelte, die am 15. Dezember 2018 veröffentlicht wurden. Die Erlösobergrenze 2019 verringerte sich moderat aufgrund folgender Änderungen:

- Entfall der von den Küsten-ÜNB weiterbelasteten Plankosten für den Anschluss von Offshore-Windanlagen, weil diese in der Offshore-Netzzumlage enthalten sind
- Geringere Kosten für Kraftwerke in der Netzreserve

Gegenläufig wirkten:

- Höhere Kosten für Einspeisemanagement und Systemdienstleistungen
- Überführung weiterer Braunkohlekraftwerke in die Sicherheitsbereitschaft
- Erstmalige Berücksichtigung eines bundeseinheitlichen Netzentgeltanteils

Die genannten Änderungen liegen nicht oder nur teilweise im Einflussbereich von Amprion und führen zu einem Rückgang der Netzentgelte in der Höchstspannungsebene in dem für den Großteil der Kunden relevanten Benutzungsbereich zwischen 5.000 und 8.760 Stunden von 13,6 % bis zu 14,2 %. Die Veränderung der Netzentgelte umfasst insgesamt den bundeseinheitlichen und unternehmensindividuellen Netzentgeltanteil.

Bei den Kunden von Amprion handelt es sich um direkt an das Höchstspannungsnetz angeschlossene Industrieunternehmen, VNB sowie Kraftwerke. Die Absatz- und Erlösstruktur wird wesentlich durch die großen VNB geprägt, von denen Amprion rund 84 % seiner Netzentgelte erhält. Etwa 13 % der Netzentgelte stammen von Unternehmen der Chemie-, Stahl- und Aluminiumindustrie. Die restlichen Netzentgelte resultieren aus dem Eigenbedarf der im Übertragungsnetz angeschlossenen Kraftwerke.

Im Geschäftsjahr sank die Entnahmemenge direkt angeschlossener Netzkunden um rund 3%. Der Mengenrückgang resultiert aus höherer dezentraler Einspeisung durch konventionelle Kraftwerke in nachgelagerte Verteilernetze. Aufgrund eines verbesserten Marktumfeldes handelte es sich hierbei im Wesentlichen um Gaskraftwerke. Für das kommende Jahr wird ein leichter Mengenanstieg erwartet.

EEG-Umlage

Der EEG-Ausgleichsmechanismus erfolgt auf Basis der Erneuerbare-Energien-Verordnung (EEV) und der Erneuerbare-Energien-Ausführungsverordnung. Die außerhalb der Direktvermarktung und Eigenversorgung erzeugten sowie eingespeisten EEG-Mengen vermarkten die ÜNB an der Strombörse und geben die Differenz aus den Vermarktungserlösen und den Aufwendungen für die EEG-Förderzahlungen über die EEG-Umlage an die Energieversorgungsunternehmen, Letztverbraucher und bestimmte Eigenversorger weiter. Die Abwicklung der EEG-Umlage ist für die ÜNB ergebnisneutral.

Am 15. Oktober 2019 haben die ÜNB die EEG-Umlage für 2020 in Höhe von 6,76 ct/kWh veröffentlicht, die somit rund 6% über der EEG-Umlage für 2019 liegt. Die Hauptgründe sind die weitere Zunahme der Stromerzeugung aus regenerativen Anlagen und die negative Entwicklung des EEG-Kontos in 2019 (u.a. aufgrund des gegenüber der Umlageprognose 2019 stark gesunkenen tatsächlichen Marktpreises). Gegenläufig wirken die erwarteten höheren Börsenerlöse aus der EEG-Stromvermarktung. Es wurde eine Liquiditätsreserve in Höhe von rund 1.944 Mio.€ (entspricht 8% der Deckungslücke) in die EEG-Umlage eingerechnet.

Offshore-Netzumlage

Am 15. Oktober 2019 veröffentlichten die ÜNB die Offshore-Netzumlage für 2020 von 0,42 ct/kWh, die somit auf dem Niveau des Vorjahres liegt. Sie enthält die Anbindungskosten der Offshore-Windparks und Entschädigungen bei Störungen oder Verzögerungen der Anbindung. Die Abwicklung der Offshore-Netzumlage ist für die ÜNB ergebnisneutral.

Systemdienstleistungen

An drei Tagen im Juni 2019 kam es im deutschen Regelblock wiederholt zu signifikanten systemgefährdenden Ungleichgewichten zwischen Stromerzeugung und -verbrauch. In den betreffenden Situationen waren alle Möglichkeiten der deutschen ÜNB zur Beseitigung des Ungleichgewichts über einen Zeitraum von mehreren Stunden nahezu ausgeschöpft. Ein Auslöser war die Prognoseunsicherheit für die Einspeisung aus Erneuerbaren Energien aufgrund der Wetterlage. Die ÜNB haben weitere mögliche Gründe der hohen Systembilanzabweichungen an diesen Tagen untersucht. Die Auswertungen zeigen, dass die Ausgleichsenergiepreise an allen drei Tagen deutlich unter den Intraday-Marktpreisen lagen. Dadurch bestand an diesen Tagen kein bzw. nur ein geringer wirtschaftlicher Anreiz zur aktiven Bilanzkreisbewirtschaftung. Ein Untersuchungsbericht zu den Ereignissen ist im Internet unter www.regelleistung.net verfügbar. Ausgehend von diesen Ereignissen haben die ÜNB als Sofortmaßnahme die Ausschreibungswerte für Regelleistung kurzfristig um rund 1.000 MW erhöht. Des Weiteren wurde zum 31. Juli 2019 in Abstimmung mit der [BNetzA](#) und gemäß Urteil des OLG Düsseldorf das Mischpreisverfahren für die Vergabe von Sekundärregelleistung und Minutenreserve abgeschafft und auf das ehemalige Leistungspreisverfahren umgestellt. Die Abschaffung des Mischpreisverfahrens führte kurzfristig zu einem signifikanten Anstieg der Regelleistungspreise aller bezuschlagten Gebote, bevor sich die Situation wieder normalisierte.

Die Kosten für die Beschaffung der Verlustenergie (Netzverluste) erhöhten sich im Wesentlichen aufgrund der Preiserhöhung für die Ausschreibung der Langfristkomponente moderat.

Die Kosten für Redispatch-Maßnahmen sind im Geschäftsjahr witterungsbedingt weiterhin deutlich gesunken.

Die Aufwendungen für Einspeisemanagement verringerten sich trotz weiteren Zubaus von Offshore-Windparks in der Nordsee moderat. Durch die Einführung des adaptiven [Freileitungsbetriebs](#) sind witterungsabhängig höhere Belastungen auf den Emslandleitungen möglich, wodurch einem höheren Einspeisemanagementbedarf entgegengewirkt werden kann. Aufgrund geringer Möglichkeiten für Redispatch-Maßnahmen von konventionellen Kraftwerken besteht die Notwendigkeit zum situationsbedingten Absenken der Einspeisung von Offshore-Windparks durch TenneT, um die Systemstabilität zu gewährleisten. Eine teilweise Weiterbelastung der damit verbundenen Kosten seitens TenneT führt bei Amprion zu Aufwendungen aus dem Einspeisemanagement.

Als weiteres Produkt der Systemdienstleistungen schreiben die ÜNB sofort und schnell abschaltbare Lasten wöchentlich von jeweils 750 MW über die gemeinsame Plattform im Internet aus. Die [BNetzA](#) ist befugt, die Höhe der Ausschreibungsmenge auf Basis wiederkehrender Bedarfsanalysen der ÜNB anzupassen. Im Geschäftsjahr 2019 wurden in der Regelzone von Amprion abschaltbare Lasten von 6.192 MWh an 18 Tagen mit einer gesamten Dauer von rund 95 Stunden abgerufen und verursachten Kosten in Höhe von 2,5 Mio. €. Die Kosten für die Vorhaltung der abschaltbaren Lasten betrugen 19,3 Mio. € und lagen auf dem Niveau des Vorjahres.

Netzreserve

Auf Basis von Analysen der ÜNB prüft und bestätigt die BNetzA jährlich den Netzreservebedarf für das jeweils folgende Winterhalbjahr. Der verbleibende zusätzliche Bedarf, der nicht über Kraftwerke der inländischen Netzreserve gedeckt werden kann, muss über das Interessenbekundungsverfahren gedeckt werden. Die ÜNB haben der BNetzA am 28. Februar 2019 ihre Systemanalyse und den daraus resultierenden Bedarf an Netzreservekraftwerken zur Bestätigung vorgelegt. Die BNetzA hat in ihrem Bericht vom 30. April 2019 für das Winterhalbjahr 2019/2020 den durch die ÜNB ermittelten Bedarf an Netzreservekraftwerken in Höhe von 5.126 MW ausgewiesen. Damit reduziert sich der festgestellte Bedarf im Vergleich zum Winter 2018/2019 um 1.474 MW.

Für das Winterhalbjahr 2019/2020 sind nationale Kraftwerke mit einer Gesamtleistung in Höhe von 6.598 MW (davon in der Regelzone von Amprion: 1.796 MW) in der Netzreserve gebunden. Die Differenz der in der Netzreserve gebundenen Kraftwerke zum Netzreservebedarf in Höhe von 1.472 MW resultiert aus der Tatsache, dass in der Netzreserve auch Kraftwerke gebunden sind, die zwar nicht für die Bedarfsdeckung im Winterhalbjahr 2019/2020, jedoch aber wieder im Winterhalbjahr 2020/2021 benötigt werden und daher nicht stillgelegt werden können. Somit kann der Bedarf an Netzreserve aus bereits vertraglich oder aufgrund gesetzlicher Regelungen gebundenen inländischen Kraftwerken gedeckt werden. Die Kosten der Netzreserve werden vollständig über die Netzentgelte refinanziert.

Kapazitätsreserve

Die deutschen ÜNB haben die gemeinsame Ausschreibung für die Kapazitätsreserve nach §13e Abs. 2 [EnWG](#) und Kapazitätsreserveverordnung gestartet, die eine Reserveleistung von zwei GW ab dem 1. Oktober 2020 für einen Zeitraum von zwei Jahren bereitstellen soll. An der Ausschreibung können Betreiber von Erzeugungsanlagen und Speichern sowie Anbieter regelbarer Lasten teilnehmen, sofern ihre Anlagen die Teilnahmevoraussetzungen erfüllen. Die in der Kapazitätsreserve vorgehaltenen Anlagen stehen dem Strommarkt nicht direkt zur Verfügung. Sie werden eingesetzt, um im Fall außergewöhnlicher und unvorhersehbarer Situationen die Systembilanz auszugleichen und die Systemstabilität zu stützen. Die in der Kapazitätsreserve gebundenen Anlagen können, soweit möglich, von den ÜNB auch zur Behebung von Netzengpässen eingesetzt werden.

Systemführung

Amprion verzeichnete für den Berichtszeitraum keine großräumigen Netzstörungen im Höchstspannungsnetz, obwohl der Netzbetrieb deutlich anspruchsvoller geworden ist. Der Hauptgrund für die gestiegene Komplexität des Systembetriebs ist der weitere Zubau von EE-Anlagen, der eine Vielzahl von Eingriffen erforderte. Die ÜNB arbeiten, insbesondere auf nationaler Ebene, aus diesem Grund sehr eng zusammen und haben integrierte Modelle entwickelt, um die Redispatch-Maßnahmen deutschlandweit so effizient wie möglich zu gestalten.

Die deutschen ÜNB und 16 VNB haben im Juni 2019 das Projekt „Connect+“ gestartet, um die Vorgaben des Gesetzes zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus umzusetzen. Für das Engpassmanagement kann zukünftig auf sämtliche Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie mit einer Nennleistung ab 100 kW zurückgegriffen werden, um absehbare Engpässe im Stromnetz erst gar nicht entstehen zu lassen. Das bisherige Einspeisemanagement der Netzbetreiber reagiert erst auf akut vorliegende Netzengpässe. Das neue Vorgehen erfordert eine noch intensivere Koordinierung zwischen ÜNB und VNB bei Planung und Ausführung der Maßnahmen als bisher. Die veränderten Rahmenbedingungen für den Redispatch gelten ab 1. Oktober 2021. Im Projekt wollen die Netzbetreiber gemeinsam einheitliche Lösungen zur Datenverteilung entwickeln. Damit soll der Datenaustausch zwischen Marktteilnehmern und Netzbetreibern beim Engpassmanagement koordiniert werden. Die zentrale Datenverteilung soll einen einheitlichen Weg für Datenlieferungen zwischen Netzbetreibern sowie Marktteilnehmern sicherstellen. Dazu werden zunächst wesentliche Spezifikationen wie Schnittstellen und Formate erarbeitet und festgelegt.

Offshore-Gesellschaft

Am 23. Dezember 2019 wurde die Amprion Offshore GmbH mit einem Stammkapital von 1,0 Mio. € in das Handelsregister eingetragen. Anteilseigner ist zu 100% die Amprion GmbH. Der Unternehmensgegenstand ist die Errichtung, der Betrieb, der Erwerb, die Vermarktung und die Nutzung von Netzanlagen für Offshore-Anbindungen, dazugehörigen Transport- und Verteilungssystemen für Strom und von Anlagen der Informationsübertragung sowie die Erbringung und Vermarktung von Dienstleistungen auf diesen Gebieten.

Technische Innovation

Zur Förderung der intelligenten Sektorenkopplung im Bereich Power-to-Gas gingen Amprion und Open Grid Europe (OGE) eine Kooperation ein. Das Konzept der Partnerunternehmen sieht vor, dass eine Power-to-Gas-Anlage als Sektorentransformator – wie die bisherige Stromnetzinfrastruktur und Gasnetzinfrastruktur – von den ÜNB und Fernleitungsnetzbetreibern projektiert, gebaut und betrieben wird. Die Technologie wandelt Strom aus Erneuerbaren Energien in Wasserstoff bzw. synthetisches Methan um. Beide Gase können in anderen Sektoren eingesetzt werden. Die heutige Gasinfrastruktur kann somit zusätzlich zum Transport auch zur Speicherung von Erneuerbaren Energien genutzt werden. Da die „Kuppelkapazität“ zwischen den Systemen begrenzt ist, auktionieren die Netzbetreiber die Kapazität des Sektorentransformators zu jedem Zeitpunkt an Händler oder Direktabnehmer. Damit wird ein diskriminierungsfreier Zugang für Dritte sichergestellt. Die Auktionserlöse werden von den Netzbetreibern netzentgeltmindernd genutzt. Im März 2019 haben OGE sowie Amprion die erforderlichen Investitionsanträge bei der [BNetzA](#) eingereicht. Einen Standort für eine Power-to-Gas-Anlage haben die Unternehmen an einem Schnittpunkt zwischen dem Stromnetz von Amprion und dem Gasnetz von OGE im Landkreis Emsland gefunden. Die Projektentwicklung ist so weit vorangeschritten, dass die Genehmigungsphase initiiert werden könnte. Es fehlt noch eine regulatorische Grundlage, um das Projekt umzusetzen.

Die deutschen ÜNB werden bei den großen Gleichstromverbindungen innovative kunststoff-isolierte Gleichstrom[erdkabel](#) mit einer Spannungsebene von 525 kV erstmalig einsetzen. Hierfür haben die Kabelspezialisten der ÜNB zusammengearbeitet und einen gemeinsamen Standard geschaffen. Die Untersuchung der technischen Eignung erfolgte in einer umfangreichen Testphase.

