Geschäftsbericht 2016

VERANTWORTUNG

AUFBRUCH

DIALOG

amprion

Journal 2016

VERANTWORTUNG

AUFBRUCH

DIALOG

amprion

AMPRION-KURZPROFIL

Die Amprion GmbH ist einer von vier Übertragungsnetzbetreibern in Deutschland. Das Unternehmen verfügt über langjährige Erfahrungen bei Planung, Bau und Betrieb des Höchstspannungsnetzes. Rund 1.250 Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter sind bei Amprion beschäftigt.

~63 GW

beträgt die installierte Gesamtleistung im Amprion-Netzgebiet.

79.200 KM²

umfasst das Netzgebiet von Amprion – von Niedersachsen bis zu den Alpen.

11.000 KM

misst das Übertragungsnetz von Amprion. Es ist das längste Höchstspannungsnetz in Deutschland.

~29 MIO.

Menschen werden über das Amprion-Netz mit Strom versorgt.

~170

Umspannanlagen verbinden das Amprion-Netz mit den nachgelagerten Verteilnetzen.


DAS AMPRION-NETZ
Niedersachsen
Niederlande
Nordrhein-
Westfalen
DORTMUND
KÖLN
Hessen
Thüringen
Belgien
FRANKFURT AM MAIN
Bayern
Luxemburg
Rheinland-
Pfalz
Saarland
SAARBRÜCKEN
Baden-
Württemberg
Frankreich
STUTTGART
AUGSBURG
Freileitung
Umspannanlage
Schweiz
Österreich

NETZAUSBAU BEI AMPRION

2.000 KM

Höchstspannungsleitungen will Amprion bis 2026 verstärken oder neu bauen.

5,6 MRD. €

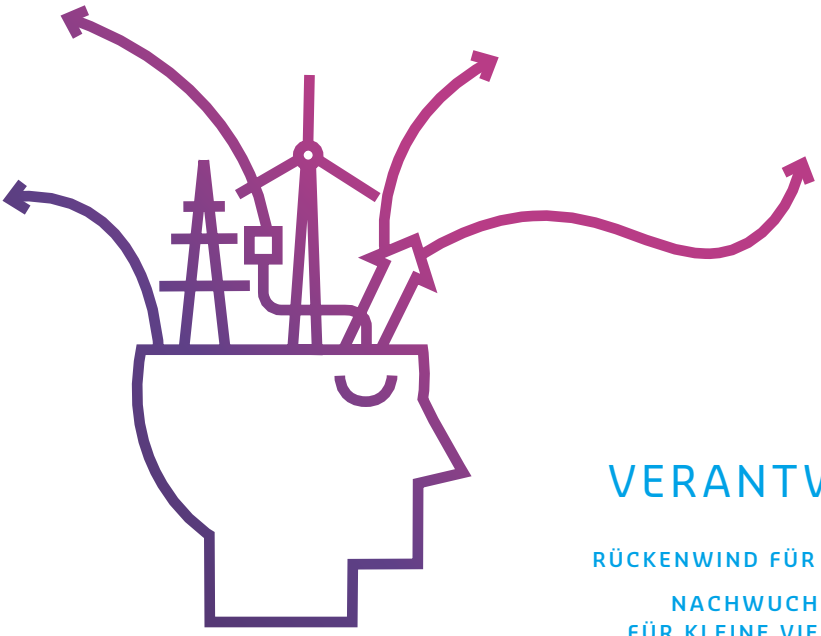
wird Amprion bis 2026 in den Netzausbau investieren.

510

Dialog-Veranstaltungen führte Amprion 2016 rund um den Netzausbau durch.

JOURNAL 2016

Als Übertragungsnetzbetreiber in Deutschland und Europa gestalten wir den AUFBRUCH *[S. 10]* in die Energiewelt von morgen. Unsere Stromleitungen sind die Lebensadern der Volkswirtschaft. Mit dem Betrieb unseres Netzes und seinem Ausbau übernehmen wir unseren Teil der VERANTWORTUNG *[S. 28]* für eine sichere Stromversorgung im Zeichen der Energiewende. Um sie zu meistern, entwickeln wir innovative Lösungen und suchen den DIALOG *[S. 42]* mit Bürgern, Politik und Wirtschaft.



VERANTWORTUNG

AUFBRUCH

INHALT

PROF. DR. ARMIN SCHNETTLER UND DR. KLAUS KLEINEKORTE
beschäftigen sich intensiv damit, wie die Energiewelt in 20 Jahren aussieht.
Um dafür gerüstet zu sein, müssen schon heute Innovationen angestoßen werden.

DER STROM DER ZEIT

Die Energiewende fordert Netzbetreiber, Hersteller und die Wissenschaft heraus. Auf ihre Innovationskraft kommt es an, damit die Transformation gelingt, sagen Prof. Dr. Armin Schnettler, Leiter des Konzernforschungsbereichs „Energie und Elektronik" der Siemens AG, und Dr. Klaus Kleinekorte, technischer Geschäftsführer von Amprion.

FOTOS · **MARCUS PIETREK** INTERVIEWER · **VOLKER GÖTTSCHE**

INNOVATIV ZU SEIN, IST EIN WICHTIGES UNTERNEHMERISCHES LEITBILD. ABER WAS GENAU SIND INNOVATIONEN?

DR. KLAUS KLEINEKORTE Innovationen sind für Amprion neue und nachhaltige Lösungen, die wir für die Energiewende brauchen. Sie sind strategisch von großer Bedeutung, weil sie uns helfen, unseren Auftrag als Übertragungsnetzbetreiber zu erfüllen.

PROF. DR. ARMIN SCHNETTLER Für Siemens sind Innovationen geprägt durch den Transfer von neuen Erkenntnissen in Produkte, die sich am Markt bewähren. Ohne sie würden wir als Technologie-Anbieter nicht überleben. Wir analysieren systematisch technische Entwicklungen und Markttrends, um dann strategisch in die für uns relevantesten, auch disruptiven Entwicklungen zu investieren.

KLEINEKORTE Ein Beispiel: Wir sind innovativ, indem wir erfolgreiche Technologien aus einem Bereich in einen anderen Bereich übertragen – mit faszinierenden Ergebnissen. Wenn mir jemand vor 20 Jahren gesagt hätte, Amprion wäre mal daran beteiligt, eine Tunnelbohrmaschine zu entwickeln, dann hätte ich gesagt: Ich bin Elektrotechniker. Was habe ich denn mit diesen Wühlmäusen zu tun? Heute brauchen wir die Technologie, die zum Beispiel beim neuen Gotthard-Tunnel eingesetzt wurde, im Erdkabel-Bereich – nur deutlich kleiner in der Anwendung.

DER ÖKONOM JOSEPH SCHUMPETER VERBINDET INNOVATIONEN MIT DER „SCHÖPFERISCHEN ZERSTÖRUNG" DES ALTEN. GESCHIEHT DAS GERADE IN DER ENERGIEWIRTSCHAFT?

SCHNETTLER Wir erleben in der Energieversorgung tatsächlich mehr Disruption als Evolution. Die „Dekarbonisierung" ist die derzeit vielleicht größte Herausforderung der Menschheit – der Umstieg von fossilen und nuklearen auf erneuerbare Energieträger. Wir müssen die Energieversorgung komplett neu denken – technisch, strukturell, geschäftlich.

» Wir können nicht sagen: Wir wischen jetzt alles weg und machen es neu. Wir haben einen Paradigmenwechsel hin zu den erneuerbaren Energien, aber wir müssen unser Netz weiter sicher und zuverlässig betreiben können.«

DR. KLAUS KLEINEKORTE

KLEINEKORTE In der Praxis geht das nicht. Wir können nicht sagen: Wir wischen jetzt alles weg und machen es neu. Wir haben einen Paradigmenwechsel hin zu den erneuerbaren Energien, aber wir müssen unser Netz weiter sicher und zuverlässig betreiben können. Das gehört zu unserer Verantwortung als Übertragungsnetzbetreiber. An manchen Tagen fragen wir uns: Geht das zusammen? Bisher ist uns das immer gelungen. Ich vertraue da auf die Ingenieurskunst bei Amprion.

SCHNETTLER Wir müssen die Disruption schaffen, ohne das System der Energieversorgung verletzbar zu machen. Und wir haben schon viel erreicht. Vor 20 Jahren haben wir dem System zugetraut, maximal zehn Prozent volatile Photovoltaik und Windenergie zu integrieren. Heute forschen wir daran, wie wir das System mit mehr als 80 Prozent erneuerbaren Energien fahren können.

MIT WELCHEN TECHNISCHEN INNOVATIONEN HÄTTEN SIE DAMALS NIE GERECHNET?

SCHNETTLER Ein Beispiel: Dort liegt mein Smartphone. Was sich allein in der Informations- und Kommunikationstechnik verändert hat, ist gigantisch. Oder nehmen Sie Photovoltaikanlagen, die heute Leistungen bis in den Gigawatt-Bereich erzeugen. Eine so schnelle Entwicklung hätte ich nicht für möglich gehalten. Der massive Ausbau erneuerbarer Energien hat zu sinkenden Kosten für Ökostrom geführt. Sie können mittlerweile die Kilowattstunde Strom aus Photovoltaikanlagen im Mittleren Osten zu einem Preis beziehen, zu dem wir in Deutschland noch nicht einmal konventionelle Kraftwerke betreiben können. Je mehr Photovoltaik- und Windkraftanlagen am Netz sind, desto komplexer wird die Aufgabe, sie zu steuern. Das geht nur mit Leistungselektronik. Auch deren Leistungs- und Preisentwicklung hätte ich nicht so schnell erwartet. Das Stromnetz wird immer mehr zu einem digital gesteuerten, elektronischen Netz.

KLEINEKORTE Die Höchstspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) ist dafür ein gutes Beispiel. Vor 20 Jahren hat man gesagt: Es lohnt sich nicht, eine Stromverbindung zwischen Belgien und Deutschland zu bauen, weil sie wegen der bereits bestehenden Verbindungen in die Niederlande und nach Frankreich gar keinen Stromfluss aufnehmen würde. Die Leistungselektronik der HGÜ-Technologie ermöglicht es, diesen Stromfluss zu erzwingen. Wir bauen deshalb diese Verbindung – und erhöhen die Versorgungssicherheit für die gesamte Region. Solche technischen Lösungen gab es früher nicht. Je mehr Leistungselektronik wir verwenden, desto größer werden allerdings auch die Abhängigkeiten – und damit die Anforderungen an die Hersteller, die Zuverlässigkeit der neuen Technologien zu gewährleisten.

SCHNETTLER Diesen Anforderungen stellt sich Siemens. Wir wissen, wie wichtig die Versorgungssicherheit und eine zuverlässige Energieversorgung sind. Die ganze Welt schaut bei der Energiewende auf Deutschland. Wir gehen davon aus, dass sich alle Märkte weltweit regenerativ entwickeln werden. Wenn wir auf anderen Märkten erfolgreich sein wollen, müssen sich unsere Lösungen in Deutschland bewähren.

» Wir erleben mehr Disruption als Evolution. Wir müssen die Energieversorgung komplett neu denken – technisch, strukturell, geschäftlich.«

PROF. DR. ARMIN SCHNETTLER

FÜR WELCHE INNOVATIONSSCHÜBE WIRD DIE ENERGIEWENDE IN DEN KOMMENDEN 20 JAHREN SORGEN?

KLEINEKORTE Das hängt davon ab, wie die Gesellschaft dann mit Energie umgehen wird. Bei Amprion beschäftigen wir uns intensiv mit diesem Thema. Ich wage eine Prognose: Schon in fünf Jahren werden Verbraucher Strom im Internet kaufen, alle zwei Wochen neu und jedes Mal bei einem anderen Anbieter. Das ist für Netzbetreiber eine große Herausforderung. Denn solche Transaktionen, die auf digitaler Kommunikation basieren, müssen physisch abgewickelt werden.

SCHNETTLER Derzeit arbeiten Siemens und die RWTH Aachen an einem „digitalen Zwilling der Energieversorgung“: Wir bilden das gegenwärtige Energiesystem digital ab und spielen an Großrechnern Szenarien durch, wie sich Strukturen, Technologien und Märkte in den kommenden Jahren entwickeln können. Auch wir gehen davon aus, dass der Energiehandel kleinteiliger wird und sich die Digitalisierung fortsetzen wird. Der Speicher meines Elektroautos wird irgendwann mit der Photovoltaikanlage und weiteren Verbrauchern darüber kommunizieren, wie viel Energie er wann aufnimmt oder zur Verfügung stellt. Wir erwarten die Elektrifizierung aller Sektoren – dies ist für die Erreichung der Klimaschutzziele erforderlich und führt zudem zu einer Entkopplung von regenerativer Stromerzeugung und Verbrauch. Die chemische Industrie und der Verkehr werden Kohlenwasserstoffe aus Sonnen- oder Windstrom in Verbindung mit CO_2 und Wasser gewinnen.

KLEINEKORTE All das führt zu einem weiterwachsenden Strombedarf. Den werden wir nur durch weitere Photovoltaik- und Windkraftanlagen decken können. Die Frage ist: Wie lassen sich Millionen dieser Anlagen sinnvoll orchestrieren? Die RWTH Aachen und Amprion erforschen grundlegende Fragen zu diesem Thema im Projekt „SwarmGrid“. Die Idee ist, die Anlagen in Schwärmen zusammenzufassen. Um es in einem Bild zu veranschaulichen: Dann würden wir nicht mehr die einzelnen Bienen steuern, sondern nur die Bienenvölker.

SCHNETTLER Vielleicht schlägt dann auch bald die Stunde der künstlichen Intelligenz – als Hilfe, wie wir komplexe Systeme erfassen und steuern. In diesem Bereich gibt es vielversprechende Ansätze, aber erst durch die hohen Rechnerleistungen und die hohe Kommunikationsgeschwindigkeit werden wir es künftig schaffen, in Echtzeit mit solchen intelligenten Systemen zu arbeiten.

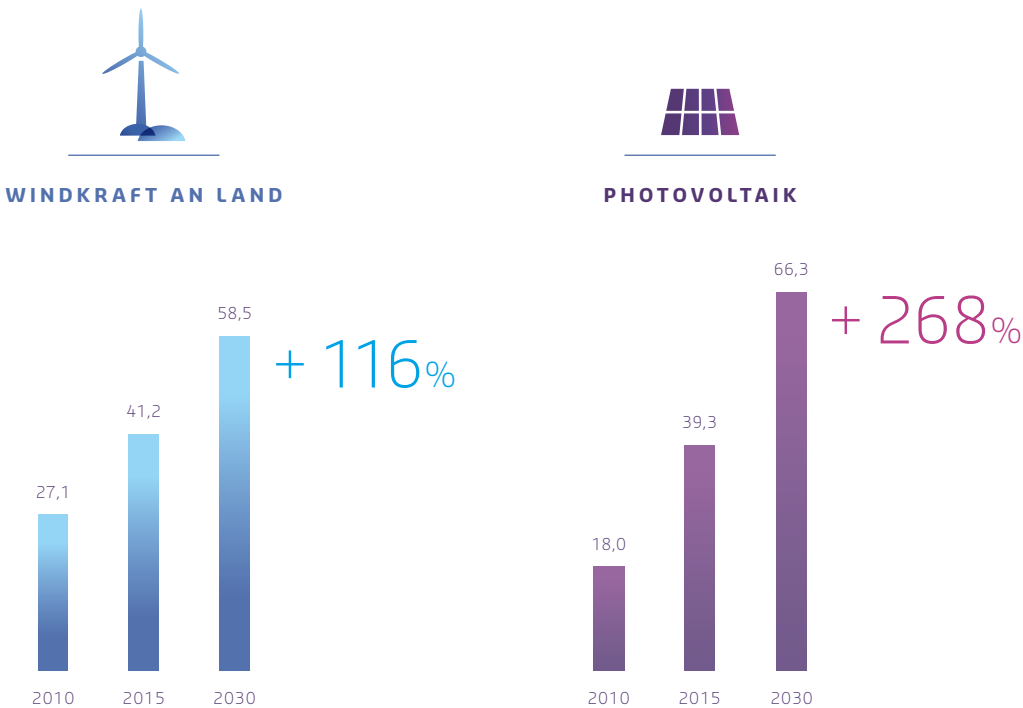
VON WELCHEN INNOVATIONEN TRÄUMEN SIE?

KLEINEKORTE Es wäre einen Nobelpreis wert, wenn jemand herausfände, Energie mit hoher Dichte elektrisch zu speichern. Wenn beispielsweise das Mobiltelefon drei Monate lang halten würde – das wäre fantastisch. Vielleicht wird man Energie auch in anderer Form speichern müssen – als technisch erzeugtes Gas etwa. Man darf nicht aufhören, nach solchen Lösungen zu suchen. Mir ist wichtig, dass wir uns keine Denkverbote auferlegen. Dafür brauchen wir auch den Gedankenaustausch mit den Universitäten. Die Studenten sind nicht „vorbelastet“ durch betriebliche Erfahrungen. Sie hinterfragen bisherige Lösungen. Daraus können ganz neue Ansätze entstehen.

SCHNETTLER Das Thema Speicher ist die größte Aufgabe, die wir haben und mit Nachdruck angehen müssen. Dann können wir die Dekarbonisierung auch weltweit umsetzen. Wir bewältigen sie nur, indem wir mit Forschungseinrichtungen und Industriepartnern gemeinsam an Großspeicher-Technologien forschen. Dort sind insbesondere unkonventionelle Ideen gefragt – für die Erdung wird schon der Markt sorgen.

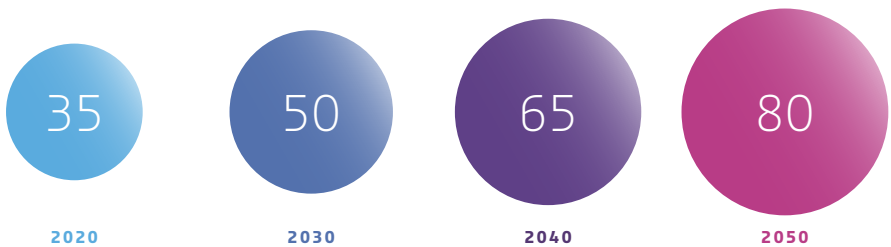
WINDKRAFT- UND PHOTOVOLTAIKANLAGEN BOOMEN

Installierte Leistung in Gigawatt



ZIELE DER ENERGIEWENDE

Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien an der Bruttostromerzeugung in Prozent



Quellen: NEP 2022, BNetzA Monitoringbericht 2016, Entwurf NEP 2030, Szenario B 2030

Aufbruch

Amprion fördert NEUES DENKEN *[S. 12]*. Um das Netz fit für Zukunft zu machen, kombinieren wir unsere Konzepte mit innovativen Technologien. Gemeinsam mit starken Partnern schaffen wir einen KOSMOS DER INNOVATIONEN *[S. 22]* und stellen uns den Herausforderungen der digitalen Transformation: DIE DIGITALISIERUNG VERÄNDERT DAS NETZ *[S. 24]*. Es wird klüger – und auch wir lernen jeden Tag dazu.

NEUES DENKEN

Innovationen sind für Amprion von herausragender Bedeutung. Um das Netz fit für die Zukunft zu machen, entwickeln Mitarbeiter Konzepte, integrieren neue Technologien und finden mit Forschungspartnern Lösungen für die Energiewelt von morgen.

FOTOS · **MATTHIAS HASLAUER** TEXT · **VOLKER GÖTTSCHE**

Am Anfang war eine Idee. Stephen Gray wusste, dass Reibung Elektrizität erzeugt. Ließe sie sich über kurze Entfernungen transportieren? Am 14. Juli 1729 spannten der britische Physiker und ein Freund ein 200 Meter langes Seil aus feuchten Hanffasern über ein Feld. Mit Bohnenstangen hielten sie es in der Luft. Tatsächlich wurde durch das Seil elektrische Ladung übertragen: Die erste Freileitung der Welt hatte funktioniert.

Grays Erben arbeiten heute nicht mehr mit Hanffasern und Bohnenstangen. Sie entwickeln Leiterseile aus Stahl und Aluminium, die das Hunderttausendfache jener Leistung übertragen, mit der Gray es zu tun hatte. Sie testen Steuerungen und lassen Software programmieren, die die Einspeisung von Wind- und Sonnenstrom besser prognostiziert. Sie arbeiten in Laboren von Universitäten und Forschungseinrichtungen, in Entwicklungsabteilungen von Herstellern – und in den Büros von Amprion.

Einer von Grays Erben ist Martin Finkelmann, 48 Jahre alt. Er leitet die Abteilung Langfristige Netzplanung bei Amprion. Mit Stephen Gray verbindet ihn die Leidenschaft für alles, was mit Strom zu tun hat. „Auch wir wollen Neues ausprobieren“, sagt der Ingenieur, „damit daraus innovative Lösungen für unser Netz werden.“ Diese sind manchmal Resultate langjähriger Forschung. Sie entstehen aber auch, indem Finkelmann und seine Kollegen vorhandene Erfindungen, Technologien und Prozesse so weiterentwickeln, dass sich damit Herausforderungen beim Betrieb und Ausbau des Amprion-Netzes meistern lassen.

» Mit Hilfe von Innovationen wollen wir den Wandel des Energiesystems aktiv mitgestalten.«

DR. HANS-JÜRGEN BRICK,
KAUFMÄNNISCHER GESCHÄFTSFÜHRER VON AMPRION

Und auch bei Amprion beginnt jede Innovation mit einer Idee. Etwa der Idee, internationale Stromflüsse auf neuartige Weise zu steuern. Finkelmann und sein Team hatten sie vor etwa acht Jahren. „Damals tauchte die Frage auf, wie sich regenerative Energien grenzüberschreitend besonders vorteilhaft verbinden lassen", erinnert er sich. Das wachsende Angebot von Wind- und Sonnenenergie und der zunehmende europäische Stromhandel würden es erfordern, das europaweite Stromnetz auszubauen. Und zwar so, dass es noch leistungsfähiger und flexibler wird. Einen wesentlichen Baustein bildet eine direkte regelbare Stromleitung zwischen Deutschland und Belgien.

SYSTEMSICHERHEIT IM NORDWESTEN EUROPAS

Gemeinsam mit Ingenieuren des belgischen Partners ELIA begannen Martin Finkelmann und sein Team, nach einer technischen Lösung zu suchen. Ihr Ansatz war gleich in doppelter Hinsicht innovativ: ein mit Gleichstrom betriebenes Erdkabel, mit dem sich die Stromflüsse aus und nach Belgien genau regeln lassen. HGÜ-Kabel lautet die Kurzbezeichnung für diese Technologie: Erdkabel zur Höchstspannungs-Gleichstrom-Übertragung. 2020 soll es in Betrieb gehen. „Mit dem Projekt tragen wir nicht nur zur Systemsicherheit im Raum Aachen/Köln, sondern auch im Nordwesten Europas bei", sagt Finkelmann. Zugleich werde es noch eine bessere Markteinbindung Belgiens unterstützen, wenn das Land – wie geplant – bis 2025 aus der Kernenergie aussteigt. Eine Entwicklung, die auch viele Menschen in Nordrhein-Westfalen begrüßen.

Die neue Gleichstromverbindung heißt „Aachen Lüttich Electricity Grid Overlay", abgekürzt: „ALEGrO". „Innovationen wie diese tragen dazu bei, dass wir die Energiewende meistern", sagt Dr. Hans-Jürgen Brick, kaufmännischer Geschäftsführer von Amprion. „Mehr noch: Mit ihrer Hilfe können wir den Wandel des Energiesystems aktiv mitgestalten."

Dieser Wandel ist tiefgreifend: Bis 2030 sollen regenerative Energiequellen im Schnitt die Hälfte des erzeugten Stroms liefern. Neue große Windkraft- und Photovoltaikparks sowie immer mehr kleine Anlagen gehen ans Netz. Sie speisen Windenergie vor allem in Norddeutschland und Solarenergie schwerpunktmäßig in Süddeutschland ein – das allerdings stark schwankend, weil wetterabhängig. Und dann sind da noch die Erzeuger und Verbraucher in den Nachbarländern, die das Netzgeschehen in Deutschland beeinflussen – und umgekehrt. Die Komplexität aller Vorgänge im europäischen Netz steigt also. Deshalb muss es noch intelligenter, noch flexibler werden.

ÜBERTRAGUNG VON NULL AUF 1.000 MEGAWATT

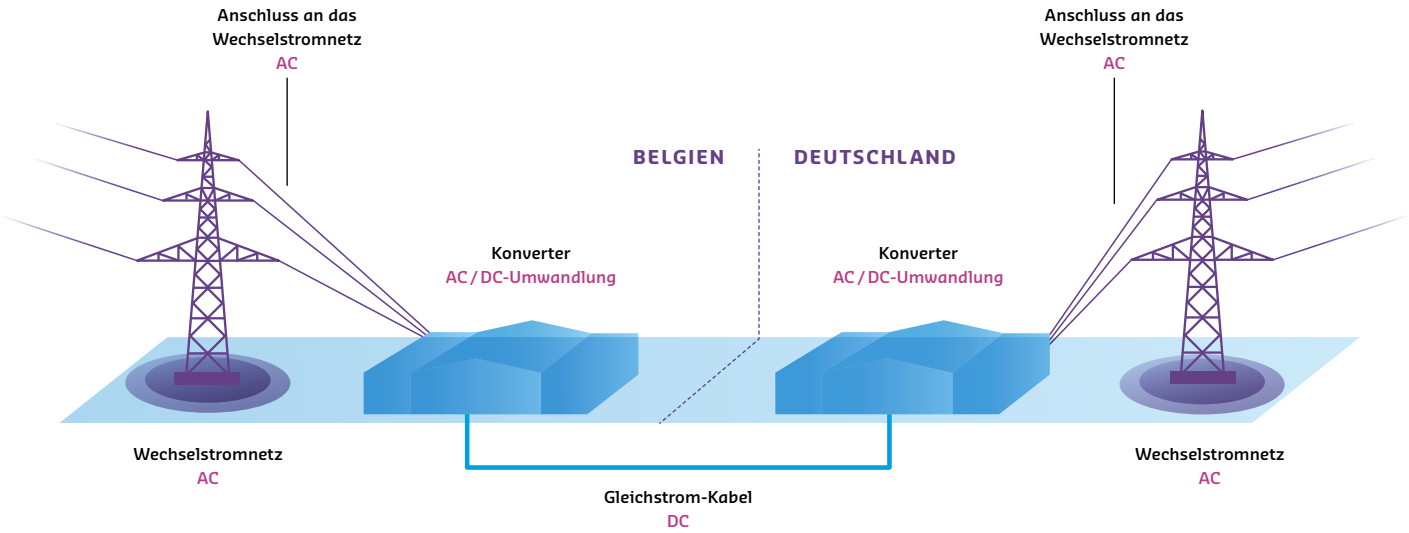
ALEGrO erfüllt diese Ansprüche. Wenn Martin Finkelmann die Funktionsweise der neuen HGÜ-Verbindung erklärt, leuchten die Augen des Elektrotechnik-Ingenieurs. „Wir ▸

PIONIERLEISTUNG FÜR SYSTEMSICHERHEIT

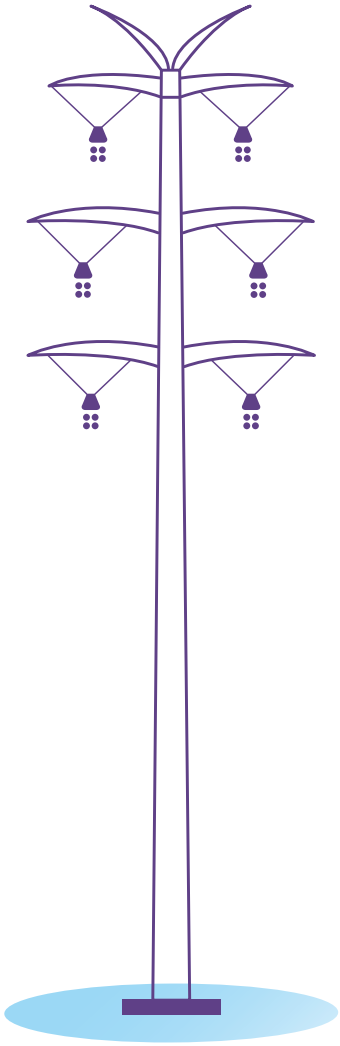
GLEICHSTROM-VERBINDUNG „ALEGRO“

Martin Finkelmann, Leiter
Langfristige Netzplanung bei Amprion.

