Geschäftsbericht 2015

DIALOG

VERANTWORTUNG

AUFBRUCH

ampr

Journal 2015

DIALOG

VERANTWORTUNG

AUFBRUCH

ampr

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 1.100 Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter sind bei Amprion beschäftigt.

~59 GW

beträgt die installierte Gesamtleistung im Amprion-Netzgebiet.

78.900 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 Verteilernetzen.


DAS AMPRION-NETZ
Niederlande
Niedersachsen
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 2025 verstärken oder neu bauen.

5,5 MRD. €

wird Amprion bis 2025 in den Netzausbau investieren.

505

Dialog-Veranstaltungen führte Amprion 2015 rund um den Netzausbau durch.

JOURNAL 2015

Amprion ist ein Übertragungsnetzbetreiber in Deutschland und Europa. Unsere Stromleitungen sind die Lebensadern der Volkswirtschaft. Mit dem Betrieb und Ausbau unseres Netzes übernehmen wir unseren Teil der **VERANTWORTUNG** *[S. 8]* für eine zukunftsfähige Stromversorgung. Um die Energiewende gemeinsam zu meistern, suchen wir den DIALOG *[S. 26]* mit Bürgern, Gesellschaft, Politik und Wirtschaft. Für diesen AUFBRUCH *[S. 38]* in die Energiewelt von morgen entwickeln wir innovative Lösungen.

INHALT

VIELFALT ERHALTEN

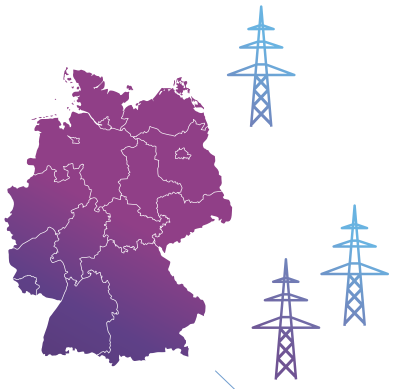
–

Naturschutz unter Stromleitungen – das ist Aufgabe der Biotopmanager bei Amprion. Seit mehr als 20 Jahren setzen sie das von Amprion entwickelte Trassenpflegekonzept um.

VERANTWORTUNG

DIALOG

AUFBRUCH



18

NACHHALTIG INVESTIEREN

–

Der Netzausbau ist ein wichtiges Infrastrukturvorhaben für den Wirtschaftsstandort Deutschland. Investiert wird ähnlich viel wie ins Telefon-, Straßen- und Schienennetz.

TRANSPARENT PLANEN

–

Amprion entwickelt die Projektkommunikation weiter – mit frühzeitiger Bürgerinformation, offenem Dialog und Möglichkeiten zur Beteiligung.

PROF. DR. CHRISTOPH M. SCHMIDT UND DR. HANS-JÜRGEN BRICK

Amprion erfüllt als Übertragungsnetzbetreiber einen gesetzlichen Auftrag, bewegt sich aber auch im europäischen Strommarkt und berät als technischer Sachverständiger die Politik in Energiefragen. Viele Anknüpfungspunkte für den Gedankenaustausch zwischen Prof. Dr. Christoph M. Schmidt, Präsident des Rheinisch-Westfälischen Institutes für Wirtschaftsforschung und Vorsitzender des Sachverständigenrates zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung, und Amprion-Geschäftsführer Dr. Hans-Jürgen Brick.

SICHERER STROM

Amprion-Geschäftsführer Dr. Hans-Jürgen Brick und der Wirtschaftsforscher Prof. Dr. Christoph M. Schmidt über das hohe Gut Versorgungssicherheit – und warum sich unser Energiesystem weiterentwickeln muss.

FOTOS · **MATTHIAS HASLAUER**

STROM IST FÜR VIELE MENSCHEN SELBSTVERSTÄNDLICH. FÜR SIE AUCH?

SCHMIDT Ja, es ist für mich selbstverständlich, dass immer Strom verfügbar ist. Eine sichere Energieversorgung ist Voraussetzung für unsere Lebensweise und – das sage ich als Ökonom – auch dafür, unseren Wohlstand zu erhalten. Denn sie gewährleistet unsere Art zu wirtschaften, zu produzieren.

BRICK Hier sehen wir auch unsere Verantwortung: Wir haben den gesetzlichen Auftrag, rund um die Uhr für ein sicheres Übertragungsnetz zu sorgen. Dabei stellen wir fest, dass dieser Auftrag zunehmend herausfordernd wird. Wenn die Stabilität gefährdet ist, schalten wir Reservekraftwerke dazu oder schränken beispielsweise Stromeinspeisungen und -abnahmen ein. Je öfter wir das tun müssen, desto teurer wird das für unsere Volkswirtschaft.

SCHMIDT Die Versorgungssicherheit dürfen wir auch in Zeiten der Energiewende nicht vernachlässigen. Bis 2050 wollen wir in Deutschland ein System haben, das stark auf erneuerbare Energien setzt, zugleich effizient und technisch stabil arbeitet. Das ist gesellschaftlicher Konsens. Alle drei Ziele passen im Endzustand auch wunderbar zusammen. Aber den Weg dahin zu gestalten, ist eine sehr anspruchsvolle Aufgabe.

WO LIEGEN DIE HERAUSFORDERUNGEN?

SCHMIDT Wenn uns die Versorgungssicherheit so wichtig ist, müssten wir parallel zu den erneuerbaren Energien auch Stromnetze und Speicher ausbauen. Das müsste synchron geschehen, tut es aber derzeit nicht.

BRICK In der Tat hinkt der Netzausbau dem Ausbau der erneuerbaren Energien hinterher. Und die Speichertechnologie ist noch nicht hinreichend entwickelt. Deshalb brauchen wir nach wie vor Brückentechnologien, etwa hocheffiziente Gaskraftwerke, aber auch innovative Elemente im Stromnetz. Weil konventionelle Kraftwerke immer weniger Energie einspeisen, hat Amprion zum Beispiel Anlagen entwickelt, die die Netzspannung auf anderem Wege stabil halten.

SCHMIDT Rückblickend würde ich sagen: Wir haben in Deutschland Fehler gemacht. Die Öffentlichkeit hatte lange den Eindruck, dass die Energiewende allein im Ausbau der Erneuerbaren bestünde. Das hat das ganze Vorhaben an den Rand der Machbarkeit geführt.

» Wir haben den gesetzlichen Auftrag, rund um die Uhr für ein sicheres Übertragungsnetz zu sorgen.«

DR. HANS-JÜRGEN BRICK

BRICK Nach einer Zeit der politischen Diskussionen haben wir aber nun wieder Planungssicherheit. Dass zur Energiewende auch der Netzausbau gehört, ist vielen Menschen zwar grundsätzlich klar – solange sie nicht selbst betroffen sind. Deshalb ist wichtig, dass der Netzausbau bürgerfreundlich erfolgt und wir die Bezahlbarkeit aller Maßnahmen im Auge behalten. Diese ökonomische Nachhaltigkeit brauchen wir, damit der Wirtschaftsstandort Deutschland wettbewerbsfähig bleibt.

SCHMIDT Ganz klar: Deutschland muss wirtschaftlich leistungsfähig bleiben. Wir wollen für eine älter werdende Gesellschaft eine gute Gesundheitsversorgung erhalten. Wir wollen ein offenes Land bleiben, das Flüchtlingen Zuflucht bietet. Als Ökonom frage ich mich: Kann man die Ziele der Energiewende nicht volkswirtschaftlich effizienter erreichen? Das Erneuerbare-Energien-Gesetz, kurz EEG, war nicht der ideale Weg, weil es über Einspeisevergütungen bestimmte Technologien einseitig gefördert hat und volkswirtschaftlich viel zu teuer war.

WAS WÜNSCHEN SIE SICH?

SCHMIDT Künftig sollten Subventionen technologieneutral eingesetzt werden – und so, dass sie die Erneuerbaren in einen Technologie- und Standortwettbewerb bringen. Die Förderung sollte Investoren nicht nur Rendite versprechen, sondern auch fragen: Wie passen ihre Anlagen ins System? Sind ihre Standorte für das System optimal? Dafür könnte man beispielsweise regionale Strom-Preiszonen einführen oder einen entfernungsabhängigen Preis für den Stromtransport. Eine andere Möglichkeit wäre, Erzeuger am Netzausbau zu beteiligen, wenn sie Anlagen weit weg von Regionen mit starker Nachfrage bauen.

BRICK Einen einheitlichen deutschen Strommarkt aufrechtzuerhalten, ist für viele der großen Unternehmen im Amprion-Netzgebiet wichtig. Und entfernungsabhängige Aufschläge sind nur im europäischen Kontext möglich. Sonst würden sie den Wettbewerb verzerren. Wir brauchen einen unter den Mitgliedsstaaten harmonisierten Gesamtansatz für Europa. Durch die Pariser Klimabeschlüsse im Dezember 2015 gibt es eine stärkere Zielharmonisierung, dass Deutschland und Frankreich etwa die erneuerbaren Energien gemeinsam fördern wollen.

SCHMIDT Aber diese Schritte sind noch zu langsam! Europa könnte einen wichtigen Beitrag leisten, den Klimawandel zu begrenzen. Ein gemeinsames europäisches Vorgehen könnte sehr einfach auf dem Emissionshandel aufbauen. Den gibt es schon. Er hat zwar seine Kinderkrankheiten, aber man kann ihn weiterentwickeln. Ich favorisiere ein Modell, das für CO_2-Emissionen einen Mindestpreis festlegt. Das ist zwar nicht Marktwirtschaft pur, aber letztlich marktnäher als alles, was wir bisher haben.

BRICK Wir begrüßen alle Schritte, die das Gesamtsystem effizienter machen und seine Stabilität stärken. Gegenwärtig läuft es noch nicht rund. Weil das Übertragungsnetz allmählich an seine Belastungsgrenze kommt, greifen die Netzbetreiber immer häufiger in die Fahrweise von Kraftwerken ein. Die Kosten für diese Redispatch-Maßnahmen erreichten 2015 einen neuen Höchststand in Deutschland. Die Erwartungen an ein neues Marktdesign sind also vielfältig und werden gegenwärtig auf nationaler wie europäischer Ebene diskutiert. In jedem Fall sollten Förderung und Erzeugung erneuerbarer Energien stärker mit dem Markt verzahnt werden. Dann würde das System insgesamt besser harmonieren.

HARMONIEREN DENN DIE NETZBETREIBER IN EUROPA?

BRICK Glücklicherweise sind wir europäischen Netzbetreiber da schon auf einem sehr guten Stand. Es gab wohl noch nie eine so enge Zusammenarbeit zwischen ihnen – egal, aus welchem Staat und aus welchem Energiesystem sie kommen. Wir kooperieren bilateral und regional, weil wir die Systemsicherheit als gemeinsame Aufgabe verstehen. Wir alle wissen, wie empfindlich unser Energiesystem ist.

» Ein gemeinsames europäisches Vorgehen könnte sehr einfach auf dem Emissionshandel aufbauen. Den gibt es schon. Er hat zwar seine Kinderkrankheiten, aber man kann ihn weiterentwickeln. «

PROF. DR. CHRISTOPH M. SCHMIDT

1

VERANTWORTUNG

Amprion trägt Verantwortung für ein sicheres und zukunftsfähiges Übertragungsnetz – ein wichtiger Beitrag für den Wirtschaftsstandort Deutschland und Europa. Wir planen, bauen und betreiben es unter der Prämisse ökonomischer und ökologischer Nachhaltigkeit.

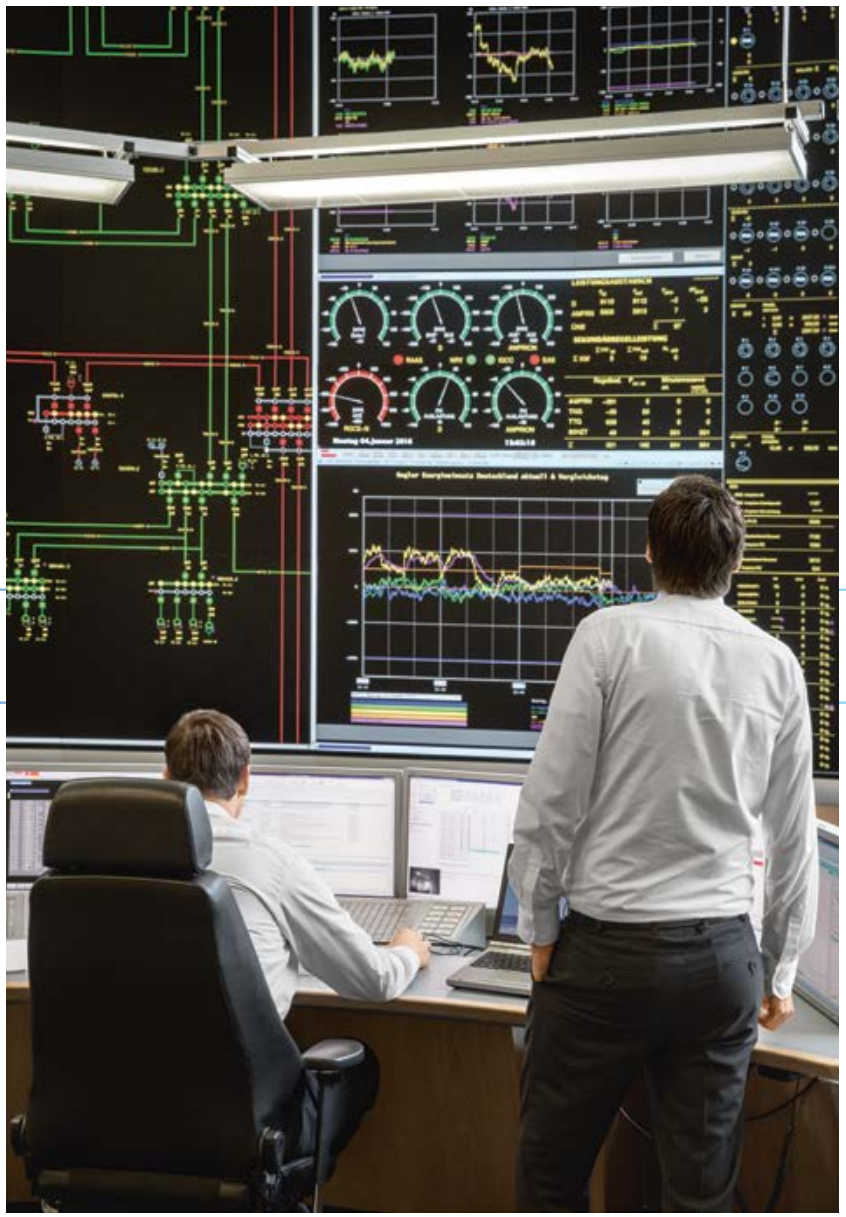
11.000 HA

UMFASST DIE FLÄCHE, die wir im Rahmen unseres Biotopmanagements betreuen. Als erster Übertragungsnetzbetreiber haben wir vor mehr als zwei Jahrzehnten ein entsprechendes Konzept entwickelt und umgesetzt. Es gewährleistet den sicheren Betrieb unserer Leitungen und schützt zug eich die Pflanzen- und Tierwelt.