Asset Management

Amprion ist seit 2015 nach den Vorgaben des internationalen Standards ISO 55001 zertifiziert. Externe Auditoren überprüfen regelmäßig die Einhaltung der Anforderungen, zuletzt im Mai 2019.

Personal

Im Geschäftsjahr setzte Amprion den geplanten Personalaufbau kontinuierlich fort. Die Anzahl der unbefristet beschäftigten Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter stieg zum 31. Dezember 2019 um 17,1% von 1.383 FTE (Full Time Equivalent) auf 1.619 FTE und liegt 7,9% unter dem im Lagebericht 2018 für diesen Leistungsindikator prognostizierten Wert. Ausgehend von anlass- und prozessbezogenen Aufgabenanalysen sowie neuen Handlungsfeldern (z. B. Offshore) wurde der Personalbedarf für 2020 auf 1.895 unbefristete FTE angepasst.

Darüber hinaus haben elf Auszubildende in kaufmännischen und technischen Berufen ihre Ausbildung begonnen. Insgesamt absolvieren derzeit 36 Auszubildende ihre Ausbildung bei Amprion. Im Geschäftsjahr haben elf Auszubildende ihre Ausbildung erfolgreich beendet und ein Übernahmeangebot angenommen.

Die Förderung und Weiterentwicklung der Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter hat bei Amprion hohe Priorität. Die Teilnahmen an internen und externen Weiterbildungsmaßnahmen zur Stärkung der fachlichen und persönlichen Kompetenzen stiegen im Geschäftsjahr von rund 2.800 auf rund 3.750. Zudem hat das Unternehmen einen Prozess zur Potenzialeinschätzung etabliert, um künftige Führungspositionen im Unternehmen vorrangig mit eigenem Personal zu besetzen. Die so identifizierten Potenzialkandidaten werden in bedarfsgerechten Programmen zu Führungskräften weiterentwickelt. Die Potenzialeinschätzungen finden alle zwei Jahre statt.

Die Belegschaft von Amprion ist gekennzeichnet durch eine enge Bindung zum Unternehmen. Dies belegt die geringe Fluktuationsrate von 1,8% (Vorjahr: 1,3%). Das Durchschnittsalter der Belegschaft verringerte sich aufgrund der Neueinstellungen gegenüber dem Vorjahr um 1,0 Jahre und betrug am 31. Dezember 2019 40,6 Jahre. Damit einhergehend sank die durchschnittliche Betriebszugehörigkeit (einschließlich Vorgängergesellschaften) von 12,8 Jahren auf 11,1 Jahre. Der Frauenanteil an der Belegschaft stieg leicht und lag zum Ende des Berichtsjahres bei 19,3% (Vorjahr: 18,0%). Die im Vergleich zu anderen Branchen noch geringe Frauenquote ist auf die spezialisierte elektrotechnische Geschäftstätigkeit des Unternehmens zurückzuführen.

Das Programm der Mitarbeiterkapitalbeteiligung durch die Ausgabe von Genussrechten hat Amprion im Geschäftsjahr fortgeführt. Die Beteiligungsquote von rund 79,9% lag leicht über dem Vorjahresniveau von 79,2%.

Arbeits- und Gesundheitsschutz

Arbeits- und Gesundheitsschutz ist für Amprion ein wichtiges Unternehmensziel. Unser Arbeitsschutzmanagementsystem, das nach dem internationalen Standard „Occupational Health and Safety Assessment Series“ (OHSAS 18001) zertifiziert wurde, bildet die Grundlage für sicheres Arbeiten in allen Tätigkeitsbereichen von Amprion. Im Jahr 2019 wurde beschlossen, das aktuelle Arbeitsschutzmanagementsystem bis März 2021 auf die neue DIN ISO 45001 umzustellen. Mit der Umstellung wird die Struktur an die bereits bei Amprion zertifizierten Managementsysteme (ISO 55001, ISO 50001, ISO 27000 und ISO 14001) angepasst.

Umweltschutz

Das Umweltmanagementsystem von Amprion wurde erstmalig in 2017 nach der Norm ISO 14001 zertifiziert und wird seitdem kontinuierlich verbessert und weiterentwickelt. Die Zertifizierung bestätigt die Berücksichtigung wesentlicher Umweltaspekte bei der Planung, dem Bau und Betrieb unseres Übertragungsnetzes.

Informationssicherheit

Informationssicherheit ist ein wichtiger Baustein zur Gewährleistung robuster Geschäftsprozesse im Unternehmen. Das gilt in besonderer Weise in den Bereichen Systemführung, Projektierung und Betrieb des Stromübertragungsnetzes von Amprion. Die Einführung, der Betrieb und die kontinuierliche Verbesserung eines Informationssicherheits-Managementsystems sind notwendige Voraussetzungen für ein angemessenes Niveau der Informationssicherheit. Die erfolgreiche Zertifizierung des Informationssicherheits-Managementsystems in 2017 weist nach, dass Amprion die Vorgaben des IT-Sicherheitsgesetzes und insbesondere die Anforderungen des Sicherheitskataloges der [BNetzA](#) umsetzt und erfüllt.

WIRTSCHAFTLICHE LAGE

Ertragslage

in Mio. €	01.01.- 31.12.2019	01.01.- 31.12.2018	Veränderung
Umsatzerlöse und Erträge	14.518,3	13.892,6	625,7
Operative Aufwendungen	-14.154,3	-13.533,6	-620,7
Betriebsergebnis	364,0	359,0	5,0
Finanzergebnis	-51,1	-51,4	0,3
Ergebnis vor Steuern	312,9	307,6	5,3
Steuerergebnis	-92,7	-104,2	11,5
Jahresüberschuss	220,2	203,4	16,8

Die Umsatzerlöse sind um 4,1% auf 14.344,6 Mio. € (Vorjahr: 13.784,0 Mio. €) gestiegen. Dieser Leistungsindikator liegt leicht über dem im Lagebericht des Vorjahres erwarteten Niveau. Der Anstieg betrifft zum größten Teil die ergebnisneutrale Abwicklung des EEG-Ausgleichsmechanismus in Höhe von 11.456,7 Mio. € (Vorjahr: 10.945,1 Mio. €). Ursächlich hierfür sind höhere Erlöse aus dem Ausgleich mit den anderen ÜNB und von umlagepflichtigen Vertrieben sowie Energieversorgungsunternehmen trotz gesunkener EEG-Umlage (2019: 6,41 ct/kWh; 2018: 6,79 ct/kWh). Gegenläufig wirken geringere Erlöse aus der Vermarktung an der Strombörse. Die Erlöse aus dem Netzgeschäft betragen 2.887,9 Mio. € (Vorjahr: 2.838,9 Mio. €). Der Anstieg der Netzerlöse in Höhe von 49,0 Mio. € beruht auf höheren Erlösen aus der Offshore-Netzumlage und der Überführung weiterer Braunkohlekraftwerke in die Sicherheitsbereitschaft. Gegenläufig wirken geringere Erlöse aus den Netzentgelten und regulatorischen Verpflichtungen sowie aus der KWKG-Umlage und der Umlage nach § 19 StromNEV. Den Umlageerlösen stehen Aufwendungen in gleicher Höhe gegenüber.

Der Anstieg des Betriebsergebnisses um 5,0 Mio. € resultiert im Wesentlichen aus höheren Erlösen aus der Istkostenabrechnung für Redispatch-Maßnahmen aus 2017 sowie aus der Auflösung von Rückstellungen. Gegenläufig wirken höhere Personalaufwendungen aufgrund des planmäßigen Personalaufbaus sowie investitionsbedingte höhere Abschreibungen.

Das Finanzergebnis liegt auf dem Niveau des Vorjahres und ist im Wesentlichen durch die Aufwendungen für die langfristige Aufnahme von Fremdkapital und die Aufzinsung der eigenbilanzierten Pensionsrückstellungen geprägt.

Das Steuerergebnis beinhaltet im Wesentlichen Aufwendungen für Ertragsteuern des laufenden Geschäftsjahres sowie latente Steuern. Die Veränderung resultiert im Wesentlichen aus aperiodischen Steuererträgen aufgrund einer abgeschlossenen Betriebsprüfung.

Infolge der vorgenannten Effekte ist ein Anstieg des Jahresüberschusses um 8,3% auf 220,2 Mio. € zu verzeichnen. Im Lagebericht des Vorjahres wurde für diesen Leistungsindikator noch ein leichter Ergebnismrückgang prognostiziert.

Finanzlage

in Mio. €	01.01.- 31.12.2019	01.01.- 31.12.2018	Veränderung
Cashflow aus laufender Geschäftstätigkeit	-72,0	854,9	-926,9
Cashflow aus der Investitionstätigkeit	-747,3	-753,7	6,4
Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit	-75,9	132,2	-208,1
Veränderung des Finanzmittelfonds	-895,2	233,4	-1.128,5
Finanzmittelfonds am Ende der Periode	679,2	1.574,4	-895,2

Der Cashflow aus laufender Geschäftstätigkeit ist im Wesentlichen durch den EEG-Ausgleichsmechanismus beeinflusst, der zu einem deutlichen Mittelabfluss führte. Des Weiteren veränderten das Jahresergebnis, die zahlungsunwirksamen Abschreibungen sowie die Zunahme der Rückstellungen insbesondere für das Regulierungskonto und die abgegrenzten Engpasserlöse für Investitionen in den Erhalt oder Ausbau von grenzüberschreitenden Verbindungskapazitäten den Cashflow positiv.

Der Cashflow aus der Investitionstätigkeit ist durch die Investitionen geprägt, die um 2,2% gestiegen sind und vor allem das Übertragungsnetz betreffen. Des Weiteren veränderten Desinvestitionen aus dem Sachanlagevermögen den Cashflow positiv.

Der Rückgang des Cashflows aus der Finanzierungstätigkeit ergibt sich im Wesentlichen durch die geringere Aufnahme von langfristigem Fremdkapital durch Kapitalmarkttransaktionen in Höhe von 153,5 Mio. €.

Ein erheblicher Teil des Finanzmittelfonds ist zur Deckung zukünftiger Belastungen aus dem EEG-Ausgleichsmechanismus gebunden.

Finanzierung

Zur operativen Abwicklung und zur Zwischenfinanzierung von Investitionen sowie zur Deckung des Liquiditätsbedarfs des EEG-Ausgleichsmechanismus besteht ein Konsortialkreditvertrag mit einem Konsortium aus fünf Geschäfts- und Landesbanken. Der Konsortialkreditvertrag beinhaltet eine marktübliche Finanzkennzahl, deren jährliche Einhaltungskontrolle mit Stichtag 31. Dezember erfolgt.

Die Netz-Kredittranche des Konsortialkreditvertrages hat eine Höhe von 850,0 Mio. € mit einer Laufzeit bis März 2023. Die Verzinsung richtet sich nach dem Referenzzinssatz EURIBOR zzgl. laufzeitabhängiger Marge. Die Kreditlinie wurde zum Abschlussstichtag in Höhe von 41,5 Mio. € (davon 5,0 Mio. € Avale) in Anspruch genommen.

Die Ausübung einer Erhöhungsoption in Höhe von 150,0 Mio. € sowie der Abschluss eines Commercial Paper Programms in Höhe von 900,0 Mio. € sind für 2020 geplant.

Die nicht in Anspruch genommene [EEG](#)-Kredittranche des Konsortialkreditvertrages hat eine Höhe von 350,0 Mio. €. Sie wurde im Februar 2019 um ein weiteres Jahr verlängert und hat eine Laufzeit bis März 2022. Die Verzinsung richtet sich ebenfalls nach dem Referenzzinssatz EURIBOR zzgl. laufzeitabhängiger Marge. Die Kredittranche sichert über die Kreditlaufzeit die notwendige Liquidität im Rahmen des EEG-Ausgleichsmechanismus.

Der Bestand an aufgenommenen festverzinslichen Schuldscheindarlehen und Namensschuldverschreibungen beläuft sich zum 31. Dezember 2019 auf 715,0 Mio. €. Des Weiteren besteht ein langfristiger und festverzinslicher Konsortialkredit mit zwei Banken, darunter einer Förderbank, in Höhe von 200,0 Mio. € mit einer Gesamtlaufzeit von 15 Jahren. Dieser Konsortialkredit beinhaltet eine marktübliche Finanzkennzahl, deren jährliche Einhaltung mit Stichtag 31. Dezember kontrolliert wird. Zur Finanzierung der Investitionen ist im Jahr 2020 die Aufnahme von langfristigem Fremdkapital am Kapital- und Bankenmarkt geplant.

Amprion wird von den beiden unabhängigen Rating-Agenturen Moody's Investors Service Ltd. und Fitch Ratings Ltd. bewertet. Bei der jährlichen Überprüfung hat Moody's Investors Service Ltd. das Rating „A3“ bestätigt und den Ausblick von „stabil“ auf „negativ“ geändert. Fitch Ratings Ltd. senkte das Rating von „A-“ auf „BBB+“ mit unverändert stabilem Ausblick. Amprion ist damit im soliden Investmentgrade-Bereich angesiedelt. Dies trägt dazu bei, den Zugang zu den Kapitalmärkten für zukünftige Finanzierungen zu günstigen Konditionen zu sichern.

Investitionen

Die Anforderungen an das Übertragungsnetz sind in den letzten Jahren signifikant gestiegen. Die zunehmenden Einspeisungen von Erneuerbaren Energien sowie Veränderungen im Kraftwerkspark sorgen dafür, dass eine erhöhte elektrische Leistung über immer größere Distanzen transportiert werden muss. Darüber hinaus haben die handelsbedingten Energietransporte im gesamten europäischen Raum infolge der Liberalisierung des europäischen Energiemarktes deutlich zugenommen.

Die gesetzlich definierten Abschaltzeitpunkte der noch in Betrieb befindlichen Kernkraftwerke und die erwartete Stilllegung von Braun- und Steinkohlekraftwerken sowie der Ausbau Erneuerbarer Energien forcieren den Bedarf des Netzausbaus. Amprion hat im Geschäftsjahr die Investitionsmaßnahmen zur Steigerung der Transportkapazität und zur Stabilisierung des Übertragungsnetzes erhöht, um die Systemsicherheit zu gewährleisten. Es werden kontinuierlich die Nord-Süd-Achsen des Übertragungsnetzes ausgebaut, um die zunehmende Einspeisung Erneuerbarer Energien zu integrieren und nach der Abschaltung aller Kernkraftwerke die benötigten Übertragungskapazitäten bereitstellen zu können. Im Geschäftsjahr entfielen die größten Investitionen auf die Projekte ALEGrO, Kruckel - Dauersberg, Ultramet, Rommelsbach - Herberlingen und Diele - Niederrhein sowie zusätzliche Maßnahmen zur Blindleistungskompensation.

Für den Interkonnektor ALEGrO setzte Amprion einen wesentlichen Teil der Tiefbaumaßnahmen zur Herstellung der Kabelschutzrohranlage um und begann mit dem Kabelzug sowie der Muffenmontage. Amprion stellte die Konverterhalle für die Installation der Konvertermodule fertig. In der [Umspannanlage](#) Oberzier errichtete die Gesellschaft die Transformatoren für die Anbindung. ALEGrO ist der erste Interkonnektor, der das deutsche mit dem belgischen Stromnetz direkt verbindet. Er fördert die Integration des europäischen Energiemarktes, erhöht die Versorgungssicherheit und trägt zur Stabilisierung des Netzbetriebs in der gesamten Region bei.