Bei der Verbindung „Aachen Lüttich Electricity Grid Overlay“ – abgekürzt: „ALEGrO“ – kombiniert Amprion zwei innovative Technologien, um den Energiefluss aus und nach Belgien auf die Megawattstunde genau zu regeln. Sie wird 2020 in den Testbetrieb gehen. „ALEGrO ist eine der ersten vollständig regelbaren Gleichstrom-Verbindungen im engmaschigen europäischen Wechselstromnetz“, sagt Martin Finkelmann, Leiter der Langfristigen Netzplanung bei Amprion. Die 90 Kilometer lange Leitung wird als Gleichstrom-Erdkabel mit einer Übertragungsleistung von 1.000 Megawatt und einer Nennspannung von 320.000 Volt errichtet. An den Leitungsenden wandeln Konverter Wechsel- in Gleichspannung um – und umgekehrt. Insgesamt investiert Amprion über 400 Millionen Euro in das Projekt ALEGrO.



Dr. Christoph Gehlen verantwortet den Leitungsbau bei Amprion.



PILOTPROJEKT IM LEITUNGSBAU

VOLLWANDMAST IM NEUEN DESIGN

Mit einem neuen Masttyp will Amprion seinen Werkzeugkasten für den Leitungsbau erweitern. „Wir prüfen, ob der Vollwandmast im Vergleich zum Gittermast Vorteile bei dem Bau, dem Betrieb, der Wirtschaftlichkeit und in Sachen Akzeptanz bietet", sagt Dr. Christoph Gehlen, Leiter Leitungen bei Amprion. Der neue Masttyp ist etwa 60 Meter hoch und wird aus Stahlplatten hergestellt. Diese werden gerollt und zusammengeschweißt. So ergibt sich eine runde Mastform. Die Masten haben drei geschwungene Traversenebenen mit einer Ausladung von 7,5 Metern. Vollwandmasten werden ab 2017 im Rahmen eines Pilotprojektes auf einem Teilstück der neuen Wechselstromverbindung zwischen Wesel (Niederrhein) und Doetinchem errichtet.

» Innovation ist mehr als ein erfolgreiches Experiment. Sie umfasst den Prozess von der Idee bis zur gesicherten Anwendung. «

DR. BARTOSZ RUSEK,
LEITER TECHNOLOGIEMANAGEMENT BEI AMPRION

planen eine der ersten vollständig regelbaren Gleichstrom-Verbindungen im engmaschigen europäischen Übertragungsnetz“, sagt er. Um die Übertragung im ALEGrO-Kabel von null auf 1.000 Megawatt Leistung regeln zu können, werden an beiden Enden der Verbindung Konverter gebaut. Diese Hightech-Anlagen wandeln die im herkömmlichen Übertragungsnetz verwendete Wechselspannung in Gleichspannung um und umkehrt. Vorteil der Gleichspannung: „Sie ist regelbar und mit geringen Verlusten verbunden“, so Finkelmann. Deshalb sind HGÜ-Leitungen geplant, um etwa Windstrom von Norddeutschland über große Entfernungen in die süddeutschen Ballungszentren zu bringen.

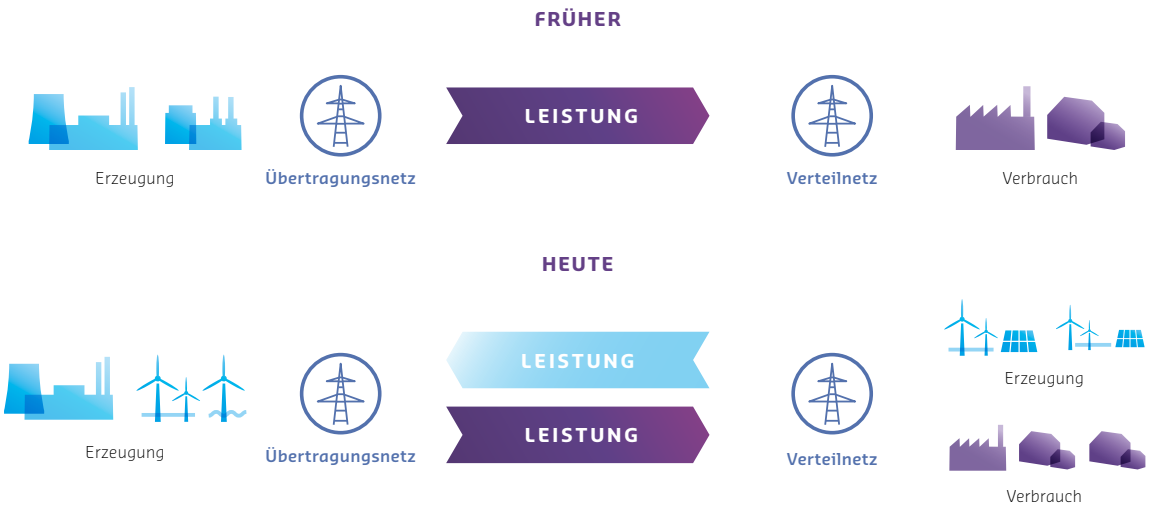
Während sich andere Verbindungen noch in der Planung befinden, wird Amprion durch ALEGrO ab 2020 bereits wertvolle Praxiserfahrungen damit sammeln, wie die HGÜ-Technik im engmaschigen europäischen Übertragungsnetz am besten eingesetzt werden kann. „Innovationen sind in einer technologiegetriebenen Branche wie der Energiewirtschaft ein wichtiger Erfolgsfaktor“, sagt Dr. Hans-Jürgen Brick, kaufmännischer Geschäftsführer von Amprion. Entsprechend hat das Unternehmen damit begonnen, Innovationsprojekte in allen Bereichen systematisch zu entwickeln und umzusetzen. ALEGrO gehört dabei zum Feld Übertragungstechnik. Weitere Projekte sind unter anderem der Systemführung, der Anlagentechnik und dem Themenfeld „Energiesystem der Zukunft“ zugeordnet (siehe Seite 22 – 23).

ARBEIT AM INNOVATIONSPORTFOLIO

„Auch die verrückteste Idee braucht Ordnung, um Wirklichkeit zu werden“, sagt Dr. Bartosz Rusek, Leiter Technologiemanagement. Der 39-jährige Ingenieur hat in Polen studiert und in Deutschland promoviert. Gemeinsam mit Kollegen aus anderen Abteilungen strukturiert er die Innovationsprojekte. Es gilt, vor allem zwei Fragen zu beantworten: Welche neuen Lösungen braucht die Energiewelt von morgen? Und wie kann Amprion künftigen Herausforderungen der Energiewende begegnen?

Rusek und seine Kollegen gehen dabei systematisch vor: Sie setzen Prioritäten, wie die vielen Ideen bearbeitet werden. Dabei ordnen sie die Projekte nach ihrem technologischen Reifegrad: „In einer ersten Phase sind es Impulse, die gesammelt und ausgewertet werden.“ Bei positiver Beurteilung steigt Amprion dann in die Forschung und Entwicklung eines Prototyps ein. „Ein funktionierender Prototyp ist aber noch keine Eintrittskarte für den Regelbetrieb“, stellt Rusek klar – und kommt dann auf das oberste Innovationsgebot bei Amprion zu sprechen: Jede neue Technologie wird mehrfach auf Herz und Nieren geprüft. „Das Übertragungsnetz ist Rückgrat der deutschen Volkswirtschaft. Deshalb muss es immer sicher und zuverlässig arbeiten“, sagt Rusek. Innovation sei deshalb mehr als ein erfolgreiches Experiment. „Sie umfasst den gesamten Prozess von der Idee bis zur gesicherten Anwendung im Netz.“ Für eine neue Technologie bedeutet dies: Bevor sie als Standard ▸

Dr. Frank Reyer, Leiter Netzführung bei Amprion.



LÖSUNG FÜR DIE ZUKUNFT

NETZWIEDERAUFBAU IN DER ENERGIEWELT VON MORGEN

Die Energiewelt ändert sich. Neue Strukturen brauchen neue Konzepte. Deshalb arbeitet Amprion gemeinsam mit Forschungspartnern an einer neuen Strategie für den „Netzwiederaufbau bei hohem Anteil erneuerbarer Erzeuger" – so der Name des Projektes. Anlass ist die wachsende Zahl von kleinteiligen Windkraft- und Photovoltaikanlagen. Sie sind sowohl an das Übertragungsnetz als auch an die Verteilnetze (siehe Grafik) angeschlossen. „Wir benötigen neue Konzepte für den Netzwiederaufbau, die diese veränderte Einspeisesituation berücksichtigen", sagt Dr. Frank Reyer, Leiter der Netzführung bei Amprion. „Dann können wir daraus Strategien ableiten, die wir nach einer Großstörung flexibel entsprechend der aktuellen Einspeisesituation aus Windkraft- und Photovoltaikanlagen einsetzen." Projektpartner ist unter anderem die Universität Kaiserslautern.

» Wir entwickeln neue Lösungen, um den Anforderungen des Netzausbaus gerecht zu werden.«

DR. CHRISTOPH GEHLEN,
LEITER LEITUNGEN BEI AMPRION

Einzug in das Netz hält, muss sie sich im Rahmen von Pilotprojekten bewähren.

REIFEPRÜFUNG UNTER REALEN BEDINGUNGEN

Wie etwa das Innovationsprojekt „Vollwandmast“, das nun in die Pilotphase kommt. Auf einer sechs Kilometer langen Trasse am Niederrhein soll der Masttyp getestet werden. Sie gehört zu einer neuen Wechselstromverbindung zwischen Deutschland und den Niederlanden. „Wir entwickeln neue Lösungen, um den Anforderungen des Netzausbaus gerecht zu werden“, sagt Dr. Christoph Gehlen. Der 48-Jährige hat Elektrotechnik studiert und ist bei Amprion für den Bau von Stromleitungen verantwortlich. Und er weiß: Kein Netzausbauprojekt gleicht dem anderen. So sind etwa Landschaft, Bodenbeschaffenheit und Dichte der Besiedelung von Region zu Region unterschiedlich. „Wir erweitern unseren Werkzeugkasten im Leitungsbau, um jedes Projekt optimal umsetzen zu können“, erklärt Gehlen. Gemeinsam mit Herstellern hat sein Team aus diesem Grund auch einen neuen Masttyp, den Vollwandmast, entwickelt. Nun geht es darum, Erfahrungen zu sammeln, was Bauabläufe und Betrieb, Wirtschaftlichkeit und Akzeptanz betrifft. Die Freileitung soll 2018 fertiggestellt sein. Dann beginnt die Reifeprüfung unter realen Bedingungen – und anschließend die Bewertung, ob der neue Masttyp auch bei anderen Netzausbauprojekten eingesetzt werden sollte.

AUF DEN ERNSTFALL VORBEREITEN

Ortswechsel nach Brauweiler, in die Systemführung von Amprion. Dort sorgen Dr. Frank Reyer und sein Team dafür, dass das Stromnetz zuverlässig funktioniert. Und sie beschäftigen sich damit, wie sich diese Stabilität in der Energiewelt von morgen aufrechterhalten lässt. Solche Fragen werden bei Amprion nicht abstrakt diskutiert. „Dafür sind unsere Mitarbeiter viel zu sehr bei der Sache“, sagt Reyer, Leiter der Netzführung. „Wenn sich ein Problem abzeichnet, beschäftigen sich unsere Mitarbeiter so lange damit, bis sie eine Lösung gefunden haben.“ Das gilt auch für jene Mitarbeiter der Systemführung, die regelmäßig mit den nationalen und internationalen Partnern trainieren, wie das gemeinsame Netz wieder aufgebaut werden kann. „So eine Situation wollen wir nie erleben“, sagt Reyer. „Doch es gehört zu unserer Verantwortung, uns auf den Ernstfall professionell vorzubereiten.“

Bisher trainierte das Team für den Netzwiederaufbau dabei nach einem festen Schema: Die Systemführer hätten konventionelle Kraftwerke mit stabiler Einspeisung ins Übertragungsnetz für den Netzwiederaufbau genutzt und Verbraucher im Verteilnetz nach und nach hinzugeschaltet. Im Zuge der Energiewende wird sich das System grundlegend ändern, sagten sich die Mitarbeiter von Frank Reyer. Je mehr Strom aus erneuerbaren Energien

erzeugt werde, desto mehr sei mit einer Vermischung von Erzeugung und Verbrauch im Verteilnetz zu rechnen. „Wir brauchen ein Konzept, das es ermöglicht, flexibel auf die aktuelle Einspeisesituation aus Windkraft- und Photovoltaikanlagen zu reagieren.“ Daran forscht Amprion heute schon – gemeinsam mit der Technischen Universität Kaiserslautern und dem Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik. Ihr Ziel: Das neue Konzept soll frühzeitig fertig sein, lange bevor das Gros der konventionellen Kraftwerke vom Netz gegangen ist.

Kooperationen mit Universitäten und Forschungseinrichtungen sind in der Technologiebranche nicht ungewöhnlich. Auch Amprion pflegt ein internationales Netzwerk, zu dem namhafte Hochschulen gehören. „Der enge Austausch mit der Wissenschaft ist für uns selbstverständlich“, sagt Geschäftsführer Hans-Jürgen Brick. „Angesichts der Herausforderungen durch den Umbau unseres Energiesystems wird er sicherlich noch intensiver werden.“ Amprion rede nicht nur über Innovationen, sondern treibe sie ernsthaft voran – mit dem Willen, Ergebnisse von Forschung und Entwicklung ins Netz zu integrieren.

AUF DEM WEG IN DIE ENERGIEWELT VON MORGEN

Amprion geht damit jenen Weg weiter, den Stephen Gray vor knapp 300 Jahren betrat. Auf diesem Weg begann um 1880 die Elektrifizierung Deutschlands. 50 Jahre später ging die erste Höchstspannungsleitung zwischen Brauweiler und dem Alpenraum ans Netz – Startsignal für das deutsche Übertragungsnetz. Noch einmal 100 Jahre später – im Jahr 2030 – soll das Energiesystem in Deutschland einen grundlegenden Umbau vollzogen haben und überwiegend regenerativ arbeiten. Amprion-Mitarbeiter werden bis dahin weiter an innovativen Lösungen für eine sichere und zuverlässige Stromversorgung arbeiten. Mit Wissensdrang und klugen Ideen. So wie Stephen Gray.

» Wenn sich ein Problem abzeichnet, beschäftigen sich unsere Mitarbeiter so lange damit, bis sie eine Lösung gefunden haben.«

DR. FRANK REYER,
LEITER NETZFÜHRUNG BEI AMPRION

ERFOLGSFAKTOR INNOVATION

Amprion will seine Innovationskraft in allen Unternehmensbereichen kontinuierlich stärken.

DR. HANS-JÜRGEN BRICK
ist kaufmännischer Geschäftsführer von Amprion.
Er verantwortet unter anderem die Bereiche Finanzen,
Netzwirtschaft und Kommunikation.

WELCHE BEDEUTUNG HAT INNOVATION FÜR AMPRION?

Sie ist von großer strategischer Bedeutung. Aus unserer Verantwortung als Übertragungsnetzbetreiber heraus wollen wir den Wandel des Energiesystems aktiv mitgestalten. Dafür müssen wir neue Konzepte, Verfahren und Technologien entwickeln und umsetzen. Das bringt uns auch unternehmerisch weiter. Denn Innovationen sind in einer technologiegetriebenen Branche wie der Energiewirtschaft ein wichtiger Erfolgsfaktor.

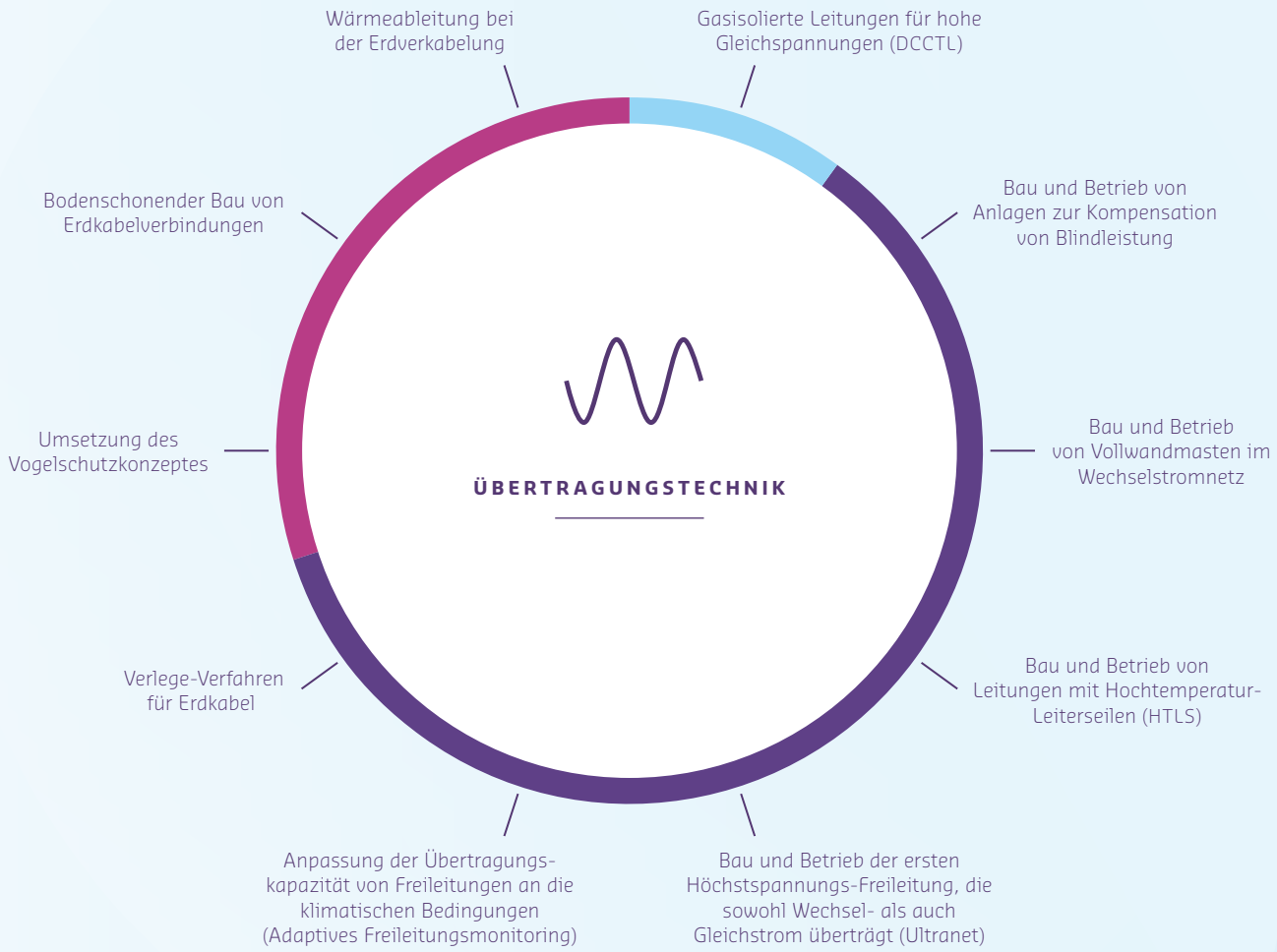
GEHT INNOVATION ÜBER DEN TECHNISCHEN FORTSCHRITT HINAUS?

Eindeutig ja. Wir verstehen uns auch als Impulsgeber zum Beispiel in der Netzwirtschaft: Wie funktioniert der Strommarkt der Zukunft? Wie werden die Kosten der Energiewende sinnvoll umgelegt? In der Projektkommunikation setzen wir neue Veranstaltungsformate ein, um den Dialog mit Anwohnern und anderen gesellschaftlichen Gruppen auszubauen. Wir brauchen auch solche Innovationen, um den Wandel der Energiesysteme aktiv mitzugestalten. Im Rahmen der Strategie 2020 haben wir uns deshalb vorgenommen, die Innovationskraft in allen Unternehmensbereichen zu stärken.

WIE FÖRDERT MAN DIE INNOVATIONSKULTUR IM UNTERNEHMEN?

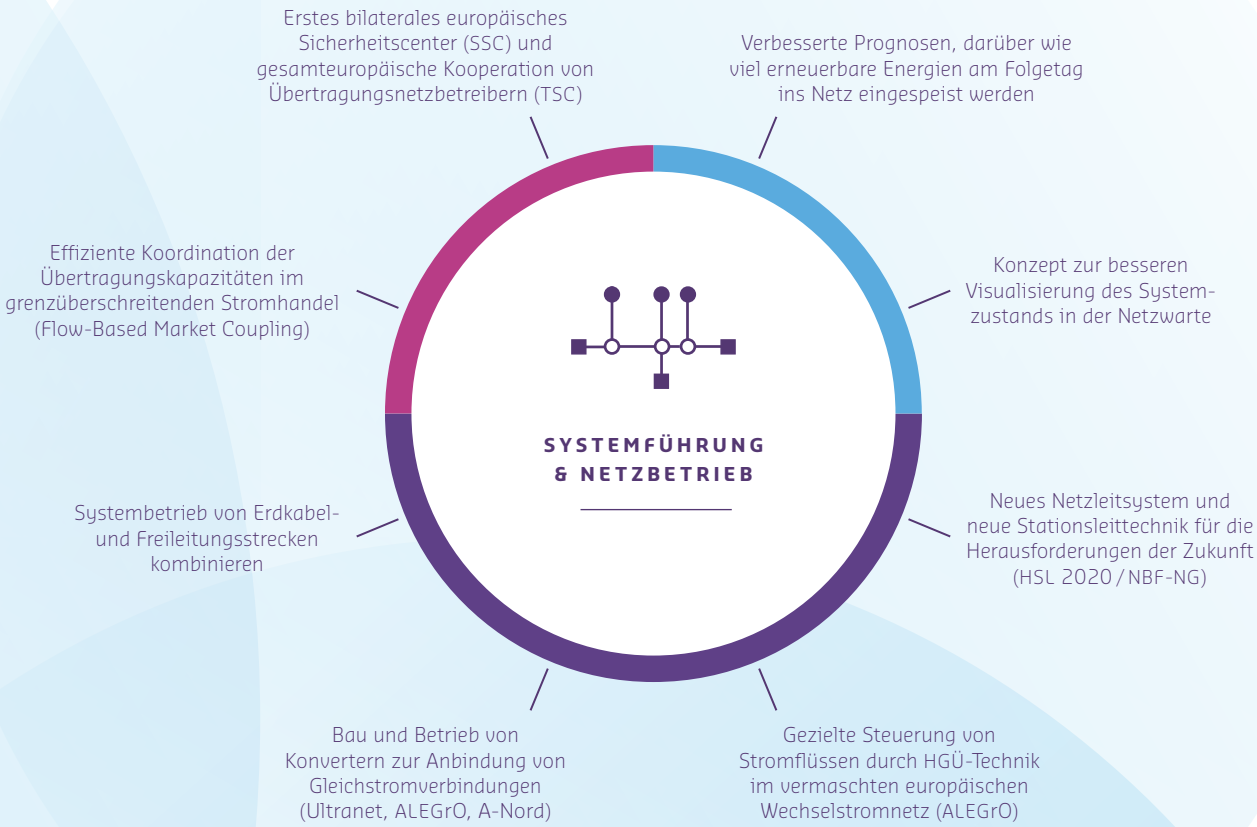
Zunächst einmal haben wir uns die Innovationsprojekte bei Amprion angeschaut: In welchen Feldern arbeiten wir gemeinsam mit Partnern? Welchen Reifegrad haben die Projekte? Das wird in einem unternehmensweiten Portfolio münden, mit dem wir die Innovationstätigkeit langfristig ausrichten wollen. Grundsätzlich basiert die Innovationskraft eines Unternehmens auf den Menschen, die dort arbeiten. Amprion beschäftigt sehr viele, sehr gute Leute, die Experten in ihren Themengebieten sind. Und die sich – so erlebe ich es immer wieder – in hohem Maße mit dem Unternehmen und seinen Zielen identifizieren. Darauf können und werden wir aufbauen.