IMMER IN BALANCE!

Rund um die Uhr sorgen Experten in der Systemführung von Amprion dafür, dass Stromerzeugung und -verbrauch im Gleichgewicht bleiben. Durch immer mehr Wind- und Sonnenstrom sowie den europäischen Stromhandel wird diese Aufgabe zunehmend komplexer.

FOTOS · **MARCUS PIETREK**



Schaltingenieure überwachen die Stromflüsse
im Amprion-Netz – rund um die Uhr.

Joachim Vanzetta, Leiter Systemführung bei Amprion, ist dafür verantwortlich, dass eine Gleichung im Netz zu jeder Sekunde aufgeht: Erzeugung gleich Verbrauch.

Brauweiler bei Köln, es ist der erste Montag des Jahres 2016. Der Vormittag kündigt einen trüben, windstillen Tag an. Joachim Vanzetta blickt aus dem Bürofenster. „Bei so einem Wetter dreht sich im Norden kein Windrad“, sagt der Leiter der Systemführung von Amprion. „Käme noch Schneefall im Süden hinzu, würden auch Solaranlagen kaum Energie ins Netz einspeisen.“ Dann läge eine jener extremen Netzsituationen vor, die selbst ein Profi wie Vanzetta als „Herausforderung“ begreift – und die im Zuge der Energiewende häufiger auftreten. Bis 2040 will Deutschland seinen Strom mehrheitlich aus erneuerbaren Energien gewinnen. Was aber geschieht bei Windstille und wenn die Sonne nicht scheint?

Auf der anderen Seite gibt es Tage, an denen eine steife Brise im Norden und Sonnenschein im Süden so viel Energie bereitstellen, dass sie den Verbrauch in Deutschland beinahe vollständig abdecken. „Dazwischen liegen Welten“, sagt Joachim Vanzetta. „Mit beiden Extremen müssen wir in der Systemführung umgehen.“

Das „System“ ist das 11.000 Kilometer lange Höchstspannungsnetz von Amprion. Damit es zuverlässig Strom transportiert, muss eine Gleichung immer – und das heißt bei jedem Wetter und in jeder Sekunde des Tages – aufgehen: Erzeugung gleich Verbrauch. Dafür tragen Vanzetta und sein Team die Verantwortung.

Erzeugung und Verbrauch im Gleichgewicht zu halten, war vor einigen Jahren einfacher als heute. „Die konventionellen Kraftwerke haben deutschlandweit genauso viel Strom produziert, wie auch verbraucht wurde“, berichtet Joachim Vanzetta. Doch mit der Energiewende hat sich die Stromlandschaft verändert. Deutschland setzt verstärkt auf erneuerbare Energien – und deren Stromeinspeisung schwankt genauso wie das Wetter. Hinzu kommt, dass Wind und Sonne dort Strom erzeugen, wo das Wetter dafür am günstigsten ist – und nicht dort, wo der Strom benötigt wird. „Lastferne Erzeugung“ nennt Vanzetta diese Situation. Sie hat Konsequenzen für das Amprion-Übertragungsnetz: „Früher haben wir den Strom rund 60 Kilometer vom Erzeuger zum Verbraucher transportiert. Heute legt er deutlich größere Strecken zurück, mit steigender Tendenz.“ Dadurch nehme die Auslastung der „Stromautobahnen“ deutlich zu. Staus drohen. Ein weiterer Faktor ist der europäische Binnenmarkt. Immer mehr Energie wird an den europäischen Strombörsen gehandelt

und über das deutsche Netz „ausgeliefert“. Auch dadurch können Netzengpässe entstehen.

Für die Systemführung in Brauweiler bedeutet das: In die Stromgleichung „Erzeugung gleich Verbrauch“ fließen neue Variablen ein. Um das Amprion-Netz unter diesen Bedingungen stabil zu führen, bedarf es guter Planung, Erfahrung und Expertise sowie leistungsfähiger Systeme. Der Aufwand ist beträchtlich: Mit einem Jahr Vorlauf beginnt Vanzettas Team aus Elektroingenieuren, Börsenexperten, Wetterspezialisten und IT-Profis, jeden einzelnen Stromtag zu planen – ein ständig ablaufender Countdown. So terminieren die Amprion-Experten Wartungsarbeiten an Kraftwerken, Leitungen und Umspannanlagen im Voraus und koordinieren diese „Freischaltplanung“ mit anderen Netzbetreibern im In- und Ausland. Parallel nehmen sie den europäischen Stromhandel in den Blick.

Ortstermin im Amprion-„Frontoffice“ – einem Raum mit einer Monitorwand voller Tabellen, Diagramme und Statistiken. Sie sind in ständiger Bewegung. Aufmerksam beobachtet Ralf Lonsdorfer, Leiter des Frontoffice, jede Veränderung. Er und seine Kollegen sorgen dafür, dass der an den deutschen und europäischen Börsen gehandelte Strom sicher und zuverlässig über das Netz „ausgeliefert“ werden kann. Dazu trägt seit Mitte 2015 ein neues Verfahren mit dem Namen „Central Western Flow-based Market Coupling“ bei. An der Entwicklung und Einführung waren Experten von Amprion maßgeblich beteiligt – gemeinsam mit anderen Übertragungsnetzbetreibern und Börsen aus Deutschland, den Benelux-Ländern und Frankreich. Ein Mammutprojekt, das Ralf Lonsdorfer begleitet hat: „Mit dem neuen Verfahren und der darauf basierenden Software können wir die Netzkapazitäten und die Angebote der Stromhändler automatisch abgleichen.“ So können kritische Situationen im Netz deutlich reduziert werden.

Je näher der jeweilige Stromtag rückt, desto stärker rückt auch das Wetter in den Fokus der Systemführer. Denn von ihm hängt ab, wie viel Wind- und Sonnenstrom zur Verfügung steht. „Wenn es um die Deckung des Strombedarfes in Deutschland geht, genießen die erneuerbaren Energien Vorrang. Und wir als Übertragungsnetzbetreiber bringen große Teile des regenerativen Stroms an die Börse. So will es der Gesetzgeber“, erklärt Lonsdorfer. Je besser die Qualität der Wetterprognosen ist, desto reibungsloser funktioniert das Zusammenspiel zwischen Stromerzeugern, Börsen und Netzbetreibern.

Deshalb sind Lonsdorfer und seine Kollegen in Brauweiler zu Wetterforschern geworden: Sie haben ein System entwickelt, das Modelle der künstlichen Intelligenz nutzt. Es kann eine Vielzahl bestehender

65 %

ANTEIL DER ERNEUERBAREN AN DER STROMERZEUGUNG 2040

Im Zuge der Energiewende sollen langfristig vor allem Wind- und Solarenergie den Stromverbrauch decken. 2015 lag der Anteil der erneuerbaren Energien bei etwa einem Drittel des gesamten in Deutschland erzeugten Stroms.

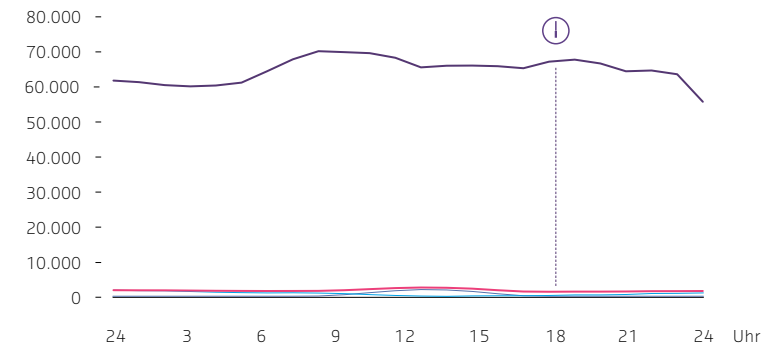
»Bisher sind wir mit jeder Belastungssituation im Netz zurechtgekommen. Da war auch Glück dabei. Denn die Herausforderungen wachsen.«

JOACHIM VANZETTA, LEITER SYSTEMFÜHRUNG BEI AMPRION

EXTREME NETZSITUATIONEN

Wie Wind- und Solarenergie zur Deckung des Stromverbrauches in Deutschland beitragen

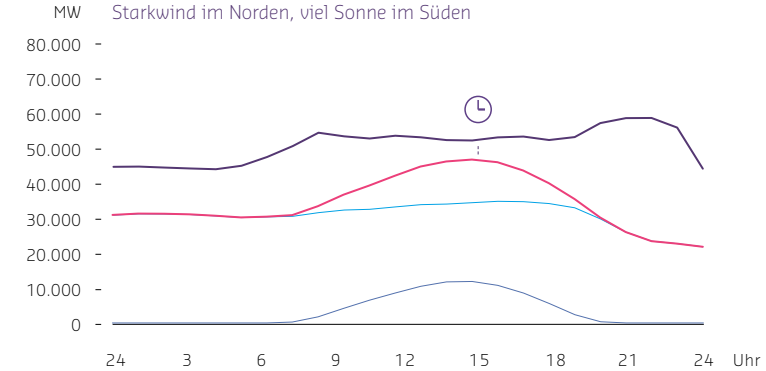
20. Januar 2015:
Flaute im Norden, kaum Sonne im Süden



0,1 %

der Netzlast in Deutschland betrug zu diesem Zeitpunkt die Erzeugungsleistung aus erneuerbaren Energien.

30. März 2015:
Starkwind im Norden, viel Sonne im Süden



90 %

der Netzlast in Deutschland betrug zu diesem Zeitpunkt die Erzeugungsleistung aus erneuerbaren Energien.

- Netzlast in Deutschland
- Summe Einspeiseleistung Wind + Solar
- Einspeiseleistung Windenergie
- Einspeiseleistung Solarenergie

Quelle: Amprion GmbH

NETZLAST

Die Netzlast bezeichnet die elektrische Leistung, die das Übertragungsnetz an die Verteilernetze und direkt angeschlossene Großverbraucher wie zum Beispiel stromintensive Unternehmen liefert. Diese Leistung erzeugen im Wesentlichen die angeschlossenen Kraftwerke. Stromimporte sind zu dieser Leistung hinzuzurechnen, Stromexporte abzuziehen.

Ralf Lonsdorfer, Leiter Frontoffice bei Amprion, koordiniert das Zusammenspiel mit den europäischen Strombörsen. Sein Ziel: Netzengpässe verhindern.

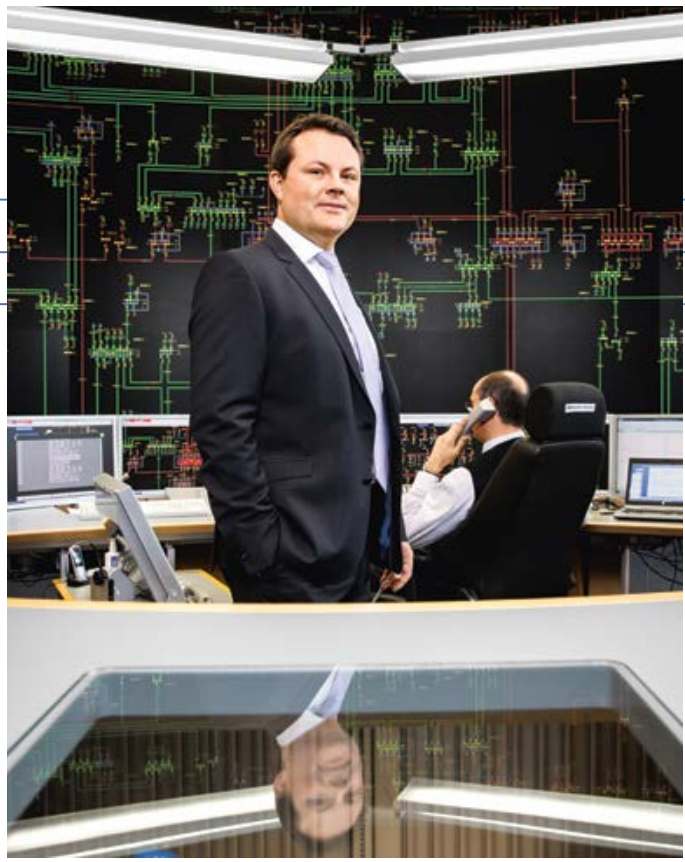
Wettermodelle auswerten und so voraussagen, in welcher Region wie viel Strom aus Sonne und Wind erzeugt wird. Diese Modelle, Prognosen und Systeme werden stetig optimiert – unter anderem im Forschungsprojekt EWeLiNE, das Amprion gemeinsam mit dem Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik, dem Deutschen Wetterdienst sowie den Übertragungsnetzbetreibern 50Hertz und TenneT vorantreibt.