Im Rahmen des Projekts Ultranet hat Amprion für den Neubau des Abschnitts A (Riedstadt – Wallstadt) mit der Beantragung des Planfeststellungsverfahrens bei der [BNetzA](#) im März 2019 die zweite Genehmigungsstufe eingeleitet. Für die Bundesfachplanung im Abschnitt D (Weißenthurm – Riedstadt) hat die BNetzA im September 2019 in Limburg den Erörterungstermin durchgeführt. Für die Abschnitte C (Osterath – Rommerskirchen) und E (Rommerskirchen – Weißenthurm) reichte Amprion die Antragsunterlagen im Oktober und November 2019 zur Vollständigkeitsprüfung bei der BNetzA ein und erhielt die Bestätigung der Vollständigkeit für den Abschnitt C im November 2019.

Die Gleichstromverbindung A-Nord von Emden/Ost nach Osterath bildet zusammen mit dem südlichen Projekt Ultranet den westdeutschen Gleichstromkorridor A von Niedersachsen über Nordrhein-Westfalen und Rheinland-Pfalz bis Baden-Württemberg. Im November 2019 erhielt Amprion den Vorbescheid für den Bau des Konverters in Emden.

Amprion hat am Netzverknüpfungspunkt Hanekenfähr die beiden Offshore-Netzanbindungssysteme DolWin4 bis 2028 und BorWin4 bis 2029 mit einer Leistung von jeweils 900 MW zu realisieren. Die BNetzA bestätigte dies im Netzentwicklungsplan ([NEP](#)) 2030, Version 2019, am 20. Dezember 2019 erneut und ohne Vorbehalt. In den Offshore-Abschnitten (Ausschließliche Wirtschaftszone und im Küstenmeer) sowie im Landabschnitt Nord zwischen Hilgenriedersiel und Emden konnte nach entsprechender Prüfung auf ein Raumordnungsverfahren verzichtet und mit der Vorbereitung der Planfeststellungsverfahren begonnen werden. Auf Basis weiterer Studien zur Notwendigkeit von Raumordnungsverfahren in den restlichen Landabschnitten werden die zuständigen Behörden 2020 über einen Verzicht entscheiden. Parallel ist die technische Planung auf allen Abschnitten vorangeschritten.

Für die Spannungsregelung im Übertragungsnetz ist die sogenannte Blindleistung unerlässlich, die bisher von den Generatoren der Großkraftwerke bereitgestellt wurde. Da im Zuge der Energiewende viele von ihnen vom Netz gehen und zusätzlich durch die steigende Auslastung des Übertragungsnetzes auch der Bedarf an Blindleistung insgesamt zunimmt, installierte Amprion im Geschäftsjahr Blindleistungskompensationsanlagen in den [Umspannanlagen](#) Wehrendorf, Uchtelfangen und Kriftel.

Das Gesamtvolumen der Investitionen belief sich im Geschäftsjahr auf 779,0 Mio. € und lag somit 1,9% unter dem im Lagebericht 2018 prognostizierten Wert. Es entfielen 675,6 Mio. € auf Erweiterungsinvestitionen und 103,4 Mio. € auf Erneuerungsinvestitionen und sonstige Investitionen. Die Investitionen erhöhten sich im Vergleich zum Vorjahr um 2,2%.

Vermögenslage

AKTIVA

in Mio. €	31.12.2019	31.12.2018	Veränderung
Langfristiges Vermögen	4.596,7	4.053,0	543,7
Kurzfristiges Vermögen	1.805,9	2.885,6	-1.079,7
	6.402,6	6.938,6	-536,0

PASSIVA

in Mio. €	31.12.2019	31.12.2018	Veränderung
Eigenkapital	1.946,3	1.823,0	123,3
Langfristiges Fremdkapital	1.910,2	1.566,4	343,8
Kurzfristiges Fremdkapital	2.546,1	3.549,2	-1.003,1
	6.402,6	6.938,6	-536,0

Das Sachanlagevermögen bildet mit 71,4% (Vorjahr: 58,1%) den wesentlichen Teil des Vermögens und ist mit 84,4% (Vorjahr: 84,1%) durch Eigenkapital und langfristiges Fremdkapital gedeckt.

Das Vermögen aus dem EEG-Ausgleichsmechanismus in Höhe von 1.387,9 Mio. € (Vorjahr: 2.367,4 Mio. €) bildet mit 76,9% (Vorjahr: 82,0%) den wesentlichen Teil des kurzfristigen Vermögens. Dem steht kurzfristiges Fremdkapital in Höhe von 1.385,3 Mio. € (Vorjahr: 2.366,9 Mio. €) gegenüber.

Die Eigenkapitalquote beträgt 30,4% (Vorjahr: 26,3%). Der Anstieg resultiert aus dem Rückgang des kurzfristigen Fremdkapitals durch die Reduzierung der Verbindlichkeiten aus dem EEG-Ausgleichsmechanismus. Gegenläufig wirkt der Anstieg aus der Verpflichtung aus dem Regulierungskonto und der Verwendung der Engpasserlöse für Investitionen in den Erhalt oder Ausbau von grenzüberschreitenden Verbindungskapazitäten. Im Geschäftsjahr wurden 103,4 Mio. € aus dem Jahresüberschuss in die Gewinnrücklage eingestellt.

Gesamtaussage zur Geschäftsentwicklung und wirtschaftlichen Lage

Die Geschäftsführung von Amprion beurteilt den Geschäftsverlauf und die wirtschaftliche Lage positiv. Die Finanzlage kann insgesamt als solide bezeichnet werden und bietet die Grundlage für weitere Investitionen in das Übertragungsnetz.

PROGNOSE-, CHANCEN- UND RISIKOBERICHT

Prognosebericht

Netzgeschäft

Im Jahr 2020 werden die Netzentgelte einen bundeseinheitlichen Netzentgeltanteil enthalten. Dieser wird zu 40,0% auf Basis der jeweiligen Erlösobergrenzen der ÜNB berechnet, während die übrigen 60,0% durch den unternehmensindividuellen Netzentgeltanteil jedes ÜNB vereinbart werden.

Die [BNetzA](#) hat mit Beschluss vom 20. Dezember 2018 die Erlösobergrenze für die dritte Regulierungsperiode von 2019 bis 2023 auf Kostenbasis des Jahres 2016 festgelegt. Amprion hat am 25. Januar 2019 Beschwerde gegen den Beschluss eingelegt. Das festgelegte Ausgangsniveau und die Entwicklung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten sowie des Verbraucherpreisgesamtindex sowie der generelle Produktivitätsfaktor und der individuelle Effizienzwert sind die Grundlagen für die Netzentgelte, die am 11. Dezember 2019 veröffentlicht wurden. Die Erlösobergrenze 2020 erhöht sich aufgrund folgender Entwicklungen:

- Höhere Kosten aus genehmigten Investitionsmaßnahmen für den weiteren Netzausbau
- Höhere Kosten aus der Einführung der Kapazitätsreserve und Überführung weiterer Braunkohlekraftwerke in die Sicherheitsbereitschaft

Die genannten Änderungen liegen nicht oder nur teilweise im Einflussbereich von Amprion und führen zu einer Erhöhung der Netzentgelte in der Höchstspannungsnetzebene in dem für den Großteil der Kunden relevanten Benutzungsbereich zwischen 5.000 und 8.760 Stunden von 14,7% bis zu 15,8%. Die Veränderung der Netzentgelte umfasst den bundeseinheitlichen und unternehmensindividuellen Netzentgeltanteil.

Systemdienstleistungen

Die Regelleistung beschafft Amprion unverändert nach den Vorgaben der BNetzA gemeinsam mit den anderen deutschen ÜNB. Hierbei wird von deutlich geringeren Aufwendungen für die Sekundärregelleistung und Minutenreserveleistung aufgrund der im Geschäftsjahr geänderten Vergabekriterien ausgegangen. Die Aufwendungen für die Primärregelleistung werden hingegen moderat steigen. Die gemeinsame Beschaffung der Sekundärregelleistung mit Österreich ist in 2020 im Rahmen einer grenzüberschreitenden Ausschreibung geplant.

Die Ausschreibung der Langfristkomponente für Verlustenergie ist für das Jahr 2020 vollständig abgeschlossen. Es werden höhere Aufwendungen aufgrund deutlich gestiegener Preise und eines leichten Mengenanstiegs erwartet.

Es wird erwartet, dass die Aufwendungen für Redispatch-Maßnahmen und Maßnahmen des Einspeisemanagements deutlich steigen.

Investitionen

Der **NEP** stellt die Grundlage für die Projektplanung von Amprion dar. Das Energieleitungsausbaugesetz (**EnLAG**) und das auf dem NEP basierende Gesetz über den Bundesbedarfsplan (**BBPIG**) sichern rund 4,6 Mrd.€ der Erweiterungsinvestitionen von Amprion für die kommenden zehn Jahre ab und stellen somit die Investitionsplanung auf eine rechtlich sichere Grundlage. Sie bestätigen den Projekten die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und ihren vordringlichen Bedarf. Die Projekte des BBPIG unterliegen zudem einem beschleunigten Genehmigungsverfahren. Hierbei ist zu beachten, dass im EnLAG und BBPIG lediglich der Anfangs- und Endpunkt einer Leitung gesetzlich festgelegt werden. Die genaue Trassenführung der Leitung und alle damit zusammenhängenden Maßnahmen werden erst durch weitere Planungsschritte konkretisiert.

Die Erstellung des NEP erfolgt in einem zweijährigen Zyklus, um Überschneidungen von aufeinanderfolgenden NEP zu vermeiden. Die **BNetzA** bestätigte am 20. Dezember 2019 den NEP 2030, Version 2019, der die Zieljahre 2030 und 2035 betrachtet. Die Projekte aus dem BBPIG beinhalten die großräumigen Übertragungskorridore und wurden erneut durch die BNetzA bestätigt. Für den Zeithorizont 2030 erwies sich ein zusätzlicher Übertragungskorridor (Korridor B) mit vier GW Transportkapazität von Niedersachsen nach Nordrhein-Westfalen als erforderlich. Die BNetzA hat den Korridor als weiteres Gleichstrom-Vorhaben in ihrer Prüfung bestätigt.

Durch die signifikante Zunahme des Transportbedarfs sowie die höhere Ausnutzung des Bestandsnetzes treten hohe Belastungen auf den Leitungen auf. Dieser Netzzustand führt zu einem deutlichen Anstieg des Blindleistungsbedarfs. Die ÜNB wiesen in den Untersuchungen im NEP für das Jahr 2035 zur Einhaltung des Spannungsbandes im Netzgebiet von Amprion einen Bedarf an etwa 70 Blindleistungskompensationsanlagen aus, die zum Großteil bestätigt wurden.

In der Bestätigung des NEP 2030, Version 2019, sieht die BNetzA den Anschluss von zwei weiteren Offshore-Netzanbindungssystemen in der Regelzone von Amprion vor. Die beiden Systeme NOR-11-1 und NOR-11-2 sollen mittels 525 kV-Technologie realisiert werden und eine Leistung von jeweils zwei GW haben. Als Netzverknüpfungspunkte sind die [Umspannanlagen](#) Wehrendorf und Westerkappeln/Ibbenbüren vorgesehen. Die Inbetriebnahme ist nach 2030 geplant. Die Bestätigung steht unter dem Vorbehalt der Berücksichtigung der Anbindungssysteme im Flächenentwicklungsplan sowie des politischen Beschlusses der entsprechenden Zielzahlen für Offshore-Windenergie.

Die Erarbeitung und Veröffentlichung des europäischen Ten-Year Network Development Plan bei ENTSO-E wird durch die EU-Verordnung 347/2013 definiert. Er bildet die Grundlage der multilateralen Interkonnektorplanung aller europäischen ÜNB und wird Ende 2020 veröffentlicht. Die darin ausgewiesenen Interkonnektorprojekte bilden eine Grundlage für die nationalen Analysen des NEP 2035, Version 2021.

Die Untersuchungen zu lastflusstuernden Maßnahmen identifizierten als Standorte für Phasenschiebertransformatoren die Umspannanlagen Hanekenfähr, Oberzier, Kruckel sowie Enniger, die die BNetzA bestätigte.

Das bis 2029 geplante Gesamtinvestitionsvolumen von Amprion setzt sich aus Erweiterungsinvestitionen (inkl. Offshore-Investitionen) und Erneuerungsinvestitionen sowie sonstigen Investitionen zusammen und liegt bei rund 15,2 Mrd. €. Davon entfallen rund 1,1 Mrd. € auf das Jahr 2020.

Umsatz und Ergebnis

Im Geschäftsjahr 2020 werden insgesamt leicht sinkende Umsatzerlöse erwartet, insbesondere aus dem für Amprion ergebnisneutralen EE-Geschäft. Die Erlöse aus dem Netzgeschäft steigen vor allem aufgrund eines höheren bundeseinheitlichen Netzentgeltanteils sowie höherer Erlöse aus der Umlage für stromintensive Kunden. Diesen Erlösen stehen Aufwendungen in gleicher Höhe gegenüber.

Für das Geschäftsjahr 2020 wird mit einem leicht rückläufigen Jahresüberschuss gerechnet, da das Geschäftsjahr 2019 von Einmaleffekten wie höheren Erlösen aus der Istkostenabrechnung für Redispatch-Maßnahmen aus 2017 sowie aus der Auflösung von Rückstellungen beeinflusst war.

Gesamtaussage zur zukünftigen Entwicklung

Die Geschäftsführung erwartet für das Geschäftsjahr 2020 aufgrund der regulatorischen Rahmenbedingungen eine weiterhin positive Entwicklung des Geschäftsverlaufs sowie eine stabile Vermögens-, Finanz- und Ertragslage der Gesellschaft.

Chancen- und Risikobericht

Risikomanagement

Durch den Risikomanagementprozess soll das Risikobewusstsein im Unternehmen gestärkt, eine Früherkennung aller Risiken ermöglicht und damit Transparenz über die Risikosituation geschaffen werden. Das Risikomanagement von Amprion beinhaltet umfassende ablauf- und aufbauorganisatorische Maßnahmen zur frühzeitigen Identifikation, Bewertung, Analyse und Steuerung sowie zur Berichterstattung von Risiken und trägt damit den Anforderungen des Gesetzes zur Kontrolle und Transparenz im Unternehmensbereich Rechnung. Die Ziele des Risikomanagements sind insbesondere die Vermeidung bzw. Steuerung von Risiken, die zu Ergebnis- und Liquiditätsbelastungen führen oder gar den Unternehmensbestand gefährden können, sowie die Optimierung des gesamten Chancen-Risiko-Portfolios.

Die Risikoidentifikation beinhaltet die strukturierte Bestandsaufnahme von möglichen Risiken aller betrieblichen Prozesse und Funktionsbereiche. Bei der Risikobewertung werden Ursachen ermittelt und Frühwarnindikatoren, Risikosteuerungs- und Vorbeugemaßnahmen, Schadenshöhen und Eintrittswahrscheinlichkeiten der Risiken analysiert. Ziel der Risikosteuerung ist es, die Schadenshöhe sowie die Eintrittswahrscheinlichkeit bestehender Risiken zu reduzieren oder – soweit dies möglich ist – durch Verzicht auf risikobehaftete Maßnahmen Risiken zu vermeiden.