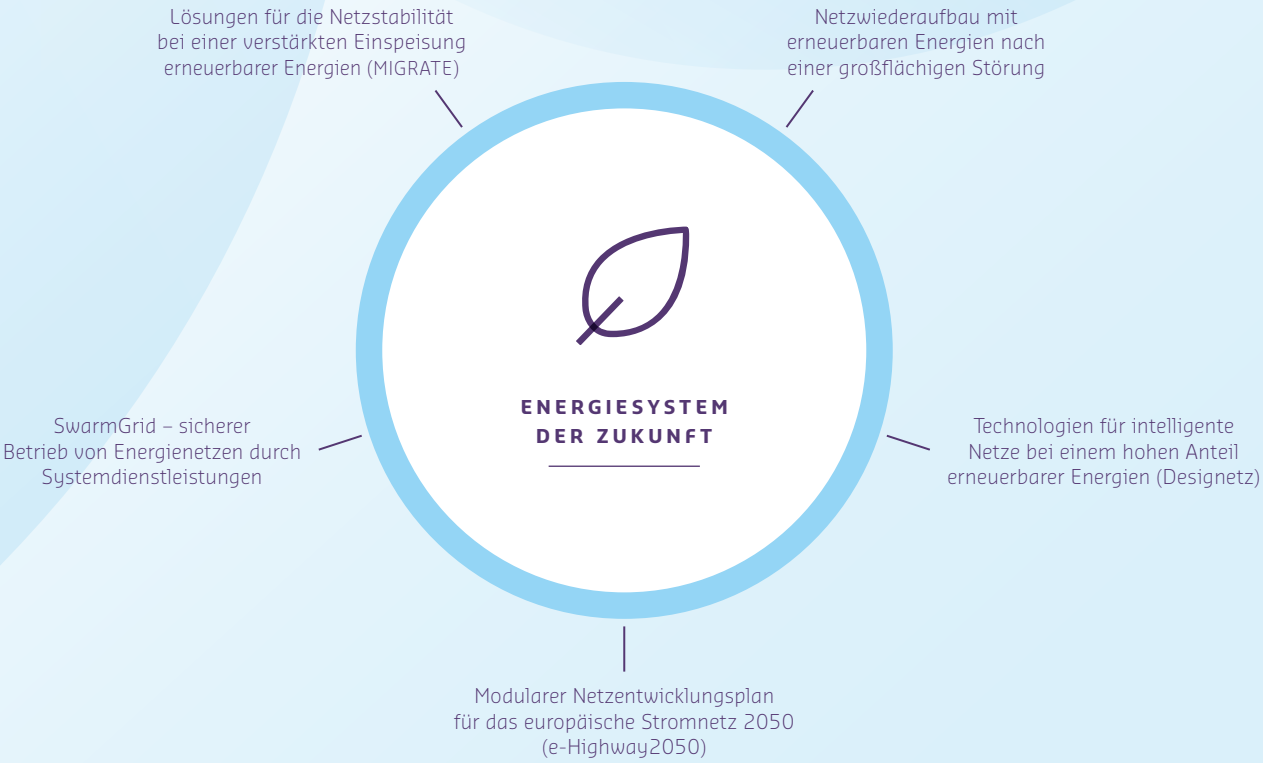
KOSMOS DER INNOVATIONEN



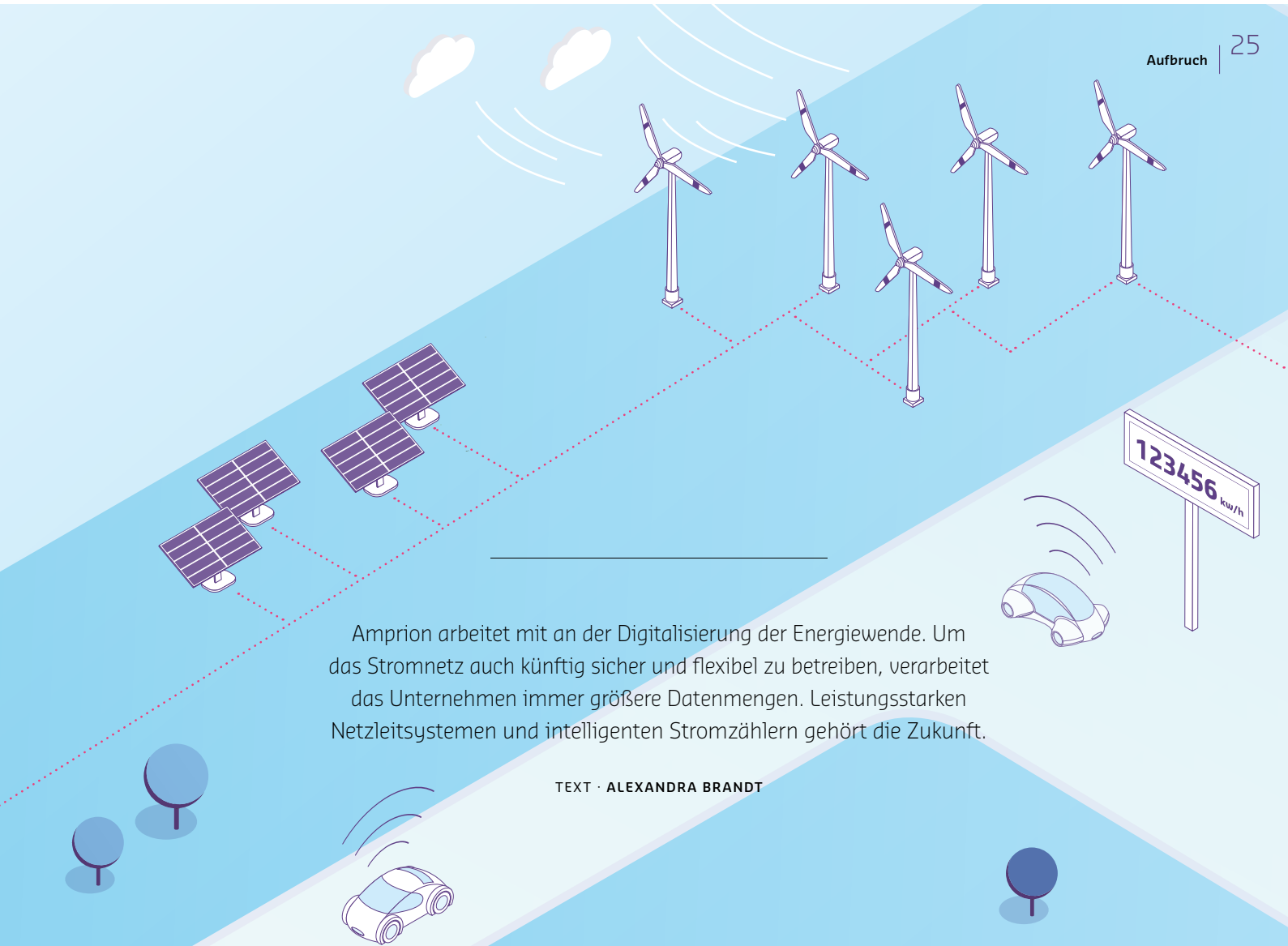
TECHNOLOGISCHER REIFEGRAD

Amprion arbeitet mit Universitäten, Forschungseinrichtungen und Unternehmen an nachhaltigen Lösungen für das Übertragungsnetz. Die Projekte werden nach ihrem technologischen Reifegrad unterschieden. Grundlagenarbeit ist bei der Gestaltung des Energiesystems der Zukunft zu leisten. So erforscht Amprion etwa im Rahmen des Projektes MIGRATE mit 24 internationalen Partnern, wie sich eine hohe Stabilität und Qualität des europäischen Netzes mit der steigenden Einspeisung aus erneuerbaren Energien in Einklang bringen lässt. Andere Innovationen in der Übertragungstechnik sind bereits so weit fortgeschritten, dass sie derzeit in Pilotprojekten erprobt werden. Dazu gehört etwa ein Tunnelbauverfahren für Erdkabel. Bereits für den Standardbetrieb freigegeben sind Verfahren zur Kompensation von Blindleistung. Mit solchen Technologien gestaltet Amprion den Aufbruch in die Energiewelt von morgen.


Erstes bilaterales europäisches Sicherheitscenter (SSC) und gesamteuropäische Kooperation von Übertragungsnetzbetreibern (TSC)
Verbesserte Prognosen, darüber wie viel erneuerbare Energien am Folgetag ins Netz eingespeist werden
Effiziente Koordination der Übertragungskapazitäten im grenzüberschreitenden Stromhandel (Flow-Based Market Coupling)
Konzept zur besseren Visualisierung des Systemzustands in der Netzwarte
SYSTEMFÜHRUNG & NETZBETRIEB
Systembetrieb von Erdkabel- und Freileitungsstrecken kombinieren
Neues Netzleitsystem und neue Stationsleittechnik für die Herausforderungen der Zukunft (HSL 2020 / NBF-NG)
Bau und Betrieb von Konvertern zur Anbindung von Gleichstromverbindungen (Ultranet, ALEGrO, A-Nord)
Gezielte Steuerung von Stromflüssen durch HGÜ-Technik im vermaschten europäischen Wechselstromnetz (ALEGrO)


Lösungen für die Netzstabilität bei einer verstärkten Einspeisung erneuerbarer Energien (MIGRATE)
Netzwiederaufbau mit erneuerbaren Energien nach einer großflächigen Störung
ENERGIESYSTEM DER ZUKUNFT
SwarmGrid – sicherer Betrieb von Energienetzen durch Systemdienstleistungen
Technologien für intelligente Netze bei einem hohen Anteil erneuerbarer Energien (Designetz)
Modularer Netzentwicklungsplan für das europäische Stromnetz 2050 (e-Highway2050)

DIE DIGITALISIERUNG VERÄNDERT DAS NETZ



Amprion arbeitet mit an der Digitalisierung der Energiewende. Um das Stromnetz auch künftig sicher und flexibel zu betreiben, verarbeitet das Unternehmen immer größere Datenmengen. Leistungsstarken Netzleitsystemen und intelligenten Stromzählern gehört die Zukunft.

TEXT · **ALEXANDRA BRANDT**

Von großen Windparks in der Nord- und Ostsee über viele kleine Photovoltaikanlagen auf Hausdächern in Süddeutschland bis hin zur Elektromobilität – unser Energiesystem wandelt sich rapide. Ein Wandel, der alle Akteure vor große Herausforderungen stellt. So auch Joachim Vanzetta und seine Kollegen in der Systemführung bei Amprion. Wenn er heute aus dem Fenster seines Büros in Brauweiler vor den Toren von Köln schaut, sieht er zwar erst wenige Elektroautos auf dem Parkplatz. Aber das wird sich ändern. Davon ist Joachim Vanzetta überzeugt. Doch wann „tanken“ sie ihre Akkus auf? „Am besten, wenn der Strom besonders günstig ist“, sagt der Leiter der Systemführung von Amprion. Das sei der Fall, wenn Windkraft- oder Photovoltaikanlagen besonders viel Energie ins Stromnetz einspeisen. „Damit das alles funktioniert, braucht es aber vor allem eins: Kommunikation“, sagt der Ingenieur. „Digitale Kommunikation zwischen Erzeugern, Netzbetreibern, Stromanbietern und Netznutzern, wie beispielsweise den Autofahrern.“ Und das möglichst in Echtzeit.

Joachim Vanzetta könnte viele solcher Beispiele nennen. Beispiele aus einer Energiewelt von morgen, die ohne Kommunikation und Digitalisierung nicht auskommt, weil jeder mit jedem vernetzt ist – und in der gigantische Datenströme fließen. Netzbetreiber wie Amprion müssen diese Daten verarbeiten, wenn sie ihre zentrale Aufgabe erfüllen wollen: für den stets sicheren und zuverlässigen Betrieb des Stromnetzes zu sorgen. Denn die Stabilität des Netzes hängt unter anderem daran, dass Erzeugung auf der einen und Verbrauch auf der anderen Seite immer im Gleichgewicht sind. Um dieses Gleichgewicht zu erhalten, muss Amprion alle relevanten Daten erhalten, sie verarbeiten und mit ihrer Hilfe für eine ausgeglichene Bilanz zwischen Stromerzeugung und -verbrauch sorgen. Gleichzeitig müssen unsere Ingenieure darauf achten, dass keine Leitungen überlastet sind und ausfallen. Digitale Daten sind dafür unverzichtbar. „Deshalb ist die Digitalisierung für uns ein wichtiges Innovationsfeld, das mit unserem Kerngeschäft eng verwoben ist“, sagt Joachim Vanzetta.

DAS ENERGIESYSTEM WIRD KLEINTEILIGER

Ein paar Schritte von seinem Büro entfernt, in der Amprion-Systemführung, entsteht derzeit ein neues Netzleitsystem. Sein Auftrag: alle Daten erfassen und verarbeiten, die für

den sicheren Netzbetrieb wichtig sind. Auch wenn die Zukunft mit digital kommunizierenden Elektroautos noch nicht begonnen hat, müssen die Rechner Schwerstarbeit leisten: Das neue Leitsystem soll unter anderem Daten über die Auslastung und den Betriebszustand von Freileitungen, Erdkabeln und Umspannanlagen, Wetterdaten, Fahrpläne von Kraftwerken und Informationen der europäischen Strombörsen verarbeiten. Es wird diese Informationen annähernd in Echtzeit zusammenführen, auswerten und den Schaltingenieuren frühzeitig melden, wo mögliche Engpässe im Netz entstehen könnten. „Unsere Erzeugung wird mit dem weiteren Ausbau von Windkraft- und Photovoltaikanlagen immer kleinteiliger, das Management der Stromflüsse immer komplexer und anspruchsvoller“, sagt Joachim Vanzetta. „Um diese Herausforderungen auch zukünftig meistern zu können, entwickeln wir neue IT-Konzepte. Es kommen auch Algorithmen aus dem Bereich der künstlichen Intelligenz zum Einsatz, um die notwendigen Prognosen, zum Beispiel für die Stromerzeugung aus Photovoltaikanlagen in Deutschland, noch besser zu machen.“

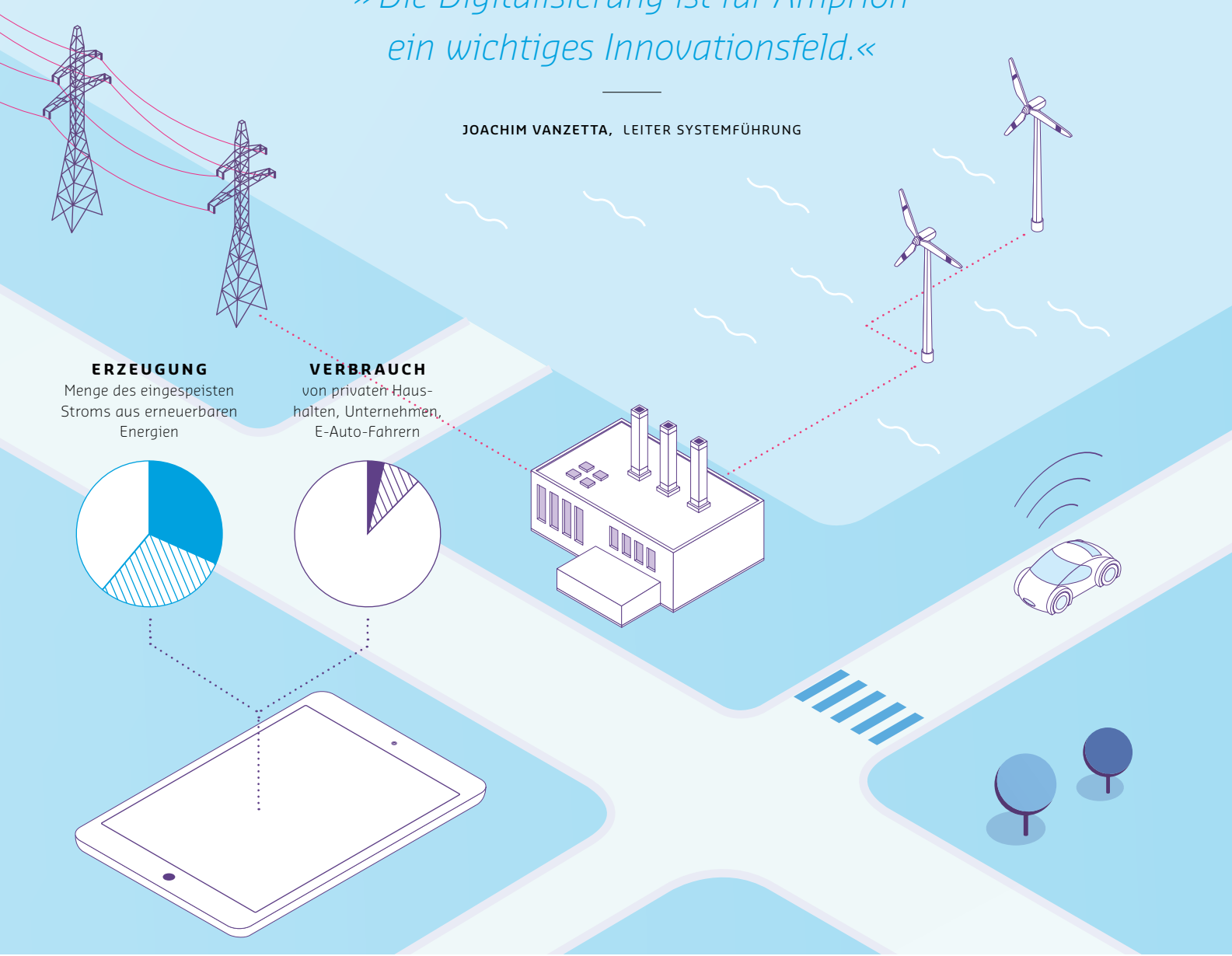
INTELLIGENTE STROMZÄHLER FÜR VERBRAUCHER UND ERZEUGER

Parallel zum Bau des neuen Netzleitsystems arbeiten Kollegen in der Amprion-Zentrale in Dortmund daran, die neuen Datenflüsse zu managen. „In der Zukunft dreht sich vieles um eine genauere Ermittlung und Prognose von Verbräuchen und Einspeisungen“, sagt Henner Schmidt, Leiter Bilanzkreismanagement von Amprion. Eine wichtige Komponente wird der digitale Stromzähler „Smart Meter“ sein. Während die herkömmlichen Zähler lediglich die Summe des Stromverbrauches über einen langen Zeitraum geliefert haben, erfassen ihn die Smart Meter mindestens im Viertelstundentakt. Dadurch erhalten die Kunden einen genaueren Einblick in ihren individuellen Verbrauch. Auch Amprion wird zukünftig Smart-Meter-Daten aus seinem gesamten Netzgebiet aufnehmen und verarbeiten. Rund eine halbe Million Kleinerzeugungsanlagen sowie etwa 1,5 Millionen Stromkunden werden mit den neuen Zählern ausgestattet. Das wirft neue Rechts-, Sicherheits- und Datenschutzfragen auf. Das Gesetz zur Digitalisierung der

Energiewende schreibt einen besonders umsichtigen Umgang mit den Daten vor: Sie müssen verschlüsselt über besonders gesicherte Kanäle verschickt werden. Bis 2020 haben alle Marktteilnehmer Zeit, um sich auf die neue Technik einzustellen. Bei Amprion startet die erste Phase bereits im Oktober 2017. Diese Zeit nutzt das Unternehmen auch, um das Zusammenspiel von Daten- und Stromflüssen besser zu erforschen. Gemeinsam mit Wissenschaftlern der RWTH Aachen untersuchen Mitarbeiter im Projekt „SwarmGrid“, welche Chancen darin liegen, viele kleinere Erzeugungsanlagen von erneuerbaren Energien in „Schwärmen“ zu steuern. Frei nach dem Motto: „Gemeinsam sind wir stärker.“ Fest steht: Die Zahl der kleinteiligen Windkraft- und Photovoltaikanlagen wird weiter zunehmen. Das Problem: Sie speisen Energie – anders als konventionelle Großkraftwerke, die nach und nach vom Netz gehen – nicht ins Übertragungsnetz ein, sondern in die Verteilnetze von Stadtwerken und regionalen Netzbetreibern. Um die Stromflüsse in den Übertragungsnetzen auch weiterhin präzise steuern zu können, müssen deren Betreiber nicht nur wissen, was deutschland- und europaweit auf der Höchstspannungsebene passiert, sondern auch, wie es in den Verteilnetzen aussieht. Gleiches gilt auch umgekehrt. Die Verteilnetzbetreiber brauchen mehr Informationen über die Höchstspannungsnetze. Das bedeutet: Wieder müssen Daten ausgetauscht werden – wieder sind leistungsstarke Rechner und kluge Köpfe gefragt. Und wieder kommt Amprion der Energiewelt von morgen einen Schritt näher.

» Die Digitalisierung ist für Amprion ein wichtiges Innovationsfeld.«

JOACHIM VANZETTA, LEITER SYSTEMFÜHRUNG



Verantwortung

Amprion trägt Verantwortung für ein sicheres, zukunftsfähiges Übertragungsnetz. Deshalb investieren wir jährlich mehr als 500 Millionen Euro in den Netzausbau. Das eröffnet Chancen für den Mittelstand und gibt RÜCKENWIND FÜR DIE REGION *[S. 30]*. Wir betreiben das Netz und bauen es so aus, dass Natur und Umwelt möglichst wenig beeinträchtigt werden. Deswegen bieten wir auch NACHWUCHSFÖRDERUNG FÜR KLEINE VIELFLIEGER *[S. 36]*.

Partner auf der Baustelle: Heckmann-Polier Ferdinand Langenkämper (links) und Amprion-Bauleiter Olaf Tietz arbeiten in Essen-Eiberg seit Oktober 2014 zusammen.

RÜCKENWIND FÜR DIE REGION

Mehr als 500 Millionen Euro investiert Amprion jährlich in den Netzausbau. Das stärkt das Stromnetz. Zusätzlich sichern die Investitionen Arbeitsplätze und regionale Wertschöpfung.

FOTOS · **MATTHIAS HASLAUER · MARCUS PIETREK** TEXT · **VOLKER GÖTTSCHE**

Planungstreffen im Container: Die Umspannanlage Essen-Eiberg wird modernisiert und erweitert. Ferdinand Langenkämper und Olaf Tietz besprechen den weiteren Fortgang der Arbeiten.

Ferdinand Langenkämper stapft durch den Schlamm der Baustelle. Der lehmige Boden staut das Regenwasser zwischen den Betonfundamenten, auf denen die neuen Schalt- und Messgeräte der Umspannanlage Essen-Eiberg ruhen. Es nieselt seit Stunden. Wassertropfen perlen vom Helm des 51-jährigen Poliers. Doch die Nässe macht ihm nichts aus. „Nach 35 Baustellen-Jahren bin ich daran gewöhnt“, sagt er. „Das gehört dazu.“

In Essen-Eiberg ist er seit Oktober 2014 tätig. Amprion modernisiert und erweitert die Umspannanlage, macht sie leistungsfähiger und bereit für die künftigen Aufgaben der Energieübertragung. Ferdinand Langenkämper organisiert als Polier die Bauarbeiten, setzt Facharbeiter, Baumaschinenführer und Handwerker ein. Er erledigt das auf westfälische Art – geradeheraus, mit trockenem Humor. Das verbindet ihn mit seinem Chef: Werner Schmidt ist Geschäftsführer der Firma Heckmann im 80 Kilometer entfernten Hamm. „Unser Wort gilt“, lautet der Leitspruch des 58-jährigen Bauunternehmers. „Wir sind Mittelstand“, sagt er stolz. Rund 430 Menschen beschäftigt die Unternehmerfamilie. Sie erwirtschaften 85 Millionen Euro Jahresumsatz. „Wir sind das größte Bauunternehmen in Hamm, die Auftragslage ist derzeit recht gut“, so Schmidt. „Amprion ist einer unserer langjährigen Kunden.“

DEN MITTELSTAND BEI AUSSCHREIBUNGEN BETEILIGEN

Mehr als 500 Millionen Euro investiert Amprion jährlich in den Netzausbau – unter anderem in den Bau von Stationen und Leitungen. Jeder vierte Euro fließt in den Hoch- und Tiefbau, der Rest vor allem in die Lieferung von Komponenten wie Transformatoren, von Stahlbauteilen und der Steuerungstechnik sowie in deren Montage. Die Volkswirtschaft profitiert doppelt: Das Stromnetz bleibt weiter stabil – und Firmen bekommen Aufträge. An den Ausschreibungen beteiligt Amprion auch leistungsstarke regionale Unternehmen. Das hat vielfältige Vorteile. „So können wir unsere Projekte termingerecht umsetzen“, sagt Geschäftsführer Dr. Hans-Jürgen Brick. „Zugleich sehen wir, dass so die Beschäftigung in der Region gesichert wird.“ Ein weiterer

» Wir sind das größte Bauunternehmen in Hamm, die Auftragslage ist derzeit recht gut. Amprion ist einer unserer langjährigen Kunden.«

WERNER SCHMIDT, GESCHÄFTSFÜHRER
UNTERNEHMERFAMILIE HECKMANN

Aspekt für den Übertragungsnetzbetreiber: Mittelständische Unternehmen aus der Region können oft flexibler auf die Anforderungen eingehen – ein wichtiger Faktor, um den Netzausbau zügig voranzutreiben.

„Im Schnitt laufen im Anlagenbau 50 Baustellen parallel“, so die Bilanz von Dirk Bannach, Leiter Anlagen bei Amprion. Im Leitungsbau liegt die Zahl etwas darüber. Für jedes Projekt sucht und beauftragt Amprion Baudienstleister. Dabei ist es dem Übertragungsnetzbetreiber wichtig, dass die Leistungen am Markt ausgeschrieben werden – oft nicht als „schlüsselfertiges“ Gesamtprojekt, sondern in einzelnen Gewerken. „So können wir die Projekte wirtschaftlich realisieren. Die technische Expertise haben wir im Haus. Etwa, wenn es darum geht, die technologischen Anforderungen festzulegen oder die Qualitätskontrolle durchzuführen.“

50

Baustellen laufen bei Amprion allein im Bereich Schalt- und Umspannanlagen parallel.

An den Ausschreibungen beteiligen sich auch mittelständische Baufirmen, für die schlüsselfertige Projekte eine Nummer zu groß wären. „Die Zusammenarbeit mit Partnern aus der Region hat sich für uns vielfach bewährt“, so Olaf Tietz, Amprion-Bauleiter in der Umspannanlage Essen-Eiberg. Etwa wenn unerwartete Probleme vor Ort auftreten. „Schnelle Reaktionszeiten sind für uns dann entscheidend. Und das können Firmen aus der Region oft besonders gut.“ Firmen wie Heckmann aus Hamm. Jeder elfte Mitarbeiter, schätzt Geschäftsführer Werner Schmidt, sei auf einer Amprion-Baustelle tätig.

NETZAUSBAU MIT UNTERSTÜTZUNG DES MITTELSTANDES

Seine Mitarbeiter führen dort allerdings nicht alle Bauarbeiten selbst aus. Wenn es etwa darum geht, das Dach für ein neues Betriebsgebäude zu decken, beauftragt die Firma Handwerker aus der Umgebung. „An so einem Projekt wie in Essen-Eiberg sind über die Jahre bestimmt 60 bis 80 Handwerker beteiligt“, schätzt Werner Schmidt.

»Amprion ist im Höchstspannungsgeschäft unser wichtigster Kunde.«

SVEN BEHREND, GESCHÄFTSFÜHRER SAG GROUP

Die Amprion-Investitionen in den Netzausbau stützen damit nicht nur mittelständische Bauunternehmen, sondern auch das Handwerk vor Ort. Darüber hinaus bezieht Heckmann die Baustoffe für Essen-Eiberg bei regionalen Lieferanten. Fertigbetonteile kommen etwa aus dem Münsterland. Auch das trägt dort zur regionalen Wertschöpfung bei.

Nicht nur bei der Modernisierung von Umspannanlagen, sondern auch beim Bau von Stromleitungen hat sich das Zusammenspiel von verantwortlichen Baufirmen, Nachunternehmen und Zulieferern etabliert. Dort arbeitet Amprion unter anderem mit der SAG Group zusammen. „Wir stellen uns mit unserem qualifizierten Personal den Anforderungen des Netzausbaus“, sagt Geschäftsführer Sven Behrend. Das Unternehmen mit Sitz in Langen bei Frankfurt gehört zu den führenden Dienstleistern für Energieinfrastruktur in Deutschland. Bundesweit arbeiten 6.000 Mitarbeiter an mehr als 100 Standorten und erwirtschaften einen Jahresumsatz von mehr als einer Milliarde Euro. „Amprion ist im Höchstspannungsgeschäft unser wichtigster Kunde“, sagt der 51-jährige Ingenieur.

90

Unternehmen hat Amprion parallel mit Leistungen im Hoch- und Tiefbau beauftragt.

In diesem SAG-Geschäftsbereich sind 800 Menschen beschäftigt, davon etwa 300 im Netzgebiet von Amprion.