Ralf Lonsdorfer schaut auf die Uhr, mittlerweile ist es 13 Uhr. Die Strombörsen haben inzwischen geschlossen, der Handel für den Folgetag ist gelaufen. Das Frontoffice beginnt damit, für den nächsten Stromtag die sogenannten „Fahrpläne“ entgegenzunehmen und zu prüfen. Diese legen für jede Viertelstunde fest, wie viel Energie von welchem Kraftwerk eingespeist und von welchen Großkunden – also den regionalen Verteilernetzbetreibern und großen Industrieunternehmen – aus dem Übertragungsnetz entnommen wird. „Wenn unser Fahrplan funktioniert“, erklärt Ralf Lonsdorfer, „und das Wetter keine Kapriolen schlägt, haben wir für unsere Kollegen in der Hauptschaltleitung eine hoffentlich gute Ausgangssituation für den morgigen Tag geschaffen.“

„Hauptschaltleitung“ – hinter diesem Begriff verbirgt sich das Herz der Systemführung. An drei Arbeitsplätzen überwachen Schaltingenieure die Stromflüsse – rund um die Uhr, an jedem Tag der Woche. Ihr wichtigstes Arbeitsmittel: das 18 Meter breite und sechs Meter hohe Rückmeldebild. Für den Laien sehen die roten und grünen Linien, Punkte und Rechtecke wie ein geometrisches Muster aus. Den Schaltingenieuren geben sie Auskunft, welche Kraftwerke gerade ins Netz einspeisen und welche Leitungen sowie Umspannanlagen Strom übertragen – und das in einem Beobachtungsgebiet von der französischen Atlantikküste bis nach Tschechien.

„Die nationalen Stromnetze sind in Europa längst eng miteinander verbunden“, sagt Dr. Christoph Schneiders, Leiter der Hauptschaltleitung Brauweiler. „Wenn es in einem Nachbarland ein Problem gibt, kann uns das auch betreffen. Deshalb haben wir so ein großes Gebiet im Blick.“

Nur wenn Stromerzeugung und -verbrauch ausgeglichen sind, arbeitet das Wechselstromnetz mit der idealen Frequenz von 50 Hertz. Damit das in jeder Sekunde so bleibt, gehen Schneiders und seine



Dr. Christoph Schneiders, Leiter Hauptschaltleitung bei Amprion, muss auf unvorhergesehene Ereignisse reagieren.

Kollegen auf Nummer sicher. „N-1“-Kriterium heißt ihr oberstes Gebot. Es besagt, dass das Netz auch bei Spitzenlast stabil bleiben muss, wenn Betriebsmittel – also Leitungen, Transformatoren oder Kraftwerksblöcke – ausfallen. Dies simulieren IT-Systeme alle 15 Minuten. Anhand der Ergebnisse prüfen die diensthabenden Schaltingenieure dann, ob in einem solchen Fall noch genügend andere „Autobahnen“ zur Verfügung stehen, um den Strom sicher zu übertragen. Ähnliches gilt für die Stromproduktion aus Wind und Sonne. In der Hauptschaltleitung gehen ständig Informationen darüber ein, wie sich die Stromeinspeisung durch erneuerbare Energien tatsächlich entwickelt und ob dieser Strom auch transportiert werden kann.

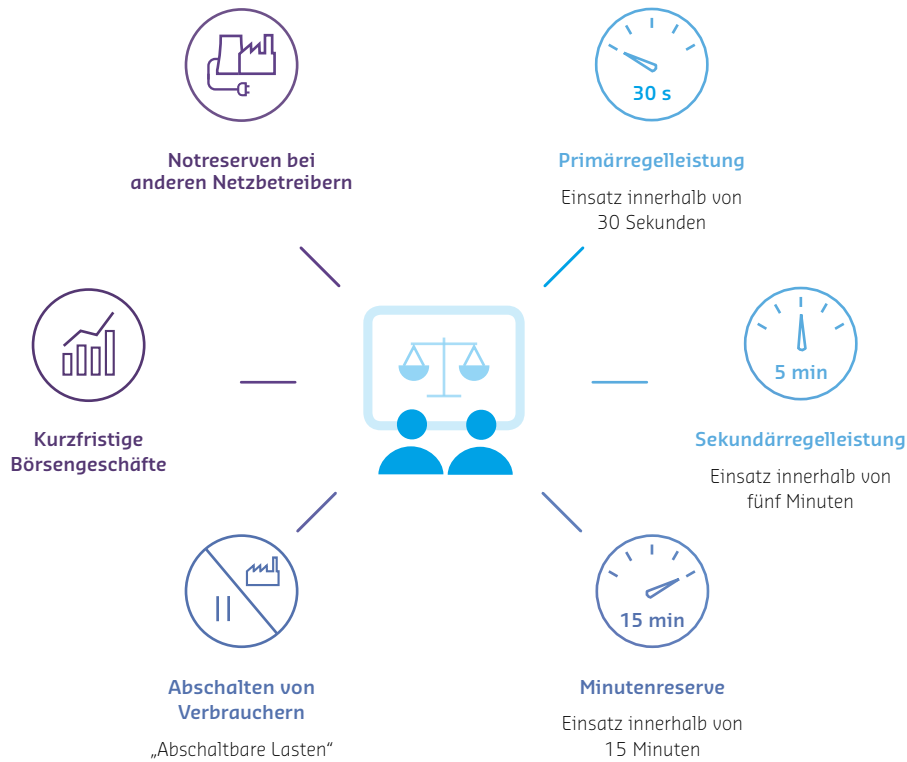
Gleichwohl kann selbst eine perfekte Vorbereitung nicht jede Überraschung verhindern. „So gut die Vorarbeit der Kollegen auch ist – die Stromeinspeisung aus Wind und Sonne lässt sich nie hundertprozentig vorhersagen“, sagt Christoph Schneiders. „Ohne ständiges Nachsteuern geht es deshalb nicht.“

Aus diesem Grund steht den Schaltingenieuren ein Instrumentenkasten zur Verfügung, um Frequenzschwankungen auszugleichen. Primär- und Sekundärregelleistung sowie Minutenreserve heißen drei dieser Instrumente. Dahinter verbergen sich flexible Kraftwerke, die wahlweise binnen 30 Sekunden, fünf oder 15 Minuten ihre Einspeisung erhöhen oder senken können. Mit diesen Kraftwerken haben Amprion und andere Übertragungsnetzbetreiber vereinbart, dass sie ständig einsatzbereit sind.

Reichen diese Maßnahmen nicht aus, können die Schaltingenieure beispielsweise große Stromverbraucher für eine gewisse Zeit vom Netz nehmen. Das betrifft jedoch keine Haushaltskunden, sondern energieintensive Unternehmen, die sich dafür angeboten haben und einen finanziellen Ausgleich erhalten. „Abschaltbare Lasten“ nennen die Experten in Brauweiler diese Option, für die es eine klare gesetzliche Vorschrift gibt. „Redispatch“ heißt eine weitere Maßnahme bei Stromproblemen. Sie ermöglicht es Schneiders und seinen Kollegen, in die vereinbarten Fahrpläne einzugreifen. Konventionelle Kraftwerke, aber auch Wind- und Solaranlagen können sie herunterregeln oder an anderer Stelle die Einspeisung erhöhen. Diese Eingriffe verursachen jedoch bei den Kraftwerksbetreibern Zusatzkosten, für die sie einen Ausgleich erhalten. Nach

INSTRUMENTENKASTEN DER SYSTEMFÜHRUNG

Welche Maßnahmen gegen Frequenzschwankungen im Netz helfen



aktuellen Aussagen der deutschen Übertragungsnetzbetreiber erreichten die Redispatch-Kosten im Jahr 2015 mit über einer Milliarde Euro einen neuen Höchststand – ein Indiz dafür, wie häufig das Übertragungsnetz mittlerweile an der Kapazitätsgrenze arbeitet.

Draußen ist es inzwischen dunkel geworden. Joachim Vanzetta ist zufrieden: Der Stromtag ist planmäßig verlaufen, es gab weder unvorhergesehene Schwankungen bei den erneuerbaren Energien noch kritische Netzengpässe. „Bisher sind wir mit jeder Belastungssituation im Netz zurechtgekommen. Da war auch Glück dabei“, sagt der Leiter der Systemführung. „Damit das künftig auch so bleibt, müssen wir uns aber heute schon vorbereiten.“ Denn die Herausforderungen wachsen: 2015 trugen die erneuerbaren Energien bereits 30 Prozent zur Gesamtstromerzeugung in Deutschland bei. Bis 2040 soll der Anteil von Wind- und Sonnenstrom auf 65 Prozent steigen. Die Variablen in der Stromgleichung werden damit noch stärker schwanken als bisher. Einen Vorgeschmack lieferte die Sonnenfinsternis im März 2015, deren Auswirkungen die Ingenieure mit einer akribischen, europäisch koordinierten Vorbereitung bewältigen konnten. „Wir brauchen also noch bessere Wetterprognosen, intelligentere IT-Systeme und weiterhin eine enge Kooperation mit unseren europäischen Kollegen“, sagt Vanzetta.

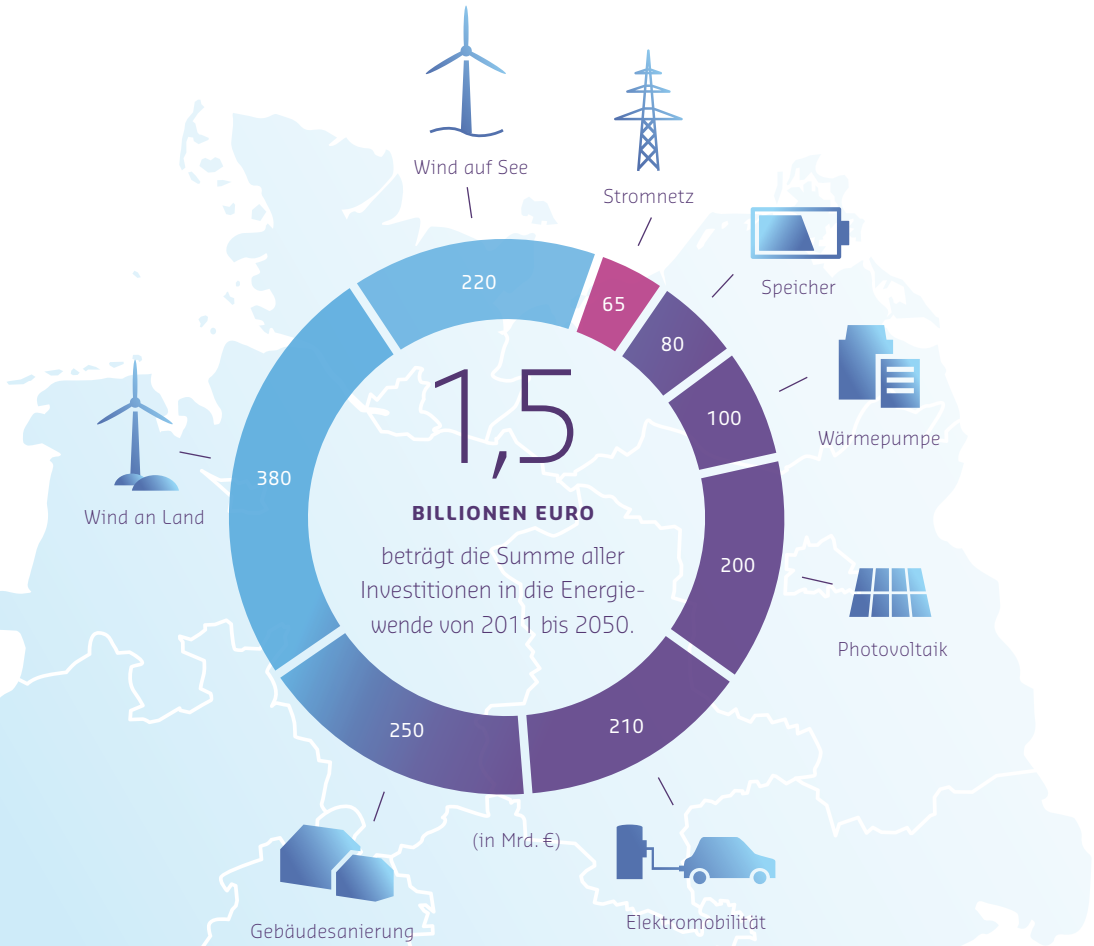
Er zeigt auf das Backsteingebäude, das gegenüber seinem Büro in die Höhe wächst. In zwei Jahren soll dort die neue Hauptschaltleitung einsatzbereit sein. Ihr Herzstück ist ein innovatives Netzleitsystem, an dem die Experten in Brauweiler gemeinsam mit Siemens arbeiten. Vanzetta ist sichtlich stolz auf dieses und andere Projekte, in denen die Amprion-Systemführung ihre Expertise unter Beweis stellt. Neue Technologien und Methoden in der Systemführung voranzutreiben, sei für ihn und sein Team wichtig. „Schließlich tragen wir Verantwortung für eine der volkswirtschaftlich bedeutendsten Infrastrukturen“, sagt er. „Eines ist aber auch klar: Innovation ist nicht alles. Um das Netz auch künftig sicher führen zu können, müssen wir es zügig ausbauen.“

NACHHALTIG INVESTIEREN

Das Übertragungsnetz ist eine der wichtigsten Infrastrukturen des Wirtschaftsstandortes Deutschland. Im Zuge der Energiewende wird es bedarfsgerecht ausgebaut. Die dafür nötigen Investitionen sind vergleichbar mit den Ausgaben für das Telekommunikations-, Straßen- und Schienennetz.