Durch eine regelmäßige Risikoberichterstattung werden die Geschäftsführung und der Aufsichtsrat über die aktuelle Risikosituation informiert. Darüber hinaus erfolgt bei wesentlichen negativen Veränderungen eine unverzügliche Einzelfallberichterstattung an die Entscheidungsträger. Das Risikomanagement ist integraler Bestandteil der Geschäfts-, Planungs- und Kontrollprozesse und wird regelmäßig auf seine Funktionsfähigkeit sowie Effektivität überprüft.

Zur umfassenden Risikobetrachtung wird darüber hinaus im Rahmen der internen Revisionsprüfungen ein risikoorientierter Ansatz umgesetzt. Bereits bei der Erstellung der Prüfungspläne sowie der einzelnen Prüfungshandlungen werden die bestehenden Risikoportfolios und die hieraus resultierenden Handlungsfelder zugrunde gelegt.

Wesentliche Chancen und Risiken

Systemdienstleistungen

Marktchancen und -risiken ergeben sich aus der Bewirtschaftung der Regelzone. Die Freiwilligen Selbstverpflichtungen (FSV) Regelleistung, Netzverluste und Redispatch für die dritte Regulierungsperiode hat die [BNetzA](#) als wirksam verfahrensreguliert festgelegt. Die Kosten für die Beschaffung dieser Systemdienstleistungen gelten somit als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten nach §11 Abs. 2 [ARegV](#) und können mit Plankosten in der Erlösobergrenze angesetzt werden.

Chancen und Risiken resultieren aus Kostenveränderungen bei der Beschaffung von Regelleistung aufgrund von unvorhergesehenen Mengeneffekten. Die FSV Regelleistung sieht eine Preisindizierung vor, sodass aufgrund von Mengeneffekten Chancen und Risiken für das Ergebnis der Gesellschaft bestehen, die durch eine Anreizregelung begrenzt sind. Lediglich rund 25,0 % der erzielten Kostenersparnisse oder Kostenerhöhungen aus unvorhergesehenen Mengeneffekten beeinflussen bis zu einer absoluten Obergrenze von 2,5% der Plankosten das Ergebnis von Amprion. Eine darüber hinaus verbleibende Differenz aus Mengen- und Preisveränderungen wird verzinst auf dem Regulierungskonto erfasst und mit zeitlichem Verzug in den Netzentgelten berücksichtigt.

Im Fall der FSV Netzverluste besteht ein Risiko bzw. eine Chance aus der Preisentwicklung, weil der Abrechnungspreis vorgegeben ist. Risiken bzw. Chancen aus der Beschaffung der Verlustenergiemengen bestehen in moderatem Umfang. Lediglich rund 50,0% der erzielten Kostenersparnisse oder Kostenerhöhungen beeinflussen bis zu einer absoluten Obergrenze von 2,5% der Plankosten das Ergebnis von Amprion. Eine darüber hinaus verbleibende Differenz aus Mengenveränderungen bzw. die vollständige, aus Preisveränderungen resultierende Differenz wird verzinst auf dem Regulierungskonto erfasst und mit zeitlichem Verzug in den Netzentgelten berücksichtigt.

Aus der FSV Redispatch ergeben sich periodische Risiken aus der Differenz zwischen den in der Erlösobergrenze angesetzten Plankosten und den aufgrund von Redispatch-Maßnahmen angefallenen Istkosten. Diese wird verzinst auf dem Regulierungskonto erfasst und mit zeitlichem Verzug in den Netzentgelten berücksichtigt.

Für die Maßnahmen aus Einspeisemanagement bestehen periodische Risiken, weil für das betreffende Jahr Plankosten in der Erlösobergrenze angesetzt werden, die Istkosten aufgrund des notwendigen Einsatzes witterungsbedingt jedoch stark schwanken können. Die Differenz zwischen Plankosten und Istkosten wird verzinst auf dem Regulierungskonto erfasst und mit zeitlichem Verzug in den Netzentgelten berücksichtigt.

Finanzierung

Amprion ist als ÜNB für die Abwicklung des [EEG](#)-Ausgleichsmechanismus in seiner Regelzone verantwortlich. Grundsätzlich ist die EEG-Abwicklung aufgrund der gesetzlichen Bestimmungen ergebnisneutral. Allerdings können die Einnahmen aus der EEG-Umlage und die tatsächlichen Verkaufserlöse an der Strombörse bei einer anderen als der prognostizierten Entwicklung nicht ausreichend sein, um die volatile Einspeisevergütung an die EEG-Anlagenbetreiber zu decken. Hierdurch entsteht ein periodisches Liquiditätsrisiko, dem durch das Vorhalten einer ausreichenden Kreditlinie begegnet wird.

Kreditrisiken entstehen, wenn Geschäftspartner ihren Zahlungsverpflichtungen nicht oder nicht ausreichend nachkommen. Durch Bonitätsprüfungen, kontinuierliches Forderungsmanagement sowie ggf. die Erhebung von Sicherheitsleistungen werden Kreditrisiken weitgehend vermieden.

Regulierung

Regulatorische Risiken bestehen aus europäischen und nationalen gesetzlichen Änderungen. Amprion verfolgt und begleitet die Gesetzgebungsverfahren, um mögliche Chancen für die wirtschaftliche Stabilität des regulierten Netzgeschäfts zu nutzen sowie Belastungen für das Unternehmen zu begrenzen.

Die Netzentgelte unterliegen der Regulierung durch die [BNetzA](#). Die Genehmigungen oder Entscheidungen der BNetzA können zu positiven oder negativen Auswirkungen auf das Ergebnis der Gesellschaft führen. Vor allem die Genehmigungspraxis bei Kostenprüfungen ist ein zentraler Punkt, weil hier die Basis der Netzentgelte für eine Regulierungsperiode gelegt wird. Die Netzentgeltermittlung basiert auf prognostizierten Absatzmengen. Im Falle einer unplanmäßigen Mengenabweichung aufgrund externer Faktoren (z. B. Wetter, Konjunktur, dezentrale Erzeugung) entstehen Mehr- oder Mindererlöse, die auf dem Regulierungskonto zu erfassen und in den zukünftigen Netzentgelten zu berücksichtigen sind.

Weitere Risiken können bei einer nur teilweisen Anerkennung von beantragten Investitionsmaßnahmen durch die BNetzA entstehen, weil diese zu geringeren kalkulatorischen Kosten und somit geringeren Erlösen aus Netzentgelten führen können. Diesem Risiko wird durch Kostenkontrolle und -nachweis der Investitionsmaßnahmen gegenüber der BNetzA entgegengewirkt.

Gesamtaussage zu Risiken

Im Geschäftsjahr 2019 waren keine Risiken erkennbar, die einzeln oder in ihrer Gesamtheit den Fortbestand der Gesellschaft gefährden oder die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage wesentlich beeinträchtigen könnten. Aus heutiger Sicht drohen auch in absehbarer Zukunft keine bestandsgefährdenden Risiken.

RECHNUNGSLEGUNGS- BEZOGENES INTERNES KONTROLL- UND RISIKO- MANAGEMENTSYSTEM

Ziel des rechnungslegungsbezogenen internen Kontroll- und Risikomanagementsystems ist eine im Einklang mit den gesetzlichen Vorgaben und den Grundsätzen ordnungsgemäßer Buchführung stehende Rechnungslegung. Das rechnungslegungsbezogene interne Kontroll- und Risikomanagementsystem von Amprion definiert Grundsätze, Verfahren und Maßnahmen, die die Integrität des Rechnungslegungsprozesses gewährleisten. Die Basis für das System sind der internationale Standard „Enterprise Risk Management – Integrated Frameworks“ des Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission (COSO) und das danach benannte COSO-Modell.

Die Regelungen sind in einer Richtlinie zusammengefasst, die um Arbeitsanweisungen ergänzt wird. Zudem werden als Bestandteil der Richtlinie die spezifischen rechnungslegungsbezogenen Risiken in einer Kontrollmatrix mit den Handlungsfeldern und Verantwortlichkeiten dargestellt. Diese wird regelmäßig auf Aktualität überprüft. Die Risikoidentifikation und Risikobeurteilung erfolgen unter Beachtung der Rechnungslegungsprozesse und des Risikomanagementsystems unter Einbeziehung aller operativen Einheiten des Rechnungswesens.

Den identifizierten Risiken werden jeweils eine oder mehrere spezifische manuelle und/oder systemseitige Kontrollen zugeordnet. Die quantitative (Wesentlichkeit je Bilanzposten) und qualitative (Komplexität und Ermessensspielräume) Einschätzung der Risiken bestimmen die Intensität der Kontrollen. Einige dieser Kontrollen dienen der nachträglichen Überprüfung, also der Wahrung der inhaltlichen Richtigkeit und Vollständigkeit der Abschlüsse (ex post-Kontrollen). Andere Kontrollaktivitäten hingegen haben präventiven Charakter, um risikobehaftete Prozesse vorab zu sichern und die Fehleranfälligkeit des Systems zu senken (ex ante-Kontrollen). Durch die Kombination von ex post- und ex ante-Kontrollen wird insgesamt ein robuster Rechnungslegungsprozess gewährleistet.

Wichtige Kontrollmaßnahmen des rechnungslegungsbezogenen internen Kontroll- und Risikomanagementsystems sind:

- ein durchgängig angewandtes Vier-Augen-Prinzip,
- Funktionstrennung und Zuordnung von Verantwortlichkeiten,
- abgestufte Freigabestrategien,

- Verwendung einer betriebswirtschaftlichen Standardsoftware für die Rechnungslegung mit einem umfassenden Berechtigungskonzept zur Vermeidung doloser Handlungen und
- nach dem Prinzip der Funktionstrennung aufgebaute IT-Zugriffsbeschränkungen zur Vermeidung von unberechtigten Datenzugriffen.

Das rechnungslegungsbezogene interne Kontroll- und Risikomanagementsystem umfasst die zentrale Dokumentation der Kontrollaktivitäten und die Berichterstattung an den Leiter Rechnungswesen, dem ggf. die Einleitung weiterer Maßnahmen obliegt. Zudem findet ein regelmäßiger Austausch mit der Beauftragten des internen Kontrollsystems und mit dem Risikomanagement von Amprion statt.

Erklärung zur Unternehmensführung nach § 289 f Abs. 4 HGB

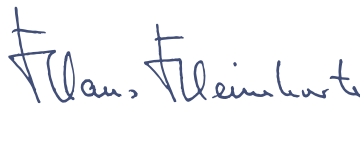
Als Zielquoten für den Frauenanteil, die bis zum 30. Juni 2022 zu erreichen sind, wurden in 2017 für den Aufsichtsrat 8,3%, für die Geschäftsführung 0,0% und für die beiden Führungsebenen unterhalb der Geschäftsführung 6,7% festgelegt.

Dortmund, 10. März 2020

Die Geschäftsführung



DR. HANS-JÜRGEN BRICK



DR. KLAUS KLEINEKORTE

JAHRES- ABSCHLUSS

- 44** Bilanz
- 45** Gewinn- und Verlustrechnung
- 46** Anhang
- 66** Entwicklung des Anlagevermögens
(Anlage zum Anhang)
- 68** Bestätigungsvermerk des
Abschlussprüfers
- 76** Glossar

BILANZ

der Amprion GmbH zum 31. Dezember 2019

AKTIVA

in Mio. €	Anhang	31.12.2019	31.12.2018
Anlagevermögen	(1)		
Immaterielle Vermögensgegenstände		19,1	16,0
Sachanlagen		4.571,0	4.031,2
Finanzanlagen		6,6	5,8
		4.596,7	4.053,0
Umlaufvermögen			
Vorräte	(2)	61,1	62,7
Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände	(3)	1.064,6	1.247,5
Flüssige Mittel	(4)	679,2	1.574,4
		1.804,9	2.884,6
Rechnungsabgrenzungsposten		1,0	1,0
		6.402,6	6.938,6

PASSIVA

in Mio. €	Anhang	31.12.2019	31.12.2018
Eigenkapital	(5)		
Gezeichnetes Kapital		10,0	10,0
Genussrechtskapital		16,9	13,8
Kapitalrücklage		1.003,0	1.003,0
Gewinnrücklagen		696,2	592,8
Jahresüberschuss		220,2	203,4
		1.946,3	1.823,0
Sonderposten	(7)	29,5	31,0
Rückstellungen	(8)	756,8	440,4
Verbindlichkeiten	(9)	3.244,1	4.262,7
Rechnungsabgrenzungsposten	(10)	287,0	233,5
Passive latente Steuern	(11)	138,9	148,0
		6.402,6	6.938,6

GEWINN- UND VERLUSTRECHNUNG

der Amprion GmbH vom 1. Januar bis 31. Dezember 2019

in Mio. €	Anhang	01.01.- 31.12.2019	01.01.- 31.12.2018
Umsatzerlöse	(13)	14.344,6	13.784,0
Veränderung des Bestands an unfertigen Leistungen		3,1	0,3
Andere aktivierte Eigenleistungen		83,9	72,8
Sonstige betriebliche Erträge	(14)	86,7	35,5
Materialaufwand	(15)	-13.656,8	-13.096,2
Personalaufwand	(16)	-182,0	-155,8
Abschreibungen		-184,6	-163,0
Sonstige betriebliche Aufwendungen	(17)	-130,9	-118,6
Finanzergebnis	(18)	-51,1	-51,4
Ergebnis vor Steuern		312,9	307,6
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	(19)	-92,7	-104,2
Ergebnis nach Steuern/Jahresüberschuss		220,2	203,4

ANHANG

der Amprion GmbH zum 31. Dezember 2019

Allgemeine Grundlagen

Die Gesellschaft mit Sitz in Dortmund ist unter der Registernummer HRB 15940 im Handelsregister des Amtsgerichts Dortmund eingetragen.

Der Jahresabschluss ist nach den Vorschriften des Handelsgesetzbuches (HGB) für eine große Kapitalgesellschaft gemäß § 267 Abs. 3 HGB sowie den ergänzenden Vorschriften des Gesetzes betreffend die Gesellschaften mit beschränkter Haftung (GmbHG) und des Energiewirtschaftsgesetzes ([EnWG](#)) aufgestellt. Aufgrund der speziellen Geschäftstätigkeit sind Posten gemäß § 265 Abs. 5 HGB entsprechend angepasst worden.

Zur Klarheit der Darstellung sind in der Bilanz und in der Gewinn- und Verlustrechnung einzelne Posten zusammengefasst und im Anhang gesondert erläutert. Die Gewinn- und Verlustrechnung ist nach dem Gesamtkostenverfahren aufgestellt. Die Beträge im Jahresabschluss werden in Millionen Euro (Mio. €) und Tausend Euro (T€) angegeben. Aus rechentechnischen Gründen können Rundungsdifferenzen auftreten.

Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden

Anlagevermögen

Die entgeltlich erworbenen immateriellen Vermögensgegenstände werden zu Anschaffungskosten erfasst und linear entsprechend ihrer betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauer von zwei bis fünf Jahren sowie bei Vorliegen einer voraussichtlich dauernden Wertminderung außerplanmäßig abgeschrieben.