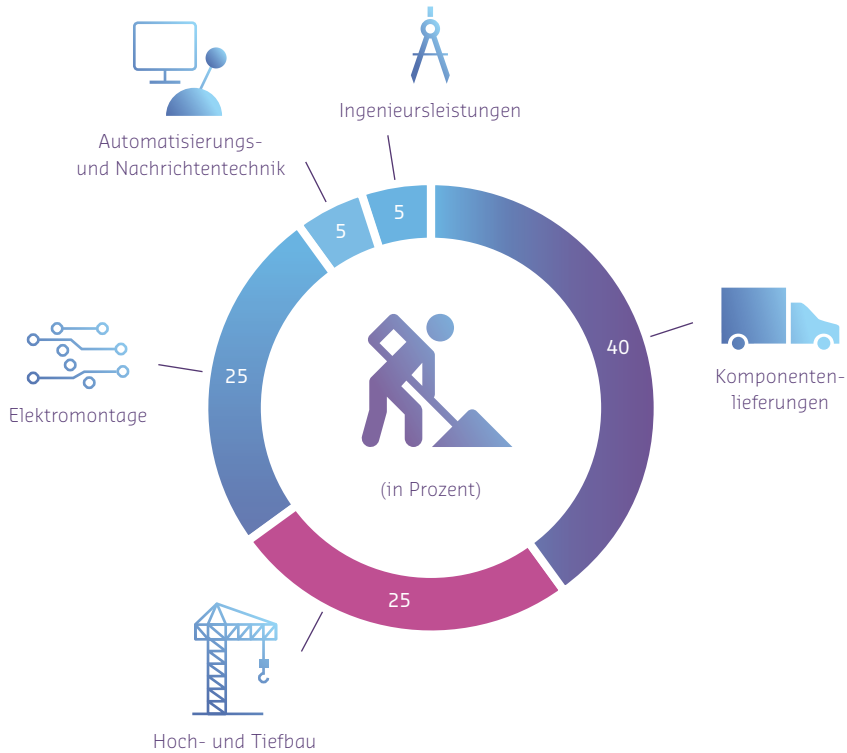
INVESTITIONEN ERMÖGLICHEN LANGFRISTPLANUNG

Für Unternehmen wie SAG und Heckmann sind die Investitionen in den Netzausbau mehr als nur eine wichtige Größe in den Auftragsbüchern. Durch die langjährige Zusammenarbeit haben sich viele Firmen spezialisiert und Know-how aufgebaut. Qualität und Effizienz der Leistungen sind kontinuierlich gestiegen. „Wir haben uns so auch als Unternehmen weiterentwickelt“, sagt der SAG-Geschäftsführer. „Heute sind wir Partner der Übertragungsnetzbetreiber.“

Ebenso wichtig ist für Amprion-Dienstleister das Wissen, dass der Übertragungsnetzbetreiber in den kommenden zehn Jahren mehr als fünf Milliarden Euro in den Ausbau seiner Energieinfrastruktur investieren wird. „Es gibt nicht viele Kunden, mit denen wir so langfristig planen können“, sagt Heckmann-Geschäftsführer Werner Schmidt.

WERTSCHÖPFUNG IN DER REGION

Ein Viertel der Investitionen in den Anlagen- und Leitungsbau kommt Bauunternehmen zugute.



AMPRION SICHERT ARBEITSPLÄTZE

Wie sich Investitionen auswirken

	BAUSTELLEN	BEAUFTRAGTE UNTERNEHMEN*	BESCHÄFTIGTE AUF DEN BAUSTELLEN
Bau von Schalt- und Umspannanlagen	50	50	750
Leitungsbau	60	40	700

* Ohne Nachunternehmen / Handwerker

Für Amprion unterwegs in Sachen Vogelschutz: Elmar Pieper sichtet den „Flugbetrieb" in der Hellwegbörde.

NACHWUCHSFÖRDERUNG FÜR KLEINE VIELFLIEGER

Greifvögel wie Baum- und Wanderfalke nisten gerne in verlassenen Krähennestern auf Strommasten. Amprion stellt sich darauf ein, sichert die alten Horste und befestigt Nisthilfen in luftigen Höhen – nur eine Aktion des breit angelegten Vogelschutz-Programmes.

FOTOS · **MARCUS PIETREK** · **DOMINIK PIETSCH** · **ALFRED LIMBRUNNER** TEXT · **ALEXANDRA BRANDT**

Auf geht's! Auf dem Amprion-Mast Nummer 133 wird eine Nisthilfe befestigt.

Ein kalter, trockener Dezembertag im Vogelschutzgebiet Hellwegbörde bei Hamm. Die offene, von Wiesen und Feldern geprägte Landschaft ist Heimat seltener Vogelarten wie Wachtelkönig, Kiebitz und Wiesenweihe. Auch Feldlerche, Baumfalke und Mäusebussard leben dort. Am Schutzgebiet entlang führt die Amprion-Stromleitung von Dortmund-Kruckel nach Hamm-Uentrop. An Mast 133 ist bei den Vorbereitungen für anstehende Bauarbeiten ein altes Krähennest aufgefallen. Vor Ort trifft sich heute Claudia Jaehrling, Expertin für Vogelschutz bei Amprion, mit zwei Kollegen. Aus dem Kofferraum holen sie einen dunkelbraunen Rattankorb mit rund einem Meter Durchmesser. „Darin sollen Baumfalken im kommenden Frühjahr ihren Nachwuchs aufziehen", so Jaehrling.

Die Nisthilfe wollen die Freileitungsmonteure Sebastian Skoruppa und Tino Herrmann auf der zweiten „Traverse" des Masts in 34 Metern Höhe montieren. So nennen Fachleute die Ausleger von Strommasten, an denen die Leitungen aufgehängt sind. „Vogelschutz ist Amprion sehr wichtig", sagt Claudia Jaehrling. Der Übertragungsnetzbetreiber hat in den vergangenen Jahren ein umfassendes Vogelschutz-Programm für das gesamte Höchstspannungsnetz aufgesetzt. Dazu gehört es auch, Leitungsabschnitte mit Nistkörben auf die kommende Brutsaison vorzubereiten.

STROMMASTEN SIND IDEALE BRUTPLÄTZE

Der Job in luftiger Höhe ist Alltag für die Freileitungsmonteure. Routiniert erklimmen Sebastian Skoruppa und Tino Herrmann den Mast und befestigen den Weidenkorb am Mastgestänge. Für Greifvögel sind Strommasten beliebte Brutplätze: „Sie bieten den Tieren sehr gute Sicht in die Landschaft", erklärt der Landschaftsplaner und Diplom-Ökologe Elmar Pieper, der die Vogelschutzmaßnahme als externer Gutachter begleitet. Die Nisthilfe an Mast 133 ist vor allem auf Baumfalken ausgerichtet, aber auch Wanderfalken können darin brüten. Im besten Fall werde sie jahrelang genutzt, sagt Pieper. Viele Arten seien standorttreu und brüteten bevorzugt an angestammten Plätzen.

Der Weidenkorb in luftiger Höhe ist ein idealer Brutplatz für Greifvögel.

» Vogelschutz ist Amprion sehr wichtig.«

CLAUDIA JAEHRLING, EXPERTIN FÜR UMWELTSCHUTZ BEI AMPRION

Meistens werden Nisthilfen dort montiert, wo die Greifvögel bereits ein altes Nest zur Brut genutzt haben. „Sind die Horste bei anstehenden Bauarbeiten an der Leitung im Weg, müssen wir eingreifen. Dann setzen wir den Horst in einen Nistkorb um, den wir auf gleicher Höhe, aber an einer geeigneteren Stelle am Mast befestigen. Wir hoffen, dass die Falken ihn auch dort annehmen, wenn sie im Frühjahr zurückkehren“, sagt Claudia Jaehrling. Bauarbeiten an Masten, auf denen geschützte Tiere bereits brüten, verlegen ihre Kollegen in der Regel auf einen späteren Zeitpunkt. Ist das nicht möglich, müssen die betroffenen Jungtiere in die Obhut erfahrener Vogelpfleger gebracht werden. 2016 hat Amprion im Zuge einer Baumaßnahme junge Baumfalken an eine Vogelauffangstation übergeben. Die Tiere wurden dort erfolgreich aufgezogen und im September in die Freiheit entlassen.

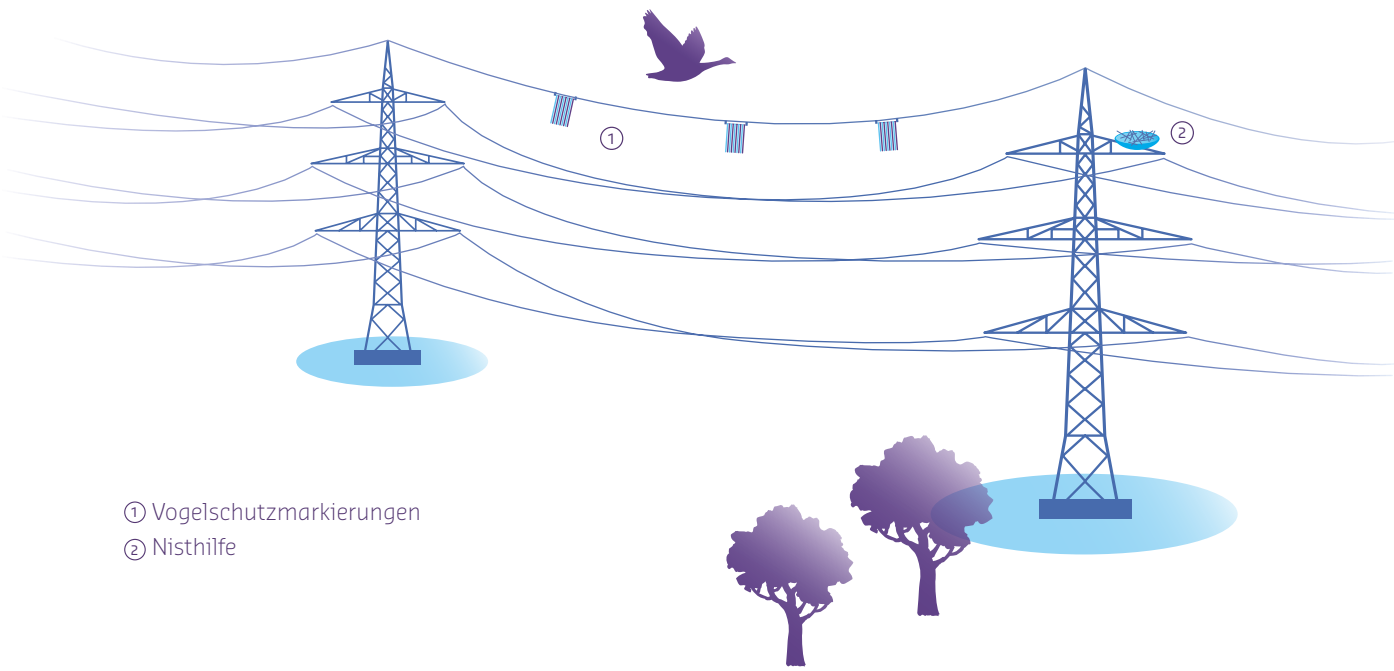
MARKIERUNGEN VERBESSERN SICHTBARKEIT

Alte Nester zu sichern und Leitungsabschnitte mit Nisthilfen auszustatten, ist nur eine Facette des umfangreichen Vogelschutz-Programmes von Amprion. Die besondere Aufmerksamkeit des Übertragungsnetzbetreibers gilt den Vogelarten, die anders als der wendige Baumfalke nur schwer in der Lage sind, horizontal verlaufende Hindernisse wie einzelne Leiterseile zu erkennen – und diesen auszuweichen. „Bei den dünnen Erdseilen, die ganz oben auf dem Mast verlaufen, besteht die Gefahr, dass nicht so flinke Vögel mit den Seilen kollidieren“, erklärt Claudia Jaehrling. Um besser einschätzen zu können, wie hoch das Risiko dafür auf verschiedenen Leitungsabschnitten ist, hat Amprion bereits vor mehr als 20 Jahren sein Netzgebiet systematisch von Ornithologen untersuchen lassen und überprüft es seitdem regelmäßig. „Beliebte Routen des Vogelzuges sowie Niederungen, Küstenbereiche oder Gewässer haben wir besonders im Blick“, so Jaehrling. An den rund 410 Leitungskilometern, die Experten als relevant für den Vogelschutz identifiziert haben, hat Amprion Vogelschutzmarkierungen an den obersten Seilen montiert. Die beweglichen, schwarz-weißen Kunststoffstäbchen orientieren sich an den Sehgewohnheiten der Vögel und helfen ihnen, die dünnen Erdseile besser zu erkennen. „So konnten wir das Kollisionsrisiko um bis zu 90 Prozent senken.“ Auch im Vogelschutzgebiet Hellwegbörde sind Amprion-Leitungen in einigen Abschnitten markiert.

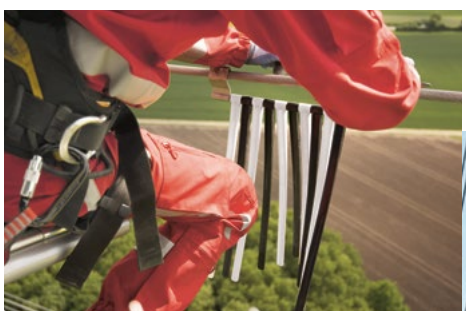
Am Fuße von Mast 133 räumen Sebastian Skoruppa und Tino Herrmann inzwischen ihre Ausrüstung zusammen. Oben auf der zweiten Traverse sitzt der Nistkorb mit dem alten Horst an der vorgesehenen Stelle. Perfekt für die künftigen Bewohner: Sie können direkt nach ihrer Rückkehr aus dem Winterquartier einziehen.

VOGELSCHUTZ AUF FREILEITUNGEN

Das Vogelschutz-Programm von Amprion umfasst alle Freileitungen im Netzgebiet. Neben speziellen Markierungen an den Leiterseilen werden ausgewählte Masten mit Nisthilfen versehen.



① Vogelschutzmarkierungen
② Nisthilfe



Hubschraubereinsatz für den Vogelschutz: Die schwarz-weißen Markierungen helfen den Tieren, die Leiterseile besser zu erkennen.

Dialog

Amprion setzt auf bürgerfreundlichen Netzausbau. Das Ziel: ein EINVERSTANDEN! *[S. 44]* unserer Stakeholder. Der offene Austausch mit ihnen ist uns wichtig. NACHGEFRAGT *[S. 48]* wird derzeit viel zum Thema Erdkabel. Unsere Experten liefern Antworten. Sie gehören zu den vielen Mitarbeitern, die sich als DIE DIALOG-BEREITER *[S. 52]* für den Netzausbau engagieren.

Zwiefalten im Landkreis Reutlingen:
Hier hat der Dialog mit Bürgern beispielhaft funktioniert.

EINVERSTANDEN!

Zustimmung für ein Netzausbau-Projekt – geht das? Ja, wenn Bürger, Gemeinden und Netzbetreiber vertrauensvoll zusammenarbeiten. Gelungen ist das zum Beispiel in Zwiefalten auf der Schwäbischen Alb.

FOTOS · **BERTHOLD STEINHILBER** TEXT · **ALEXANDRA BRANDT**

Ulrich Mußmann und Jörg Weber reisen mit leichtem Gepäck. Mitte November 2016 machen sich die beiden Amprion-Mitarbeiter morgens von Dortmund aus mit der Bahn auf den Weg nach Tübingen. Ziel ist das Regierungspräsidium. Dort wollen sie den Antrag auf Planfeststellung für den Ersatzneubau der Amprion-Stromleitung zwischen Reutlingen und Herbertingen stellen. Die dafür nötigen Unterlagen sind parallel per Paketdienst unterwegs – 13 Aktenordner hätten jedes Gepäckfach gesprengt.

Vier Jahre lang hat Ulrich Mußmann auf diesen Tag hingearbeitet. Hat mit seinem Team geplant, gerechnet und Gutachten eingeholt. Hat die Bürger vor Ort gemeinsam mit Projektsprecher Jörg Weber über den Ausbau der knapp 61 Kilometer langen Stromleitung informiert. Im Team haben sie mehr als 60 Dialogveranstaltungen durchgeführt; haben zugehört, erklärt und über Trassenvarianten diskutiert. Amprion will die Stromleitung auf der Schwäbischen Alb im Zuge der Energiewende verstärken. Statt eines 380- und eines 220-Kilovolt(kV)-Stromkreises soll sie künftig zwei 380-kV-Stromkreise mit deutlich höherer Übertragungsleistung führen. So kann sie mehr Windstrom aus dem Norden in die Verbrauchszentren im Südwesten Deutschlands transportieren. Investitionsvolumen: 85 Millionen Euro.

Im Regierungspräsidium empfängt Abteilungspräsident Dr. Tobias Schneider die beiden Amprion-Mitarbeiter. Seine Behörde prüft die eingereichten Unterlagen und entscheidet über das Planfeststellungsverfahren. In dessen Verlauf können Bürger, Behörden und Verbände die Pläne einsehen und ihre Anregungen sowie Bedenken vorbringen. „In Sachen Öffentlichkeitsarbeit haben Sie hier in den vergangenen zwei Jahren viel getan“, lobt Schneider. „Da hat Ihr Team gute Arbeit geleistet.“

LEITUNGEN MIT DEN BÜRGERN PLANEN

Projektsprecher Weber freut sich über die Anerkennung: „Den Dialog mit Bürgern, Verbänden und Lokalpolitikern begreifen wir als Teil unseres Kerngeschäfts.“ Sein Kollege Mußmann ergänzt: „Wir wollen die Leitungen mit den Bürgern und nicht gegen sie planen.“

Wie gut das funktioniert, haben die zwei in der Gemeinde Zwiefalten im Landkreis Reutlingen erlebt. Mit dem Mietwagen machen sie sich auf den Weg dorthin. Weber und Mußmann sind mit Bürgermeister Matthias Henne verabredet. Im September 2014 haben ihm die Amprion-Vertreter den geplanten Neubau der 380-kV-Freileitungsverbindung erstmals vorgestellt. Knapp sieben Kilometer verlaufen durch die Zwiefalter Ortsteile Sonderbuch und Attenhöfen. Damals wurde in Bürgersprechstunden und am Amprion-Infomobil schnell klar, dass die Bewohner eine größere Entfernung der neuen Leitung zur Wohnbebauung wünschen. In einer Sprechstunde in der ehemaligen Volksschule Sonderbuch, in der schon Ministerpräsident Kretschmann die Schulbank gedrückt hat, zeichneten die Anwohner

Ortsbesuch: Jörg Weber und Ulrich Mußmann von Amprion im Gespräch mit Bürgermeister Matthias Henne (oberes Bild, Mitte) und Dr. Tobias Schneider, Abteilungspräsident im Regierungspräsidium Tübingen (unteres Bild, Mitte)

» Die Mitarbeiter von Amprion waren stets auskunftsfreudig.«

GERHARD REICHELT, VORSITZENDER DER BÜRGERINITIATIVE RIEDLINGEN

eine Umgehungsvariante in die Amprion-Pläne. Neben der technischen Machbarkeit lautete die Bedingung für Amprion: Die Grundstückseigentümer entlang der neuen Trasse müssen der Leitungsführung zustimmen.

Dass sich am Ende wirklich alle kompromissbereit zeigten und somit eine Verlegung der Höchstspannungsfreileitung möglich machen, ist nicht zuletzt der Vermittlung durch Bürgermeister Matthias Henne zu verdanken. Er hat die Planungen unterstützt, „weil man dadurch etwas für die Dorfgemeinschaft erreichen kann. Wenn es gelingt, diese Verantwortung auch für nachfolgende Generationen zu vermitteln, sind neu Betroffene eher bereit, ihre persönlichen Belange zurückzustellen“. Das Ergebnis der Eigentümer-Sondersitzung im Rathaus: 100 Prozent Zustimmung zur Verlegung.

UMFAHRUNG FÜR RIEDLINGEN

Nicht überall ziehen die Bewohner vor Ort an einem Strang. Eine halbe Autostunde von Zwiefalten entfernt liegt die Stadt Riedlingen. Dort treffen die Amprion-Mitarbeiter Gerhard Reichelt, den ehemaligen Sparkassendirektor und Vorsitzenden der Bürgerinitiative Riedlingen. Er lebt seit vielen Jahren direkt an der bestehenden Leitung – sie überspannt den Garten hinter seinem Haus. „Die Bewohner der Siedlung wünschen sich eine Umgehung“, sagt Reichelt. Doch anders als in Zwiefalten sind die potenziell neu betroffenen Eigentümer hier nicht damit einverstanden. Sie fürchten den Wertverlust ihrer Grundstücke.

Amprion hat in Riedlingen die Umfahrungsvariante beantragt. „Die meisten Bürger wollen sie, und insgesamt ist sie aus betrieblichen Gründen sinnvoller. Gutachten zeigen, dass die alten Masten für die heute notwendige Kapazität nicht geeignet sind“, erläutert Mußmann. Nun gilt es abzuwarten, wie das Regierungspräsidium im weiteren Planfeststellungsverfahren mögliche Einwendungen beurteilt.

Trotz zunächst entgegengesetzter Interessenlage hat die Bürgerinitiative Amprion nicht als Widersacher empfunden. „Die Mitarbeiter waren stets gesprächsbereit und auskunftsfreudig“, schildert Reichelt. Unterlagen und Pläne seien bereitwillig und schnell zur Verfügung gestellt worden. Von Riedlingen machen sich Ulrich Mußmann und Jörg Weber auf den Weg zurück nach Dortmund. Sie verlassen die Region mit einem guten Gefühl. „Wir haben unseren Job gemacht und eine durchdachte Planung abgegeben“, sagt Mußmann. „Jetzt ist das Regierungspräsidium dran.“

NACH GEFRAGT

Amprion stellt sich der Herausforderung, neue Erdkabelverbindungen so wirtschaftlich und bodenschonend wie möglich zu bauen. Worauf es dabei ankommt, erklären die Spezialisten aus unseren Fachbereichen.

ILLUSTRATIONEN · **IRENE SACKMANN**

1

WELCHE GESETZLICHEN REGELUNGEN GELTEN FÜR DIE ERDVERKABELUNG?

Der Gesetzgeber hat im Dezember 2015 den Rahmen für die Erdverkabelung neu ausgestaltet. Dabei wird deutlich zwischen Gleich- und Wechselstrom unterschieden. Gleichstromverbindungen in neuen Trassen sollen zukünftig vorrangig als Erdkabel gebaut werden. Bei Amprion betrifft das die Projekte ALEGrO und A-Nord. Unsere Gleichstromleitung Ultranet bildet eine Ausnahme, weil wir hierfür größtenteils vorhandene Masten nutzen können und damit so gut wie kein Neubau erforderlich ist – weder über- noch unterirdisch. Im Wechselstrombereich bleibt die Freileitung der Standard. Bundesweit sollen jedoch Teilabschnitte von elf Pilotvorhaben unter bestimmten Voraussetzungen erdverkabelt werden. Amprion ist an vier dieser Projekte beteiligt: Einen Kabelabschnitt – bei Raesfeld in Nordrhein-Westfalen – haben wir bereits realisiert, ein weiterer wird aktuell gebaut. Bei drei weiteren Pilotprojekten prüft Amprion derzeit die technischen und rechtlichen Voraussetzungen für eine Teilverkabelung.

DR. LARS RÖSSING IST FÜR DIE RECHTLICHEN FRAGEN BEIM LEITUNGSBAU ZUSTÄNDIG.

2

WARUM LASSEN SICH NICHT ALLE NEUEN WECHSELSTROMLEITUNGEN ALS ERDKABEL BAUEN?

Entscheidend für den Umfang von Wechselstromerdkabeln in unserem Netz sind die Gesetze der Physik. Und die führen dazu, dass sich Kabel im Betrieb anders verhalten als Freileitungen. Ein entscheidender Aspekt ist das richtige Maß an Blindleistung: Zu wenig Blindleistung führt zu unzulässig tiefen Spannungen, zu viel Blindleistung bedingt zu hohe Spannungen. Erdkabel erzeugen im Vergleich zu Freileitungen so viel Blindleistung, dass aufwändige Kompensationsmaßnahmen nötig sind. Diese Maßnahmen führen zu komplizierten Wechselwirkungen. Deshalb ist die maximale Länge von Wechselstromerdkabeln begrenzt. All diesen Themen widmen wir uns – durch Studien und Erfahrungen, die wir in unseren Pilotprojekten mit dem Betrieb von 380-kV-Wechselstromkabeln sammeln. So finden wir heraus, wie Freileitungen und Erdkabel im Übertragungsnetz am besten zusammenspielen. Denn eines ist für uns entscheidend: Die hohe Verfügbarkeit und Sicherheit des Übertragungsnetzes darf nicht beeinträchtigt werden.

MARTIN LÖSING VERANTWORTET IM ASSET MANAGEMENT NETZ- UND SYSTEMANALYSEN.

3

WELCHE ERFAHRUNGEN HABEN SIE BEI DER VERKABELUNG VON WECHSELSTROMVERBINDUNGEN BEREITS GESAMMELT?

Im vermaschten Verbundnetz hat Amprion mit dem Pilotprojekt im münsterländischen Raesfeld Pionierarbeit geleistet. Dort haben die Kollegen einen Leitungsabschnitt von gut drei Kilometern verkabelt; seit Mitte 2016 läuft der Testbetrieb – bisher reibungslos. Die gewonnenen Erfahrungen nutzen wir schon jetzt bei der Planung und dem Bau unserer Kabelabschnitte in Borken und Legden. Wie Raesfeld gehören sie zur Leitung Diele – Niederrhein, dem EnLAG-Projekt Nr. 5. Besonders solche Strecken mit Freileitungs- und Erdkabelabschnitten stellen uns derzeit vor neue technische Herausforderungen. Denn beide Technologien haben unterschiedliche elektrotechnische Charakteristiken. Fest steht schon jetzt: Die Verkabelung von Wechselstromverbindungen eignet sich nur für kurze Strecken und ist deutlich kostenintensiver als eine Freileitung.

DR. JAN BRÜGGMANN LEITET DEN BEREICH KABELTECHNIK UND -BAU BEI AMPRION.

4

WIE KOMMT AMPRION BEI DER ERDVERKABELUNG VON GLEICHSTROMVERBINDUNGEN VORAN?

Amprion ist für zwei Gleichstromverbindungen verantwortlich, für die seit 2015 der Erdkabelvorrang gilt: ALEGrO ist ein grenzüberschreitendes Kabel, das ab 2020 Oberzier in Deutschland und Lixhe in Belgien verbinden soll. Die technischen Planungen haben wir abgeschlossen. Das behördliche Genehmigungsverfahren hat im April 2017 begonnen. Unser zweites Gleichstromprojekt ist A-Nord. Es wird vorrangig als Erdkabel geplant und soll künftig Windstrom aus dem Norden Niedersachsens nach Nordrhein-Westfalen bringen. Bei A-Nord nutzen wir die Erfahrungen, die wir bei der Planung von ALEGrO gewonnen haben. Dies betrifft auch den Dialog mit der Öffentlichkeit: Wir informieren frühzeitig und werden schon vor dem Genehmigungsverfahren Anregungen und Hinweise zu möglichen Trassenverläufen aufnehmen. So wollen wir erreichen, dass A-Nord so schnell wie möglich gebaut werden kann.