Investitionen in Infrastruktur in Deutschland (in Mrd. €)

Quelle: Statista 2015, Bundesnetzagentur/Bundeskartellamt, Monitoringbericht Energie 2015



Quelle: Fraunhofer IWES 2014

27–34

MILLIARDEN EURO

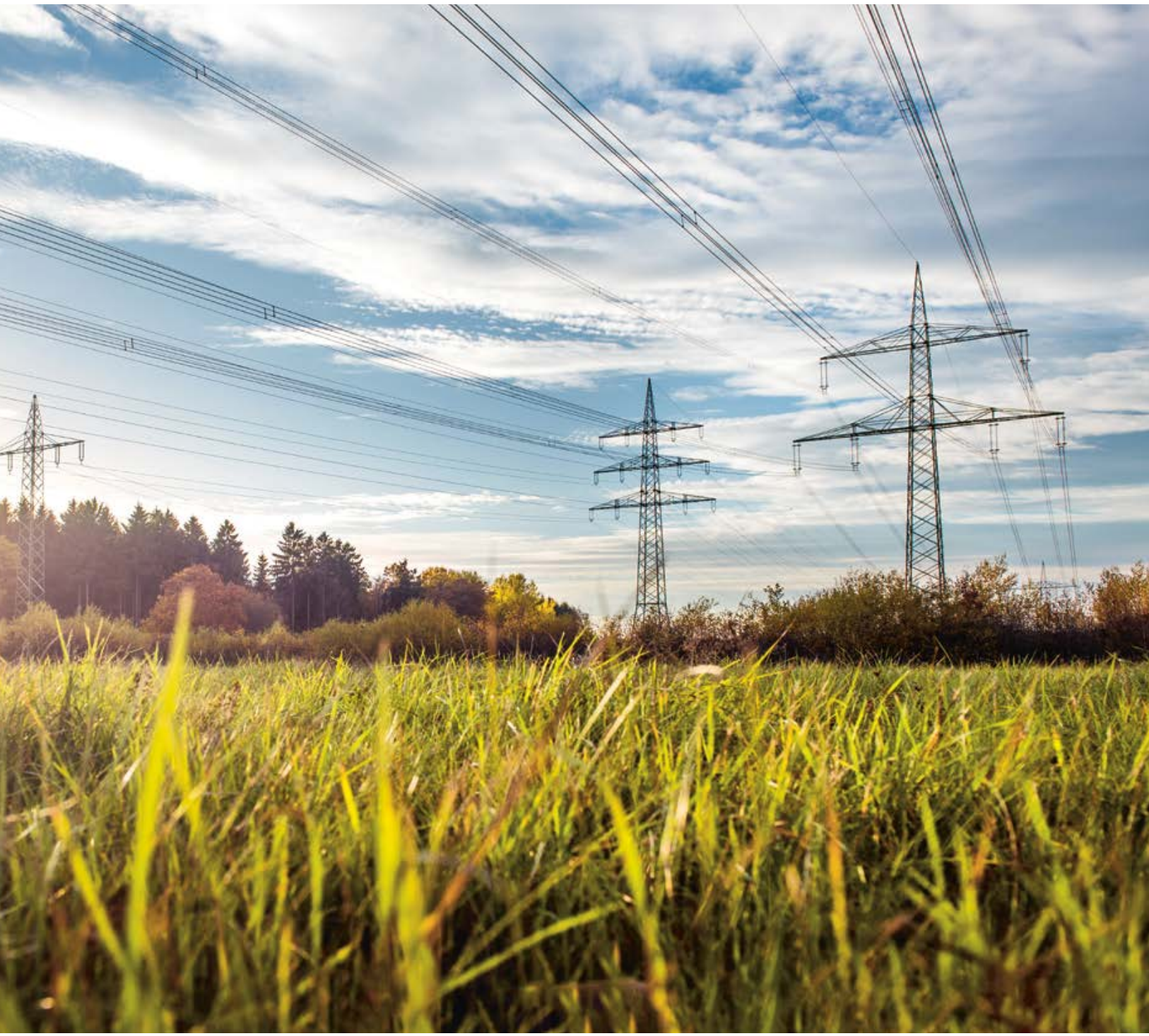
sind bis 2025 voraussichtlich für den Ausbau des Übertragungsnetzes an Land nötig – abhängig vom Verkabelungsgrad der Gleichstromverbindungen.

Quelle: Bundesnetzagentur, 2. Entwurf Netzentwicklungsplan 2025

VIELFALT ERHALTEN

Naturschutz unter Stromleitungen? Biotopmanagement macht es möglich. Ein entsprechendes Konzept setzt Amprion seit über 20 Jahren um. Davon profitieren auch seltene Orchideenarten im Hunsrück.

FOTOS · **GÜNTHER BAYERL** TEXT · **THOMAS BECKER**



Naturschutz unter Stromleitungen: Wo im Herbst Gräser im Wind schaukeln, blühen im Mai seltene Orchideenarten. Dafür werden Büsche und Bäume alle drei Jahre zurückgeschnitten. Amprion-Experten überwachen die Arbeiten.

Trassenpflege nach Plan: Amprion hat alle Flächen unter Stromleitungen kartografiert und in Biotope eingeteilt. Das ist wichtig, um die Vielfalt der Pflanzen- und Tierwelt zu erhalten.

Ein milder Herbsttag im Naturschutzgebiet „Wiesen am Hirtenborn“ im Hunsrück, ganz in der Nähe des Mittelrheintals bei Bacharach. Vertrocknete Gräser schaukeln im Wind. Ein paar Schritte weiter wuchern Himbeersträucher, dazwischen junge Birken. Ein ökologisches Kleinod, genau unter einer Stromleitung.

Kaum vorstellbar: Im Mai blühen hier Heilkräuter und Orchideenarten, die es in Rheinland-Pfalz nur noch sehr selten gibt, etwa das Breitblättrige, das Weiße und das Kleine Knabenkraut. „Was die Champions League für Fußballfans ist, sind die Orchideenwiesen für Naturschützer“, sagt Joachim Jacobs, Förster im Naturschutzgebiet. „Wir haben hier eine absolut schützenswerte Fläche mit mehr als 150 Pflanzenarten.“

Ließe man Sträucher und Bäume sprießen, wären die Orchideen im Naturschutzgebiet bald verschwunden. Zudem könnten die emporschießenden Bäume die Stromversorgung gefährden, wenn sie die Leitung erreichen. Beides wollen Joachim Jacobs und Amprion-Biotopmanager Matthias Spielmann vermeiden. Spielmann ist dafür zuständig, den Pflanzenwuchs auf den Freileitungstrassen zu überwachen, die sich Mast für Mast, Kilometer für Kilometer durch Teile der Region ziehen, durch Wälder und über Felder.

150

PFLANZENARTEN

leben auf den Orchideenwiesen im Naturschutzgebiet „Wiesen am Hirtenborn“ im Hunsrück. Eine „absolut schützenswerte Fläche“, sagt Förster Joachim Jacobs.

Dort, wo Stromtrassen Wälder queren, entstehen neue Biotope – vorsichtige Eingriffe machen dies möglich.

Der 25-Jährige öffnet einen Aktenordner mit der Aufschrift „Biotopmanagement“. Darin ist fein säuberlich aufgeführt, in welchem Rhythmus und wie genau die Pflanzen auf der Trasse zu pflegen sind. „Anfangs war vorgesehen, dass wir die Fläche hier mulchen“, sagt Matthias Spielmann. Mulchen – das bedeutet: Eine Maschine arbeitet sich durch das Gestrüpp, schreddert es und hinterlässt so eine nährstoffreiche Mulchschicht. Da Orchideen aber einen nährstoffarmen, mageren Boden benötigen, hat Biotopmanager Spielmann die Planung dahingehend angepasst, dass ein Waldarbeiter die Magerwiesen unter der Trasse alle drei Jahre mäht und das Astwerk beiseitelegt, neben die Wiese. „So können sich die Orchideen entfalten.“

In den kommenden Wochen sollen die Arbeiten beginnen – eine von zigtausend Pflegemaßnahmen, die Amprion von Oktober bis Februar deutschlandweit auf seinen Stromtrassen veranlasst. Als erster Netzbetreiber in Deutschland hat Amprion vor mehr als zwei Jahrzehnten ein Konzept zur ökologisch optimierten Trassenpflege entwickelt. Inzwischen sind alle Flächen unter Amprion-Stromleitungen – etwa 11.000 Hektar – kartografiert und in Biotope eingeteilt. Das Konzept zielt darauf, Pflanzen und Böden auf den Trassen so zu pflegen, dass sie den Betrieb der Leitungen nicht gefährden. „Andererseits sehen wir unsere Verantwortung darin, die Vielfalt der Pflanzen- und Tierwelt zu erhalten und zu fördern“, sagt Amprion-Projektleiter Dirk Uther, der das Trassenpflegekonzept mit entwickelt hat.

„Früher sind Netzbetreiber nach der Methode Kahlschlag verfahren“, erklärt der Experte. Was auf der Trasse und unter der Freileitung wuchs, wurde alle zehn bis 15 Jahre „auf den Stock gesetzt“, also beinahe restlos entfernt. Tonnenschwere Maschinen holten Holz und Grünschnitt aus den Wäldern, hinterließen tiefe Furchen und kahle Flächen. „Das Ökosystem wurde dadurch empfindlich gestört“, sagt Dirk Uther. „Heute dagegen stimmen wir alle Pflegemaßnahmen auf die Bedürfnisse der dort lebenden Flora und Fauna ab.“

Dafür bekommt Amprion Lob von Fachleuten: Gemeinsam mit lokalen Partnern erhielt das Unternehmen 2014 für ein Trassenpflegeprojekt bei Wuppertal den Deutschen Landschaftspflegepreis. Er

Schutz für die Stromleitungen: Wo sich Äste zur Trasse neigen, werden sie gekappt. Ein Teil des Grünschnitts bleibt im Wald. „So gelangen die Nährstoffe zurück in den Boden", sagt Amprion-Biotopmanager Matthias Spielmann.

wird einmal im Jahr vom Deutschen Verband für Landschaftspflege verliehen – eine Art „Oscar" der Branche.

Biotopmanager Spielmann und Förster Jacobs blicken in die Ferne. Hinter dem Hügel mit der Orchideenwiese senkt sich die Stromleitung in ein Tal. Links und rechts erstreckt sich ein Mischwald mit hohen Fichten, Eichen und Zitterpappeln – der Binger Wald. Unter den Stromleitungen wachsen Büsche und Bäume. „Bei der Pflege wollen wir erreichen, dass die Fläche unterhalb der Freileitung dauerhaft mit Gehölzen bedeckt ist – aber solchen, die langsam wachsen, wie etwa Eichen und Buchen", erklärt Günter Lips, bei Amprion verantwortlich für den Netzbetrieb im Saarland, in Rheinland-Pfalz und Teilen von Hessen. „So müssen wir die Bäume nicht so oft zurückschneiden."

Der Fachmann spricht von einem „gestaffelten Aufbau" der Trasse, wobei die Bäume zu den Rändern hin höher werden. Wie bei einer Wanne, die sich sanft nach innen wölbt. „Freileitungstrassen, die einen Wald durchqueren, sollten nach Möglichkeit diese Wannenform haben", sagt er. Bei der Pflege gelte der Grundsatz: „Wir greifen häufiger ein, aber sanft." Und das bedeutet: kontinuierliches Stutzen, Häckseln, Mähen und Mulchen.

Was genau auf der Trasse im Binger Wald zu tun ist, hat Biotopmanager Matthias Spielmann zuvor mit dem Eigentümer der Fläche abgestimmt – in diesem Fall mit Förster Jacobs, der für einen Teil des Staatswaldes zuständig ist. Beide studieren den Plan im Biotopmanagement-Ordner. Drei Masten weiter müssen am Trassenrand Baumkronen zurechtgeschnitten werden. Also los!

Die Männer fahren mit dem Auto hinunter zu Mast 197. Dort wartet bereits ein Forstwirt und gelernter Baumkletterer auf sie. Der Mann klettert gut gesichert über eine Leiter hoch zur Krone einer Eiche. Dort sägt er mit einer Handsäge an einem der Äste, die sich zur Trasse neigen. Während er oben hantiert, klimpern und klirren die Haken an seinem Gürtel. Braune Eichenblätter flattern zu Boden. Dann kracht es – und der erste Ast liegt neben dem Baum.

Stromtransport im Einklang mit der Natur: Das ist die Grundidee des Biotopmanagements. So versteht Amprion seine Verantwortung als nachhaltig wirtschaftendes Unternehmen.