Die Sachanlagen werden zu Anschaffungs- und Herstellungskosten abzüglich planmäßig linearer Abschreibungen und gegebenenfalls außerplanmäßiger Abschreibungen bewertet. Die Herstellungskosten umfassen Einzelkosten und notwendige Gemeinkosten. Entfallen die Gründe der außerplanmäßigen Wertminderungen, so erfolgt eine Zuschreibung bis maximal zur Höhe der fortgeführten Anschaffungs- und Herstellungskosten. Im Jahr des Zugangs erfolgt eine zeitanteilige Abschreibung. Die planmäßigen Abschreibungen basieren auf dem unteren Band der Nutzungsdauern gemäß Anlage 1 zu § 6 Abs. 5 StromNEV. Gemäß § 6 Abs. 2 EStG werden ge-

ringwertige Vermögensgegenstände mit Anschaffungskosten bis 250 € im Jahr der Anschaffung aufwandswirksam erfasst. Bei Anschaffungskosten von mehr als 250 € und bis 800 € werden sie im Zugangszeitpunkt aktiviert und anschließend vollständig abgeschrieben sowie am Ende des Geschäftsjahres in Abgang gestellt.

Die Finanzanlagen werden zu Anschaffungskosten angesetzt und bei voraussichtlich dauernder Wertminderung mit dem niedrigeren beizulegenden Wert bewertet.

Umlaufvermögen

Die Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe sind zu Anschaffungs- bzw. Herstellungskosten unter Verwendung gleitender Durchschnittspreise und Beachtung des strengen Niederstwertprinzips angesetzt. Bestandsrisiken, die sich aus geminderter Verwertbarkeit ergeben, wird durch angemessene Wertabschläge Rechnung getragen.

Die unfertigen Leistungen werden zu Herstellungskosten bewertet. Dabei werden neben Einzelkosten auch angemessene Teile der Material- und Fertigungsgemeinkosten einbezogen.

Die Forderungen und sonstigen Vermögensgegenstände werden zum Nennwert oder mit ihren Anschaffungskosten angesetzt. Alle erkennbaren Einzelrisiken und das allgemeine Kreditrisiko werden durch angemessene Abwertungen berücksichtigt.

Die Wertpapiere werden zu Anschaffungskosten oder zum niedrigeren beizulegenden Wert angesetzt.

Die flüssigen Mittel sind zum Nennwert bilanziert.

Sonderposten

Im Sonderposten werden die ab dem 1. Januar 2003 und bis zum 31. Dezember 2010 vereinnahmten Anschlusskosten und Baukostenzuschüsse ausgewiesen und entsprechend den Nutzungsdauern der betreffenden Vermögensgegenstände aufgelöst.

Rückstellungen

Die Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen werden auf der Grundlage versicherungsmathematischer Berechnungen unter Berücksichtigung unternehmensspezifisch angepasster Richttafeln 2018 G von Klaus Heubeck nach dem Anwartschaftsbarwertverfahren gebildet. Sie werden mit dem von der Deutschen Bundesbank zum 31. Dezember 2019 veröffentlichten durchschnittlichen Marktzinssatz der vergangenen zehn Geschäftsjahre mit 2,71% p.a. bei einer angenommenen Restlaufzeit von 15 Jahren abgezinst. Im Rahmen weiterer Berechnungsannahmen werden Lohn- und Gehaltssteigerungen von 3,50% p.a. sowie Rentensteigerungen von 1,00% und 2,10% p.a. unterstellt.

Bei der Bemessung der sonstigen Rückstellungen wird allen erkennbaren Risiken und ungewissen Verbindlichkeiten Rechnung getragen. Sie sind in Höhe des nach vernünftiger kaufmännischer Beurteilung notwendigen Erfüllungsbetrags angesetzt. Rückstellungen mit einer Restlaufzeit von mehr als einem Jahr werden mit dem von der Deutschen Bundesbank veröffentlichten durchschnittlichen Marktzinssatz der vergangenen sieben Geschäftsjahre entsprechend ihrer Restlaufzeit abgezinst und mit dem Zinssatz am Ende des Geschäftsjahres aufgezinst. Die Effekte aus der Änderung des Abzinsungssatzes oder der Schätzung der Restlaufzeit werden im Finanzergebnis ausgewiesen.

Die Rückstellungen für Jubiläumszuwendungen werden auf der Grundlage eines versicherungsmathematischen Gutachtens unter Berücksichtigung unternehmensspezifisch angepasster Richttafeln 2018 G von Klaus Heubeck gebildet. Sie werden mit dem von der Deutschen Bundesbank zum 31. Dezember 2019 veröffentlichten durchschnittlichen Marktzinssatz der vergangenen sieben Geschäftsjahre von 1,97% p.a. abgezinst. Des Weiteren werden Lohn- und Gehaltssteigerungen je nach Jubiläumsregelung von 2,75% und 3,50% p.a. unterstellt.

Die Rückstellungen für Altersteilzeitleistungen werden auf der Grundlage versicherungsmathematischer Berechnungen unter Berücksichtigung unternehmensspezifisch angepasster Richttafeln 2018 G von Klaus Heubeck gebildet. Sie werden mit dem von der Deutschen Bundesbank zum 31. Dezember 2019 veröffentlichten durchschnittlichen Marktzinssatz der vergangenen sieben Geschäftsjahre von 0,72% p.a. für potenzielle und abgeschlossene Altersteilzeitvereinbarungen abgezinst. Des Weiteren werden Lohn- und Gehaltssteigerungen von 3,50% p.a. unterstellt.

Die Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen sind durch treuhänderisch gebundenes Vermögen im Rahmen eines Contractual Trust Arrangements abgesichert. Die Absicherung von Wertguthaben aus dem Blockmodell Altersteilzeit gemäß § 8a AltTZG sowie von Guthaben auf Langzeitarbeitszeitkonten gemäß § 7e SGB IV sind ebenfalls durch treuhänderisch gebundenes Vermögen im Rahmen eines Contractual Trust Arrangements abgesichert. Diese treuhänderisch gebundenen Vermögensgegenstände werden zum beizulegenden Zeitwert bewertet und gemäß § 246 Abs. 2 Satz 2 HGB mit den jeweils zugrunde liegenden Verpflichtungen verrechnet. Die Aufwendungen aus der Aufzinsung der Rückstellungen werden mit den Erträgen und Aufwendungen aus dem gebundenen Vermögen im Finanzergebnis saldiert.

Verbindlichkeiten

Die Verbindlichkeiten sind mit ihrem Erfüllungsbetrag angesetzt. Ausnahme ist die Verbindlichkeit gegenüber dem Pensions-Sicherungs-Verein, die mit dem Barwert bilanziert ist.

Passiver Rechnungsabgrenzungsposten

Die als Rechnungsabgrenzungsposten bilanzierten vereinnahmten Anschlusskosten und Baukostenzuschüsse, die bis zum 31. Dezember 2002 und ab dem 1. Januar 2011 gebildet worden sind, werden linear über einen Zeitraum von 20 Jahren ergebniswirksam aufgelöst. Die Einnahmen aus dem Engpassmanagement werden für Investitionen in den Erhalt oder Ausbau von grenzüberschreitenden Verbindungskapazitäten verwendet und analog zu den Baukostenzuschüssen als Rechnungsabgrenzungsposten bilanziert und aufgelöst.

Passive latente Steuern

Die latenten Steuern werden aufgrund temporärer handels- und steuerrechtlicher Bilanzierungs- und Bewertungsunterschiede mit der aktuellen Steuerquote ermittelt und saldiert ausgewiesen.

Währungsumrechnung

Geschäftsvorfälle in fremder Währung werden zum Zeitpunkt der Erstverbuchung mit dem aktuellen Kurs bewertet. Auf fremde Währung lautende Vermögensgegenstände und Verbindlichkeiten werden zum Devisenkassamittelkurs am Abschlussstichtag umgerechnet.

Bilanzerläuterungen

(1) Anlagevermögen

Die Aufgliederung der in der Bilanz zusammengefassten Anlageposten und deren Entwicklung im Geschäftsjahr 2019 sind in der Anlage (Seite 64/65) dargestellt.

Die folgende Aufstellung enthält die Angaben zum Anteilsbesitz.

Name und Sitz der Gesellschaft	Anteil am Kapital	Eigenkapital in Mio. €	Ergebnis in Mio. €
Amprion Offshore GmbH, Dortmund*	100 %	1,0	0,0
Holding des Gestionnaires de Réseau de Transport d'électricité SAS, Paris/ Frankreich**	5,0 %	91,5	10,3
Joint Allocation Office S.A., Luxembourg/Luxemburg**	4,5 %	5,4	0,3
TSCNET Services GmbH, München**	7,7 %	5,9	0,3

* Eigenkapital und Ergebnis des Geschäftsjahres 2019

** Eigenkapital und Ergebnis des Geschäftsjahres 2018

(2) Vorräte

in Mio. €	31.12.2019	31.12.2018
Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe	55,2	59,9
Unfertige Leistungen	5,9	2,8
	61,1	62,7

(3) Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände

in Mio. €	31.12.2019	31.12.2018
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	1.036,2	1.198,9
Sonstige Vermögensgegenstände	28,4	48,6
	1.064,6	1.247,5

(4) Flüssige Mittel

Die flüssigen Mittel betreffen zum größten Teil Guthaben bei Kreditinstituten.

(5) Eigenkapital

Das Stammkapital der Gesellschaft ist in voller Höhe eingezahlt und wird zu 74,9% von der M 31 Beteiligungsgesellschaft mbH & Co. Energie KG, Düsseldorf, und zu 25,1% von der RWE AG, Essen, gehalten.

Die nicht verbrieften Genussrechte werden von den Mitarbeitern der Gesellschaft gehalten und sind nicht übertragbar. Sie können nach einer Haltefrist von mindestens fünf Jahren gekündigt werden. Die Genussrechte gewähren einen dem Gewinnanteil der Gesellschafter vorgehenden begrenzten Anspruch auf Verzinsung des Nominalbetrags, der von dem Gewinn der Gesellschaft abhängig ist. Sie gewähren keine Beteiligung am Liquidationserlös. Im Geschäftsjahr erfolgte eine Verzinsung des Genussrechtskapitals in Höhe von 1,0 Mio. €. Insgesamt wurden Genussrechte mit folgender Stückelung ausgegeben.

Nominalbetrag	31.12.2019
180 €	88.743
360 €	16
720 €	286
1.220 €	68
1.720 €	373
	89.486

Die ausgewiesenen Gewinnrücklagen ergeben sich vollständig aus anderen Gewinnrücklagen im Sinne des § 266 Abs. 3 A. III. Nr. 4 HGB.

Mit Beschluss des Aufsichtsrats vom 9. April 2019 wurde der Jahresüberschuss für das Geschäftsjahr 2018 in Höhe von 203,4 Mio. € zu einem Teilbetrag in Höhe von 100,0 Mio. € an die Gesellschafter ausgeschüttet. Der verbleibende Betrag in Höhe von 103,4 Mio. € wurde in die anderen Gewinnrücklagen eingestellt.

(6) Ausschüttungssperre

Der ausschüttungsgesperrte Gesamtbetrag gemäß § 268 Abs. 8 HGB in Höhe von 12,8 Mio. € resultiert aus der Bewertung des Deckungsvermögens gemäß § 253 Abs. 1 Satz 4 HGB zum beizulegenden Zeitwert. Dieser übersteigt die Anschaffungskosten um 18,7 Mio. €. Die hierauf entfallenden passiven latenten Steuern betragen 5,9 Mio. €.

Der ausschüttungsgesperrte Unterschiedsbetrag gemäß § 253 Abs. 6 HGB in Höhe von 48,7 Mio. € (Vorjahr: 48,5 Mio. €) resultiert aus der Abzinsung der Rückstellungen für Altersversorgungsverpflichtungen mit einem zehnjährigen anstatt eines siebenjährigen durchschnittlichen Marktzinssatzes.

Die frei verfügbaren Rücklagen in Höhe von 1.699,2 Mio. € übersteigen die ausschüttungsgesperrten Beträge in Höhe von 61,5 Mio. €.

(7) Sonderposten

Im Sonderposten für Investitionszuwendungen zum Anlagevermögen werden die ab dem 1. Januar 2003 und bis zum 31. Dezember 2010 erhaltenen Anschlusskosten und Baukostenzuschüsse ausgewiesen.

(8) Rückstellungen

in Mio. €	31.12.2019	31.12.2018
Steuerrückstellungen	44,8	39,5
Sonstige Rückstellungen	712,0	400,9
– davon für regulatorische Verpflichtungen	553,6	180,5
– davon für übrige Verpflichtungen	158,4	220,4
	756,8	440,4

Aufgrund des Saldierungsgebots gemäß § 246 Abs. 2 Satz 2 HGB werden die Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen mit dem Deckungsvermögen sowie mit Rückdeckungsversicherungen verrechnet.

in Mio. €	Historische AK	Zeitwert	Erfüllungs- betrag
Verrechnete Vermögensgegenstände			
Wertpapiere des Anlagevermögens	196,8	215,5	
Sonstige Vermögensgegenstände	32,5	32,5	
	229,3	248,0	
Verrechnete Schulden			
Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen			248,0
			248,0
Unterschiedsbetrag aus der Verrechnung			-

Der beizulegende Zeitwert entspricht dem Marktwert zum 31. Dezember 2019. Die entsprechende Verrechnung der Aufwendungen und Erträge ist unter dem Finanzergebnis dargestellt.

Die Steuerrückstellungen beziehen sich auf noch nicht endgültig abgeschlossene Besteuerungszeiträume.

Die sonstigen Rückstellungen beinhalten regulatorische Verpflichtungen, die im Wesentlichen aus dem Regulierungskonto resultieren. Die übrigen Verpflichtungen betreffen insbesondere Verpflichtungen aus dem Personalbereich und aus der Sanierung von Masten.

Aufgrund des Saldierungsgebots gemäß § 246 Abs. 2 Satz 2 HGB werden die unter den sonstigen Rückstellungen ausgewiesenen Rückstellungen für Altersteilzeitleistungen und Langzeitarbeitszeitkonten mit dem Deckungsvermögen verrechnet.

in Mio. €	Historische AK	Zeitwert	Erfüllungs- betrag
Verrechnete Vermögensgegenstände			
Sonstige Vermögensgegenstände	12,5	12,5	
	12,5	12,5	
Verrechnete Schulden			
Rückstellungen für Altersteilzeitleistungen und Langzeitarbeitszeitkonten			33,9
			33,9
Unterschiedsbetrag aus der Verrechnung			21,4

Der beizulegende Zeitwert entspricht dem Marktwert zum 31. Dezember 2019. Die entsprechende Verrechnung der Aufwendungen und Erträge ist unter dem Finanzergebnis dargestellt.

(9) Verbindlichkeiten

in Mio. € (Vorjahreswerte in Klammern)	31.12.2019 (31.12.2018)	Davon Restlaufzeit		
		≤ 1 Jahr	> 1 Jahr	> 5 Jahre
Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	962,2 (943,2)	47,2 (128,2)	185,0 (185,0)	730,0 (630,0)
Erhaltene Anzahlungen auf Bestellungen	8,5 (9,2)	4,1 (4,8)	4,4 (4,4)	- (-)
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	2.121,0 (3.096,6)	2.121,0 (3.096,6)	- (-)	- (-)
Verbindlichkeiten gegenüber Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht	0,1 (0,1)	0,1 (0,1)	- (-)	- (-)
Sonstige Verbindlichkeiten	152,3 (213,6)	151,3 (96,8)	1,0 (116,8)	- (-)
- davon aus Steuern	4,6 (14,5)	4,6 (14,5)	- (-)	- (-)
- davon im Rahmen der sozialen Sicherheit	-0,1 (0,3)	-0,2 (0,1)	0,1 (0,2)	- (-)
	3.244,1 (4.262,7)	2.323,7 (3.326,5)	190,4 (306,2)	730,0 (630,0)

Die Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten betreffen im Wesentlichen langfristige Schuld-scheindarlehen und Namensschuldverschreibungen in Höhe von 715,0 Mio. € sowie einen langfristigen Konsortialkredit in Höhe von 200,0 Mio. €.