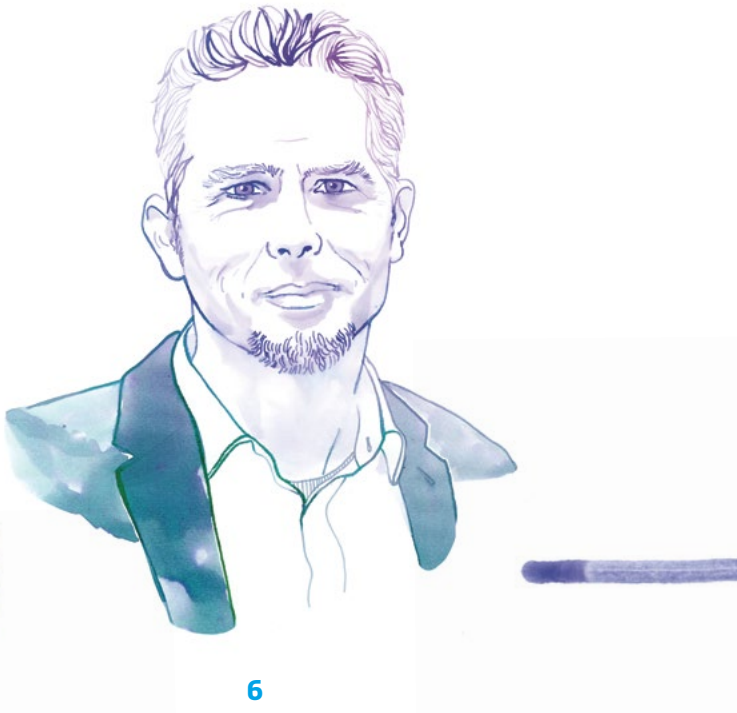
INGO SANDER IST ALS PROJEKTLEITER FÜR DAS ERDKABEL-GLEICHSTROMPROJEKT ALEGRO ZUSTÄNDIG.

5

WAS UNTERSCHEIDET DIE ERDKABEL AN LAND VON STROMKABELN AUF SEE?

Der größte Unterschied zwischen Land- und Seekabeln liegt in der Länge der einzelnen Kabelabschnitte sowie in der Anzahl und Fertigung der Verbindungsmuffen. Seekabel werden direkt nach der Produktion auf spezielle Schiffe geladen und von dort aus verlegt – inklusive ab Werk vormontierter Muffen. Die Schiffe können Kabel mit Längen von vielen Kilometern laden. Dementsprechend benötigt man nur wenige Verbindungsstücke. An Land hingegen benötigt man für eine vergleichbare Strecke etwa das Vierzigfache an Muffen pro Phase. Denn dort bringen Lkw die Kabel auf Trommeln von der Fabrik zur Baustelle. Ein Schwerlast-Lkw kann eine Trommel mit maximal 1,3 Kilometern Kabel transportieren. Auf der Baustelle werden dann die einzelnen Kabelabschnitte verlegt, die Muffen montiert und dann zu einer Kabelanlage verbunden. Dadurch ist das Verlegen von Kabeln an Land aufwändiger – und zudem die Anzahl an potenziellen Fehlerquellen erhöht.

TOBIAS WINKEL PROJEKTIERT FÜR AMPRION NEUE HÖCHSTSPANNUNGSKABELANLAGEN.



6

WIE WIRKT SICH DIE ERDVERKABELUNG AUF DIE UMWELT AUS?

Wenn wir Erdkabel in offener Bauweise verlegen, achten wir auf einen sensiblen und sorgfältigen Umgang mit dem Boden und seinem Wasserhaushalt. Für jedes unserer Erdkabelprojekte erarbeiten unabhängige Gutachter umfangreiche Umweltstudien. Wertvolle Erfahrungen konnten wir hierzu in Raesfeld sammeln. Bei unserem Erdkabel-Piloten haben wir von Beginn an auf eine enge Kooperation mit den örtlichen Landwirten gesetzt und den Bau bodenkundlich begleiten lassen. Bereits im Vorfeld haben Experten untersucht, ob sich die Wärme der Erdkabel negativ auf die Ernteerträge auswirken kann. Diese Studien haben dafür keinen Anhaltspunkt geliefert. Nach dem Bau dürfen auf einem festgelegten Schutzstreifen oberhalb der Erdkabeltrasse weder Gebäude noch tiefwurzelnde Bäume und Sträucher stehen. Tiere können nach wie vor weiden und Felder bestellt werden.

CHRISTIAN TRIMPE BESCHÄFTIGT SICH MIT DEM UMWELTSCHUTZ AN FREILEITUNGS- UND KABELTRASSEN.

»Rund um neue Leitungsbauprojekte entstehen viele Fragen. Wir als Kommunikatoren müssen Antworten geben. Wenn wir unseren Stakeholdern vermitteln können, warum wir unser Stromnetz im Zuge der Energiewende ausbauen und verstärken müssen, haben wir unseren Job gut gemacht.«

Jonas Knoop ist Projektsprecher in der Unternehmenskommunikation und seit Anfang 2016 bei Amprion.

DIE DIALOG-BEREITER

Sie sind die Gesichter von Amprion im Kontakt mit Anwohnern und Behörden, mit Kunden, Dienstleistern und Talenten auf dem Arbeitsmarkt. Sie engagieren sich. Damit die Energiewende gelingt.

FOTOS · **MATTHIAS HASLAUER**

»Die Zusammenarbeit mit unseren Netzkunden hält viele spannende Fragestellungen bereit. Sie regelmäßig über technische und regulatorische Themen zu informieren und gut zu beraten, ist mir ein Anliegen. Denn stabile Kundenbeziehungen basieren immer auf einem vertrauensvollen Verhältnis.«

Sigrid Hanebutt ist Referentin im Netzkundenmanagement und seit März 1999 im Unternehmen.

»Bei mir als Projektkoordinator laufen viele Informationen zusammen, die ich mit unseren externen Netzpartnern austausche. Auch die Abstimmung von geplanten Baumaßnahmen mit Behörden, kommunalen Gremien und Bürgern gehört zu meinem Job. Klare Verantwortlichkeiten und Schnittstellen sind hier die Basis für den gemeinsamen Erfolg.«

Markus Mochalski ist als Referent im Management Netzprojekte tätig und seit 1995 im Unternehmen.

»Talente zu erkennen und für Amprion zu gewinnen – das gehört zu den schönsten Seiten meines Jobs. Dabei komme ich nahezu täglich mit unterschiedlichen Persönlichkeiten in Kontakt. Doch auch der enge Dialog mit den verschiedenen Fachbereichen im Unternehmen ist wichtig für ein erfolgreiches Recruiting.«

Dr. Meike Wenzel ist Personalreferentin und seit März 2011 bei Amprion.

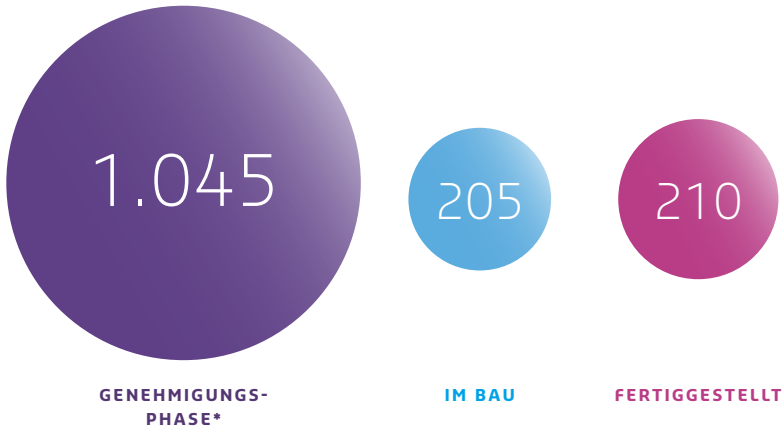
»Wenn wir Umspannanlagen neu- oder umbauen, arbeiten wir mit leistungsfähigen Unternehmen partnerschaftlich zusammen. Das sichert die hohe Qualität und hilft uns, die ambitionierten Projekttermine einzuhalten.«

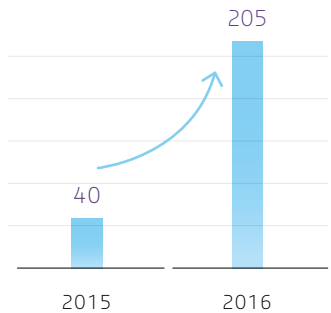
Berthold Pilz ist Leiter der Abteilung Projekte im Anlagenbau und seit 1992 im Unternehmen.

STATUS QUO 2016

NETZAUSBAU BEI AMPRION

in km





+ 165 KM

sind 2016 in den Bau gegangen. Damit ist der Netzausbau einen großen Schritt vorangekommen.

Amprion wird im Zuge der Energiewende sein Netz im kommenden Jahrzehnt bedarfsgerecht verstärken oder ausbauen. Dabei sind wir 2016 einen großen Schritt vorangekommen. Viele unserer Projekte haben wir von der Vorbereitung ins behördliche Genehmigungsverfahren gebracht. Zudem haben wir im vergangenen Jahr Genehmigungsbescheide für mehr als 200 Leitungskilometer erhalten, von denen der Großteil bereits in den Bau gegangen ist. Dazu zählen wichtige Projekte wie etwa die Leitung vom Niederrhein ins niederländische Doetinchem oder der Erdkabelabschnitt zwischen Borken und Nordvelen. 210 Ausbaukilometer haben wir bislang fertiggestellt. Gut zwei Drittel unserer Netzausbaukilometer sind also im Verfahren, im Bau oder bereits fertiggestellt. Alle weiteren bringen wir in den nächsten Jahren auf den Weg.

* Quelle: Auswertung des EnLAG- und BBPlG-Monitorings zum 31.12.2016.

IMPRESSUM

ONLINE

Weiterführende Informationen unter www.amprion.net

HERAUSGEBER

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

KONZEPTION UND GESTALTUNG

3st kommunikation GmbH, Mainz

REDAKTIONSLEITUNG

Volker Göttsche,
MedienProjekteManagement, Düsseldorf

FOTOS

(sofern nicht im Artikel gekennzeichnet)
Günther Bayerl [Umschlag]
Matthias Haslauer [S. 42 – 43]
Rüdiger Nehmzow [S. 21]
Daniel Schumann [S. 28 – 29]
Getty Images [S. 10 – 11]

DRUCK

Woeste, Essen

RECYCLED
Papier aus Recyclingmaterial
FSC® C006990
FSC www.fsc.org

Print CO_2 kompensiert
Id-Nr. 1762986
www.bvdm-online.de

HINWEIS ZUR SCHREIBWEISE MÄNNLICH/WEIBLICH

Wir bitten um Verständnis, dass aus Gründen der Lesbarkeit auf eine durchgängige Nennung der männlichen und weiblichen Bezeichnungen verzichtet wurde. Selbstverständlich beziehen sich alle Texte in gleicher Weise auf Männer und Frauen.

Amprion GmbH
Rheinlanddamm 24
44139 Dortmund

Juni 2017

GESCHÄFTSBERICHT 2016

2016 war für Amprion ein erfolgreiches Jahr. Beim Ausbau unseres Übertragungsnetzes sind wir vorangekommen: Unsere Gleichstromprojekte haben gute Fortschritte gemacht. Mehr als 200 Leitungskilometer sind im Bau, ebenso viele fertiggestellt. Diese Vorhaben stehen für den Aufbruch in die Energiewelt von morgen – wie auch unsere Innovationsprojekte. So erfüllen wir unseren gesetzlichen Auftrag: den zuverlässigen Stromtransport für 29 Millionen Menschen in unserem Netzgebiet – heute und in Zukunft.

ICON-ERKLÄRUNG

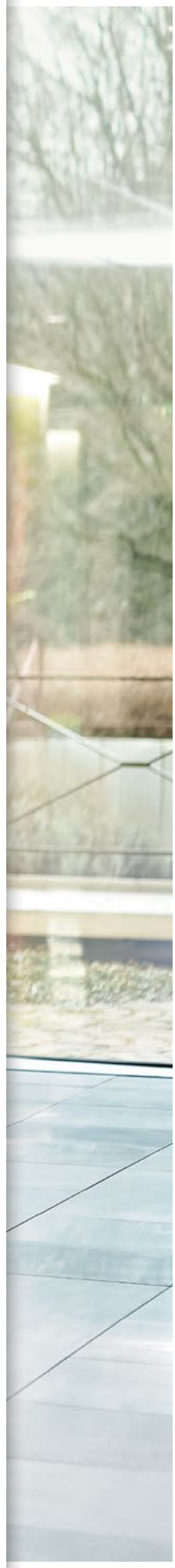
Glossar-Verweis

Internet-Link

INHALT

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

DR. KLAUS KLEINEKORTE
Chief Technical Officer



Liebe Leserinnen, liebe Leser,

die Amprion GmbH hat das Geschäftsjahr 2016 erfolgreich abgeschlossen. Wir haben für 29 Millionen Menschen in unserem Netzgebiet jederzeit zuverlässig und sicher Strom transportiert. Auch beim Ausbau unseres Übertragungsnetzes sind wir ein gutes Stück vorangekommen. Auf dieser Basis haben wir ein positives wirtschaftliches Ergebnis erzielt. Die Umsatzerlöse unseres Unternehmens lagen mit 12.650 Mio. Euro um sieben Prozent über dem Vorjahreswert. Der Anstieg ist zum größten Teil auf die ergebnisneutrale Abwicklung des EEG-Ausgleichsmechanismus in Höhe von 10.498 Mio. Euro zurückzuführen. Die Umsatzerlöse aus dem Netzgeschäft übertrafen mit 2.152 Mio. Euro ebenfalls das Niveau des Vorjahres. Der Jahresüberschuss unserer Gesellschaft ist hingegen erwartungsgemäß gesunken und betrug 158 Mio. Euro. Verantwortlich dafür waren vor allem der planmäßige Personalaufbau für unsere Netzausbauprojekte sowie gestiegene Aufwendungen für Systemdienstleistungen.

Wie wichtig der zügige Netzausbau ist, zeigte das Jahr 2016 besonders deutlich. Der Anteil der erneuerbaren Energien an der Bruttostromerzeugung stieg deutschlandweit auf 30 Prozent – damit hat sich auch die Auslastung unseres Netzes erhöht. Besonders angespannt war die Situation im Dezember 2016, bedingt durch die Versorgungslage in Belgien sowie die Außerbetriebnahme von Kernkraftwerken in Frankreich. Umso entschiedener hat Amprion 2016 den Netzausbau vorangetrieben – mit sichtbaren Fortschritten. Im vergangenen Jahr hat unser Unternehmen 567 Mio. Euro in Netzausbauprojekte investiert – rund 20 Prozent mehr als im Vorjahr. Bis zum Jahr 2026 planen wir 5,6 Mrd. Euro zu investieren, davon sollen 663 Mio. Euro auf das Jahr 2017 entfallen.

Um unser Netz weiterhin bedarfsgerecht ausbauen sowie sicher und effizient betreiben zu können, entwickeln wir unser Unternehmen nachhaltig weiter. Dazu gehört auch der Aufbau von Personal: 2016 ist unsere Belegschaft um 92 Kolleginnen und Kollegen gewachsen und umfasst nun rund 1.250 Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter. Ebenso haben wir unsere Planungsprozesse weiter optimiert sowie die Bearbeitung unserer Netzausbauvorhaben parallelisiert. Auch dies hat mit dazu beigetragen, dass wir 2016 Genehmigungsbescheide für 228 Leitungskilometer erhalten haben. Insgesamt haben wir an Ausbauvorhaben mit einer Länge von 1.350 Kilometern gearbeitet, die sich entweder in einem Genehmigungsverfahren befinden oder die wir darauf vorbereiten. Hinzu kommen 150 laufende Projekte in unseren Umspannanlagen, von denen wir 35 2016 abgeschlossen haben.

Auch unsere Gleichstromprojekte schreiten voran: So haben wir 2016 erfolgreich die Kommunikation zu A-Nord gestartet und den Dialog mit den Interessensgruppen im Untersuchungsraum zwischen der Region um Osterath und Emden aufgenommen. Beim Projekt Ultranet haben wir weitere Meilensteine im Genehmigungsverfahren erreicht. Gleiches gilt für ALEGrO. Beim ersten Interkonnektor zwischen Deutschland und Belgien haben wir mit unserem Partner, der belgischen ELIA, zudem den Auftrag für das Kabelsystem und die Konverter vergeben.

Liebe Leserinnen und Leser, unsere Gleichstromprojekte stellen nicht nur die Hauptschlagadern unseres künftigen Netzes dar, sondern sie zeigen auch die Bedeutung von Innovationen für den Aufbruch in die Energiewelt von morgen. Einer Vielzahl von Fragen stellen wir uns in diesem Zusammenhang: Wie können wir unser Netz noch leistungsfähiger und flexibler machen? Wie wird der Strommarkt der Zukunft funktionieren? Wie lassen sich die Kosten der Energiewende gerecht verteilen?

Für Herausforderungen wie diese wollen wir Lösungsbeiträge entwickeln und unserer volkswirtschaftlichen Verantwortung folgen. Deshalb haben wir uns im Rahmen unserer Strategie 2020 das Ziel gesetzt, die Innovationskraft in allen Unternehmensbereichen zu stärken. Im vergangenen Jahr haben wir auch hier wichtige Meilensteine erreicht: angefangen vom erfolgreichen Testbetrieb unseres Wechselstrom-Kabelpiloten in Raesfeld über die Erprobung neuer Vollwandmasten bis hin zu Projekten, in denen wir untersuchen, wie sich das Netz mit einem weiter steigenden Anteil erneuerbarer Energien sicher betreiben lässt. Mehr erfahren Sie dazu in unserem neuen Unternehmensjournal.

Die gemeinsame Arbeit an diesen Themen bildet die Grundlage unseres Erfolges. Daran arbeiten unsere Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter mit großem Engagement, Know-how und der Bereitschaft, neue Wege zu denken und zu gehen. Dafür danken wir allen sehr herzlich! So schaffen wir den Aufbruch in eine Energiewelt, die sich weiter wandeln wird. Und auf dieser Basis werden wir den unternehmerischen Erfolg des vergangenen Jahres auch 2017 fortschreiben.

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

DR. KLAUS KLEINEKORTE
Chief Technical Officer

Weitere Informationen zur Amprion-Geschäftsführung finden Sie hier:
http://www.amprion.net/geschaeftsfuehrung

Bericht des Aufsichtsrates

Sehr geehrte Damen und Herren,

auch 2016 konnte die Amprion GmbH ein erfolgreiches Geschäftsjahr verzeichnen. Der Netzausbau hat sichtbare Fortschritte gemacht. 210 Leitungskilometer waren zum Jahresende im Bau, 205 bereits fertiggestellt. Dazu beigetragen hat der weiterhin intensive Dialog, den Amprion mit all seinen Stakeholdern geführt hat. Im Fokus standen neben dem Netzausbau vor allem Fragen, wie die Integration der erneuerbaren Energien voranschreiten und zugleich die hohe Systemsicherheit beibehalten werden kann und wie die damit verbundenen Kosten volkswirtschaftlich nachhaltig verteilt werden können. Diese Themen prägten auch die vielfältigen Innovationsprojekte, mit denen Amprion seinen Beitrag dazu leisten will, das Energiesystem der Zukunft zu entwickeln.

Der Aufsichtsrat hat die Entwicklung des Unternehmens im Geschäftsjahr 2016 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 er 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 Entscheidungen 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. Außerdem hat der Aufsichtsrat den vorgelegten Finanzplan für das Jahr 2017 intensiv beraten und beschlossen. Weiterhin wurde die langfristige Investitionsplanung bis 2026 ebenfalls umfassend erörtert und vom Aufsichtsrat gebilligt. Darüber hinaus hat sich der Aufsichtsrat mit dem regulatorischen Umfeld der Gesellschaft sowie den anstehenden oder erfolgten Änderungen des gesetzlichen Rahmens befasst.

Der durch Beschluss der Gesellschafter vom 11. Mai 2016 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 2016 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 11. April 2017 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 2016 gebilligt; der Jahresabschluss ist damit festgestellt.

Im Geschäftsjahr 2016 erfolgten folgende personelle Veränderungen im Aufsichtsrat:

Das Aufsichtsratsmitglied Herr Christian Fuhrmann ist mit Ablauf seines Mandates zum 11. Mai 2016 aus dem Gremium ausgeschieden. Mit Gesellschafterbeschluss vom 11. Mai 2016 wurde Herr Manfred Rupps, Leiter Hauptabteilung Kapitalanlagen Immobilien und Alternative Investments der SV Sparkassen-Versicherung Holding AG, zum Mitglied des Aufsichtsrats der Amprion GmbH gewählt.

Der Aufsichtsrat spricht der Geschäftsführung sowie allen Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern der Amprion GmbH für ihre im Geschäftsjahr 2016 geleistete Arbeit Dank und Anerkennung aus.

Dortmund, 11. April 2017

PROF. HEINZ-WERNER UFER
Vorsitzender des Aufsichtsrates

LAGEBERICHT

DER AMPRION GMBH
FÜR DAS GESCHÄFTSJAHR 2016

Grundlagen des Unternehmens

Geschäftstätigkeit des Unternehmens

Die Amprion GmbH mit Hauptsitz in Dortmund ist einer von vier Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) in Deutschland und beschäftigt rund 1.250 Mitarbeiter. In einer Regelzone, die von Niedersachsen bis zu den Alpen reicht, betreibt Amprion sein Netz auf den Spannungsebenen 220 und 380 kV und baut es bedarfsgerecht aus. Mit rund 11.000 Kilometern Länge und 163 Schalt- und **Umspannanlagen** ist es das längste Höchstspannungsnetz in Deutschland. Es verbindet die Kraftwerke mit den Verbrauchsschwerpunkten und ist ein wichtiger Bestandteil des Übertragungsnetzes in Deutschland und Europa. Industriekunden, Verteilnetzbetreibern, Stromhändlern und Stromerzeugern stellt Amprion sein Höchstspannungsnetz über derzeit 1.061 Einspeise- und Entnahmestellen zu marktgerechten Preisen zur Verfügung.

S. 61

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 verordnungskonforme Ausschreibungen beschafft. Ebenso koordiniert das Unternehmen die Austauschprogramme und die anschließende Mengenbilanzierung 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 Frankreich, den Niederlanden und der Schweiz durch marktbasierte 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

Strommarktgesetz
Eine umfassende Gesetzesnovelle im Energiewirtschaftsrecht erfolgte mit dem Inkrafttreten des Artikelgesetzes zur Weiterentwicklung des Strommarktes am 29. Juli 2016. Mit dem Strommarktgesetz wurde der Energy-Only-Markt als zukünftiges Marktmodell festgelegt. Hierbei sichern verschiedene Reserven den Strommarkt ab.

Die Netzreserve dient der Bewirtschaftung von Netzengpässen, der Spannungshaltung und der Sicherstellung eines möglichen Versorgungswiederaufbaus. Hierbei konkretisiert die Netzreserveverordnung die Rahmenbedingungen. Die EU-Kommission hat die neuen Regelungen der Netzreserve bis Juni 2020 beihilferechtlich genehmigt.

Die Kapazitätsreserve dient dem Ausgleich von Leistungsbilanzdefiziten infolge des nicht vollständigen Ausgleichs von Angebot und Nachfrage an den Strommärkten im deutschen Netzregelverbund. Hierdurch sollen die Versorgungssicherheit und Systembilanz sichergestellt werden, indem Kraftwerke als Notfallkraftwerke bereitstehen, die nicht am Markt teilnehmen. Sie sollen eingesetzt werden, wenn sowohl die technischen Maßnahmen als auch die Marktmaßnahmen ausgeschöpft sind. Nach dem aktuellen Entwurf der Kapazitätsreserveverordnung können auch Speicher oder regelbare Lasten, die Reserveleistung erbringen, an der Ausschreibung teilnehmen. Die erstmalige Ausschreibung der Kapazitätsreserve ist für den Herbst 2018 geplant. Die EU-Kommission hat die Regelungen zur Kapazitätsreserve noch nicht beihilferechtlich genehmigt.

S. 61

Eine weitere Reserve ist die sogenannte Sicherheitsbereitschaft für bestimmte Braunkohlekraftwerke gemäß § 13 g **EnWG**. Seit dem 1. Oktober 2016 werden gesetzlich festgelegte Braunkohlekraftwerke schrittweise aus dem Markt genommen und vorläufig stillgelegt, um das nationale Klimaschutzziel für 2020 zu erreichen. Für jeweils vier Jahre sollen sie als letzte und befristete Absicherung der Stromversorgung fungieren und anschließend endgültig stillgelegt werden. In der Regelzone von Amprion sind Braunkohlekraftwerke mit einer Kapazität von rund 1,5 GW betroffen. Die EU-Kommission hat die Regelungen zur Sicherheitsbereitschaft beihilferechtlich genehmigt.

Die Refinanzierung der Reservekosten erfolgt mittels Plankostenansatz ohne Zeitverzug als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten über die Netzentgelte. Die Kosten aus der Kapazitätsreserve und der Stilllegung der Braunkohlekraftwerke sind deutschlandweit zwischen den ÜNB horizontal auszugleichen.

Die ÜNB können gemäß § 13 k **EnWG** aus wirtschaftlichen und technischen Gründen Netzstabilitätsanlagen mit einer installierten Leistung von insgesamt bis zu 2 GW errichten und betreiben. Der Bedarf für den Zeitraum 2021 bis 2025 wurde durch die ÜNB bis zum 31. Januar 2017 ermittelt und wird von der Bundesnetzagentur (**BNetzA**) bis zum 31. März 2017 bestätigt. Der Einsatz der Netzstabilitätsanlagen erfolgt ausschließlich außerhalb des Strommarktes zur Wahrung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Übertragungsnetzes und soll vorrangig in der Übergangszeit zwischen dem vollständigen Kernenergieausstieg in 2021 und dem abgeschlossenen Netzausbau in 2026 erfolgen. Die EU-Kommission hat die Regelungen zu den Netzstabilitätsanlagen noch nicht beihilferechtlich genehmigt.

S. 61

S. 60

Ein wesentlicher Punkt für die ÜNB ist die Konkretisierung des Vergütungsanspruches der Kraftwerksbetreiber für Redispatch-Maßnahmen. Gemäß § 13 a Abs. 2 EnWG sind die tatsächlichen Erzeugungsauslagen, der anteilige Werteverbrauch der Anlage und entgangene Erlösmöglichkeiten sowie Kosten zur Herstellung der Betriebsbereitschaft zu vergüten. Die Vergütungsregelungen sind rückwirkend zum 1. Januar 2013 anzuwenden. Dennoch ist die konkrete Höhe der Kosten noch offen, weil die gesetzliche Regelung einen Interpretationsspielraum zulässt. Aktuell wird auf Ebene des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft zwischen den Kraftwerksbetreibern, der BNetzA und den ÜNB die angemessene Vergütung im Rahmen einer Branchenlösung verhandelt.

Das Strommarktgesetz schafft darüber hinaus die rückwirkende Rechtsgrundlage ab dem 1. Januar 2012 für die Umlage für stromintensive Kunden nach § 19 Abs. 2 StromNEV, die aufgrund des Urteils des Bundesgerichtshofes vom 12. April 2016 erforderlich war. In diesem Urteil stellte das Gericht die fehlende Ermächtigungsgrundlage für die Umlage im EnWG fest. Mit der Neuregelung wird die Rechtsunsicherheit hinsichtlich der Zulässigkeit der Umlagenerhebung in der Vergangenheit beseitigt.

Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende

Das Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende trat am 2. September 2016 in Kraft. Es regelt die wirtschaftliche und technische Dimensionierung eines Rollouts intelligenter Messsysteme und die Regelung des Betriebs und der Ausstattung von Messstellen. Das Gesetz verankert ein neues sternförmiges Kommunikationskonzept unter Berücksichtigung der Datensicherheit und des Datenschutzes, verbunden mit der Aufgabenverlagerung vom Verteilnetzbetreiber zum ÜNB. Die beabsichtigte direkte Bilanzierung der mit Hilfe von intelligenten Messsystemen beim ÜNB erfassten Energiemengen beschleunigt die Abrechnungsprozesse und unterstützt die Systemsicherheit.

Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2017)

Die Novelle des **EEG** 2017 wurde am 18. Oktober 2016 im Bundesgesetzblatt verkündet und trat am 1. Januar 2017 in Kraft. Die wesentliche Neuerung besteht in der Implementierung eines Ausschreibungsverfahrens zur wettbewerblichen Bestimmung der Höhe des Vergütungsanspruchs. Danach werden

S. 60

zukünftig die Fördermengen für Anlagen mit einer Leistung größer 750 kW der Energieträger „Wind an Land“ und „Photovoltaik“ sowie bei Biomasseanlagen größer 150 kW per Ausschreibung bestimmt. Die Ausschreibungsbedingungen für den Energieträger „Wind auf See“ sind im Windenergie-auf-See-Gesetz (WindSeeG) festgeschrieben. Für Amprion ergeben sich hieraus keine direkten Auswirkungen. Es ist zu erwarten, dass der Zubau von Erneuerbare-Energien-Anlagen durch die gesetzlich vorgegebenen und auszuschreibenden Zubauleistungen besser planbar ist.

Änderungsgesetz zum Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) und EEG 2017

Der Deutsche Bundestag hat am 15. Dezember 2016 das „Gesetz zur Änderung der Bestimmungen zur Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung und zur Eigenversorgung“ beschlossen. Das Gesetz führt
S. 60
zu vielen Änderungen im **EEG** 2017 sowie im KWKG 2016, die zu großen Teilen auf beihilferechtliche Forderungen der EU-Kommission zurückzuführen sind. Sie betreffen die EEG-Umlage bei der Eigenversorgung und die Einführung einer Ausschreibungspflicht im KWKG. Die Regelungen zur Privilegierung bei der KWK-Umlage wurden angepasst, wobei die Systematik an die besondere Ausgleichsregelung nach EEG angeglichen wurde.

Anreizregulierungsverordnung (ARegV)

S. 60
Am 17. September 2016 trat die Novelle der **ARegV** in Kraft. Das bewährte Instrument der Investitionsmaßnahmen nach § 23 ARegV für ÜNB wurde beibehalten. Allerdings gibt es eine Anpassung bei der Ermittlung des Ersatzanteils für Investitionsmaßnahmen, der zukünftig nicht mehr typisiert, sondern projektindividuell ermittelt wird. Die Neuregelung gilt nur für Investitionsmaßnahmen, die nach dem 17. September 2016 beantragt werden.

Eine weitere Änderung betrifft das Regulierungskonto. Verantwortlich für die Führung ist zukünftig der Netzbetreiber, während die Regulierungsbehörde den ab 2017 jährlich ermittelten Saldo genehmigt. Dieser wird annuitätisch über die drei dem Jahr der Ermittlung folgenden Kalenderjahre in der Erlösobergrenze berücksichtigt. Für den Saldo der noch offenen Kalenderjahre 2013 bis 2016 gilt eine Übergangsregelung. Er ist bis zum Ende der 3. Regulierungsperiode (2023) annuitätisch zu verteilen.

Geschäftsverlauf

Netzgeschäft

Die Festlegung der Erlösobergrenze erfolgt im Rahmen der Anreizregulierung und nach den Vorgaben
S. 60, 61
des **EnWG**, der ARegV und der StromNEV. Die **BNetzA** hat am 3. Juli 2014 die Erlösobergrenze für die 2. Regulierungsperiode von 2014 bis 2018 auf Basis der Kosten des Jahres 2011 festgelegt. Amprion kann gemäß § 4 Abs. 3 ARegV in Verbindung mit § 34 Abs. 1 ARegV die Erlösobergrenze und damit die

Netzentgelte jeweils zum 1. Januar eines Kalenderjahres bei Änderung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten anpassen. Die **BNetzA** muss über diese Anpassungen informiert werden. Seit Beginn der Anreizregulierung erfasst Amprion Mehr- oder Mindererlöse gemäß § 5 **ARegV** auf dem Regulierungskonto.

S. 60
S. 60

Zum 1. Januar 2016 hat Amprion die Netzentgelte je nach Benutzungsdauer und Spannungsebene angepasst. Insbesondere in dem für den Großteil der Kunden relevanten Benutzungsstundenbereich zwischen 5.000 und 8.760 Stunden erhöhten sich die Netzentgelte in der Höchstspannungsebene von 9,2 % bis zu 12,7 %. Die Erhöhungen sind auf folgende Sachverhalte zurückzuführen:

- Anstieg der von den Küsten-ÜNB weiterbelasteten Kosten für den Anschluss von Offshore-Windanlagen
- Höhere Kosten aus genehmigten Investitionsmaßnahmen für den weiteren Netzausbau aufgrund der Energiewende
- Gestiegene Kosten für Reservekraftwerke

Bei den Kunden von Amprion handelt es sich um direkt an das Höchstspannungsnetz angeschlossene Industrieunternehmen, Verteilnetzbetreiber sowie Kraftwerke. Die Absatz- und Erlösstruktur wird wesentlich durch die großen Verteilnetzbetreiber geprägt, von denen Amprion rund 85 % seiner Netzentgelte erhält. Etwa 11 % der Netzentgelte stammen von Unternehmen der Chemie-, Stahl- und Aluminiumindustrie. Die restlichen Netzentgelte resultieren aus dem Eigenbedarf der im Übertragungsnetz angeschlossenen Kraftwerke.

Im Geschäftsjahr ging die Entnahmemenge direkt angeschlossener Netzkunden um rund 7 % aufgrund zunehmender dezentraler Einspeisung in die vorgelagerten Verteilnetze zurück. Vor dem Hintergrund der Energiewende und der damit einhergehenden Förderung erneuerbarer und dezentraler Energieerzeugung werden weitere Mengenrückgänge in den kommenden Jahren erwartet.

Seit 2006 führt Amprion alle zwei Jahre in Zusammenarbeit mit einem Marktforschungsinstitut Kundenbefragungen bei den direkt angeschlossenen Industrieunternehmen, Verteilnetzbetreibern sowie Kraftwerken durch. Die Teilnahmequote lag in den vergangenen Umfragen zwischen 65 % und 80 %. Ziele dieser regelmäßigen Befragungen sind, das Leistungsspektrum zu bewerten, Imagefaktoren zu ermitteln und Hinweise zur Verbesserung des Marketingmix zu erhalten. Des Weiteren werden die klassischen Indikatoren für die Kundenzufriedenheit und -loyalität erhoben. Die Kundenzufriedenheit ist seit 2006 kontinuierlich gestiegen und lag 2016 mit 73 % über dem Branchendurchschnitt. Auch die Loyalität gegenüber Amprion ist mit 69 % auf einem hohen Niveau. Der Brand Potential Index, mit dem die Markenstärke gemessen wird, verbesserte sich und liegt mit 69 % im oberen Bereich der

gehobenen Mittelklasse. Amprion zeichnet sich nach den Ergebnissen der Befragung vor allem durch Kompetenz, Kundenorientierung, Zuverlässigkeit und Vertrauenswürdigkeit aus.

BNetzA-Festlegung Eigenkapitalzinssätze

S. 60

Die **BNetzA** legte am 5. Oktober 2016 die Eigenkapitalzinssätze vor Steuern für Neuanlagen in Höhe von 6,91 % und für Altanlagen in Höhe von 5,12 % fest, die in der kommenden Regulierungsperiode ab dem 1. Januar 2019 für fünf Jahre gelten sollen. Die Eigenkapitalverzinsung für die aktuelle Regulierungsperiode bis zum 31. Dezember 2018 beträgt für Neuanlagen 9,05 % und für Altanlagen 7,14 %. Maßgeblich für die Entscheidung der BNetzA waren die Entwicklung des allgemeinen Zinsniveaus auf den Kapitalmärkten und die Bewertung des unternehmerischen Risikos. Amprion hat fristgerecht Beschwerde gegen die Festlegung beim Oberlandesgericht Düsseldorf eingelegt, um das Vorgehen der BNetzA gerichtlich prüfen zu lassen, weil die BNetzA als einzige Regulierungsbehörde in Europa gleichzeitig mit dem Basiszinssatz auch die Marktrisikoprämie deutlich gesenkt hat.

EEG-Abwicklung

S. 60

Der **EEG**-Ausgleichsmechanismus erfolgt auf Basis der Erneuerbare-Energien-Verordnung (**EEV**) und der Erneuerbare-Energien-Ausführungsverordnung (EEAV). Die außerhalb der Direktvermarktung eingespeisten EEG-Mengen vermarkten die ÜNB an der Strombörse und geben die Differenz aus den Stromerlösen und den Aufwendungen für die EEG-Einspeisemengen über die EEG-Umlage an die Energieversorgungsunternehmen weiter. Der EEG-Prozess ist für die ÜNB grundsätzlich ergebnisneutral.

Am 15. Oktober 2016 haben die ÜNB die EEG-Umlage für 2017 veröffentlicht. Demnach kam es zu einem Anstieg der EEG-Umlage um rund 8 % von 6,35 ct/kWh auf 6,88 ct/kWh. Die Hauptgründe sind der prognostizierte weitere Ausbau von erneuerbaren Energien und der erwartete Rückgang der Börsenerlöse aus zu vermarktendem EEG-Strom. Es wurde eine Liquiditätsreserve in Höhe von 1.477 Mio. € (entspricht 6 % der Deckungslücke) in die EEG-Umlage in Abstimmung mit der BNetzA eingerechnet.

Abschaltbare Lasten

Die neue Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten (AbLaV) trat zum 1. Oktober 2016 in Kraft und ist bis zum 1. Juli 2022 befristet. Sie sieht vor, dass die ÜNB abschaltbare Leistungen in einem Umfang von deutschlandweit maximal 1,5 GW kontrahieren und in kritischen Situationen zur Sicherung der Systemsicherheit einsetzen. Das Kontrahierungsvolumen wurde bis jetzt nicht vollständig ausgeschöpft, jedoch konnte für Lasten in Höhe von 987 MW eine prinzipielle Eignung mittels des Präqualifikationsverfahrens bescheinigt werden. In der Regelzone von Amprion sind 723 MW Abschaltleistung präqualifiziert. Seit der Einführung des Lastmanagement-Servers wurden abschaltbare Lasten vermehrt zur Systembilanzstützung und Engpassbehebung abgerufen. Amprion ist in Deutschland der Koordinator für die abschaltbaren Lasten und Betreiber des Lastmanagementsystems. Nach

Umsetzung der angepassten Rahmenbedingungen innerhalb der gesamten operativen Prozesskette soll der Einsatz abschaltbarer Lasten nach neuer AbLaV Ende März 2017 in den operativen Betrieb übergehen.

Systemdienstleistungen

Die Regelleistung beschaffen die ÜNB unverändert gemeinsam nach den Vorgaben der **BNetzA**. Im Vorjahresvergleich war 2016 bei der Sekundärregelleistung nur ein geringer Mengenrückgang zu verzeichnen, im Bereich der Minutenreserve hingegen ein deutlicher Mengenrückgang. Dies ist begründet durch einen Rückgang der Bilanzungleichgewichte im deutschen Regelblock. Die Preisentwicklung bei der Sekundärregelleistung und der Minutenreserve war weiterhin stark rückläufig.

S. 60

Die Kosten für die Beschaffung der Verlustenergie (Netzverluste) sind bei Amprion insgesamt gestiegen. Im Wesentlichen ist dies auf gestiegene Mengen bei stabilem Preisniveau im Bereich der Kurzfristbeschaffung zurückzuführen. Die Mengen und Preise in der Langfristbeschaffung blieben hingegen konstant. Die Beschaffung war bereits in 2014 und 2015 abgeschlossen.

Die Kosten für Redispatch sind im Geschäftsjahr 2016 aufgrund zahlreicher Redispatch-Maßnahmen, insbesondere im Dezember, stark angestiegen. Eine deutlich erhöhte Auslastung des Netzes von Amprion, verursacht durch die umfangreichen und ungeplanten Außerbetriebnahmen von Kernkraftwerken in Frankreich und durch die angespannte Versorgungslage in Belgien, war die wesentliche Ursache für die Redispatch-Maßnahmen.

Reservekraftwerke

Auf Basis von Analysen der ÜNB weist die BNetzA jährlich den Netzreservebedarf für die kommenden fünf Jahre öffentlich aus. Der verbleibende zusätzliche Bedarf, der nicht über bereits vertraglich gesicherte Reserven abgedeckt werden kann, muss über Interessenbekundungsverfahren gedeckt werden. Die BNetzA hat in ihrem Bericht vom 29. April 2016 für das Winterhalbjahr 2016/2017 einen Bedarf an Reservekraftwerken in Höhe von 5.400 MW ausgewiesen. Aufgrund der Bedarfsdeckung durch bereits gebundene Kraftwerke war kein weiteres Interessenbekundungsverfahren erforderlich. Für das Winterhalbjahr 2016/2017 sind nationale Kraftwerke mit einer Gesamtleistung in Höhe von 4.505 MW in der Netzreserve gebunden. Davon entfallen 429 MW auf die Regelzone von Amprion, die bereits in 2014 kontrahiert und mehrfach abgerufen wurden. Die Kosten der Netzreserve werden vollständig über die Netzentgelte refinanziert.

Systemführung

Obwohl das Winterhalbjahr 2015/16 durch moderate Temperaturen geprägt war, kam es dennoch zu einem vermehrten Abruf von Reservekraftwerken, der bis zu 3.499 MW (insgesamt von den von

deutschen ÜNB kontrahierten 7.495 MW) in der Spitze führte. Der Auslöser für diese Abrufe war die drohende Überlastung einer 220-kV-Kuppelleitung an der Grenze zu Polen, die im Juni 2016 bis auf Weiteres ausgeschaltet wurde, so dass sich die Situation im Winterhalbjahr 2016/2017 an dieser Grenze entspannt hat.

Aufgrund umfangreicher ungeplanter Außerbetriebnahmen von Kernkraftwerken in Frankreich im November 2016 und der angespannten Versorgungslage in Belgien hat sich die Auslastung des Netzes von Amprion deutlich erhöht. Zur Sicherstellung der (n-1)-Sicherheit waren zahlreiche Redispatch-Maßnahmen notwendig. Dieser Trend setzt sich auch zu Beginn des Geschäftsjahres 2017 fort.

Technische Innovation

Amprion gestaltet den Wandel des Energiesystems aktiv mit und entwickelt innovative Lösungen, die zum einen die Realisierung der Energiewende ermöglichen und zum anderen unternehmerische Chancen eröffnen. Um den steigenden Anforderungen an die Übertragungsfähigkeit des Netzes gerecht zu werden und um es langfristig sicher und zuverlässig zu betreiben, integriert Amprion innovative Technologien in sein Übertragungsnetz. Die Gesellschaft hat sich im Rahmen der Strategie 2020 das Ziel gesetzt, ihre Innovationskraft in allen Unternehmensbereichen kontinuierlich zu stärken, und zu diesem Zweck einen Innovationsprozess entwickelt und implementiert.

S. 61

Im Geschäftsjahr wurde ein Meilenstein des Netzausbaus für die Energiewende durch die Inbetriebnahme einer ersten 380-kV-Kabelverbindung in Kombination mit einer **Freileitung** erreicht. Am 30. Juni 2016 wurden beide 380-kV-Kabelsysteme in einer Testanordnung in Raesfeld zugeschaltet und befinden sich ohne Auffälligkeiten im Betrieb. Auch andere Betriebsmittel, wie die beiden Kabelübergabestationen Löchte und Diestegge, wurden parallel erfolgreich auf ihre Funktion getestet.

Amprion erprobt im Interkonnektorprojekt Niederrhein–Doetinchem den Einsatz innovativer Vollwandmasten. Diese werden auf dem rund 7 Kilometer langen Teilstück Millingen–Bundesgrenze Niederlande eingesetzt und passen optisch zu den Masten auf niederländischer Seite. Der Bau hat in 2016 begonnen und die Inbetriebnahme des Interkonnektors ist für 2017 geplant. Mit dem Pilotprojekt möchte Amprion zum einen technische Erfahrungen mit der neuen Bauart sammeln und zum anderen die Akzeptanz dieser Lösung in der Bevölkerung testen.

Amprion beteiligt sich als Partner an europäischen Projekten und übernahm eine führende Rolle im gerade abgeschlossenen Projekt e-Highway2050, in dem Energieszenarien und Netzarchitekturen für das Jahr 2050 entwickelt wurden. Das Projekt „Massive InteGRATion of power Electronic devices“ (MIGRATE) beschäftigt sich mit Fragestellungen zur Netzintegration leistungselektronisch gekoppelter Erzeugung und leistungselektronischer Betriebsmittel. Im Fokus stehen der Ist-Zustand sowie der-

zeitige bzw. kurzfristig relevante Stabilitätsaspekte. Weiterhin wird untersucht, ob sich ein System mit 100 % leistungselektronisch gekoppelter Erzeugung überhaupt realisieren lässt und welche grundsätzlichen Konzepte zum Netzbetrieb und zur Netzregelung im Übertragungsnetz hierfür erarbeitet werden müssen.

Personal

Im Geschäftsjahr setzte Amprion den geplanten Personalaufbau kontinuierlich fort. Die Anzahl der unbefristet beschäftigten Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter stieg im Vergleich zum Vorjahr um 7,5 % von 1.112 FTE (Full Time Equivalent) auf 1.195 FTE; diese liegt 1 % über dem im Lagebericht 2015 prognostizierten Wert. Ausgehend von prozessbezogenen Aufgabenzuwächsen wurde der auf Basis einer prozessbasierten Stellenplanung ermittelte Personalbedarf bis 2017 auf 1.300 unbefristete FTE aktualisiert.

Darüber hinaus haben acht Auszubildende in kaufmännischen und technischen Berufen ihre Ausbildung begonnen. Insgesamt absolvieren derzeit 33 Auszubildende ihre Ausbildung bei Amprion. In 2016 haben elf Auszubildende ihre Ausbildung erfolgreich beendet. Amprion hat allen Ausgebildeten ein Übernahmeangebot unterbreitet, das in allen Fällen angenommen wurde. Damit leistet das Unternehmen Vorsorge zur Deckung des zukünftigen Personalbedarfs und kommt seiner sozialen Verpflichtung gegenüber jungen Menschen nach.

Die Förderung und Weiterentwicklung der Belegschaft genießt bei Amprion eine hohe Priorität. So erfolgten 2016 mehr als 1.900 Teilnahmen an internen und externen Weiterbildungsmaßnahmen zur Stärkung der fachlichen und persönlichen Kompetenzen der Mitarbeiter. Zudem setzt das Unternehmen ein Verfahren zur Potenzialeinschätzung ein, um künftige Führungspositionen im Unternehmen vorrangig mit eigenen Mitarbeitern zu besetzen. Die so identifizierten Potenzialkandidaten werden in bedarfsgerechten Programmen zu Führungskräften weiterentwickelt. Die Einschätzungen finden alle zwei Jahre statt.

Die Belegschaft von Amprion ist gekennzeichnet durch eine lange Berufserfahrung und eine enge Bindung zum Unternehmen. Dies belegen die durchschnittliche Betriebszugehörigkeit (einschließlich Vorgängergesellschaften) von rund 14 Jahren und die geringe Fluktuationsrate von 1 %. Das Durchschnittsalter der Belegschaft sank aufgrund der zahlreichen Einstellungen in den letzten Jahren leicht und betrug am 31. Dezember 2016 42,2 Jahre. Der Frauenanteil an der Belegschaft stieg kontinuierlich und lag zum Ende des Berichtsjahres bei 18,2 % (Vorjahr: 16,9 %). Die im Vergleich zu anderen Branchen noch geringe Frauenquote ist auf die spezialisierte technische Geschäftstätigkeit des Unternehmens zurückzuführen und steht im Zusammenhang mit dem geringen Frauenanteil in elektrotechnischen Studiengängen und Ausbildungsberufen.

Das Programm der Mitarbeiterkapitalbeteiligung durch die Ausgabe von Genussrechten hat Amprion 2016 fortgeführt. Die Beteiligungsquote von rund 81 % lag auf Vorjahresniveau. Dies spiegelt weiterhin das hohe Vertrauen der Belegschaft in das Unternehmen wider.

Arbeits- und Gesundheitsschutz

Arbeits- und Gesundheitsschutz ist für Amprion ein wichtiges Unternehmensziel. Aus diesem Grund hat das Unternehmen ein Arbeitsschutzmanagementsystem nach dem Standard „Occupational Health and Safety Assessment Series 18001“ (OHSAS 18001) eingeführt. Im Arbeitsschutzmanagementsystem sind alle arbeitsschutzrelevanten Prozesse, die im Zusammenhang mit gesetzlichen und betrieblichen Regelwerken zu beachten sind, für Führungskräfte und Mitarbeiter verbindlich beschrieben. Die Arbeitsstätten sollen so gestaltet sein, dass die Anforderungen des Arbeits- und Gesundheitsschutzes sowohl von den eigenen Mitarbeitern als auch von den Mitarbeitern der bei Amprion tätigen Dienstleistungsunternehmen erfüllt werden können. Es werden Arbeitssicherheitsschulungen für die Mitarbeiter und Seminare zur sicheren Arbeitsstättengestaltung vor Beginn von Außenarbeiten durchgeführt. Im Geschäftsjahr lag das Unfallgeschehen weiterhin auf niedrigem Niveau.

Die Gesundheitsförderung der Mitarbeiter ist Ziel des betrieblichen Gesundheitsmanagements von Amprion. Es beinhaltet ein breites Spektrum an Aktivitäten und Fördermaßnahmen. Unter anderem werden Präventionskurse, Vorsorgekuren und externe Sozialberatungen angeboten.

Umweltschutz

Erneut konnte die Normkonformität nach DIN ISO 50001 des seit 2015 zertifizierten Energiemanagementsystems durch ein Überwachungsaudit des Zertifizierers in 2016 bestätigt werden. Die Umsetzung der festgeschriebenen strategischen und operativen Energieziele erfolgt weiter programmgemäß.

Der Bereich Technologie- und Servicezentrum Primärtechnik Transformatoren wurde im Rahmen einer Qualitätssicherungsmaßnahme als Fachbetrieb nach Wasserhaushaltsgesetz qualifiziert. Dieses gesetzlich geregelte Qualitätssiegel bestätigt, dass Amprion auch unter Umweltschutzaspekten qualifiziertes und sachgerecht ausgestattetes Fachpersonal bei umweltsensiblen Montage-, Wartungs- und Instandsetzungstätigkeiten einsetzt.

Wirtschaftliche Lage

Ertragslage

IN MIO. €	01.01.–31.12.2016	01.01.–31.12.2015	VERÄNDERUNG
Umsatzerlöse und Erträge	12.753,5	11.974,1	779,4
Operative Aufwendungen	–12.510,6	–11.706,3	–804,3
Betriebsergebnis	**242,9**	**267,8**	**–24,9**
Finanzergebnis	–22,9	–24,5	1,6
Ergebnis vor Steuern	**220,0**	**243,3**	**–23,3**
Steuerergebnis	–61,9	–72,0	10,1
Jahresüberschuss	**158,1**	**171,3**	**–13,2**

Die Umsatzerlöse sind um 7 % auf 12.650,1 Mio. € (Vorjahr: 11.867,6 Mio. €) gestiegen und liegen auf dem im Lagebericht des Vorjahres erwarteten Niveau. Der Anstieg betrifft zum größten Teil die ergebnisneutrale Abwicklung des **EEG**-Ausgleichsmechanismus in Höhe von 10.498,2 Mio. € (Vorjahr: 9.967,5 Mio. €). Ursächlich sind höhere Erlöse aus der gestiegenen EEG-Umlage (2016: 6,35 ct/kWh; 2015: 6,17 ct/kWh). Die Umsatzerlöse aus dem Netzgeschäft betragen 2.151,9 Mio. € (Vorjahr: 1.900,1 Mio. €). Der Anstieg der Netzerlöse in Höhe von 251,8 Mio. € beruht auf höheren Erlösen aus der KWKG-Umlage und der Umlage nach § 19 StromNEV. Gegenläufig wirken geringere Erlöse aus der Offshore-Haftungsumlage. Diesen Umlageerlösen stehen Aufwendungen in gleicher Höhe gegenüber.

S. 60

Der Rückgang des Betriebsergebnisses um 24,9 Mio. € resultiert im Wesentlichen aus höheren Aufwendungen für Systemdienstleistungen und höheren Aufwendungen aus Löhnen und Gehältern aufgrund des planmäßigen Personalaufbaus. Gegenläufig wirken im Wesentlichen Gutschriften der RWE AG im Rahmen der Altersversorgung aufgrund der Umstellung auf den neuen gesetzlichen Rechnungszins zur Bewertung von Pensionsverpflichtungen.

Die Verbesserung im Finanzergebnis in Höhe von 1,6 Mio. € resultiert im Wesentlichen aus geringeren Bereitstellungsgebühren für die Kreditlinien aus dem neu abgeschlossenen Konsortialkreditvertrag. Gegenläufig erhöhten sich die Aufwendungen aus der Aufzinsung der eigenbilanzierten Pensionsrückstellungen.

Das Steuerergebnis beinhaltet Aufwendungen für Ertragsteuern des laufenden Geschäftsjahres sowie latente Steuern. Die Veränderung resultiert im Wesentlichen aus dem rückläufigen Ergebnis vor Steuern.

Infolge der vorgenannten Effekte ist ein Rückgang des Jahresüberschusses um 8 % auf 158,1 Mio. € zu verzeichnen. Im Lagebericht des Vorjahres wurde ein moderater Ergebnisrückgang prognostiziert.

Finanzlage

IN MIO. €	01.01.–31.12.2016	01.01.–31.12.2015	VERÄNDERUNG
Cashflow aus laufender Geschäftstätigkeit	298,8	141,2	157,6
Cashflow aus der Investitionstätigkeit	– 259,8	– 456,4	196,6
Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit	– 50,1	325,1	– 375,2
Veränderung des Finanzmittelfonds	**– 11,1**	**9,9**	**– 21,0**
Finanzmittelfonds am Ende der Periode	905,7	916,8	– 11,1

S. 60

Der Cashflow aus laufender Geschäftstätigkeit ist weiterhin im Wesentlichen durch den **EEG**-Ausgleichsmechanismus beeinflusst, der zu einem erheblichen Mittelabfluss führte. Dem standen Mittelzuflüsse aus der KWKG-Umlage gegenüber.

Der Cashflow aus der Investitionstätigkeit ist durch die Investitionen in das Übertragungsnetz geprägt, die um 21 % gestiegen sind. Gegenläufig wirkt die Veräußerung von Wertpapieren des Umlaufvermögens in Höhe von 300,0 Mio. €, die zur Deckung von Belastungen aus dem EEG-Ausgleichsmechanismus gebunden waren.