» Wir stimmen alle Trassenpflegemaßnahmen auf die Bedürfnisse der lokalen Flora und Fauna ab.«

DIRK UTHER, EXPERTE FÜR UMWELTSCHUTZ BEI AMPRION

Auf der nahegelegenen Straße hält ein Auto. Ein Mann steigt aus. In der Zeitung habe er gelesen, dass gerade Trassenarbeiten im Binger Wald durchgeführt werden. „Man muss ja etwas tun, um die Leitungen zu sichern“, sagt er, während er dem Baumkletterer zuschaut. Wie sich herausstellt, ist der Mann Imker und kommt gerade von seinen Bienenstöcken nahe der Orchideenwiese auf der anderen Seite des Hügels. Die Wiese sei ihm „irgendwie heilig“, sagt er. „Denn sie ist lebenswichtig für meine Bienen.“

Wieder kracht es. Ein weiterer Ast der Eiche fällt zu Boden. „Einen Teil des Grünschnitts lassen wir im Wald liegen und verrotten“, sagt Matthias Spielmann. „So gelangen die Nährstoffe zurück in den Boden.“ Das sei gut für die Ökologie, aber zugleich auch wirtschaftlich. „Früher wurden Hölzer und Grünschnitt tonnenweise aus den Wäldern geholt.“ Das entfällt heute. Trotzdem sind die Aufwendungen für die ökologisch optimierte Trassenpflege nicht gering: Mehr als eine Million Euro gibt Amprion dafür im Saarland, in Rheinland-Pfalz und Teilen von Hessen aus, bundesweit sind es 3,2 Millionen Euro. „Das ist Teil unserer Verantwortung, die wir als nachhaltig wirtschaftendes Unternehmen wahrnehmen“, sagt Günter Lips. „Gleichzeitig stellen wir damit sicher, dass wir unsere Leitungen sicher und zuverlässig betreiben können.“

Der Tag neigt sich dem Ende entgegen. In einiger Entfernung kreist ein Turmfalke über der Stromtrasse, auf der Suche nach Mäusen. „Die Falken nisten auf unseren Masten“, sagt Matthias Spielmann beim Einsteigen ins Auto. Bald ist Feierabend für den Biotopmanager. Morgen geht es dann weiter mit Mähen, Häckseln und Mulchen – Mast für Mast, Kilometer um Kilometer.


LEITUNGSBAUPROJEKTE VON AMPRION
amprion
amprion
Merken

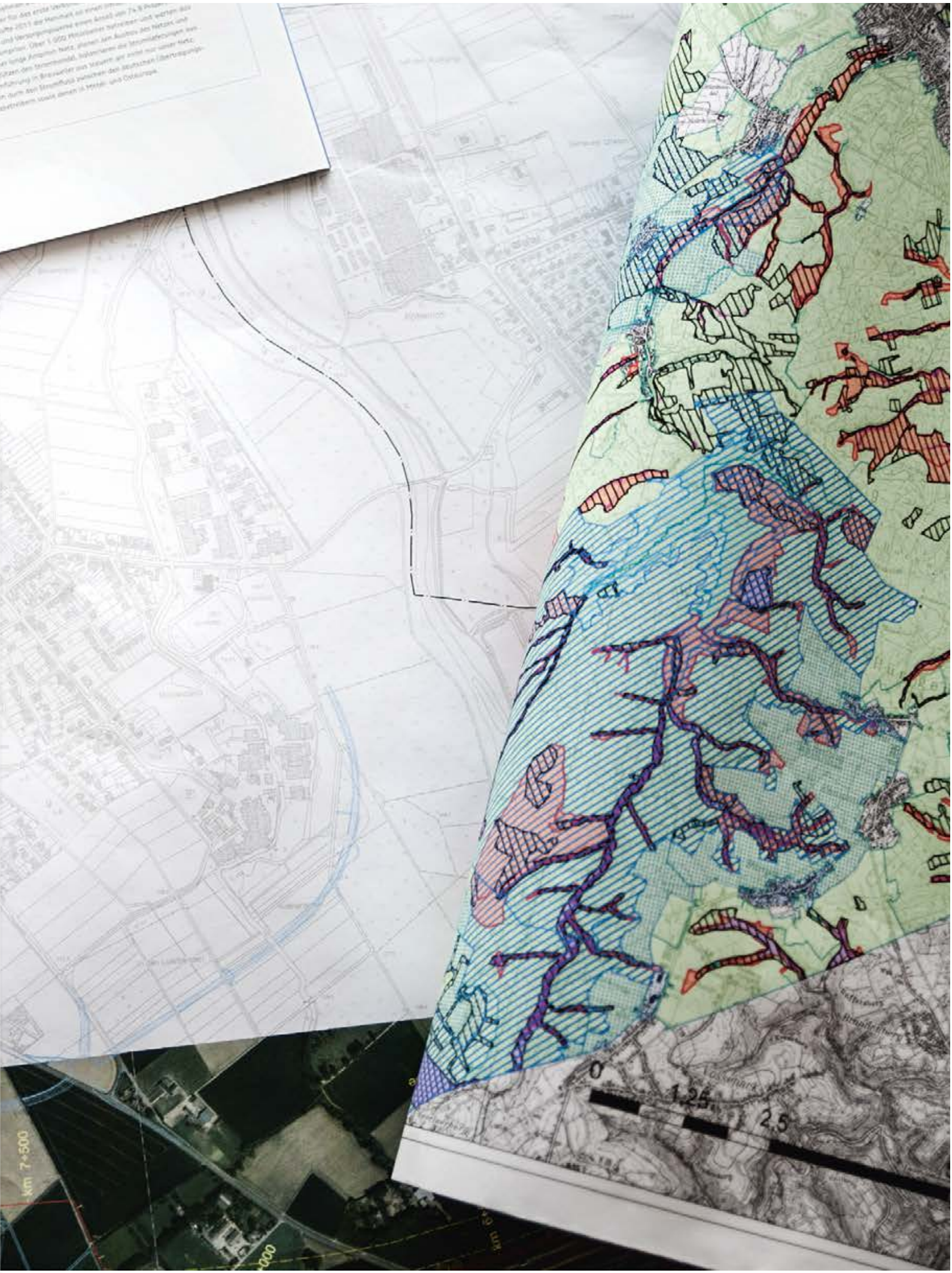
2

DIALOG

Amprion sucht den Dialog mit seinen Stakeholdern – von den Bürgern, gesellschaftlichen Gruppen und Organisationen über seine europäischen Partner bis hin zu Politik und Wirtschaft. Nur im Dialog kann der für die Energiewende unabdingbare Netzausbau gelingen.

505

VERANSTALTUNGEN haben wir 2015 genutzt, um mit unseren Stakeholdern ins Gespräch zu kommen – über die Energiewende, unser Unternehmen und konkrete Projekte. Dieser Dialog hilft uns, den Netzausbau so bürgerfreundlich wie möglich voranzubringen.


0
1,25
2,5

GASTBEITRAG

BETEILIGUNGSCHANCEN VERGRÖSSERN

Deutschland braucht neue Stromleitungen. Anwohner sollten frühzeitig an der Planung beteiligt werden. Denn wer mitentscheiden kann, entwickelt auch mehr Verständnis für notwendige Infrastrukturvorhaben.

ILLUSTRATION · **SILKE WERZINGER**

Mit der Energiewende und dem Ausstieg aus der Kernenergie steht Deutschland vor zwei beträchtlichen Herausforderungen. Es gilt, den Anteil von Kohle und Öl am Energiemix bis 2050 durch den verstärkten Einsatz von Wind- und Solarkraft auf unter 20 Prozent zu senken und zugleich die Versorgungssicherheit aufrechtzuerhalten. Diese Aufgabe erfordert hohe Investitionen, weitreichende strukturelle Veränderungen, die Kooperationsbereitschaft aller Beteiligten und innovative politische Initiativen. Eine Herausforderung, die nur bewältigt werden kann, wenn sich Anwohner an der Planung von Infrastrukturvorhaben – wie etwa neuer Stromleitungen oder Windparks – beteiligen können.

In der Theorie sind neun von zehn Deutschen für die Energiewende. Gleichzeitig dominiert jedoch die Haltung, dass diese Wende schon irgendwie von Politik und Wirtschaft geleistet und gemeistert wird – und zwar mit voller Versorgungssicherheit zu annehmbaren Preisen und ohne weitere Umweltbelastungen. Wird in der Praxis jedoch klar, dass die Energiewende auch Kosten verursacht und neue Betroffenheiten schafft, schlägt der Enthusiasmus in Enttäuschung und Skepsis um. Davon zeugt unter anderem der Widerstand gegen den Ausbau der Stromnetze.

Damit Menschen Veränderungen durch Infrastrukturvorhaben akzeptieren können, müssen unterschiedliche Kriterien berücksichtigt werden. Zunächst benötigen Anwohner Orientierung, um die Ziele des jeweiligen Projektes zu verstehen, sowie Informationen über die Planungsoptionen und den Planungsprozess.

» Dialogangebote reichen nicht immer aus, um die Akzeptanz zu erhöhen. Stattdessen sollten den Menschen vor Ort größere Beteiligungschancen eingeräumt werden.«

Darüber hinaus steigt die Akzeptanz, je mehr man selbst und Menschen, die einem nahestehen, vom jeweiligen Vorhaben profitieren. Es ist also wichtig, dass sich Anwohner von geplanten Stromleitungen und Windparks über Vor- und Nachteile im Klaren sind. Auch die emotionale Identifikation

PROF. DR. ORTWIN RENN
zählt zu den renommiertesten Technik- und Umweltsoziologen Deutschlands. Er ist seit Februar 2016 wissenschaftlicher Direktor am „Institute for Advanced Sustainability Studies" (IASS) in Potsdam.

mit einem Projekt spielt eine wichtige Rolle: Unternehmen und Behörden sollten Anwohnern helfen, den Stellenwert des Vorhabens für die Entwicklung des lokalen und regionalen Umfeldes zu verstehen.

Menschen neigen dazu, Eingriffe in ihre Lebenswelt abzulehnen, wenn sie die Sorge haben, dass dadurch ihre Freiheitsspielräume und ihre Selbstbestimmung beeinträchtigt werden könnten. Umgekehrt engagieren sie sich, wenn sie davon überzeugt sind, dass das eigene Handeln an der Realisierung eines Projektes etwas zu ändern vermag.

Informationen und Kommunikationsangebote müssen diese Aspekte berücksichtigen. Doch Dialogangebote und -bereitschaft reichen nicht immer aus, um die Akzeptanz zu erhöhen – vor allem wenn es um Vorhaben geht, die Belastungen für die Anwohner mit sich bringen. Stattdessen sollten den Menschen vor Ort größere Beteiligungschancen eingeräumt werden. Das setzt voraus, dass auch wirkliche Gestaltungsspielräume bestehen.

Kommunikation ist darauf ausgerichtet, den betroffenen Menschen eine vom Gesetzgeber gefällte Entscheidung nahezubringen – in der Hoffnung, dass sie diese Sicht auch anerkennen oder zumindest tolerieren. Die Perspektive der Beteiligung geht einen Schritt weiter. Sie geht von offenen Willensbildungsprozessen aus und überlässt es innerhalb der gesetzlichen Grenzen den involvierten Bürgerinnen und Bürgern, auf der Basis eigener Vorstellungen neue Optionen zu schaffen und bestehende zu bewerten. In dem Moment, wo Menschen zu Entscheidungsträgern werden, kann Identifikation schon allein durch das Verfahren entstehen.

Beteiligungsverfahren müssen konkret ausgestaltet sein. Es hat sich gezeigt, dass vor allem zu Beginn die zentralen Eckpunkte für alle Beteiligten transparent gemacht werden müssen. Es bedarf Klarheit darüber, in welcher Form und mit welcher Verbindlichkeit Bürgerinnen und Bürger zum Gelingen des Verfahrens beitragen können. Ebenso ist eine realistische Vorstellung über die technischen, gesetzlichen sowie planungsrechtlichen Möglichkeiten und Grenzen des Beteiligungsverfahrens von zentraler Bedeutung.

Dann bestehen gute Aussichten, dass sich die Anwohner mit den Chancen und Risiken neuer Infrastrukturvorhaben besser vertraut machen können und stärker als bisher Einsicht in notwendige Planungsvorhaben gewinnen. Damit ist Akzeptanz nicht vorprogrammiert, aber zumindest erleichtert worden. Frühzeitige Einbeziehung und größere Beteiligungschancen für Bürgerinnen und Bürger könnten insgesamt dazu beitragen, die Energiewende als gemeinsame, gesamtgesellschaftliche Aufgabe zu begreifen.

Kaarst bei Düsseldorf: Hier plant Amprion die Errichtung des nördlichen Ultranet-Konverters.

TRANSPARENT PLANEN

Amprion entwickelt die Projektkommunikation weiter. Eine frühzeitige Information der Bürgerinnen und Bürger, ein offener Dialog und Möglichkeiten der Beteiligung sind dabei wichtige Bausteine. In Pilotprojekten hat das Unternehmen dafür wertvolle Erfahrungen gesammelt.

FOTOS · **GÜNTHER BAYERL · MARCUS PIETREK · FRANK PETERSCHRÖDER** TEXT · **HEIMO FISCHER**

Heinz Smolibowski hat in der Zeitung vom „Bürgerinfomarkt" von Amprion gelesen. Jetzt steht der Rentner aus Sinzig im Saal des örtlichen Vereins und betrachtet die Karten, die Mitarbeiter von Amprion an Stellwänden befestigt haben: In der Umgebung des Ortes soll eine Höchstspannungsleitung verstärkt werden. „Ich möchte wissen, was das bedeutet", sagt der 69-Jährige. Seine Fragen beantwortet an diesem Abend unter anderem Jonas Knoop. Der 31-Jährige ist Projektkommunikator bei Amprion. Er schätzt Infomärkte wie den in Sinzig als wichtige Elemente des Dialogs: „Sie haben sich bewährt, weil wir mit den Anwohnern persönlich ins Gespräch kommen."

Über 500 Informations- und Dialogveranstaltungen hat Amprion 2015 durchgeführt, darunter rund 50 Bürgerinfomärkte. 2016 werden es noch mehr werden. Denn in den nächsten Jahren will das Unternehmen rund 2.000 Kilometer Übertragungsnetz verstärken und ausbauen – die meisten in schon bestehenden Trassen. Dabei spielen nicht nur Infomärkte eine wichtige Rolle. „Die Praxis zeigt, dass wir vielfältige Maßnahmen brauchen, um die Öffentlichkeit über Vorhaben zu informieren und für Akzeptanz zu werben. Denn es gibt kein kommunikatives Patentrezept, das für alle Projekte passt", sagt Joëlle Bouillon, die bei Amprion neue Formate zur Bürgerbeteiligung entwickelt. „Wir verstehen uns als lernendes Unternehmen", sagt die 38-Jährige. „Und wir haben eine steile Lernkurve."