Die sonstigen Verbindlichkeiten enthalten überwiegend Verbindlichkeiten für regulatorische Verpflichtungen.

(10) Rechnungsabgrenzungsposten

Der passive Rechnungsabgrenzungsposten beinhaltet bis zum 31. Dezember 2002 und ab dem 1. Januar 2011 vereinnahmte Anschlusskosten und Baukostenzuschüsse in Höhe von 19,3 Mio. € (Vorjahr: 22,7 Mio. €) und zweckgebundene Einnahmen aus dem Engpassmanagement gemäß Artikel 16 Abs. 6 EG-VO 714/2009 in Höhe von 246,2 Mio. € (Vorjahr: 184,4 Mio. €) sowie verschiedene Vorseinnahmen in Höhe von 21,5 Mio. € (Vorjahr: 26,4 Mio. €) für Erträge in Folgejahren.

(11) Passive latente Steuern

in Mio. €	31.12.2019	Veränderung	31.12.2018
Aktive latente Steuern	154,0	46,2	107,8
Passive latente Steuern	292,9	37,1	255,8
Passivüberhang latenter Steuern	138,9	- 9,1	148,0

Die passiven latenten Steuern resultieren im Wesentlichen aus Bewertungsabweichungen bei den Grundstücken und Gebäuden sowie bei den technischen Anlagen und Maschinen. Diese übersteigen die aktiven latenten Steuern, die sich überwiegend aus den unterschiedlichen Wertansätzen bei den Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen, den sonstigen Rückstellungen und dem passiven Rechnungsabgrenzungsposten ergeben. Der Ermittlung wurde ein Steuersatz von 31,62 % (Vorjahr: 31,61%) zugrunde gelegt.

(12) Haftungsverhältnisse, sonstige finanzielle Verpflichtungen

Die Haftungsverhältnisse beinhalten ausschließlich Verbindlichkeiten aus Gewährleistungsverträgen in Höhe von 192,4 Mio. € (Vorjahr: 180,4 Mio. €) und betreffen in Höhe von 187,2 Mio. € (Vorjahr: 172,6 Mio. €) den Schuldbeitritt für Altersversorgungsverpflichtungen, die bei dem Gesellschafter RWE AG bilanziert sind. Die wirtschaftlichen Be- und Entlastungen trägt Amprion.

Haftungsverhältnisse werden nur nach eingehender Prüfung der hiermit zusammenhängenden Risiken und im Rahmen der eigenen Geschäftstätigkeit eingegangen. Auf Basis der bis zur Aufstellung des Jahresabschlusses vorliegenden Erkenntnisse wird davon ausgegangen, dass die den Haftungsverhältnissen zugrunde liegenden Verbindlichkeiten von den jeweiligen Hauptschuldnern erfüllt werden können und daher mit einer Inanspruchnahme nicht zu rechnen ist.

Der Gesamtbetrag der sonstigen finanziellen Verpflichtungen beträgt 315,1 Mio. € und betrifft die nachfolgend genannten Sachverhalte.

Aus erteilten Investitions- und Instandhaltungsaufträgen sowie aus Rahmenverträgen mit Abnahmeverpflichtungen besteht ein Bestellobligo in Höhe von 283,8 Mio. €.

Aus überwiegend langfristigen Mietverträgen bestehen nicht abgezinste finanzielle Verpflichtungen in Höhe von 11,3 Mio. € (davon <1 Jahr: 5,3 Mio. €).

Aus Grundstückskaufverträgen, deren rechtlicher und wirtschaftlicher Übergang nach dem 31. Dezember 2019 erfolgt, resultiert eine Zahlungsverpflichtung in Höhe von 20,0 Mio. €.

Aufgrund der in früheren Jahren erfolgten Übertragung von bestimmten Altersversorgungsverpflichtungen auf die RWE Pensionsfonds AG besteht für den Fall einer möglichen zukünftigen Unterdeckung des Pensionsfonds eine gesetzliche Nachschusspflicht der Gesellschaft in ihrer Eigenschaft als Arbeitgeber. Derzeit besteht keine Unterdeckung. Eine solche wird momentan auch nicht erwartet, kann für die Zukunft jedoch nicht vollständig ausgeschlossen werden.

Erläuterungen zur Gewinn- und Verlustrechnung

(13) Umsatzerlöse

in Mio. €	01.01.- 31.12.2019	01.01.- 31.12.2018
Strom	14.296,2	13.741,1
Übrige	48,4	42,9
	14.344,6	13.784,0

Die Umsatzerlöse Strom beinhalten im Wesentlichen Erlöse aus der Weitergabe von [EEG](#)-Aufwendungen, Netzentgelte und ergebnisneutrale Umlagen. Die Umsatzerlöse werden überwiegend im Inland erzielt.

(14) Sonstige betriebliche Erträge

in Mio. €	01.01.- 31.12.2019	01.01.- 31.12.2018
Auflösung von Rückstellungen	73,1	26,4
Gewinne aus Anlageabgängen	1,8	3,0
Übrige	11,8	6,1
	86,7	35,5

In den sonstigen betrieblichen Erträgen sind periodenfremde Erträge in Höhe von 76,8 Mio. € (Vorjahr: 33,8 Mio. €) enthalten. Erträge aus der Währungsumrechnung sind in Höhe von 0,3 T€ (Vorjahr: 2,1 T€) angefallen.

(15) Materialaufwand

in Mio. €	01.01.- 31.12.2019	01.01.- 31.12.2018
Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe und für bezogene Waren	-13.043,4	-12.448,3
Aufwendungen für bezogene Leistungen	-613,4	-647,9
	-13.656,8	-13.096,2

Im Materialaufwand sind im Wesentlichen Belastungen aus dem EEG und Aufwendungen für Systemdienstleistungen sowie sonstige ergebnisneutrale Umlagen enthalten.

(16) Personalaufwand

in Mio. €	01.01.- 31.12.2019	01.01.- 31.12.2018
Löhne und Gehälter	-138,3	-119,1
Soziale Abgaben und Aufwendungen für Altersversorgung und Unterstützung	-43,7	-36,7
- davon für Altersversorgung	-22,3	-18,5
	-182,0	-155,8

	01.01.- 31.12.2019	01.01.- 31.12.2018
Leitende Angestellte	32	30
Außertarifliche Mitarbeiter	317	274
Tarifliche Mitarbeiter	1.234	1.071
	1.583	1.375

Die Angabe bezieht sich auf die im Geschäftsjahr durchschnittlich beschäftigten Mitarbeiter-äquivalente. Hierbei werden Teilzeitbeschäftigte entsprechend ihrer regelmäßigen wöchentlichen Arbeitszeit anteilig berücksichtigt.

(17) Sonstige betriebliche Aufwendungen

in Mio. €	01.01.- 31.12.2019	01.01.- 31.12.2018
Dienstleistungen	-47,7	-49,4
Verluste aus Anlageabgängen	-13,9	-7,3
Wertminderungen oder Verluste aus dem Abgang von Gegenständen des Umlaufvermögens	-3,9	-0,1
Übrige	-65,4	-61,8
	-130,9	-118,6

Die in den sonstigen betrieblichen Aufwendungen enthaltenen periodenfremden Aufwendungen in Höhe von 15,7 Mio. € (Vorjahr: 26,3 Mio. €) betreffen insbesondere die Verluste aus Anlageabgängen. Im Geschäftsjahr sind Verluste aus der Währungsumrechnung in Höhe von 1,4 T€ (Vorjahr: 0,0 T€) angefallen.

Die Aufwendungen für Dienstleistungen betreffen zum größten Teil die Informationsverarbeitung und das Immobilienmanagement.

Die übrigen sonstigen betrieblichen Aufwendungen beinhalten im Wesentlichen Aufwendungen für Gebühren, Beratung, Mieten und Pachten sowie sonstige Steuern in Höhe von 2,4 Mio. € (Vorjahr: 2,3 Mio. €).

(18) Finanzergebnis

in Mio. €	01.01.- 31.12.2019	01.01.- 31.12.2018
Erträge aus Beteiligungen	0,8	0,6
Sonstige Zinsen und ähnliche Erträge	2,3	3,7
Zinsen und ähnliche Aufwendungen	-54,2	-55,7
- davon aus Aufzinsung	-35,9	-26,5
- davon aus Vergütung für Genussrechtskapital	-1,0	-0,8
	-51,1	-51,4

Die Aufwendungen und Erträge aus dem Deckungsvermögen und der Aufzinsung wurden gemäß § 246 Abs. 2 Satz 2 HGB saldiert. Der sich ergebende Saldo ist in dem Posten „Zinsen und ähnliche Aufwendungen“ enthalten.

in Mio. €	
Verrechnete Erträge	
Sonstige betriebliche Erträge	9,1
Sonstige Zinsen und ähnliche Erträge	*
	9,1
Verrechnete Aufwendungen	
Zinsen und ähnliche Aufwendungen	-34,0
	-34,0
Unterschiedsbetrag aus der Verrechnung	-24,9

* Betrag in geringer Höhe

(19) Steuern vom Einkommen und vom Ertrag

Der Aufwand aus Steuern vom Einkommen und vom Ertrag entfällt in Höhe von 106,5 Mio. € auf das aktuelle Geschäftsjahr und noch nicht endgültig abgeschlossene Besteuerungszeiträume (Vorjahr: 95,1 Mio. €). Latente Steuererträge fielen in Höhe von 9,2 Mio. € (Vorjahr: -3,8 Mio. €) an. Ferner wirken periodenfremde Steuererträge in Höhe von 4,6 Mio. € (Vorjahr: -5,3 Mio. €).

Sonstige Angaben

Organe

Auf die Angabe der im Geschäftsjahr an die Geschäftsführung gezahlten Gesamtbezüge nach § 285 Nr. 9a HGB wurde in Ausübung des Wahlrechts nach § 286 Abs. 4 HGB verzichtet.

Die Aufsichtsratsmitglieder erhielten im Geschäftsjahr eine Vergütung in Höhe von 279,2 T€.

Die Mitglieder des Aufsichtsrats werden nachfolgend aufgeführt.

– Prof. Heinz-Werner Ufer

Ehemaliger Vorsitzender des Vorstandes der RWE Energy AG und
Honorarprofessor der Technischen Universität Dortmund
Vorsitzender

– Christian Mosel

Hauptgeschäftsführer der Ärzteversorgung Westfalen-Lippe – Einrichtung der Ärztekammer
Westfalen-Lippe – Körperschaft des öffentlichen Rechts
1. stellvertretender Vorsitzender

– Detlef Börger-Reichert*

Stellvertretender Vorsitzender des Gesamtbetriebsrats der Amprion GmbH sowie
Vorsitzender des Betriebsrats der Amprion GmbH am Standort Dortmund
2. stellvertretender Vorsitzender

– Frank Amberg

Head of Private Equity der MEAG MUNICH ERGO AssetManagement GmbH (bis 30.04.2019)

– Dr. Peter-Henrik Blum-Barth

Abteilungsleiter Kapitalanlagen Liquide Assets der SV SparkassenVersicherung Holding AG

– Josef Frankemölle*

Ehemaliger Gesamtbetriebsratsvorsitzender der Amprion GmbH (bis 30.04.2019)

– Malte Glasneck*

Mitglied des Betriebsrats der Amprion GmbH am Standort Hoheneck (bis 30.04.2019)

– **Wolfgang Hölzle***

Mitglied des Gesamtbetriebsrats der Amprion GmbH sowie Vorsitzender des Betriebsrats der Amprion GmbH am Standort Hoheneck (seit 01.05.2019)

– **Natalie Kornowski***

Vorsitzende des Gesamtbetriebsrats der Amprion GmbH sowie Vorsitzende des Betriebsrats der Amprion GmbH am Standort Brauweiler

– **Dr. Thomas Mann**

Sprecher der Geschäftsführung der Ampega Gerling Investment GmbH und Geschäftsführer der Ampega Asset Management GmbH

– **Christoph Manser**

Head of Infrastructure Investments der Swiss Life Asset Management AG

– **Robert Pottmann**

Head of Portfolio Management Illiquid Assets, MEAG MUNICH ERGO AssetManagement GmbH (seit 01.05.2019)

– **Fred Riedel**

Syndikus-Steuerberater, Direktor Finanzen und Verwaltung der International School of Düsseldorf e. V.

– **Dr. Rolf Martin Schmitz**

Vorstandsvorsitzender (CEO) der RWE AG

– **Nerima Uzeirovic***

Mitglied des Gesamtbetriebsrats der Amprion GmbH sowie des Betriebsrats der Amprion GmbH am Standort Dortmund (seit 01.05.2019)

Die Mitglieder der Geschäftsführung werden nachfolgend aufgeführt.

– **Dr. Hans-Jürgen Brick**

Chief Commercial Officer und Chief Financial Officer

– **Dr. Klaus Kleinekorte**

Chief Technical Officer

*Arbeitnehmersvertreter

Honorar des Abschlussprüfers

Das Gesamthonorar des Abschlussprüfers verteilt sich wie folgt.

in Tsd. €		davon für Vorjahre
Abschlussprüfungsleistungen	247,3	22,9
Andere Bestätigungsleistungen	358,4	7,7
Sonstige Leistungen	30,0	-
	635,7	30,6

Ergebnisverwendung

Der Jahresüberschuss des Geschäftsjahres beträgt 220,2 Mio. €. Die Geschäftsführung schlägt dem Aufsichtsrat gemäß §16 Abs. 1 des Gesellschaftsvertrages einen Betrag in Höhe von 100,0 Mio. € zur Ausschüttung vor. Ferner schlägt die Geschäftsführung vor, den übersteigenden Betrag in Höhe von 120,2 Mio. € in die anderen Gewinnrücklagen gemäß §266 Abs. 3 A. III. Nr. 4 HGB einzustellen, um entsprechende Rücklagen für künftige Investitionen zu bilden.

Ereignisse nach dem Abschlussstichtag

Im Zeitraum bis zur Aufstellung des Jahresabschlusses der Gesellschaft sind keine Vorgänge von besonderer Bedeutung angefallen.

Angaben nach EnWG

Die Geschäftstätigkeit der Gesellschaft bezieht sich ausschließlich auf den Tätigkeitsbereich „Elektrizitätsübertragung“. Somit entspricht der nach § 6 b Abs. 3 [EnWG](#) zu erstellende Tätigkeitsabschluss dem Jahresabschluss.