Der Rückgang des Cashflows aus der Finanzierungstätigkeit ergibt sich im Wesentlichen durch den Entfall der im Vorjahr getätigten Zuzahlung der Gesellschafter in das Eigenkapital in Höhe von 400,0 Mio. €.

Der Finanzmittelfonds ist zur Deckung zukünftiger Belastungen aus dem EEG-Ausgleichsmechanismus gebunden.

Finanzierung

Die Investitionen im Geschäftsjahr wurden über Innenfinanzierung und die vorhandene Liquidität finanziert. Zur operativen Abwicklung und zur Zwischenfinanzierung von Investitionen sowie zur Deckung des Liquiditätsbedarfs des **EEG**-Ausgleichsmechanismus hat Amprion einen Konsortialkreditvertrag geschlossen, der bis August 2016 befristet war und im März 2016 vorzeitig mit einem Bankenkonsortium aus fünf Geschäfts- und Landesbanken zu deutlich verbesserten Konditionen neu abgeschlossen wurde. Der Konsortialkreditvertrag beinhaltet eine marktübliche Finanzkennzahl, deren jährliche Einhaltungskontrolle mit Stichtag 31. Dezember erfolgt.

S. 60

Die Netz-Kredittranche wurde von 250,0 Mio. € auf 400,0 Mio. € erhöht und hat eine Laufzeit bis März 2021 mit zwei Verlängerungsmöglichkeiten um jeweils ein Jahr. Die Verzinsung richtet sich nach dem Referenzzinssatz EURIBOR zzgl. laufzeitabhängiger Marge. Die Kreditlinie wurde zum Abschlussstichtag in Höhe von 31,2 Mio. € in Anspruch genommen. Im ersten Quartal 2017 sind die Ausübung einer Erhöhungsoption in Höhe von 200,0 Mio. € und die Ausübung einer Verlängerungsoption um ein Jahr bis März 2022 geplant.

Die EEG-Kredittranche im Konsortialkreditvertrag wurde aufgrund eines geringeren Finanzierungsbedarfs von 1.800,0 Mio. € auf 350,0 Mio. € deutlich reduziert und hat eine Laufzeit bis März 2019 mit drei Verlängerungsmöglichkeiten um jeweils ein Jahr. 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. Die Ausübung einer Verlängerungsoption um ein Jahr bis März 2020 ist für das erste Quartal 2017 geplant.

Das Unternehmen verfügt über ein im Geschäftsjahr 2011 abgeschlossenes festverzinsliches Schuldscheindarlehen in Höhe von 185,0 Mio. € mit einer Laufzeit bis März 2021. Zusätzlich ist zur Finanzierung der Investitionen die Aufnahme von langfristigem Fremdkapital am Kapitalmarkt geplant.

Die Rating-Agenturen Moody's Investors Service Ltd. und Fitch Ratings Ltd. haben bei der jährlichen Überprüfung das Rating „A3“ und „A-“ mit stabilem Ausblick bestätigt. Amprion ist weiterhin im soliden Investment-Grade-Bereich angesiedelt. Das positive Rating trägt dazu bei, den Zugang zu den Kapitalmärkten für zukünftige Finanzierungen 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 in Deutschland sorgen dafür, dass eine erhöhte elektrische Leistung über immer größere Distanzen transportiert werden muss. Darüber hinaus ist die deutliche Zunahme handelsbedingter Energietransporte im gesamten europäischen Raum infolge der Liberalisierung des europäischen Energiemarktes ein weiterer Treiber des Netzausbaubedarfs.

Die gesetzlich definierten Abschaltzeitpunkte der noch in Betrieb befindlichen Kernkraftwerke bestimmen den zeitlichen Bedarf des Netzausbaus. Amprion hat im Geschäftsjahr die Investitionsmaßnahmen zur Steigerung der Transportkapazität und zur Stabilisierung des Übertragungsnetzes weiter erhöht, um die Systemsicherheit weiterhin 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 2016 entfielen die größten Investitionen auf die Projekte Ultranet, Dortmund–Frankfurt, Wesel/Niederrhein–Meppen und die neue Hauptschaltleitung HSL2020 in Brauweiler. Amprion hat die Teilabschnitte Wesel/Niederrhein–Bredenwinkel und Bredenwinkel–Borken des Projektes Wesel/Niederrhein–Meppen in Betrieb genommen. Außerdem erhielt Amprion acht öffentlich-rechtliche Genehmigungen für Maßnahmen aus dem Energieleitungsausbaugesetz
S. 60 (**EnLAG**) und Bundesbedarfsplangesetz (**BBPIG**).

Die Realisierung der beiden Interkonnektorprojekte in die Niederlande und nach Belgien schritt voran. Für das Projekt Niederrhein–Doetinchem liegt die öffentlich-rechtliche Genehmigung für beide Abschnitte vor, so dass mit dem Bau begonnen wurde. Für den Interkonnektor ALEGrO hat Amprion die Planfeststellungsunterlagen vorbereitet und bei der zuständigen Behörde eingereicht. Das Planfeststellungsverfahren wurde durch die Bezirksregierung Köln gestartet. Die Gesellschaft hat im Geschäftsjahr die Aufträge für die Planung und den Bau des Konverters sowie die Lieferung der Kabel vergeben. Darüber hinaus zeigte sich in den Untersuchungen im Rahmen des Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) der Bedarf einer weiteren Kapazitätssteigerung an der Grenze Deutschland/Belgien. Auf dieser Basis wurde im Laufe des Jahres ein konkretes Projekt entwickelt, das im Netzentwicklungsplan
S. 61 (**NEP**) 2030 enthalten sein wird. Die genannten Interkonnektorprojekte bilden einen wichtigen Baustein zur Weiterentwicklung der europäischen Marktintegration.

S. 61 Die Arbeiten an der **Erdkabel**-Pilotstrecke in Raesfeld wurden im Geschäftsjahr planmäßig fertiggestellt. Der Erdkabelabschnitt Raesfeld ist Teil der neuen Leitungsverbindung Dörpen–Wesel. Auf einer Länge von 3,4 Kilometern nahm Amprion eine unterirdische 380-kV-Teilverkabelung vor. Nach abgeschlossenen

Bau- und Verkabelungsarbeiten und erfolgreich bestandener Spannungsprüfung wurde der Testbetrieb aufgenommen. Dieser soll die Einsatzfähigkeit der 380-kV-Kabeltechnologie im Höchstspannungsnetz belegen und liefert bereits wertvolle betriebliche Erfahrungen.

Das Projekt Ultranet mit Höchstspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) befindet sich in der Genehmigungsphase. Nachdem bereits in 2014 und 2015 die Anträge auf Bundesfachplanung für alle fünf Abschnitte gestellt waren, wurden im Geschäftsjahr die jeweiligen Antragskonferenzen durchgeführt. Im Juni 2016 hat Amprion darüber hinaus die Antragsunterlagen gemäß § 8 Bundesfachplanung für den Abschnitt A (Riedstadt–Wallstadt) eingereicht. Der Erwerb eines geeigneten Grundstücks für den Konverter sowie die Auftragsvergabe für die Planung und den Bau des Konverters waren bereits in 2015 erfolgt.

Im novellierten **BBPlG** 2015 wurde der Standort des Kernkraftwerks Isar/Landshut (Regelzone TenneT) als neuer südlicher Netzanschlusspunkt des Korridors D (Süd-Ost-Link) festgeschrieben. Infolgedessen hat sich Amprion mit TenneT auf den Tausch der Vorhabenträgerschaft des südlichen Teils von Korridor D mit dem nördlichen Teil von A-Nord geeinigt. Mit dem zusätzlichen Anteil an A-Nord realisiert Amprion eine vergleichbare Gesamtlänge an HGÜ-Leitungskilometern und die gleiche Anzahl an Konvertern. Die nun alleinige Umsetzung von A-Nord eröffnet die Möglichkeit der Bündelung von Genehmigungs- und Kommunikationsmaßnahmen mit geplanten **EnLAG**-Projekten in Niedersachsen. Die Kooperationsverträge von Amprion mit 50Hertz für den Korridor D und Amprion mit TenneT für A-Nord wurden jeweils einvernehmlich aufgehoben. Die Gleichstromverbindung A-Nord vom 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. Es wurde für A-Nord der Erdkabelvorrang gesetzlich festgeschrieben. Das neu aufgesetzte Projektteam befasst sich aktuell mit der Erstellung des Antrags nach § 6 auf Bundesfachplanung. Dieser wird im ersten Quartal 2018 bei der **BNetzA** eingereicht. Das rund 300 Kilometer lange **Erdkabel** soll im Jahr 2025 in Betrieb gehen.

S. 60

S. 60

S. 60, 61

Das Gesamtvolumen der Investitionen belief sich 2016 auf 567,0 Mio. € und lag somit um rund 3 % über dem im Lagebericht 2015 prognostizierten Wert. Von den Investitionen entfielen 487,0 Mio. € auf Erweiterungs- und 80,0 Mio. € auf Erneuerungsinvestitionen und sonstige Investitionen. Die Investitionen erhöhten sich im Vergleich zum Vorjahr um 21 %.

Amprion hat seit 2008 insgesamt 101 Investitionsanträge bei der BNetzA gestellt. Diese betreffen Investitionen bis zum Jahr 2028. Mit den bisher genehmigten Anträgen ist ein Großteil der geplanten Erweiterungsinvestitionen für die nächsten Jahre abgesichert.

Vermögenslage

AKTIVA

IN MIO. €	31.12.2016	31.12.2015	VERÄNDERUNG
Langfristige Vermögenswerte	2.918,8	2.516,4	402,4
Kurzfristige Vermögenswerte	2.071,9	2.271,4	–199,5
	4.990,7	**4.787,8**	**202,9**

PASSIVA

IN MIO. €	31.12.2016	31.12.2015	VERÄNDERUNG
Eigenkapital	1.651,4	1.576,1	75,3
Langfristiges Fremdkapital	654,9	683,3	–28,4
Kurzfristiges Fremdkapital	2.684,4	2.528,4	156,0
	4.990,7	**4.787,8**	**202,9**

Das Sachanlagevermögen bildet mit 58 % (Vorjahr: 52 %) den wesentlichen Teil des Vermögens und ist mit 79 % (Vorjahr: 91 %) durch Eigenkapital und langfristiges Fremdkapital gedeckt. Der leichte Anstieg der Sachanlagenquote resultiert überwiegend aus den Erweiterungs- und Erneuerungsinvestitionen bei leicht gesunkenen kurzfristigen Vermögenswerten. Die Eigenkapitalquote beträgt 33 % (Vorjahr: 33 %). Im Geschäftsjahr erfolgte eine Einstellung in die Gewinnrücklage in Höhe von 86,3 Mio. € aus dem Jahresüberschuss 2015.

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

Die **BNetzA** hat die Erlösobergrenze für die 2. Regulierungsperiode von 2014 bis 2018 auf Kostenbasis des Jahres 2011 festgelegt. Das festgelegte Ausgangsniveau und die Entwicklung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten sowie des Verbraucherpreisgesamtindex sind die Grundlage für die Netzentgelte 2017, die am 19. Dezember 2016 veröffentlicht wurden. Die Erlösobergrenze erhöht sich leicht aufgrund folgender Änderungen:

S. 60

- Höhere Plankosten aus genehmigten Investitionsmaßnahmen für den weiteren Netzausbau aufgrund der Energiewende
- Gestiegene Plankosten für Reservekraftwerke aufgrund des Strommarktgesetzes

Die erwarteten geringeren Entnahmemengen aufgrund zunehmender Eigenerzeugung und dezentraler Einspeisung führen zu einem starken Anstieg der Netzentgelte in der Höchstspannungsnetzebene in dem für den Großteil der Kunden relevanten Benutzungsstundenbereich zwischen 5.000 und 8.760 Stunden von 17,2 % bis zu 19,9 %.

Gemäß § 6 Abs. 1 **ARegV** legt die BNetzA das Ausgangsniveau für die Bestimmung der Erlösobergrenzen für die 3. Regulierungsperiode von 2019 bis 2023 mittels einer Kostenprüfung auf Basis der Daten des Geschäftsjahres 2016 fest. Die Daten werden voraussichtlich bis zum 30. Juni 2017 an die BNetzA übermittelt.

S. 60

Systemdienstleistungen

Die Regelleistung beschafft Amprion unverändert nach den Vorgaben der BNetzA gemeinsam mit den anderen deutschen ÜNB. Hierbei wird von höheren Aufwendungen für die Regelleistung aufgrund steigender Mengen und Preise insbesondere für die Sekundärregelleistung ausgegangen. Die Ausschreibung der Langfristkomponente für Verlustenergie ist für das Jahr 2017 vollständig abgeschlossen, wobei die Preise im Vergleich zum Geschäftsjahr 2016 deutlich zurückgehen. Es wird erwartet, dass sich die Kosten für Redispatch-Maßnahmen erhöhen. Ebenfalls werden höhere Aufwendungen für Reservekraftwerke aufgrund des im Geschäftsjahr 2016 in Kraft getretenen Strommarktgesetzes erwartet.

Investitionen

Der **NEP** stellt die Grundlage für die Projektplanung von Amprion dar. Das **EnLAG** und das auf dem NEP basierende BBPlG sichern rund 3.400 Mio. € der Erweiterungsinvestitionen von Amprion für die kommenden zehn Jahre ab und stellen somit die Investitionsplanung auf eine rechtlich sichere Grund-

S. 60, 61

lage. Sie bestätigen den Projekten von Rechts wegen die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und ihren vordringlichen Bedarf. Die Projekte des BBPlG unterliegen zudem einem beschleunigten Genehmigungsverfahren. Hierbei ist zu beachten, dass im **EnLAG** und BBPlG lediglich der Anfangs- und Endpunkt einer Leitung gesetzlich festgelegt wird. Die Leitung und alle damit zusammenhängenden Maßnahmen werden durch Investitionsanträge abgesichert.

S. 60

S. 61

Mit der Neufassung des **EnWG** wurde die Erstellung des Netzentwicklungsplans auf einen zweijährigen Zyklus umgestellt, um Überschneidungen von aufeinanderfolgenden Netzentwicklungsplänen zu vermeiden. Der Netzentwicklungsplan wird somit im Jahr 2017 veröffentlicht und betrachtet die Zieljahre 2030 und 2035.

S. 60

S. 61

S. 60

Durch die Novelle des **EEG** kommt es zu weitreichenden Änderungen bei den Ausbaupfaden sowie der räumlichen Verteilung der erneuerbaren Energien. Diese Änderungen betreffen die Grundannahmen des **NEP** und konnten im NEP 2025 nicht mehr adäquat berücksichtigt werden. Aus diesem Grund hat der Gesetzgeber festgelegt, dass das Verfahren des NEP 2025 nicht fortgeführt wird. Somit wird die Konsultation des zweiten Entwurfs nicht durchgeführt und es wird keine Bestätigung des NEP 2025 durch die **BNetzA** geben. Der Entwurf der ÜNB zum Szenariorahmen für den kommenden NEP 2030, Version 2017 wurde am 18. Januar 2016 von der BNetzA veröffentlicht und zur Konsultation gestellt. Am 30. Juni 2016 hat die BNetzA den Szenariorahmen genehmigt. Die Abgabe des ersten Entwurfs des NEP 2030, Version 2017 an die BNetzA erfolgte am 1. Februar 2017.

Die Erarbeitung und Veröffentlichung des europäischen TYNDP bei ENTSO-E wird durch die EU-Verordnung 347/2013 definiert. Der TYNDP 2016 wurde im Dezember 2016 an die europäische Regulierungsbehörde ACER übergeben und bildet damit die Grundlage der multilateralen Interkonnektorplanung bei Amprion. Im zweistufigen Entwicklungsverfahren des TYNDP 2016, an dem Amprion intensiv mitgewirkt hat, wurde zunächst die benötigte Interkonnektorkapazität an innereuropäischen Grenzen für einen möglichst freien europäischen Energiehandel und eine Erhöhung der Versorgungssicherheit identifiziert. In den sechs Regionalgruppen von ENTSO-E wurde anschließend untersucht, inwiefern die benötigten Kapazitäten durch bereits konkret geplante Projekte erreicht werden können oder ob ein weiterer Ausbaubedarf besteht und weitere Projekte entwickelt werden müssen. In der zweiten Phase erfolgte das Project-Assessment, bei dem mit Hilfe einer von ENTSO-E entwickelten und durch die EU-Kommission anerkannten Vorgehensweise der volkswirtschaftliche Nutzen der Projekte den Projektkosten gegenübergestellt wurde. Ein wesentlicher Teil war zudem die Abstimmung der Projekte mit den Projektpartnern. Durch dieses Vorgehen konnte zum Beispiel das Projekt „2nd Interconnector DE-BE“ identifiziert, entwickelt und bewertet werden, das auf Basis des TYNDP 2016 auch im kommenden NEP 2030 berücksichtigt und weiter analysiert wird.

Das bis 2026 geplante Gesamtinvestitionsvolumen von Amprion setzt sich aus Erweiterungsinvestitionen, Erneuerungsinvestitionen sowie sonstigen Investitionen zusammen und liegt bei rund 5.600 Mio. €. Davon entfallen 663 Mio. € auf 2017.

Umsatz und Ergebnis

Im Geschäftsjahr 2017 werden insgesamt geringfügig steigende Umsatzerlöse erwartet. Die Erlöse aus dem für Amprion ergebnisneutralen **EEG**-Geschäft verbleiben auf dem Niveau des Geschäftsjahres. S. 60 Die Umsatzerlöse aus dem Netzgeschäft erhöhen sich hingegen leicht aufgrund der gestiegenen Erlösobergrenze sowie höheren Erlösen aus der KWKG-Umlage.

Für das Geschäftsjahr 2017 wird aufgrund des beschriebenen regulatorischen Umfelds sowie der angespannten Netzsituation mit einem leicht rückläufigen Jahresüberschuss gerechnet.

Gesamtaussage zur zukünftigen Entwicklung

Die Geschäftsführung erwartet für das Geschäftsjahr 2017 aufgrund der regulatorischen Rahmenbedingungen eine weiterhin positive Entwicklung des Geschäftsverlaufs sowie eine stabile Vermögens-, Finanz- und Ertragslage der Gesellschaft. Für die kommende Regulierungsperiode (2019 bis 2023) ist jedoch aufgrund der Festlegung der **BNetzA** zu den Eigenkapitalzinssätzen mit negativen Auswirkungen auf die Ergebnislage zu rechnen. S. 60

Chancen- und Risikobericht

Risikomanagement

Die Ziele des Risikomanagements sind die Vermeidung und Steuerung von Risiken, die zu wirtschaftlichen Ergebnis- und Liquiditätsbelastungen führen oder gar den Unternehmensbestand gefährden können, die Reduzierung unvermeidlicher Risiken und die Optimierung des gesamten Chancen-Risiko-Portfolios.

Das Risikomanagement von Amprion beinhaltet umfassende ablauf- und aufbauorganisatorische Maßnahmen zur frühzeitigen Identifikation, Analyse und Steuerung sowie zur Berichterstattung von Risiken und trägt damit den Anforderungen des Gesetzes zur Kontrolle und Transparenz im Unternehmensbereich Rechnung. Die Risikoidentifikation beinhaltet die strukturierte Bestandsaufnahme von möglichen Risiken aller betrieblichen Prozesse und Funktionsbereiche. Im Rahmen der Risikoanalyse werden die identifizierten Risiken hinsichtlich ihrer Ursache, Frühwarnindikatoren, Risikosteuerungs- und Vorbeugemaßnahmen, Schadenshöhe und Eintrittswahrscheinlichkeit bewertet. Ziel der Risikosteuerung ist

es, die potenzielle Schadenshöhe sowie die Eintrittswahrscheinlichkeit bestehender Risiken zu reduzieren oder – soweit dies möglich ist – durch Verzicht auf risikobehaftete Maßnahmen Risiken zu vermeiden.

Im Rahmen der regelmäßigen Risikoberichterstattung werden die Geschäftsführung und der Aufsichtsrat über die aktuelle Risikosituation informiert. Bei wesentlichen Veränderungen werden die Entscheidungsträger außerhalb der Regelberichterstattung unverzüglich informiert. 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. Amprion hat in diesem Zusammenhang Freiwillige Selbstverpflichtungen (FSV) nach § 11 Abs. 2 **ARegV** mit der **BNetzA** abgeschlossen, die für die Laufzeit der 2. Regulierungsperiode (2014 bis 2018) gelten.

S. 60

Chancen und Risiken resultieren aus Kostenveränderungen bei der Beschaffung von Regelleistung aufgrund von unvorhergesehenen Mengeneffekten. Die FSV Regelleistung sieht eine Preisindizierung vor, so dass aufgrund von Mengeneffekten Chancen und Risiken für das Ergebnis der Gesellschaft bestehen, die durch eine Anreizregelung begrenzt sind. Lediglich 25 % der erzielten Kostenersparnisse oder Kostenerhöhungen aus unvorhergesehenen Mengeneffekten beeinflussen bis zu einer absoluten Obergrenze das Ergebnis von Amprion.

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 durch den zeitlichen Verzug der Kostenwälzung. Die Ausschreibung der Langfristkomponente für Netzverluste ist für das Jahr 2017 vollständig und für das Jahr 2018 teilweise abgeschlossen.

Ein periodisches Risiko ergibt sich aus den Redispatch-Maßnahmen, weil die Mehrkosten erst mit einem zweijährigen Zeitverzug über die Netzentgelte mittels der FSV Redispatch gewälzt werden können.

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.

S. 60

Kreditrisiken entstehen, wenn Geschäftspartner ihren Zahlungsverpflichtungen nicht oder nicht ausreichend nachkommen. Durch entsprechende Bonitätsprüfungen, kontinuierliches Forderungsmanagement sowie die Erhebung von Sicherheitsleistungen (in begründeten Fällen) 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**. 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. Im Beschluss der BNetzA zur Festlegung der Erlösobergrenze für die 2. Regulierungsperiode von 2014 bis 2018 wurden die von Amprion beantragten Kosten zum größten Teil genehmigt und bilden somit die Grundlage für eine zukünftige stabile wirtschaftliche Entwicklung der Gesellschaft. 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.

S. 60

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

Gesamtaussage zu Risiken
Im Geschäftsjahr 2016 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.

Erklärung zur Unternehmensführung nach § 289a Abs. 4 HGB

Als Zielgröße für den Frauenanteil legten in 2015 die Gesellschafter für den Aufsichtsrat eine Quote von 8,3 % und der Aufsichtsrat für die Geschäftsführung eine Quote von 0,0 % fest. Die Geschäftsführung legte für die beiden Führungsebenen unterhalb der Geschäftsführung eine Quote von 6,7 % fest. Die Frist zur Erreichung der Zielgrößen wurde in allen Fällen durch die jeweiligen Organe auf den 30. Juni 2017 festgelegt.

Dortmund, 22. März 2017

Die Geschäftsführung

DR. HANS-JÜRGEN BRICK **DR. KLAUS KLEINEKORTE**

JAHRESABSCHLUSS

Bilanz

DER AMPRION GMBH ZUM 31. DEZEMBER 2016

AKTIVA

	ANHANG	31.12.2016 IN MIO. €	31.12.2015 IN MIO. €
Anlagevermögen	(1)		
Immaterielle Vermögensgegenstände		9,4	4,9
Sachanlagen		2.903,3	2.483,1
Finanzanlagen		6,3	6,6
		2.919,0	**2.494,6**
Umlaufvermögen			
Vorräte	(2)	63,5	53,6
Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände	(3)	1.100,5	998,5
Wertpapiere		–	300,0
Flüssige Mittel	(4)	905,7	916,8
		2.069,7	**2.268,9**
Rechnungsabgrenzungsposten		**2,0**	**2,3**
Aktiver Unterschiedsbetrag aus der Vermögensverrechnung		**–**	**22,0**
		4.990,7	**4.787,8**

PASSIVA

	ANHANG	31.12.2016 IN MIO. €	31.12.2015 IN MIO. €
Eigenkapital	(5)		
Gezeichnetes Kapital		10,0	10,0
Genussrechtskapital		8,9	6,7
Kapitalrücklage		1.003,0	1.003,0
Gewinnrücklagen		471,4	385,1
Jahresüberschuss		158,1	171,3
		1.651,4	**1.576,1**
Sonderposten	(7)	**34,2**	**35,9**
Rückstellungen	(8)	**432,2**	**514,9**
Verbindlichkeiten	(9)	**2.637,9**	**2.456,8**
Rechnungsabgrenzungsposten	(10)	**109,8**	**93,0**
Passive latente Steuern	(11)	**125,2**	**111,1**
		4.990,7	**4.787,8**

Gewinn- und Verlustrechnung

DER AMPRION GMBH VOM 1. JANUAR BIS 31. DEZEMBER 2016

	ANHANG	01.01.–31.12.2016 IN MIO. €	01.01.–31.12.2015 IN MIO. €
Umsatzerlöse	(13)	12.650,1	11.867,6
Erhöhung des Bestands an nicht abgerechneten Leistungen		3,3	–
Andere aktivierte Eigenleistungen		61,5	52,1
Sonstige betriebliche Erträge	(14)	38,6	54,4
Materialaufwand	(15)	–12.168,3	–11.375,4
Personalaufwand	(16)	–120,0	–125,5
Abschreibungen		–128,1	–124,6
Sonstige betriebliche Aufwendungen	(17)	–94,2	–80,8
Finanzergebnis	(18)	–22,9	–24,5
Ergebnis vor Steuern		**220,0**	**243,3**
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	(19)	–61,9	–72,0
Jahresüberschuss		**158,1**	**171,3**

Entwicklung des Anlagevermögens

DER AMPRION GMBH VOM 1. JANUAR BIS 31. DEZEMBER 2016

	ANSCHAFFUNGS- UND HERSTELLUNGSKOSTEN IN MIO. €				
	STAND 01.01.2016	ZUGÄNGE	UMBUCHUNGEN	ABGÄNGE	STAND 31.12.2016
Immaterielle Vermögensgegenstände					
Entgeltlich erworbene Konzessionen, gewerbliche Schutzrechte und ähnliche Rechte und Werte sowie Lizenzen an solchen Rechten und Werten	27,1	6,4	0,4	0,2	33,7
Geleistete Anzahlungen	0,3	0,8	–0,3		0,8
	27,4	**7,2**	**0,1**	**0,2**	**34,5**
Sachanlagen					
Grundstücke, grundstücksgleiche Rechte und Bauten einschließlich der Bauten auf fremden Grundstücken	387,7	61,3	37,8	7,0	479,8
Technische Anlagen und Maschinen	6.168,4	333,9	68,3	31,8	6.538,8
Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	44,4	5,3	0,3	1,3	48,7
Geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau	150,1	159,3	–106,5	4,8	198,1
	6.750,6	**559,8**	**–0,1**	**44,9**	**7.265,4**
Finanzanlagen					
Beteiligungen	5,2				5,2
Sonstige Ausleihungen	1,4			0,3	1,1
	6,6			**0,3**	**6,3**
	6.784,6	**567,0**		**45,4**	**7.306,2**

	KUMULIERTE ABSCHREIBUNGEN IN MIO. €				BUCHWERTE IN MIO. €	
	STAND 01.01.2016	ABSCHREIBUNGEN DES BERICHTS-ZEITRAUMS	ABGÄNGE	STAND 31.12.2016	STAND 31.12.2016	STAND 31.12.2015
	22,5	2,7	0,1	25,1	8,6	4,6
					0,8	0,3
	22,5	**2,7**	**0,1**	**25,1**	**9,4**	**4,9**
	173,1	5,7	2,8	176,0	303,8	214,5
	4.065,6	115,7	26,5	4.154,8	2.384,0	2.102,8
	28,7	4,0	1,4	31,3	17,4	15,7
					198,1	150,1
	4.267,4	**125,4**	**30,7**	**4.362,1**	**2.903,3**	**2.483,1**
					5,2	5,2
					1,1	1,4
					6,3	**6,6**
	4.290,0	**128,1**	**30,8**	**4.387,2**	**2.919,0**	**2.494,6**

Anhang

DER AMPRION GMBH ZUM 31. DEZEMBER 2016

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. S. 61

Die Gesellschaft wendet die Vorschriften des Bilanzrichtlinie-Umsetzungsgesetzes (BilRUG) erstmalig für das aktuelle Geschäftsjahr an. Sich hieraus ergebende Auswirkungen auf Ansatz, Bewertung und Ausweis werden unter den entsprechenden Jahresabschlussposten erläutert. Die Gliederung der Gewinn- und Verlustrechnung wird um den Posten „Ergebnis nach Steuern“ verkürzt, weil er bei der Gesellschaft dem Posten „Jahresüberschuss“ entspricht. Zur Klarheit und Übersichtlichkeit wurde gemäß § 265 Abs. 5 HGB in der Gewinn- und Verlustrechnung die Zwischensumme „Ergebnis vor Steuern“ eingefügt.