Bei manchen Projekten braucht es aber mehr als eine zielgerichtete Information der Öffentlichkeit. Deshalb haben Bouillon und ihre Kollegen in Pilotprojekten neue Formen des Dialogs und der Beteiligung entwickelt. Beispiel Ultranet: Die 340 Kilometer lange Gleichstromverbindung soll ab 2020 Strom zwischen Nordrhein-Westfalen und Baden-Württemberg transportieren. Am Anfang und Ende der Leitung sind jeweils Konverter (siehe Seite 40) geplant. Eine der Anlagen soll in Kaarst bei Düsseldorf gebaut werden.

Als die Planungen von Amprion bekannt wurden, wuchsen die Bedenken in der Kleinstadt. Die Menschen sorgten sich um das Landschaftsbild und einige gar um ihre Gesundheit. Amprion veranstaltete daraufhin kurzfristig einen Informationsabend, zog sich damit aber den Unmut der Konverter-Gegner zu. „Die Einladung erfolgte zwei Tage zuvor und damit viel zu spät", kritisiert Guido Otterbein, Sprecher der örtlichen Bürgerinitiative. Dadurch sei keine Zeit geblieben, die Mitglieder zu mobilisieren. Er habe sich überrumpelt gefühlt.

Amprion hat aus der Kritik gelernt und mit den Gemeinden und Bürgerinitiativen einen regelmäßigen Gesprächskreis eingerichtet. In einem Hotel in der Nachbarstadt trifft sich Kommunikatorin Joëlle Bouillon mit Kommunalvertretern und Bürgern, die sich für den geplanten Bau des Konverters interessieren. Bis zu 30 Personen

Guido Otterbein, Sprecher der Bürgerinitiative Kaarst, befürwortet den Gesprächskreis zum Konverter.

Projektkommunikator Jonas Knoop und Heinz Smolibowski im Gespräch.

50

BÜRGERINFOMÄRKTE

hat Amprion 2015 durchgeführt.

» Es gibt kein kommunikatives Patentrezept, das für alle Projekte passt. «

JOËLLE BOUILLON,
PROJEKTKOMMUNIKATORIN BEI AMPRION

kommen dort zusammen. Sie informieren sich über den Fortgang der Planung, bringen sich mit Fragen und Vorschlägen ein. Mittlerweile laufe die Kommunikation viel besser, bestätigt Otterbein. „Was die Fähigkeit zum Dialog betrifft, hat Amprion stark aufgeholt."

Obwohl die Ansichten von Befürwortern und Gegnern des Konverters noch weit auseinanderliegen, in einem Punkt sind sich alle einig: Bei Vorhaben dieser Art müssen Kommunen, Einwohner und Verbände frühestmöglich mit ins Boot geholt werden – selbst wenn entsprechende Genehmigungsverfahren noch gar nicht begonnen haben.

Für Amprion besteht die Herausforderung oft darin, dass sich bei Netzausbauprojekten anfangs nur schwer sagen lässt, wer wirklich betroffen ist. Vom Gesetzgeber sind Start und Ziel der geplanten Verbindung vorgegeben, mehr nicht. Einfach eine Linie zwischen den Punkten zu ziehen, funktioniert so gut wie nie. Neue Leitungen dürfen beispielsweise weder über bebautes Gebiet noch durch Naturschutzgebiete führen. In welcher Gemeinde eine neue Trasse entsteht, stellt sich oft erst Monate später heraus, wenn der Planungsprozess längst angelaufen ist. „Wenn die Menschen allerdings erst dann von den Planungen erfahren, fühlen sie sich vor vollendete Tatsachen gestellt", sagt Dialog-Expertin Bouillon.

Deshalb nimmt Amprion heute frühzeitiger Kontakt zu allen Gemeinden auf, durch deren Gebiet eine neue Trasse verlaufen könnte. Dabei sei Einfühlungsvermögen gefragt, sagt Joëlle Bouillon. „Besser als jedes Schreiben eignen sich persönliche Gespräche, um für einen langfristigen Meinungsaustausch auf Augenhöhe zu werben."

Ein Beispiel für eine gute Kommunikation ist die niedersächsische Gemeinde Bissendorf. Sie besteht aus mehreren Ortschaften, durch deren Gebiet die neue Verbindung von Osnabrück nach Wehrendorf geführt werden soll. Zwei Stromleitungen gab es dort bereits, zunächst sollte sich der Verlauf der neuen Trasse an einer der beiden orientieren. Doch die alten Masten hätten ausgetauscht werden müssen. Daher stellte sich die Frage, ob man nicht gleich ganze Teile der Trasse verlegt – und wenn ja, wo sie dann am besten verlaufen sollte. Diese Frage klärten Amprion und Bissendorfs Bürgermeister Guido Halfter in einem mehrstufigen „Trassenfindungsprozess", der die Öffentlichkeit konsequent miteinbezog. Er könnte Vorbild für künftige Planungen werden.

Das Verfahren startete 2014 mit drei Workshops, zu denen rund 20 Vertreter von Gemeindeverwaltung, Landkreis und Raumordnungsbehörde geladen waren. Die Aufgabe der Arbeitsgruppen: in einer Landkarte einfach Empfehlungen für einen bevorzugten Streckenverlauf einzeichnen – ohne Vorgaben. Im Anschluss untersuchten Gutachter das Ergebnis und klärten über gesetzliche Restriktionen auf. In der zweiten und dritten Workshop-Runde kristallisierten sich dann zwei Korridore heraus, in denen die Leitung verlaufen

» Wir haben enormes Wissen gesammelt – über das Projekt und wie die Trassenplanung funktioniert. «

GUIDO HALFTER, BÜRGERMEISTER VON BISSENDORF

könnte. „Dieses Ergebnis haben wir Anfang 2015 den Bürgerinnen und Bürgern vorgestellt“, sagt Lisa Ziemer. Sie nahm für Amprion am Trassenfindungsprozess teil. Die Bürger in Bissendorf wiesen die Planer darauf hin, dass an der einen Strecke ein beliebter Reiterhof lag, an der anderen eine unter Denkmalschutz stehende Wasserburg. „Wir haben sehr viel darüber gelernt, was den Menschen in ihrer Umgebung wichtig ist“, sagt Ziemer. Dadurch wurden Konflikte im Vorfeld entschärft oder ganz vermieden. Eine wichtige Lehre für die Zukunft.

Bissendorfs Bürgermeister Guido Halfter stand von Anfang an hinter dem Prozess. „Unsere Bürger haben enormes Wissen gesammelt – über das Projekt, wie die Trassenplanung und die Genehmigungsverfahren funktionieren“, sagt er. Die Gemeinde könne nun mit der Genehmigungsbehörde und mit Amprion auf Augenhöhe diskutieren und optimale Lösungen für Bissendorf entwickeln.

Auch Amprion hat aus Bissendorf gelernt – und zwar wie man Beteiligungsmöglichkeiten noch besser ausgestaltet. „Eine gemeinsame Trassenplanung auf einem weißen Blatt Papier zu beginnen, ist nicht zielführend. Es gibt technische Kriterien und gesetzliche Vorgaben für Genehmigungsverfahren, die wir berücksichtigen müssen“, erklärt Projektplanerin Ziemer. Deshalb werde Amprion bei künftigen öffentlichen Trassenfindungen vorarbeiten – damit nur über Planungsvarianten beraten wird, die später auch umsetzbar sind.

Die Erfahrungen mit neuen Formen des Dialogs und der Beteiligung fließen nun in die Kommunikationsplanung für den „Korridor A Nord“ ein – die Verlängerung von Ultranet nach Norden. Die Verbindung soll vom Rheinland bis nach Ostfriesland führen und 2025 in Betrieb gehen. In Sachen Kommunikation stellt das Projekt ein Novum dar. Besonders frühzeitig soll die Öffentlichkeit überall dort einbezogen werden, wo die Trasse möglicherweise verlaufen könnte.

„Gläsernes Planungsbüro“ nennt Amprion das Maßnahmenpaket, das in den nächsten Monaten ausgearbeitet wird. „Bei Pilotprojekten wie etwa in Kaarst oder Bissendorf haben wir herausgefunden, wie der regelmäßige Dialog oder eine gemeinsame Trassenfindung am besten funktionieren. So können wir heute auf eine Reihe ausgereifter Informations-, Dialog- und Beteiligungsformate zurückgreifen“, sagt Jonas Knoop. Fest steht bereits heute, dass es ein Vor-Ort-Büro mit einem festen Mitarbeiter geben soll, der in Bürgersprechstunden Fragen zur Trasse beantwortet und Vorschläge aufnimmt. Ergänzend dazu wird Amprion die Anwohner im Internet und auf Bürgerinfomärkten kontinuierlich über den Stand der Planung informieren. Unverzichtbar ist auch hier das persönliche Gespräch. So sollen etwa Landräte und Bürgermeister regelmäßig die Anregungen ihrer Kommunen einbringen können. Auf diese Weise, das wünschen sich Jonas Knoop und seine Amprion-Kollegen, werden das gegenseitige Verständnis und Vertrauen bei allen Beteiligten weiter wachsen.

FORMATE DER KOMMUNIKATION

Eine Reihe unterschiedlicher Formate stehen Amprion zur Verfügung, um daraus für jedes Projekt ein bedarfsgerechtes Kommunikationskonzept zu entwickeln.

INFORMATION

Projektbroschüren und -faltblätter

geben Auskunft über die Notwendigkeit von Projekten, ihre Planung und Genehmigungsverfahren.

Amprion-Website

bündelt alle Informationen über das Unternehmen und seine Ausbauprojekte.

www.amprion.net

Newsletter

berichten regelmäßig über den Stand der größeren Ausbauprojekte.

DIALOG

Bürgerinfomärkte

bieten Bürgerinnen und Bürgern vor Ort Informationen zum Projekt und die Möglichkeit, mit Amprion-Mitarbeitern ins Gespräch zu kommen.

Bürgersprechstunden

sind Gespräche mit Amprion-Mitarbeitern, um etwa konkrete Trassenplanungen zu diskutieren.

Gesprächskreise

bringen von der Bürgerinitiative über Kommunen bis zur Genehmigungsbehörde alle an einen Tisch.

„Direktzu Amprion“

beantwortet als Online-Plattform Fragen zum Unternehmen, zum Netzausbau und zu den Projekten.

www.direktzu.de/amprion

BÜRGERBETEILIGUNG

Verfahren zur Standortsuche

wie etwa beim Ultranet-Konverter tragen dazu bei, gemeinsam Kriterien für die Standortsuche bei Großanlagen festzulegen.

Trassenfindungsprozesse

wie in Bissendorf dienen dazu, gemeinsam eine technisch umsetzbare und möglichst bürgerfreundliche Trassenführung zu entwickeln.

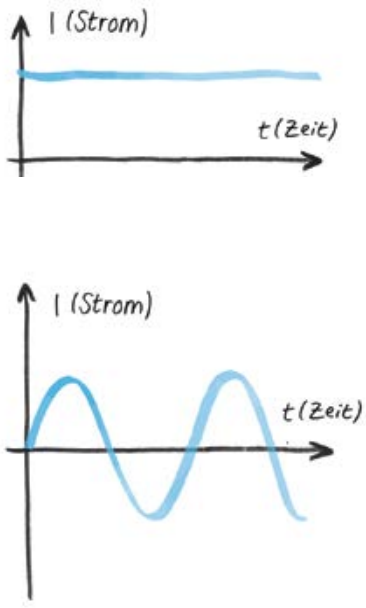
Mediationsverfahren

führen unterschiedliche Interessengruppen zusammen, um einen Konsens über den Standort einer Leitung oder Anlage zu finden.

NACHGEFRAGT

Die Bundesregierung setzt beim Netzausbau verstärkt auf Erdkabel. Die großen Gleichstromverbindungen sollen künftig vorrangig als Erdkabel gebaut werden. Im Wechselstrombereich wird die Kabeltechnologie erst in Pilotprojekten getestet. Warum diese Unterscheidung notwendig und wichtig ist, erklärt Dr. Christoph Gehlen. Er ist bei Amprion für die Leitungstechnologien verantwortlich.

ILLUSTRATION · **SILKE WERZINGER**



Stromverlauf bei Gleichstrom (oben)
Verlauf der Stromkurve bei Wechselstrom (unten)

1

WIE UNTERSCHEIDEN SICH GLEICH- UND WECHSELSTROM? UND WARUM BRAUCHT MAN BEIDE STROMARTEN IM ÜBERTRAGUNGSNETZ?

Gleichstrom kennt man beispielsweise von einigen Spielzeugeisenbahnen: Die eine Schiene führt den Plus-, die andere den Minuspol. Beim Wechselstrom hingegen wird die Polarität ständig getauscht – in der Energieversorgung in Europa 50-mal pro Sekunde. Das entspricht einer Frequenz von 50 Hertz. Wechselstrom hat sich in der Stromversorgung in der Vergangenheit durchgesetzt – vor allem, weil man ihn durch Transformatoren verhältnismäßig einfach auf unterschiedliche Spannungen bringen kann. Diese Möglichkeit ist für den Netzbetrieb entscheidend. Denn so können wir problemlos Kraftwerke, darunter Windenergie- und Photovoltaikanlagen, und Verbraucher, wie etwa Verteilernetze oder stromintensive Unternehmen, an unser Netz anschließen. Bei Gleichstrom ist die Spannungsänderung aufwändiger. Hierfür sind Konverter erforderlich, die deutlich mehr Platz benötigen und im Vergleich zu Wechselstromtransformatoren wesentlich teurer sind. Daher eignet sich die Gleichstromtechnik eher, wenn wir große Energiemengen verlustarm über große Entfernungen transportieren wollen. Bei Amprion werden wir die Gleichstromtechnik künftig bei Ultranet, der deutsch-belgischen Verbindung ALEGrO und dem Korridor A Nord einsetzen.