Dortmund, 10. März 2020

Die Geschäftsführung



DR. HANS-JÜRGEN BRICK



DR. KLAUS KLEINEKORTE

ENTWICKLUNG DES ANLAGEVERMÖGENS (ANLAGE ZUM ANHANG)

der Amprion GmbH vom 1. Januar bis 31. Dezember 2019

in Mio. €	Anschaffungs- bzw. Herstellungskosten				Stand 31.12.2019
	Stand 01.01.2019	Zugänge	Um- buchungen	Abgänge	
Immaterielle Vermögensgegenstände					
Entgeltlich erworbene Konzessionen, gewerbliche Schutzrechte und ähnliche Rechte und Werte sowie Lizenzen an solchen Rechten und Werten	41,1	10,2	-	0,3	51,0
Geleistete Anzahlungen	0,1	0,9	-	-	1,0
	41,2	11,1	-	0,3	52,0
Sachanlagen					
Grundstücke, grundstücksgleiche Rechte und Bauten einschließlich der Bauten auf fremden Grundstücken	566,2	52,1	95,4	11,3	702,4
Technische Anlagen und Maschinen	7.321,4	470,2	192,6	63,0	7.921,2
Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	64,8	9,0	0,4	3,2	71,0
Geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau	635,9	236,6	-288,4	30,7	553,4
	8.588,3	767,9	-	108,2	9.248,0
Finanzanlagen					
Anteile an verbundenen Unternehmen	-	1,0	-	-	1,0
Beteiligungen	5,2	-	-	-	5,2
Sonstige Ausleihungen	0,6	-	-	0,2	0,4
	5,8	1,0	-	0,2	6,6
	8.635,3	780,0	-	108,7	9.306,6

Kumulierte Abschreibungen			Buchwerte		
Stand 01.01.2019	Abschrei- bungen des Berichts- zeitraums	Abgänge	Stand 31.12.2019	Stand 31.12.2019	Stand 31.12.2018
25,2	7,8	0,1	32,9	18,1	15,9
-	-	-	-	1,0	0,1
25,2	7,8	0,1	32,9	19,1	16,0
186,2	10,7	3,6	193,3	509,1	380,0
4.331,0	158,7	50,1	4.439,6	3.481,6	2.990,3
39,9	7,4	3,2	44,1	26,9	25,0
-	-	-	-	553,4	635,9
4.557,1	176,8	56,9	4.677,0	4.571,0	4.031,2
-	-	-	-	1,0	-
-	-	-	-	5,2	5,2
-	-	-	-	0,4	0,6
-	-	-	-	6,6	5,8
4.582,3	184,6	57,0	4.709,9	4.596,7	4.053,0

BESTÄTIGUNGSVERMERK DES UNABHÄNGIGEN ABSCHLUSSPRÜFERS

An die Amprion GmbH, Dortmund

Vermerk über die Prüfung des Jahresabschlusses und des Lageberichts

Prüfungsurteile

Wir haben den Jahresabschluss der Amprion GmbH, Dortmund, – bestehend aus der Bilanz zum 31. Dezember 2019 und der Gewinn- und Verlustrechnung für das Geschäftsjahr vom 1. Januar 2019 bis zum 31. Dezember 2019 sowie dem Anhang, einschließlich der Darstellung der Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden – geprüft. Darüber hinaus haben wir den Lagebericht der Amprion GmbH für das Geschäftsjahr vom 1. Januar 2019 bis zum 31. Dezember 2019 geprüft. Die Erklärung zur Unternehmensführung nach § 289 f Abs. 4 HGB haben wir in Einklang mit den deutschen gesetzlichen Vorschriften nicht inhaltlich geprüft.

Nach unserer Beurteilung aufgrund der bei der Prüfung gewonnenen Erkenntnisse

- entspricht der beigefügte Jahresabschluss in allen wesentlichen Belangen den deutschen, für Kapitalgesellschaften geltenden handelsrechtlichen Vorschriften und vermittelt unter Beachtung der deutschen Grundsätze ordnungsmäßiger Buchführung ein den tatsächlichen Verhältnissen entsprechendes Bild der Vermögens- und Finanzlage der Gesellschaft zum 31. Dezember 2019 sowie ihrer Ertragslage für das Geschäftsjahr vom 1. Januar 2019 bis zum 31. Dezember 2019 und
- vermittelt der beigefügte Lagebericht insgesamt ein zutreffendes Bild von der Lage der Gesellschaft. In allen wesentlichen Belangen steht dieser Lagebericht in Einklang mit dem Jahresabschluss, entspricht den deutschen gesetzlichen Vorschriften und stellt die Chancen und Risiken der zukünftigen Entwicklung zutreffend dar. Unser Prüfungsurteil zum Lagebericht erstreckt sich nicht auf den Inhalt der oben genannten Erklärung zur Unternehmensführung.

Gemäß § 322 Abs. 3 Satz 1 HGB erklären wir, dass unsere Prüfung zu keinen Einwendungen gegen die Ordnungsmäßigkeit des Jahresabschlusses und des Lageberichts geführt hat.

Grundlage für die Prüfungsurteile

Wir haben unsere Prüfung des Jahresabschlusses und des Lageberichts in Übereinstimmung mit § 317 HGB unter Beachtung der vom Institut der Wirtschaftsprüfer (IDW) festgestellten deutschen Grundsätze ordnungsmäßiger Abschlussprüfung durchgeführt. Unsere Verantwortung nach diesen Vorschriften und Grundsätzen ist im Abschnitt „**Verantwortung des Abschlussprüfers für die Prüfung des Jahresabschlusses und des Lageberichts**“ unseres Bestätigungsvermerks weitergehend beschrieben. Wir sind von dem Unternehmen unabhängig in Übereinstimmung mit den deutschen handelsrechtlichen und berufsrechtlichen Vorschriften und haben unsere sonstigen deutschen Berufspflichten in Übereinstimmung mit diesen Anforderungen erfüllt.

Wir sind der Auffassung, dass die von uns erlangten Prüfungsnachweise ausreichend und geeignet sind, um als Grundlage für unsere Prüfungsurteile zum Jahresabschluss und zum Lagebericht zu dienen.

Sonstige Informationen

Die gesetzlichen Vertreter sind für die sonstigen Informationen verantwortlich. Die sonstigen Informationen umfassen die Erklärung zur Unternehmensführung nach § 289f Abs. 4 HGB.

Unsere Prüfungsurteile zum Jahresabschluss und zum Lagebericht erstrecken sich nicht auf die sonstigen Informationen, und dementsprechend geben wir weder ein Prüfungsurteil noch irgendeine andere Form von Prüfungsschlussfolgerung hierzu ab.

Im Zusammenhang mit unserer Prüfung haben wir die Verantwortung, die sonstigen Informationen zu lesen und dabei zu würdigen, ob die sonstigen Informationen

- wesentliche Unstimmigkeiten zum Jahresabschluss, Lagebericht oder unseren bei der Prüfung erlangten Kenntnissen aufweisen oder
- anderweitig wesentlich falsch dargestellt erscheinen.

Falls wir auf Grundlage der von uns durchgeführten Arbeiten den Schluss ziehen, dass eine wesentliche falsche Darstellung dieser sonstigen Informationen vorliegt, sind wir verpflichtet, über diese Tatsache zu berichten. Wir haben in diesem Zusammenhang nichts zu berichten.

Verantwortung der gesetzlichen Vertreter und des Aufsichtsrats für den Jahresabschluss und den Lagebericht

Die gesetzlichen Vertreter sind verantwortlich für die Aufstellung des Jahresabschlusses, der den deutschen, für Kapitalgesellschaften geltenden handelsrechtlichen Vorschriften in allen wesentlichen Belangen entspricht, und dafür, dass der Jahresabschluss unter Beachtung der deutschen Grundsätze ordnungsmäßiger Buchführung ein den tatsächlichen Verhältnissen entsprechendes Bild der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage der Gesellschaft vermittelt. Ferner sind die gesetzlichen Vertreter verantwortlich für die internen Kontrollen, die sie in Übereinstimmung mit den deutschen Grundsätzen ordnungsmäßiger Buchführung als notwendig bestimmt haben, um die Aufstellung eines Jahresabschlusses zu ermöglichen, der frei von wesentlichen – beabsichtigten oder unbeabsichtigten – falschen Darstellungen ist.

Bei der Aufstellung des Jahresabschlusses sind die gesetzlichen Vertreter dafür verantwortlich, die Fähigkeit der Gesellschaft zur Fortführung der Unternehmenstätigkeit zu beurteilen. Des Weiteren haben sie die Verantwortung, Sachverhalte in Zusammenhang mit der Fortführung der Unternehmenstätigkeit, sofern einschlägig, anzugeben. Darüber hinaus sind sie dafür verantwortlich, auf der Grundlage des Rechnungslegungsgrundsatzes der Fortführung der Unternehmenstätigkeit zu bilanzieren, sofern dem nicht tatsächliche oder rechtliche Gegebenheiten entgegenstehen.

Außerdem sind die gesetzlichen Vertreter verantwortlich für die Aufstellung des Lageberichts, der insgesamt ein zutreffendes Bild von der Lage der Gesellschaft vermittelt sowie in allen wesentlichen Belangen mit dem Jahresabschluss in Einklang steht, den deutschen gesetzlichen Vorschriften entspricht und die Chancen und Risiken der zukünftigen Entwicklung zutreffend darstellt. Ferner sind die gesetzlichen Vertreter verantwortlich für die Vorkehrungen und Maßnahmen (Systeme), die sie als notwendig erachtet haben, um die Aufstellung eines Lageberichts in Übereinstimmung mit den anzuwendenden deutschen gesetzlichen Vorschriften zu ermöglichen, und um ausreichende geeignete Nachweise für die Aussagen im Lagebericht erbringen zu können.

Der Aufsichtsrat ist verantwortlich für die Überwachung des Rechnungslegungsprozesses der Gesellschaft zur Aufstellung des Jahresabschlusses und des Lageberichts.

Verantwortung des Abschlussprüfers für die Prüfung des Jahresabschlusses und des Lageberichts

Unsere Zielsetzung ist, hinreichende Sicherheit darüber zu erlangen, ob der Jahresabschluss als Ganzes frei von wesentlichen – beabsichtigten oder unbeabsichtigten – falschen Darstellungen ist, und ob der Lagebericht insgesamt ein zutreffendes Bild von der Lage der Gesellschaft vermittelt sowie in allen wesentlichen Belangen mit dem Jahresabschluss sowie mit den bei der Prüfung gewonnenen Erkenntnissen in Einklang steht, den deutschen gesetzlichen Vorschriften entspricht und die Chancen und Risiken der zukünftigen Entwicklung zutreffend darstellt, sowie einen Bestätigungsvermerk zu erteilen, der unsere Prüfungsurteile zum Jahresabschluss und zum Lagebericht beinhaltet.

Hinreichende Sicherheit ist ein hohes Maß an Sicherheit, aber keine Garantie dafür, dass eine in Übereinstimmung mit § 317 HGB unter Beachtung der vom Institut der Wirtschaftsprüfer (IDW) festgestellten deutschen Grundsätze ordnungsmäßiger Abschlussprüfung durchgeführte Prüfung eine wesentliche falsche Darstellung stets aufdeckt. Falsche Darstellungen können aus Verstößen oder Unrichtigkeiten resultieren und werden als wesentlich angesehen, wenn vernünftigerweise erwartet werden könnte, dass sie einzeln oder insgesamt die auf der Grundlage dieses Jahresabschlusses und Lageberichts getroffenen wirtschaftlichen Entscheidungen von Adressanten beeinflussen.

Während der Prüfung üben wir pflichtgemäßes Ermessen aus und bewahren eine kritische Grundhaltung. Darüber hinaus

- identifizieren und beurteilen wir die Risiken wesentlicher – beabsichtigter oder unbeabsichtigter – falscher Darstellungen im Jahresabschluss und im Lagebericht, planen und führen Prüfungshandlungen als Reaktion auf diese Risiken durch sowie erlangen Prüfungsnachweise, die ausreichend und geeignet sind, um als Grundlage für unsere Prüfungsurteile zu dienen. Das Risiko, dass wesentliche falsche Darstellungen nicht aufgedeckt werden, ist bei Verstößen höher als bei Unrichtigkeiten, da Verstöße betrügerisches Zusammenwirken, Fälschungen, beabsichtigte Unvollständigkeiten, irreführende Darstellungen bzw. das Außerkraftsetzen interner Kontrollen beinhalten können.

- gewinnen wir ein Verständnis von dem für die Prüfung des Jahresabschlusses relevanten internen Kontrollsystem und den für die Prüfung des Lageberichts relevanten Vorkehrungen und Maßnahmen, um Prüfungshandlungen zu planen, die unter den gegebenen Umständen angemessen sind, jedoch nicht mit dem Ziel, ein Prüfungsurteil zur Wirksamkeit dieser Systeme der Gesellschaft abzugeben.
- beurteilen wir die Angemessenheit der von den gesetzlichen Vertretern angewandten Rechnungslegungsmethoden sowie die Vertretbarkeit der von den gesetzlichen Vertretern dargestellten geschätzten Werte und damit zusammenhängenden Angaben.
- ziehen wir Schlussfolgerungen über die Angemessenheit des von den gesetzlichen Vertretern angewandten Rechnungslegungsgrundsatzes der Fortführung der Unternehmenstätigkeit sowie, auf der Grundlage der erlangten Prüfungsnachweise, ob eine wesentliche Unsicherheit im Zusammenhang mit Ereignissen oder Gegebenheiten besteht, die bedeutsame Zweifel an der Fähigkeit der Gesellschaft zur Fortführung der Unternehmenstätigkeit aufwerfen können. Falls wir zu dem Schluss kommen, dass eine wesentliche Unsicherheit besteht, sind wir verpflichtet, im Bestätigungsvermerk auf die dazugehörigen Angaben im Jahresabschluss und im Lagebericht aufmerksam zu machen oder, falls diese Angaben unangemessen sind, unser jeweiliges Prüfungsurteil zu modifizieren. Wir ziehen unsere Schlussfolgerungen auf der Grundlage der bis zum Datum unseres Bestätigungsvermerks erlangten Prüfungsnachweise. Zukünftige Ereignisse oder Gegebenheiten können jedoch dazu führen, dass die Gesellschaft ihre Unternehmenstätigkeit nicht mehr fortführen kann.
- beurteilen wir die Gesamtdarstellung, den Aufbau und den Inhalt des Jahresabschlusses einschließlich der Angaben sowie ob der Jahresabschluss die zugrunde liegenden Geschäftsvorfälle und Ereignisse so darstellt, dass der Jahresabschluss unter Beachtung der deutschen Grundsätze ordnungsmäßiger Buchführung ein den tatsächlichen Verhältnissen entsprechendes Bild der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage der Gesellschaft vermittelt.
- beurteilen wir den Einklang des Lageberichts mit dem Jahresabschluss, seine Gesetzesentsprechung und das von ihm vermittelte Bild von der Lage der Gesellschaft.
- führen wir Prüfungshandlungen zu den von den gesetzlichen Vertretern dargestellten zukunftsorientierten Angaben im Lagebericht durch. Auf Basis ausreichender geeigneter Prüfungsnachweise vollziehen wir dabei insbesondere die den zukunftsorientierten Angaben

von den gesetzlichen Vertretern zugrunde gelegten bedeutsamen Annahmen nach und beurteilen die sachgerechte Ableitung der zukunftsorientierten Angaben aus diesen Annahmen. Ein eigenständiges Prüfungsurteil zu den zukunftsorientierten Angaben sowie zu den zugrunde liegenden Annahmen geben wir nicht ab. Es besteht ein erhebliches unvermeidbares Risiko, dass künftige Ereignisse wesentlich von den zukunftsorientierten Angaben abweichen.

Wir erörtern mit den für die Überwachung Verantwortlichen unter anderem den geplanten Umfang und die Zeitplanung der Prüfung sowie bedeutsame Prüfungsfeststellungen, einschließlich etwaiger Mängel im internen Kontrollsystem, die wir während unserer Prüfung feststellen.