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.

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 geringwertige Vermögensgegenstände mit Anschaffungskosten bis 150 € im Jahr der Anschaffung aufwandswirksam erfasst. Bei Anschaffungskosten von mehr als 150 € bis 410 € 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 der Richttafeln 2005 G von Klaus Heubeck nach dem Anwartschaftsbarwertverfahren gebildet. Sie werden mit dem von der Deutschen Bundesbank zum 31. Dezember 2016 veröffentlichten durchschnittlichen Marktzinssatz der vergangenen zehn Geschäftsjahre mit 4,01 % 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 der Richttafeln 2005 G von Klaus Heubeck gebildet. Sie werden mit dem von der Deutschen Bundesbank zum 31. Dezember 2016 veröffentlichten durchschnittlichen Marktzinssatz der vergangenen sieben Geschäftsjahre von 3,23 % 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 der Richttafeln 2005 G von Klaus Heubeck gebildet. Sie werden mit dem von der Deutschen Bundesbank zum 31. Dezember 2016 veröffentlichten durchschnittlichen Marktzinssatz der vergangenen sieben Geschäftsjahre von 2,14 % 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. 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 2016 sind auf der Seite 36 dargestellt.

Die folgende Aufstellung enthält die Angaben zum Anteilsbesitz.

NAME UND SITZ DER GESELLSCHAFT	ANTEIL AM KAPITAL (%)	EIGENKAPITAL IN MIO. €*	ERGEBNIS IN MIO. €*
TSCNET Services GmbH, München	7,7	2,9	0,4
Holding des Gestionnaires de Réseau de Transport d'électricité SAS, Paris/Frankreich	5,0	93,7	25,5
Joint Allocation Office S.A., Luxembourg/Luxemburg	5,0	4,3	0,3

* Eigenkapital und Ergebnis des Geschäftsjahres 2015.

(2) Vorräte

IN MIO. €	31.12.2016	31.12.2015
Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe	60,2	53,6
Unfertige Leistungen	3,3	–
	63,5	**53,6**

(3) Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände

IN MIO. €	31.12.2016	31.12.2015
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	1.043,9	985,2
Forderungen gegen Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht	–	*
Sonstige Vermögensgegenstände	56,6	13,3
	1.100,5	**998,5**

* Betrag in geringer Höhe.

(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 0,5 Mio. €. Insgesamt wurden Genussrechte mit folgender Stückelung ausgegeben:

NOMINALBETRAG	31.12.2016
180 €	44.229
360 €	16
720 €	303
1.220 €	69
1.720 €	379
	44.996

Die Gewinnrücklagen betreffen andere Gewinnrücklagen gemäß § 266 Abs. 3 III. Nr. 4 HGB.

Mit Beschluss des Aufsichtsrats vom 12. April 2016 wurde der Jahresüberschuss für das Geschäftsjahr 2015 in Höhe von 171,3 Mio. € zu einem Teilbetrag in Höhe von 85,0 Mio. € an die Gesellschafter ausgeschüttet. Der verbleibende Betrag in Höhe von 86,3 Mio. € wurde in die anderen Gewinnrücklagen eingestellt.

(6) Ausschüttungssperre
Der ausschüttungsgesperrte Gesamtbetrag gemäß § 268 Abs. 8 HGB in Höhe von 6,3 Mio. € resultiert aus der Bewertung des Deckungsvermögens gemäß § 246 Abs. 2 Satz 2 HGB zum beizulegenden Zeitwert in Höhe von 9,1 Mio. € abzüglich der hierauf entfallenden passiven latenten Steuern in Höhe von

2,8 Mio. €. Der ausschüttungsgesperrte Unterschiedsbetrag gemäß § 253 Abs. 6 HGB in Höhe von 24,8 Mio. € resultiert aus der Abzinsung der Rückstellungen für Altersversorgungsverpflichtungen mit einem zehnjährigen anstatt eines siebenjährigen durchschnittlichen Marktzinssatzes.

Die frei verfügbaren Rücklagen in Höhe von 1.474,4 Mio. € übersteigen die ausschüttungsgesperrten Beträge in Höhe von 31,1 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. €	31.12.2016	31.12.2015
Steuerrückstellungen	40,5	44,0
Sonstige Rückstellungen	391,7	470,9
	432,2	**514,9**

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	120,7	129,8	
Sonstige Vermögensgegenstände	2,4	2,4	
	123,1	**132,2**	
Verrechnete Schulden			
Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen			132,2
			132,2
Unterschiedsbetrag aus der Verrechnung			–

Der beizulegende Zeitwert entspricht dem Marktwert zum 31. Dezember 2016. 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 sind im Wesentlichen für Verpflichtungen aus der Sanierung von Masten, Ansprüche nach dem KWKG alt, Verpflichtungen aus dem Personalbereich sowie für regulatorische Verpflichtungen gebildet.

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	11,0	11,0	
	11,0	**11,0**	
Verrechnete Schulden			
Rückstellungen für Altersteilzeitleistungen und Langzeitarbeitszeitkonten			35,1
			35,1
Unterschiedsbetrag aus der Verrechnung			**24,1**

Der beizulegende Zeitwert entspricht dem Marktwert zum 31. Dezember 2016. Die entsprechende Verrechnung der Aufwendungen und Erträge ist unter dem Finanzergebnis dargestellt.

(9) Verbindlichkeiten

IN MIO. €	31.12.2016	DAVON REST-LAUFZEIT ≤ 1 JAHR	DAVON REST-LAUFZEIT > 1 JAHR	DAVON REST-LAUFZEIT > 5 JAHRE	31.12.2015	DAVON REST-LAUFZEIT ≤ 1 JAHR	DAVON REST-LAUFZEIT > 1 JAHR	DAVON REST-LAUFZEIT > 5 JAHRE
Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	222,4	37,4	185,0	–	191,1	6,1	185,0	185,0
Erhaltene Anzahlungen auf Bestellungen	17,7	8,2	9,5	1,8	15,5	9,4	6,1	1,8
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	2.168,0	2.168,0	–	–	2.067,5	2.067,5	–	–
Verbindlichkeiten gegenüber Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht	*	*	–	–	0,1	0,1	–	–
Sonstige Verbindlichkeiten	229,8	146,5	83,3	–	182,6	93,1	89,5	0,1
– Davon aus Steuern	9,5	9,5	–	–	13,5	13,5	–	–
– Davon im Rahmen der sozialen Sicherheit	0,6	0,2	0,4	–	0,7	0,3	0,4	0,1
	2.637,9	**2.360,1**	**277,8**	**1,8**	**2.456,8**	**2.176,2**	**280,6**	**186,9**

* Betrag in geringer Höhe.

Die Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten betreffen im Wesentlichen ein langfristiges Schuldscheindarlehen in Höhe von 185,0 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 30,1 Mio. € (Vorjahr: 33,6 Mio. €) und Einnahmen aus dem Engpassmanagement für Investitionen in den Erhalt oder Ausbau von grenzüberschreitenden Verbindungskapazitäten in Höhe von 44,0 Mio. € (Vorjahr: 18,8 Mio. €) sowie verschiedene Vorauseinnahmen in Höhe von 35,7 Mio. € (Vorjahr: 40,6 Mio. €) für Erträge in Folgejahren.

(11) Passive latente Steuern

IN MIO. €	31.12.2015	VERÄNDERUNG	31.12.2016
Aktive latente Steuern	46,6	14,5	61,1
Passive latente Steuern	157,7	28,6	186,3
Passivüberhang latenter Steuern	**111,1**	**14,1**	**125,2**

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 31,33 % (Vorjahr: 31,24 %) zugrunde gelegt.

(12) Haftungsverhältnisse, sonstige finanzielle Verpflichtungen

Die Haftungsverhältnisse beinhalten ausschließlich Verbindlichkeiten aus Gewährleistungsverträgen in Höhe von 151,1 Mio. € (Vorjahr: 158,8 Mio. €) und betreffen in Höhe von 147,7 Mio. € (Vorjahr: 155,9 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 425,2 Mio. € und betrifft die nachfolgend genannten Sachverhalte.

Für die Strombeschaffung zum marktorientierten Ausgleich von Verlustenergie wurden Abnahmeverpflichtungen für 2017 und 2018 in Höhe von 84,7 Mio. € eingegangen.

Aus erteilten Investitions- und Instandhaltungsaufträgen sowie aus Rahmenverträgen mit Abnahmeverpflichtungen besteht ein Bestellobligo in Höhe von 313,3 Mio. €.

Aus überwiegend langfristigen Mietverträgen bestehen nicht abgezinste finanzielle Verpflichtungen in Höhe von 15,2 Mio. € (davon < 1 Jahr: 8,6 Mio. €).

Aus Grundstückskaufverträgen, deren rechtlicher und wirtschaftlicher Übergang nach dem 31. Dezember 2016 erfolgt, resultiert eine Zahlungsverpflichtung in Höhe von 11,9 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. Diese finanzielle Verpflichtung ist derzeit nicht quantifizierbar.

Erläuterungen zur Gewinn- und Verlustrechnung

(13) Umsatzerlöse

IN MIO. €	01.01.–31.12.2016	01.01.–31.12.2015
Strom	12.613,2	11.849,1
Übrige	36,9	18,5
	12.650,1	**11.867,6**

S. 60

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

Die Umsatzerlöse gemäß § 277 Abs. 1 HGB in der Fassung des BilRUG sind nicht mit den Umsatzerlösen des Vorjahres vergleichbar. Die Umsatzerlöse des Vorjahres, die sich aus der Anwendung des § 277 Abs. 1 HGB in der Fassung des BilRUG ergeben würden, betragen 11.878,6 Mio. €. Die Änderung betrifft im Wesentlichen Miet- und Pachterlöse, die im Vorjahr unter den sonstigen betrieblichen Erträgen ausgewiesen wurden.

(14) Sonstige betriebliche Erträge

IN MIO. €	01.01.–31.12.2016	01.01.–31.12.2015
Auflösung von Rückstellungen	25,9	14,7
Gewinne aus Anlageabgängen	1,2	4,7
Übrige	11,5	35,0
	38,6	**54,4**

In den sonstigen betrieblichen Erträgen sind periodenfremde Erträge in Höhe von 34,6 Mio. € (Vorjahr: 38,5 Mio. €) enthalten. Erträge aus der Währungsumrechnung sind in Höhe von 2,5 T€ (Vorjahr: 7,2 T€) angefallen.

Im Vorjahr wurden Beträge in Höhe von 11,0 Mio. € in den übrigen sonstigen betrieblichen Erträgen ausgewiesen, die im Geschäftsjahr aufgrund der erstmaligen Anwendung des BilRUG unter den übrigen Umsatzerlösen erfasst werden. Sie betreffen im Wesentlichen Miet- und Pachterlöse.

(15) Materialaufwand

IN MIO. €	01.01.–31.12.2016	01.01.–31.12.2015
Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe und für bezogene Waren	–11.598,1	–10.774,6
Aufwendungen für bezogene Leistungen	–570,2	–600,8
	–12.168,3	**–11.375,4**

Im Materialaufwand sind im Wesentlichen Belastungen aus **EEG**-Strombezügen und Aufwendungen für Systemdienstleistungen sowie ergebnisneutrale Umlagen enthalten. S. 60

(16) Personalaufwand

IN MIO. €	01.01.–31.12.2016	01.01.–31.12.2015
Löhne und Gehälter	–102,1	–94,6
Soziale Abgaben und Aufwendungen für Altersversorgung und Unterstützung	–17,9	–30,9
– Davon für Altersversorgung	–2,7	–16,9
	–120,0	**–125,5**

	01.01.–31.12.2016	01.01.–31.12.2015
Leitende Angestellte	30	30
Außertarifliche Mitarbeiter	235	214
Tarifliche Mitarbeiter	934	870
	1.199	**1.114**

Die Angabe bezieht sich auf die im Geschäftsjahr durchschnittlich beschäftigten Mitarbeiteräquivalente. Hierbei werden Teilzeitbeschäftigte entsprechend der Arbeitsleistung anteilig berücksichtigt.

(17) Sonstige betriebliche Aufwendungen

IN MIO. €	01.01.–31.12.2016	01.01.–31.12.2015
Dienstleistungen	–34,1	–32,2
Verluste aus Anlageabgängen	–9,1	–5,5
Wertminderungen oder Verluste aus dem Abgang von Gegenständen des Umlaufvermögens	–0,3	–0,6
Übrige	–50,7	–42,5
	–94,2	**–80,8**

Die sonstigen betrieblichen Aufwendungen beinhalten periodenfremde Aufwendungen in Höhe von 9,4 Mio. € (Vorjahr: 6,1 Mio. €) und sonstige Steuern in Höhe von 2,2 Mio. € (Vorjahr: 2,1 Mio. €). Im Geschäftsjahr sind Verluste aus der Währungsumrechnung in Höhe von 1,6 T€ (Vorjahr: 4,7 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 und Beratung sowie aus Altersteilzeitverpflichtungen.

(18) Finanzergebnis

IN MIO. €	01.01.–31.12.2016	01.01.–31.12.2015
Erträge aus Beteiligungen	0,5	–
Erträge aus anderen Wertpapieren und Ausleihungen des Finanzanlagevermögens	*	*
Sonstige Zinsen und ähnliche Erträge	8,4	4,3
Zinsen und ähnliche Aufwendungen	– 31,8	– 28,8
– Davon aus Aufzinsung	– 16,4	– 6,6
– Davon aus Vergütung für Genussrechtskapital	– 0,5	– 0,3
	– 22,9	**– 24,5**

* Betrag in geringer Höhe.

Die Aufwendungen und Erträge aus dem Deckungsvermögen wurden mit den Aufwendungen aus der Aufzinsung 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	2,3
Sonstige Zinsen und ähnliche Erträge	*
	2,3
Verrechnete Aufwendungen	
Zinsen und ähnliche Aufwendungen	–13,2
	–13,2
Unterschiedsbetrag aus der Verrechnung	**–10,9**

* Betrag in geringer Höhe.

(19) Steuern vom Einkommen und vom Ertrag

Der Aufwand aus Steuern vom Einkommen und vom Ertrag entfällt in Höhe von 56,0 Mio. € auf das aktuelle Geschäftsjahr sowie in Höhe von 14,1 Mio. € auf latente Steuern. Gegenläufig wirken periodenfremde Steuererträge.

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 281,7 T€.

Die Mitglieder des Aufsichtsrats werden nachfolgend aufgeführt.

- **Prof. Heinz-Werner Ufer**
  Lehrbeauftragter des Lehrstuhls Unternehmensrechnung und Controlling der Technischen Universität Dortmund
  Vorsitzender

- **Dr. Andreas Kretschmer**
  Hauptgeschäftsführer der Ärzteversorgung Westfalen-Lippe
  1. stellvertretender Vorsitzender

- **Josef Frankemölle***
  Gesamtbetriebsratsvorsitzender der Amprion GmbH und Betriebsratsvorsitzender der Amprion GmbH am Standort Dortmund
  2. stellvertretender Vorsitzender

- **Frank Amberg**
  Head of Private Equity & Infrastructure der MEAG MUNICH ERGO AssetManagement GmbH

- **Detlef Börger-Reichert***
  Stellvertretender Betriebsratsvorsitzender der Amprion GmbH am Standort Dortmund

- **Christian Fuhrmann**
  Vorstandsmitglied der Evangelischen Zusatzversorgungskasse, Ressort Finanzen
  • Bis 11. Mai 2016

* Arbeitnehmervertreter.

- **Malte Glasneck***
  Betriebsratsvorsitzender der Amprion GmbH am Standort Hoheneck

- **Natalie Kornowski***
  Betriebsratsvorsitzende der Amprion GmbH am Standort Brauweiler

- **Dr. Thomas Mann**
  Sprecher der Geschäftsführung der Ampega Investment GmbH

- **Christoph Manser**
  Head of Infrastructure Investments der Swiss Life Asset Management AG

- **Fred Riedel**
  Wirtschaftsprüfer, Steuerberater

- **Manfred Rupps**
  Leiter Hauptabteilung Kapitalanlagen Immobilien und Alternative Investments der SV SparkassenVersicherung Holding AG
  • Seit 11. Mai 2016

- **Uwe Tigges**
  Vorstandsmitglied der RWE AG, Ressort Personal

* Arbeitnehmervertreter.

Die Mitglieder der Geschäftsführung werden nachfolgend aufgeführt.

- **Dr. Hans-Jürgen Brick**
  Chief Commercial Officer und Chief Financial Officer

- **Dr. Klaus Kleinekorte**
  Chief Technical Officer

Honorar des Abschlussprüfers

Das Gesamthonorar des Abschlussprüfers verteilt sich wie folgt:

	IN T€	DAVON FÜR VORJAHRE
Abschlussprüfungsleistungen	154,2	–
Andere Bestätigungsleistungen	272,7	1,3
Sonstige Leistungen	1,5	–
	428,4	**1,3**

Ergebnisverwendung

Der Jahresüberschuss des Geschäftsjahres beträgt 158,1 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 58,1 Mio. € in die anderen Gewinnrücklagen gemäß § 266 Abs. 3 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

S. 61

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

Dortmund, 22. März 2017

Die Geschäftsführung

DR. HANS-JÜRGEN BRICK **DR. KLAUS KLEINEKORTE**

Bestätigungsvermerk des Abschlussprüfers

Wir haben den Jahresabschluss – bestehend aus Bilanz, Gewinn- und Verlustrechnung sowie Anhang – unter Einbeziehung der Buchführung und den Lagebericht der Amprion GmbH, Dortmund, für das Geschäftsjahr vom 1. Januar 2016 bis zum 31. Dezember 2016 geprüft. Nach § 6b Abs. 5 **EnWG** umfasste die Prüfung auch die Einhaltung der Pflichten zur Rechnungslegung nach § 6b Abs. 3 EnWG, wonach für die Tätigkeiten nach § 6b Abs. 3 EnWG getrennte Konten zu führen und Tätigkeitsabschlüsse aufzustellen sind. Die Buchführung und die Aufstellung von Jahresabschluss und Lagebericht nach den deutschen handelsrechtlichen Vorschriften sowie die Einhaltung der Pflichten nach § 6b Abs. 3 EnWG liegen in der Verantwortung der gesetzlichen Vertreter der Gesellschaft. Unsere Aufgabe ist es, auf der Grundlage der von uns durchgeführten Prüfung eine Beurteilung über den Jahresabschluss unter Einbeziehung der Buchführung und über den Lagebericht sowie über die Einhaltung der Pflichten zur Rechnungslegung nach § 6b Abs. 3 EnWG abzugeben.

S. 61

Wir haben unsere Jahresabschlussprüfung nach § 317 HGB unter Beachtung der vom Institut der Wirtschaftsprüfer (IDW) festgestellten deutschen Grundsätze ordnungsmäßiger Abschlussprüfung vorgenommen. Danach ist die Prüfung so zu planen und durchzuführen, dass Unrichtigkeiten und Verstöße, die sich auf die Darstellung des durch den Jahresabschluss unter Beachtung der Grundsätze ordnungsmäßiger Buchführung und durch den Lagebericht vermittelten Bildes der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage wesentlich auswirken, mit hinreichender Sicherheit erkannt werden und dass mit hinreichender Sicherheit beurteilt werden kann, ob die Pflichten zur Rechnungslegung nach § 6b Abs. 3 EnWG in allen wesentlichen Belangen erfüllt sind. Bei der Festlegung der Prüfungshandlungen werden die Kenntnisse über die Geschäftstätigkeit und über das wirtschaftliche und rechtliche Umfeld der Gesellschaft sowie die Erwartungen über mögliche Fehler berücksichtigt. Im Rahmen der Prüfung werden die Wirksamkeit des rechnungslegungsbezogenen internen Kontrollsystems sowie Nachweise für die Angaben in Buchführung, Jahresabschluss und Lagebericht sowie für die Einhaltung der Pflichten zur Rechnungslegung nach § 6b Abs. 3 EnWG überwiegend auf der Basis von Stichproben beurteilt. Die Prüfung umfasst die Beurteilung der angewandten Bilanzierungsgrundsätze und der wesentlichen Einschätzungen der gesetzlichen Vertreter, die Würdigung der Gesamtdarstellung des Jahresabschlusses und des Lageberichts sowie die Beurteilung, ob die Wertansätze und die Zuordnung der Konten nach § 6b Abs. 3 EnWG sachgerecht und nachvollziehbar erfolgt sind und der Grundsatz der Stetigkeit beachtet wurde. Wir sind der Auffassung, dass unsere Prüfung eine hinreichend sichere Grundlage für unsere Beurteilung bildet.

Unsere Prüfung des Jahresabschlusses unter Einbeziehung der Buchführung und des Lageberichts hat zu keinen Einwendungen geführt.

Nach unserer Beurteilung aufgrund der bei der Prüfung gewonnenen Erkenntnisse entspricht der Jahresabschluss den gesetzlichen Vorschriften und vermittelt unter Beachtung der Grundsätze ordnungsmäßiger Buchführung ein den tatsächlichen Verhältnissen entsprechendes Bild der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage der Gesellschaft. Der Lagebericht steht in Einklang mit dem Jahresabschluss, entspricht den gesetzlichen Vorschriften, vermittelt insgesamt ein zutreffendes Bild von der Lage der Gesellschaft und stellt die Chancen und Risiken der zukünftigen Entwicklung zutreffend dar.

S. 61 Die Prüfung der Einhaltung der Pflichten zur Rechnungslegung nach § 6b Abs. 3 EnWG, wonach für die Tätigkeiten nach § 6b Abs. 3 EnWG getrennte Konten zu führen und Tätigkeitsabschlüsse aufzustellen sind, hat zu keinen Einwendungen geführt.

Düsseldorf, 22. März 2017

BDO AG
Wirtschaftsprüfungsgesellschaft

gez. Eckmann	**gez. Wiening**
Wirtschaftsprüfer	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.

BBPlG

Das Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) enthält 47 von der Bundesnetzagentur als notwendig bestätigte Stromnetz-Ausbauprojekte, 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 einmal im Jahr den Netzentwicklungsplan der Übertragungsnetzbetreiber und seine Grundlage, den Szenariorahmen zur Entwicklung der Stromerzeugung für die jeweils kommenden zehn 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) werden der beschleunigte Ausbau von Leitungen im Höchstspannungs-Übertragungsnetz sowie die Einführung von Technologien wie der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung geregelt. Dem Gesetz ist als Anlage ein Bedarfsplan beigefügt, der 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 Netzbetriebes 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 und wird seit 2016 in einem zweijährigen 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

FOTOS

Rüdiger Nehmzow [S. 4 – 5]
Marcus Pietrek [S. 7]

DRUCK

Woeste Druck, Essen

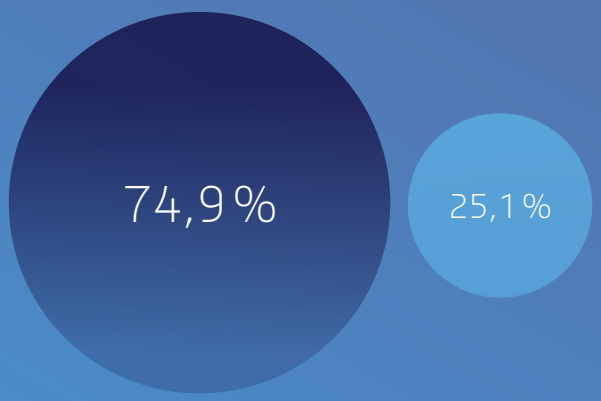
RECYCLED
Papier aus Recyclingmaterial
FSC® C006990
FSC www.fsc.org

Print CO_2 kompensiert
Id-Nr. 1757222
www.bvdm-online.de

HINWEIS ZUR SCHREIBWEISE MÄNNLICH / WEIBLICH

Wir bitten um Verständnis, dass – aus Gründen der Lesbarkeit – auf eine durchgängige Nennung der männlichen und weiblichen Bezeichnungen verzichtet wurde. Selbstverständlich beziehen sich alle Texte in gleicher Weise auf Männer und Frauen.

STRUKTUR DER ANTEILSEIGNER



■ M31 Beteiligungsgesellschaft mbH & Co. Energie KG* ■ RWE AG

* Bei der M31 Beteiligungsgesellschaft mbH & Co. Energie KG handelt es sich um ein Konsortium institutioneller deutscher Anleger aus Versicherungen, Pensionskassen und Versorgungswerken, u.a. MEAG MUNICH ERGO, Swiss Life und Talanx sowie ärztliche Versorgungswerke.

KENNZAHLEN 2016

10.498 MIO. €

Umsatzerlöse erzielte Amprion aus der ergebnisneutralen Abwicklung des EEG-Ausgleichsmechanismus.

2.152 MIO. €

betrugen die Umsatzerlöse aus dem Netzgeschäft.

567 MIO. €

hat Amprion in die Modernisierung und den Ausbau seines Netzes investiert.

158 MIO. €

betrug der Jahresüberschuss von Amprion.

MIT EUROPA VERNETZT

Das Amprion-Netz liegt im Herzen Europas und ist durch grenzüberschreitende Kuppelleitungen mit den Netzen in den Niederlanden, Luxemburg, Frankreich, Österreich und der Schweiz 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 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 19 europäischen Übertragungsnetzbetreibern ist Amprion am Luxemburger Unternehmen 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 40 Übertragungsnetzbetreibern 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 zwölf europäischen Übertragungsnetzbetreibern an der Sicherheitskooperation TSCNET Services beteiligt. Das TSC unterstützt die Übertragungsnetzbetreiber bei der Koordination und Planung des Netzbetriebs, der Prognose von Netzengpässen und der Berechnung verfügbarer Übertragungskapazitäten.

Amprion GmbH
Rheinlanddamm 24
44139 Dortmund

Juni 2017