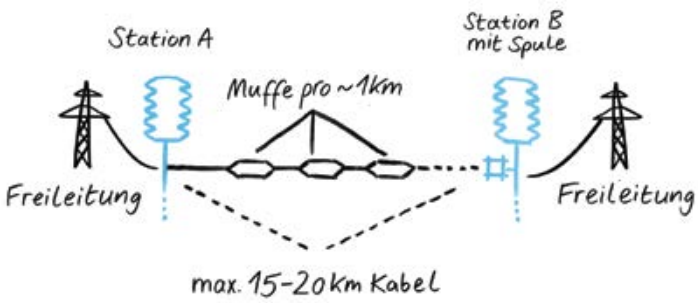
DR. CHRISTOPH GEHLEN

leitet bei Amprion die Abteilung „Betrieb/Projektierung Leitungen und Kabel".

2

WIE FUNKTIONIEREN GLEICH- UND WECHSELSTROMERDKABEL?

Erdkabel haben eine deutlich höhere Kapazität als Freileitungen. Bevor Strom fließt, muss diese Kapazität zunächst „aufgeladen" werden. Dafür wird die sogenannte Blindleistung benötigt. Ein Gleichstromkabel braucht man nur einmal damit „aufzuladen". Anschließend kann der Strom fließen – sogar über mehrere hundert Kilometer. Anders verhält es sich bei Wechselstrom. Weil Plus und Minus ständig wechseln, braucht man kontinuierlich Blindleistung. Bei einer Länge von 15 bis 20 Kilometern wird bei Erdkabeln im Höchstspannungsbereich aber so viel Blindleistung benötigt, dass sie das Kabel „verstopft" und es kaum noch Wirkleistung übertragen kann. Die Blindleistung muss dann mit Spulen, die großen Trafos ähneln, kompensiert werden. Dadurch erhält man ein technisch ziemlich komplexes System, bei dem die Störanfälligkeit steigt und die Stabilität des Netzes leidet.



Schematische Darstellung einer Teilverkabelung im Wechselstrombereich

Aus Kabelübergabestationen, Spulen und Muffen, die die etwa einen Kilometer langen Erdkabelabschnitte verbinden, kann ein komplexes technisches System entstehen.

3

WAS FOLGT DARAUS FÜR DIE ERDVERKABELUNG VON GLEICH- UND WECHSELSTROMLEITUNGEN BEI AMPRION?

Um Energie im Höchstspannungsbereich zu übertragen, bleibt die Freileitung grundsätzlich die technisch und wirtschaftlich beste Lösung. Wenn Verkabelungen erforderlich werden, eignen sich Gleichstromverbindungen aus technischen Gründen deutlich besser für eine Erdverkabelung. Erfahrungen mit der Technologie gibt es derzeit allerdings nur im Seekabelbereich. Der Gesetzgeber hat im Dezember 2015 beschlossen, dass alle Gleichstromverbindungen – mit Ausnahme von Ultranet – künftig vorrangig als Erdkabel zu planen sind. Bei Amprion betrifft das ALEGrO und den Korridor A Nord. Für diese Verbindungen entwickeln wir gerade planerische und technische Lösungen. Anders verhält es sich bei Wechselstromerdkabeln. Auch hier gibt es bisher nur wenige Erfahrungen – insbesondere bei der Übertragung hoher Leistungen. Deshalb hat der Gesetzgeber den Übertragungsnetzbetreibern die Möglichkeit eröffnet, Kabel in Pilotprojekten zu testen. Amprion hat bereits die erste Pilotstrecke in Raesfeld gebaut. Der Testbetrieb startet im Sommer 2016. Dann können wir schauen, wie sich die Technik bewährt. Nach etwa fünf Jahren werden uns erste Erfahrungen vorliegen, wie zuverlässig und sicher Wechselstromkabel mit den genannten Anforderungen im Übertragungsnetz funktionieren.

3

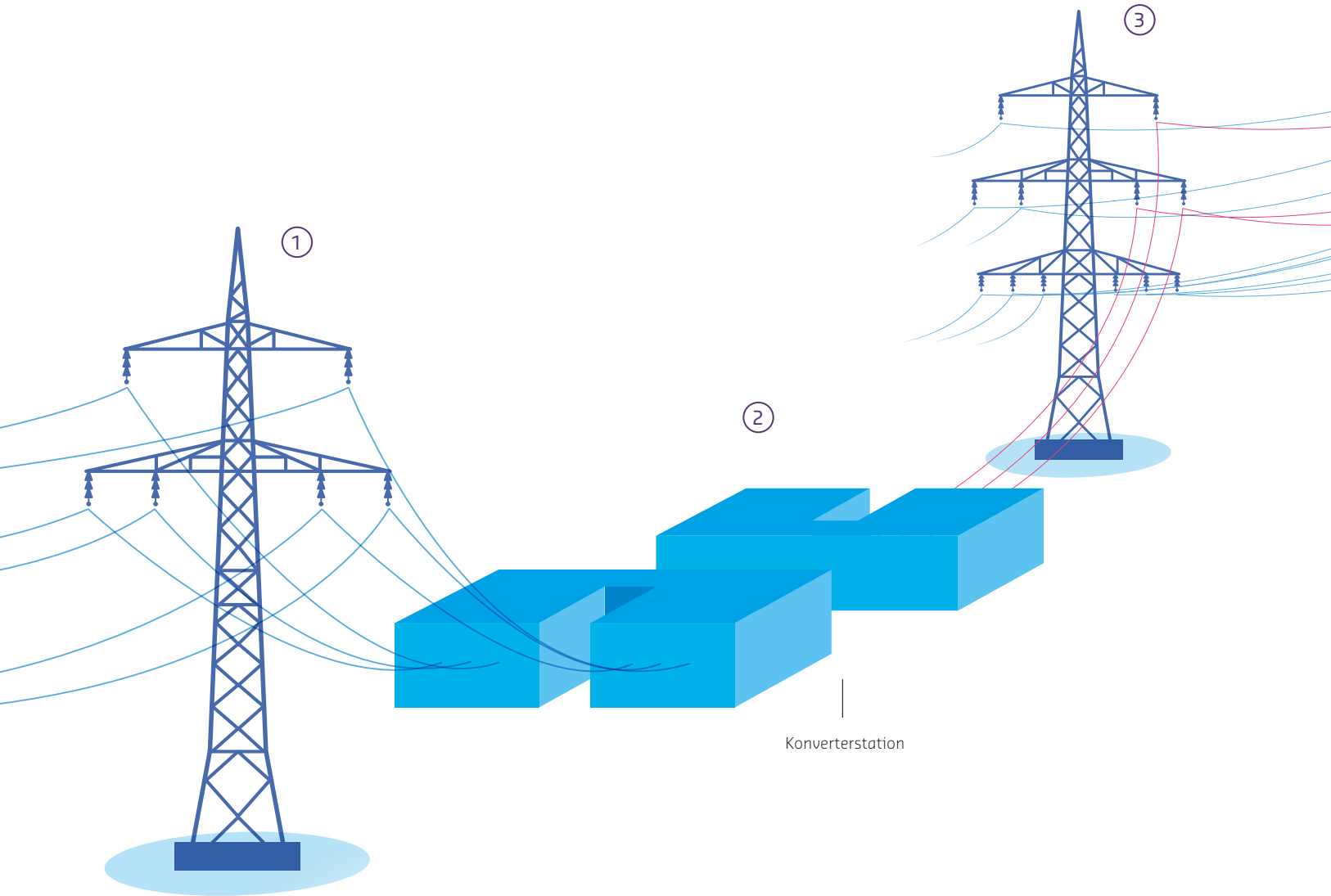
AUFBRUCH

Amprion treibt den Aufbruch in die Energiewelt von morgen voran. Im Rahmen des Netzausbaus entwickeln und integrieren wir neue, innovative Technologien. Sie stärken die Systemsicherheit des Netzes und helfen uns, die Herausforderungen der Energiewende und des wachsenden Stromhandels zu meistern.

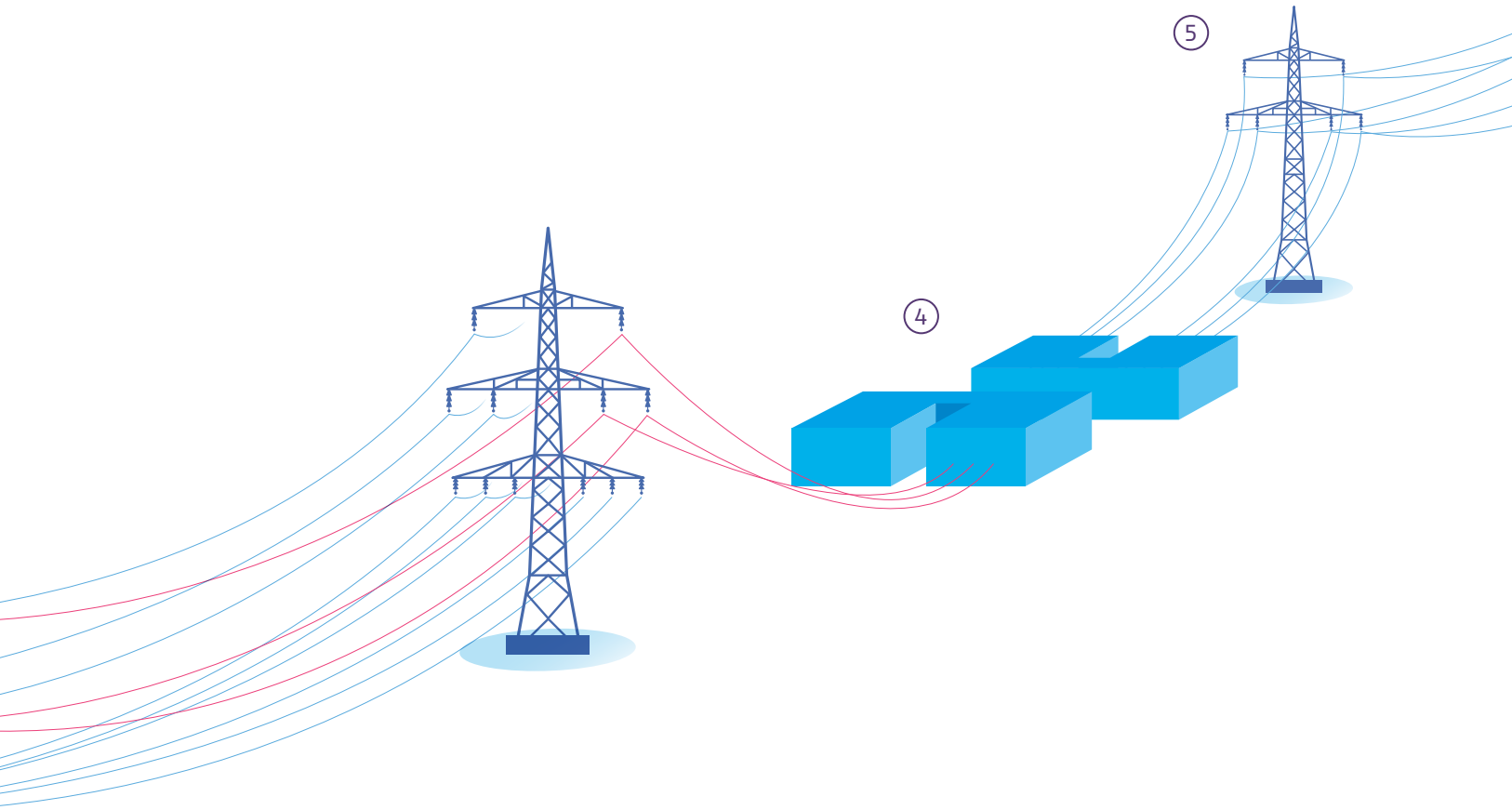
6.000

SUBMODULE steuert die Leistungselektronik in den geplanten „Ultranet"-Konvertern. Die Hightech-Anlagen sind für dieses Schlüsselprojekt der Energiewende unverzichtbar: Sie werden den verlustarmen Transport von Wind- und Sonnenstrom ermöglichen und zugleich das Netz noch sicherer machen.

EFFIZIENT AUF DER LANGSTRECKE



① Mast mit Wechselstromleitung ② Konverterstation Raum Osterath
③ Hybridmasten mit Wechselstrom- und Gleichstromleitung (HGÜ)
④ Konverterstation Raum Philippsburg ⑤ Mast mit Wechselstromleitung



Ultranet nimmt als erste der drei großen Nord-Süd-Gleichstromverbindungen Gestalt an. Das gilt auch für die Konverter, die den verlustarmen Stromtransport über große Entfernungen ermöglichen werden. Amprion, TransnetBW und Siemens planen die Hightech-Anlagen gemeinsam.