Sonstige gesetzliche und andere rechtliche Anforderungen

Vermerk über die Prüfung der Einhaltung der Rechnungslegungspflichten nach § 6 b Abs. 3 EnWG

Prüfungsurteile

Wir haben geprüft, ob die Gesellschaft ihre Pflichten nach § 6 b Abs. 3 Sätze 1 bis 5 [EnWG](#) zur Führung getrennter Konten für das Geschäftsjahr vom 1. Januar 2019 bis zum 31. Dezember 2019 eingehalten hat. Darüber hinaus haben wir den Tätigkeitsabschluss für die Tätigkeit Elektrizitätsübertragung nach § 6 b Abs. 3 Satz 1 EnWG – bestehend aus der Bilanz zum 31. Dezember 2019 des Jahresabschlusses, die gleichzeitig die Bilanz des Tätigkeitsabschlusses darstellt, und der Gewinn- und Verlustrechnung für das Geschäftsjahr vom 1. Januar 2019 bis zum 31. Dezember 2019 des Jahresabschlusses, die gleichzeitig die Gewinn- und Verlustrechnung des Tätigkeitsabschlusses darstellt – geprüft.

- Nach unserer Beurteilung wurden die Pflichten nach § 6 b Abs. 3 Sätze 1 bis 5 EnWG zur Führung getrennter Konten in allen wesentlichen Belangen eingehalten.
- Nach unserer Beurteilung aufgrund der bei der Prüfung gewonnenen Erkenntnisse entspricht der beigefügte Tätigkeitsabschluss in allen wesentlichen Belangen den deutschen Vorschriften des § 6 b Abs. 3 Sätze 5 bis 7 EnWG.

Grundlage für die Prüfungsurteile

Wir haben unsere Prüfung der Einhaltung der Pflichten zur Führung getrennter Konten und des Tätigkeitsabschlusses in Übereinstimmung mit § 6 b Abs. 5 [EnWG](#) unter Beachtung des *Entwurfs einer Neufassung des IDW Prüfungsstandards: Prüfung nach § 6 b Abs. 5 Energiewirtschaftsgesetz (IDW EPS 610 n. F.)* durchgeführt. Unsere Verantwortung nach diesen Vorschriften und Grundsätzen ist im Abschnitt **„Verantwortung des Abschlussprüfers für die Prüfung der Einhaltung der Rechnungslegungspflichten nach § 6 b Abs. 3 EnWG“** weitergehend beschrieben. Wir sind von dem Unternehmen unabhängig in Übereinstimmung mit den deutschen handelsrechtlichen und berufsrechtlichen Vorschriften und haben unsere sonstigen deutschen Berufspflichten in Übereinstimmung mit diesen Anforderungen erfüllt. Wir wenden als Wirtschaftsprüfungsgesellschaft die Anforderungen des *IDW Qualitätssicherungsstandards: Anforderungen an die Qualitätssicherung in der Wirtschaftsprüferpraxis (IDW QS 1)* an. Wir sind der Auffassung, dass die von uns erlangten Prüfungsnachweise ausreichend und geeignet sind, um als Grundlage für unsere Prüfungsurteile zur Einhaltung der Rechnungslegungspflichten nach § 6 b Abs. 3 EnWG zu dienen.

Verantwortung der gesetzlichen Vertreter und des Aufsichtsrats für die Einhaltung der Rechnungslegungspflichten nach § 6 b Abs. 3 EnWG

Die gesetzlichen Vertreter sind verantwortlich für die Einhaltung der Pflichten nach § 6 b Abs. 3 Sätze 1 bis 5 EnWG zur Führung getrennter Konten. Die gesetzlichen Vertreter sind auch verantwortlich für die Aufstellung des Tätigkeitsabschlusses nach den deutschen Vorschriften des § 6 b Abs. 3 Sätze 5 bis 7 EnWG.

Außerdem sind die gesetzlichen Vertreter verantwortlich für die internen Kontrollen, die sie als notwendig erachtet haben, um die Pflichten zur Führung getrennter Konten einzuhalten.

Die Verantwortung der gesetzlichen Vertreter für den Tätigkeitsabschluss entspricht der im Abschnitt **„Verantwortung der gesetzlichen Vertreter und des Aufsichtsrats für den Jahresabschluss und den Lagebericht“** hinsichtlich des Jahresabschlusses beschriebenen Verantwortung.

Der Aufsichtsrat ist verantwortlich für die Überwachung der Einhaltung der Rechnungslegungspflichten der Gesellschaft nach § 6 b Abs. 3 EnWG.

Verantwortung des Abschlussprüfers für die Prüfung der Einhaltung der Rechnungslegungspflichten nach § 6 b Abs. 3 EnWG

Unsere Zielsetzung ist, hinreichende Sicherheit darüber zu erlangen,

- ob die gesetzlichen Vertreter ihre Pflichten nach § 6 b Abs. 3 Sätze 1 bis 5 EnWG zur Führung getrennter Konten in allen wesentlichen Belangen eingehalten haben und
- ob der Tätigkeitsabschluss in allen wesentlichen Belangen den deutschen Vorschriften des § 6 b Abs. 3 Sätze 5 bis 7 EnWG entspricht.

Ferner umfasst unsere Zielsetzung, einen Vermerk in den Bestätigungsvermerk aufzunehmen, der unsere Prüfungsurteile zur Einhaltung der Rechnungslegungspflichten nach § 6 b Abs. 3 EnWG beinhaltet.

Die Prüfung der Einhaltung der Pflichten nach § 6 b Abs. 3 Sätze 1 bis 5 EnWG zur Führung getrennter Konten umfasst die Beurteilung, ob die Zuordnung der Konten zu den Tätigkeiten nach § 6 b Abs. 3 Sätze 1 bis 4 EnWG sachgerecht und nachvollziehbar erfolgt ist und der Grundsatz der Stetigkeit beachtet wurde.

Unsere Verantwortung für die Prüfung des Tätigkeitsabschlusses entspricht der im Abschnitt „**Verantwortung des Abschlussprüfers für die Prüfung des Jahresabschlusses und des Lageberichts**“ hinsichtlich des Jahresabschlusses beschriebenen Verantwortung.

Düsseldorf, 10. März 2020

BDO AG
Wirtschaftsprüfungsgesellschaft

gez. Eckmann
Wirtschaftsprüfer

gez. Wiening
Wirtschaftsprüfer

GLOSSAR

ARegV

Die Anreizregulierungsverordnung (ARegV) ist ein behördliches Instrument zur Regulierung monopolistischer Märkte. Da Netze als natürliche Monopole gelten, haben die Netzbetreiber theoretisch keinen Anreiz, die Effizienz und damit die Kosten ihrer Dienstleistungen niedrig zu halten. Die Bundesnetzagentur (BNetzA) gibt den Netzbetreibern deshalb über die ARegV Erlösobergrenzen vor, die von der Behörde auf der Basis der Effizienzwerte des günstigsten Netzbetreibers vorgegeben werden. Den Netzbetreibern werden dabei Spielräume, zum Beispiel für Netzinvestitionen, eingeräumt. Die Differenz zwischen der Erlösobergrenze und den tatsächlichen Erlösen wird von der BNetzA auf einem Regulierungskonto eingetragen. Die Erlösobergrenze wird in die Netzentgelte umgesetzt. Übersteigen die Erlöse die Obergrenze um mehr als 5%, müssen die Netzentgelte angepasst werden.

BBPIG

Das Bundesbedarfsplangesetz (BBPIG) enthält 43 von der Bundesnetzagentur als notwendig bestätigte Stromnetzausbauprojekte, die durch die Übertragungsnetzbetreiber umzusetzen sind. Sie gelten als energiewirtschaftlich notwendig und haben vordringlichen Bedarf. Für diese Vorhaben führt die Bundesnetzagentur in der Regel eine Bundesfachplanung durch. www.netzausbau.de

BNetzA

Die Bundesnetzagentur (BNetzA) ist die Regulierungsbehörde, die den Wettbewerb in den Netzmärkten (Strom, Gas, Schiene) aufrechterhält, überwacht und fördert. Die BNetzA prüft und genehmigt alle zwei Jahre den Netzentwicklungsplan der Übertragungsnetzbetreiber und seine Grundlage, den Szenariorahmen zur Entwicklung der Stromerzeugung für die jeweils kommenden zehn bis zwanzig Jahre.

EEG

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) regelt die bevorrechtigte Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Quellen wie Wind, Sonne, Wasser oder Biomasse in das deutsche Stromnetz. Damit soll ein wirtschaftlicher Betrieb regenerativer Erzeugungsanlagen ermöglicht werden. Netzbetreiber sind laut EEG dazu verpflichtet, den Strom aus diesen Anlagen aufzunehmen und an der Strombörse im Spotmarkt zu vermarkten. Das Gesetz legt außerdem feste Vergütungssätze für Strom aus erneuerbaren Quellen fest. Die Differenz zwischen der Vergütung und dem am Spotmarkt erzielten Preis wird über die EEG-Umlage ausgeglichen.

EEV

Die Erneuerbare-Energien-Verordnung regelt die Vermarktung des aus erneuerbaren Energien gewonnenen Stroms. Dieser Strom muss bereits auf der Ebene der Übertragungsnetzbetreiber verkauft und nicht mehr von den die Endkunden beliefernden Energieversorgern abgenommen werden. Darüber hinaus enthält die EEV Vorschriften zur Berechnung der EEG-Umlage.

EnLAG

Im Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) wird der Ausbau von Leitungen im Höchstspannungs-Übertragungsnetz geregelt. Dem Gesetz ist als Anlage eine Vorhabenübersicht beigefügt, die die für den Ausbau der Übertragungsnetze vorgesehenen Bauprojekte enthält.

EnWG

Das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) enthält grundlegende Regelungen zum Recht der leitungsgebundenen Energien. Das EnWG hat unter anderem das Ziel einer „möglichst sicheren, preisgünstigen, verbraucherfreundlichen, effizienten und umweltverträglichen“ Versorgung der Allgemeinheit. Dazu gehört die Sicherstellung eines wirksamen und unverfälschten Wettbewerbes auf dem Energiemarkt. Das Gesetz beinhaltet außerdem Regelungen zur Überwachung des Netzbetriebs durch die Regulierungsbehörden.

Erdkabel

Der Einsatz von unterirdisch verlegten Kabeln ist bei den Leitungen zur Ortsversorgung und in regionalen Stromnetzen sehr verbreitet. Bei Abschnitten mit 380 Kilovolt sind Erdkabel hingegen nicht die Regel. Die Bundesregierung setzt beim Netzausbau seit 2015 jedoch verstärkt auf Erdkabel. Die großen Gleichstromverbindungen sollen künftig vorrangig als Erdkabel gebaut werden. Im Wechselstrombereich wird die Kabeltechnologie in Pilotprojekten getestet. Kabelabschnitte sind wesentlich kostenintensiver und haben zudem technische Nachteile im Vergleich zu Freileitungen. Die Mehrkosten werden über die Netznutzungsentgelte auf die Verbraucher umgelegt.

Freileitung

Eine Freileitung wird auch Überlandleitung genannt. Dabei handelt es sich um eine elektrische Leitung, deren Leiterseile - im Gegensatz zum Erdkabel - durch die dazwischenliegende Luft voneinander isoliert sind. Freileitungen sind auf absehbare Zeit die wirtschaftlichste Form der Stromübertragung, gerade über weite Entfernungen.

NEP

Im Netzentwicklungsplan (NEP) sind die Ausbauprojekte im deutschen Übertragungsnetz der kommenden zehn Jahre festgehalten. Die Netzentwicklungspläne werden von den vier Übertragungsnetzbetreibern anhand von Annahmen über die Entwicklung der Stromerzeugung und des Verbrauches entwickelt, dem Szenariorahmen. Der Netzentwicklungsplan entstand erstmals 2012, zunächst jährlich, und wird seit 2017 in einem zweijährlichen Rhythmus weiterentwickelt.

Umspannanlage

Ein Knotenpunkt im Stromnetz. An Umspannanlagen laufen mehrere Hoch- und Höchstspannungsleitungen zusammen. In diesen Anlagen können einzelne Stromkreise gezielt zu- oder abgeschaltet werden. Außerdem besteht die Möglichkeit, den Strom über Transformatoren - Spannungswandler - zur Weiterverteilung auf Netze mit niedrigerer Spannung zu übertragen.

IMPRESSUM**HERAUSGEBER**

Amprion GmbH
Telefon 0231 5849-14109
Telefax 0231 5849-14188
E-Mail info@amprion.net

KONZEPTION UND GESTALTUNG

3st kommunikation GmbH, Mainz

FOTO

Hartmut Nägele (S. 4-5)

DRUCK

Woeste Druck, Essen

**HINWEIS ZUR SCHREIBWEISE**

Wir bitten um Verständnis, dass ausschließlich aus Gründen der besseren Lesbarkeit die männlichen Bezeichnungen gewählt wurden. Selbstverständlich beziehen sich diese auf alle Geschlechter in gleicher Weise.

MIT EUROPA VERNETZT

Das Amprion-Netz liegt im Herzen Europas und ist durch grenzüberschreitende Kuppelleitungen mit den Netzen in den Niederlanden, Luxemburg, Frankreich, Österreich, der Schweiz und künftig auch mit Belgien verbunden. Im Rahmen zahlreicher Kooperationen und Projekte arbeitet Amprion daran, das europäische Stromnetz noch sicherer und leistungsfähiger zu machen.

ZUSAMMENARBEIT MIT EUROPÄISCHEN PARTNERN

Amprion arbeitet mit anderen europäischen Übertragungsnetzbetreibern auf vielen Feldern intensiv zusammen. Im Fokus stehen Themen der Systemsicherheit, Marktintegration und Netzplanung sowie die Weiterentwicklung von Übertragungstechnologien.

SECURITY SERVICE CENTRE (SSC)

Im SSC in Rommerskirchen bei Köln unterstützt ein gemeinsames Expertenteam von Amprion sowie der TenneT Niederlande und Deutschland das Sicherheitsmanagement der Höchstspannungsnetze in Deutschland und den Niederlanden.





JAO

Gemeinsam mit 22 europäischen Übertragungsnetzbetreibern ist Amprion an JAO (Joint Allocation Office) beteiligt. Das Unternehmen fungiert als zentrale Auktionsplattform und Anlaufstelle für die langfristige Bereitstellung von Übertragungskapazitäten für den Stromhandel in der Europäischen Union.

ENTSO - E

Im „European Network of Transmission System Operators for Electricity“ (ENTSO-E) entwickelt Amprion zusammen mit 41 Mitgliedern aus 35 Ländern das europäische Stromnetz weiter. Zentrale Aufgaben sind die Förderung des EU-Binnenmarktes für Strom, der Netzausbau und die Erarbeitung von Regeln für den Netzbetrieb.

TSO SECURITY COOPERATION (TSC)

Amprion ist gemeinsam mit 13 Anteilseignern an der Sicherheitskooperation TSCNET Services beteiligt. Unter anderem unterstützt das TSC die Übertragungsnetzbetreiber bei der Koordination und Planung des Netzbetriebs, der Prognose von Netzengpässen und der Berechnung verfügbarer Übertragungskapazitäten.

Amprion GmbH
Robert-Schuman-Straße 7
44263 Dortmund

Juni 2020