FOTOS · **MARCUS PIETREK · DANIEL SCHUMANN** TEXT · **VOLKER GÖTTSCHE**

Der Bleistift fliegt über das Papier. „Das hier ist ein Schalter“, sagt Jochen Haude, „und das ein Kondensator.“ Mit kurzen Strichen zeichnet der Ingenieur Schaltsymbole und Strombahnen. „In der einen Schalterstellung fließt der Strom durch den Kondensator, in der anderen Stellung fließt er am Kondensator vorbei“, erklärt er. Ein einzelner Schalter besteht dabei aus zwei leistungsstarken Transistoren und zwei Dioden. Diese Elemente bilden zusammen mit einem Steuerteil ein sogenanntes Submodul. „Die Zusammenschaltung vieler Submodule ist das Herzstück eines Konverters.“ Haude legt den Bleistift zur Seite. „Technisch eigentlich eine verblüffend gute Idee aus bekannten Bauteilen.“

Doch was diese Submodule leisten, ist bemerkenswert. Ohne sie ließe sich eines der Schlüsselprojekte der Energiewende nicht realisieren: Ultranet ist eine von drei großen Nord-Süd-Gleichstromverbindungen in Deutschland, die vor allem Windstrom aus dem Norden nach Süddeutschland bringen sollen. Die Übertragungsnetzbetreiber Amprion und TransnetBW planen die 340 Kilometer lange „Stromautobahn“ zwischen Nordrhein-Westfalen und Baden-Württemberg. Auf der Langstrecke ist der Transport großer Leistung mittels Gleichspannung besonders vorteilhaft – insbesondere weil die Übertragung verlustarm und besser steuerbar ist. Da das übrige Netz aber mit Wechselspannung betrieben wird,

» Höchstleistung der Steuerungselektronik: Das Umschalten jedes der 6.000 Submodule wird separat und mikrosekundengenau berechnet.«

JOCHEN HAUDE, LEITER PRIMÄRTECHNIK UND BETRIEBSMITTEL BEI AMPRION

muss die Leistung zunächst in Gleichspannung umgewandelt werden – und zwar auf Höchstspannungsniveau. Erst dann kann der Strom effizient über die Langstrecke transportiert werden. Gleiches gilt, wenn der Strom anschließend wieder ins Wechselstromnetz eingespeist wird. Diese Aufgabe übernehmen Konverter am Anfang und Ende der Ultranet-Trasse.

In jedem Ultranet-Konverter kommen deshalb fast 6.000 Submodule zum Einsatz, zu jeweils drei Strängen in Reihe geschaltet und zu sogenannten Umrichtern zusammengefasst. Ergänzt werden sie von Transformatoren und Kühlanlagen, Spulen und mechanischen Schaltgeräten. Zusammen können sie zwei Gigawatt Leistung übertragen – eine solche Anlage spielt gewissermaßen in der Königsklasse der Energieübertragung. „Damit lässt sich der Strom für etwa zwei Millionen Menschen transportieren“, sagt Jochen Haude. Er leitet bei Amprion die Abteilung Primärtechnik und Betriebsmittel und ist mit seinem Team unter anderem für Konvertertechnik zuständig. Die hohe Übertragungsleistung von Ultranet ist nötig, um den Wegfall von Kernkraftwerken in Baden-Württemberg zu kompensieren, die in wenigen Jahren vom Netz genommen werden.

Die Elektronik im Konverter muss Außergewöhnliches leisten: Es gilt, die Submodule nach exakt berechneten Mustern mikrosekundengenau elektronisch umzuschalten. „Jedes einzelne Submodul wird etwa 150-mal pro Sekunde umgeschaltet“, erläutert Jochen Haude. „Jeder Schaltzeitpunkt eines jeden Submoduls wird von zentralen Steuereinheiten permanent berechnet.“ Vor allem diese Steuereinheiten machen die Konverter zu Hightech-Anlagen. Etwa eine Milliarde Euro investieren die Übertragungsnetzbetreiber in die Ultranet-Verbindung – inklusive der beiden Konverter. Voraussichtlich werden Planung, Genehmigung und Bau vier bis fünf Jahre in Anspruch nehmen.

Mit Planung und Bau haben Amprion und TransnetBW im Herbst 2015 Siemens beauftragt. Der Technologiekonzern verfügt über große Erfahrung mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ). „Wir haben mit Siemens einen versierten Partner an unserer Seite“, sagt Amprion-Geschäftsführer Dr. Klaus Kleinekorte (siehe Interview S. 44). Weltweit hat Siemens bisher mehr als 40 HGÜ-Leitungen in Betrieb genommen. Erst im September 2015 gingen Konverter in Spanien und Frankreich ans Netz.

Gegenwärtig stecken die Projektpartner mitten in der 18-monatigen „Engineeringphase“: Das Gesamtsystem bis hin zu jeder einzelnen Komponente wird in Simulationen berechnet und ausgelegt. „Wie verhält sich der Konverter bei bestimmten Ereignissen im Hochspannungsnetz? Wie reagiert die Steuerungssoftware? Wie werden die Komponenten belastet? Die Antworten auf diese Fragen spielen wir in allen nur denkbaren Szenarien durch“, sagt Jochen Haude. „Damit wir am

DER VERLAUF VON ULTRANET

Die Gleichstromverbindung verläuft zwischen Nordrhein-Westfalen und Baden-Württemberg. Amprion (violetter Streckenabschnitt) und TransnetBW (pinker Streckenabschnitt) verantworten das Projekt gemeinsam. Bis auf wenige Kilometer kann Ultranet auf schon bestehenden Strommasten mitgeführt werden. Am Anfang und Ende der Strecke stehen Konverter.

»SCHLÜSSELPROJEKT DER ENERGIEWENDE«

DR. KLAUS KLEINEKORTE
Amprion-Geschäftsführer Dr. Klaus Kleinekorte über die Bedeutung der Gleichstromverbindung Ultranet – und die Zusammenarbeit mit Siemens.

WARUM SIND GLEICHSTROMVERBINDUNGEN WIE ULTRANET SO WICHTIG FÜR DIE ENERGIEWENDE?

Da kommen mehrere Faktoren zusammen. Im Norden produzieren Windräder immer mehr Energie. Sie wird im Süden gebraucht, wo in den nächsten Jahren die Kernkraftwerke vom Netz gehen. Die bestehenden Netze schaffen es nicht, die großen Strommengen aus dem Norden zu übertragen. Deshalb brauchen wir Ultranet und die Verlängerung nach Norddeutschland – den Korridor A Nord. Die Verbindung wird den Windstrom, der aus Ostfriesland kommt, wie ein Bypass am heute schon stark belasteten Netz vorbei nach Süden leiten. Zusätzlich kann Solarstrom aus dem Süden in die Region an Rhein und Ruhr gebracht werden. Aus diesen Gründen ist Ultranet ein Schlüsselprojekt der Energiewende – und die Planungen sind bereits weit fortgeschritten. Ein Vorteil ist, dass wir auf der Strecke nach Süden an sogenannten Hybridmasten die neuen Gleichstromleitungen mit bestehenden Wechselstromleitungen kombinieren können – das spart wertvolle Zeit.

AM ANFANG UND ENDE DER STRECKE SIND ZWEI KONVERTERANLAGEN GEPLANT. GEHT ES NICHT OHNE?

Nein. Ultranet überträgt Strom auf der Langstrecke – und das funktioniert am besten mit Gleichstrom. Dafür braucht es Konverter, die die Leitung mit dem Wechselstromnetz verbinden, indem sie Wechselstrom in Gleichstrom umwandeln und umgekehrt. Die Konverter sind unverzichtbar für Ultranet. Außerdem haben sie einen großen Zusatznutzen. Denn ihre Technik trägt dazu bei, das Netz auch künftig sicher und stabil betreiben zu können.

DIE KONVERTER ZÄHLEN ZU DEN MODERNSTEN IHRER ART. IST ULTRANET TECHNISCH REIF UND BEHERRSCHBAR?

Ein klares Ja. Sehen Sie, Konverter sind in der Elektrotechnik nichts Neues. Diese Anlagentypen gibt es schon seit Jahrzehnten. Für Ultranet entwickeln wir diese Technologie so weiter, dass wir sie in einer neuen Leistungsklasse einsetzen und mit Freileitungen verbinden können. Dabei haben wir – also die Übertragungsnetzbetreiber Amprion und TransnetBW – mit Siemens einen versierten Partner an unserer Seite.

WIE FUNKTIONIERT DIE ZUSAMMENARBEIT MIT SIEMENS?

Sehr gut. Wir sind inzwischen ein eingespieltes Team. Auf Basis unserer Anforderungen führt Siemens Berechnungen zur genauen Auslegung des Konverters durch, die wir fachlich eng begleiten. Das läuft reibungslos. Mit diesen Detailplanungen gehen wir dann zügig in die Genehmigungsverfahren. Unser Ziel ist es, Ultranet als eines der Schlüsselprojekte der Energiewende möglichst schnell zu realisieren.

Ende genau wissen, wie sich alle Anforderungen in der Praxis technisch optimal umsetzen lassen.“ Fast täglich ist das Amprion-Team mit den Ingenieuren von TransnetBW und Siemens in Kontakt. „Hier ist Teamarbeit gefragt, auch über Unternehmensgrenzen hinweg.“

Erstmals in Deutschland soll bei den Ultranet-Konvertern die sogenannte Vollbrückentechnologie im Gigawatt-Bereich zum Einsatz kommen. Dies ist eine besondere Ausprägung der sogenannten VSC-Technologie. VSC steht für „Voltage Sourced Converter“, auf Deutsch: „spannungsgeführter Konverter“. Rund ein Dutzend Anlagen mit VSC-Technologie sind in den vergangenen Jahren allein in Europa errichtet worden. Hiermit lässt sich auch die Netzspannung regulieren und stabilisieren – eine Funktion, die bislang vor allem konventionelle Kraftwerke übernommen haben. Im Notfall können die Konverter auch den Wiederaufbau des Netzes nach einem Stromausfall unterstützen. Die Technologie erlaubt es außerdem, genau einzustellen, in welche Richtung wie viel Energie übertragen werden soll. Je nachdem, wie viel Strom aus Wind im Norden und aus Sonne im Süden produziert wird, kann die HGÜ den Strom gezielt dorthin leiten, wo er gebraucht wird. „Mit der neuen Konvertertechnologie machen wir einen wichtigen Schritt, um die Sicherheit der Stromübertragung in Zeiten der Energiewende zu gewährleisten“, sagt Klaus Kleinekorte.

Die Vollbrückentechnologie ermöglicht es darüber hinaus, Fehler – etwa bei einem Blitzeinschlag in eine Leitung – schnell und zuverlässig zu beheben. Zudem ist Ultranet flexibel erweiterbar. Die geplante Gleichstromverbindung von Ostfriesland nach Nordrhein-Westfalen – in der Netzplanung „Korridor A Nord“ genannt – soll direkt an den Konverter im Rheinland angeschlossen werden. „Dank der VSC-Technologie können wir dann den Energiefluss zwischen Ostfriesland, Nordrhein-Westfalen und Baden-Württemberg flexibel steuern“, erklärt Jochen Haude.

Nicht nur beim Konverter, sondern auch bei der Trassenplanung setzen Amprion und TransnetBW auf Innovationen: Erstmals werden bei Ultranet Gleich- und Wechselstrom mit einer Spannung von 380 Kilovolt gemeinsam übertragen – und zwar weitgehend auf bestehenden Masten. „Wir sind uns sicher“, sagt Klaus Kleinekorte, „dass wir dieses Hybridkonzept schnell umsetzen und zuverlässig betreiben können.“

Das gilt auch für die Konverter. „Ähnliche Anlagen sind schon erfolgreich in Betrieb“, erläutert Jochen Haude. Und wie sicher sind die Anlagen? „So sicher wie jede herkömmliche Umspannanlage. Den Umrichter kann man sich in dieser Hinsicht als großes Elektrogerät vorstellen.“ Mit technisch gut bekannten Bauteilen wie Kondensatoren und Schaltern.

Hightech-Anlage des französisch-spanischen Inelfe-Projektes: In den Konvertern arbeitet Hochleistungselektronik für den effizienten Stromtransport.


FRISCHER
WIND

Amprion arbeitet ständig daran, sein Netz noch flexibler und intelligenter zu machen. Dafür errichtet das Unternehmen in den nächsten Jahren mehr als 400 Wetterstationen entlang der Stromtrassen. Damit setzt das Unternehmen die Anforderungen an einen witterungsabhängigen Freileitungsbetrieb aus dem Netzentwicklungsplan um und entwickelt die heutigen, schon implementierten Ansätze weiter.

TEXT · **PETER GAIDE**

Ein klarer Morgen im Dezember 2015: Ein Helikopter startet auf einem Flugfeld in Essen / Mülheim, gewinnt schnell an Höhe. Er nimmt Kurs auf das Siegerland. An Bord der Maschine befinden sich der Pilot, zwei Messingenieure und Dr. Thomas Butschen. Er entwickelt derzeit gemeinsam mit einem Team von zwölf Amprion-Experten aus verschiedenen Fachbereichen Modelle und Methoden für den witterungsabhängigen Betrieb von Freileitungen.

Das Team nimmt Wärmebilder von Leiterseilen auf. Das ist bei der Länge der zu betrachtenden Stromkreise mit dem Helikopter viel einfacher als auf dem Landweg. Die Aufnahmen zeigen, ob Leitungen bereit sind für die zusätzliche Aufgabe. „Wir untersuchen derzeit Mast für Mast. Dann entscheiden wir, ob der Stromkreis für einen witterungsabhängigen Betrieb vorgesehen werden kann“, sagt Butschen.

Das sogenannte Freileitungsmonitoring ist eine Maßnahme zur Netzoptimierung und somit Bestandteil des sogenannten „NOVA-Prinzips“, einer wesentlichen gesetzlichen Grundlage des Netzausbaus in Deutschland. Es besagt, dass das Netz zunächst optimiert wird. Erst wenn diese Möglichkeiten ausgeschöpft sind, können Leitungen verstärkt oder neu gebaut werden. Somit ist der witterungsabhängige Freileitungsbetrieb integraler Bestandteil des Netzentwicklungsplans.

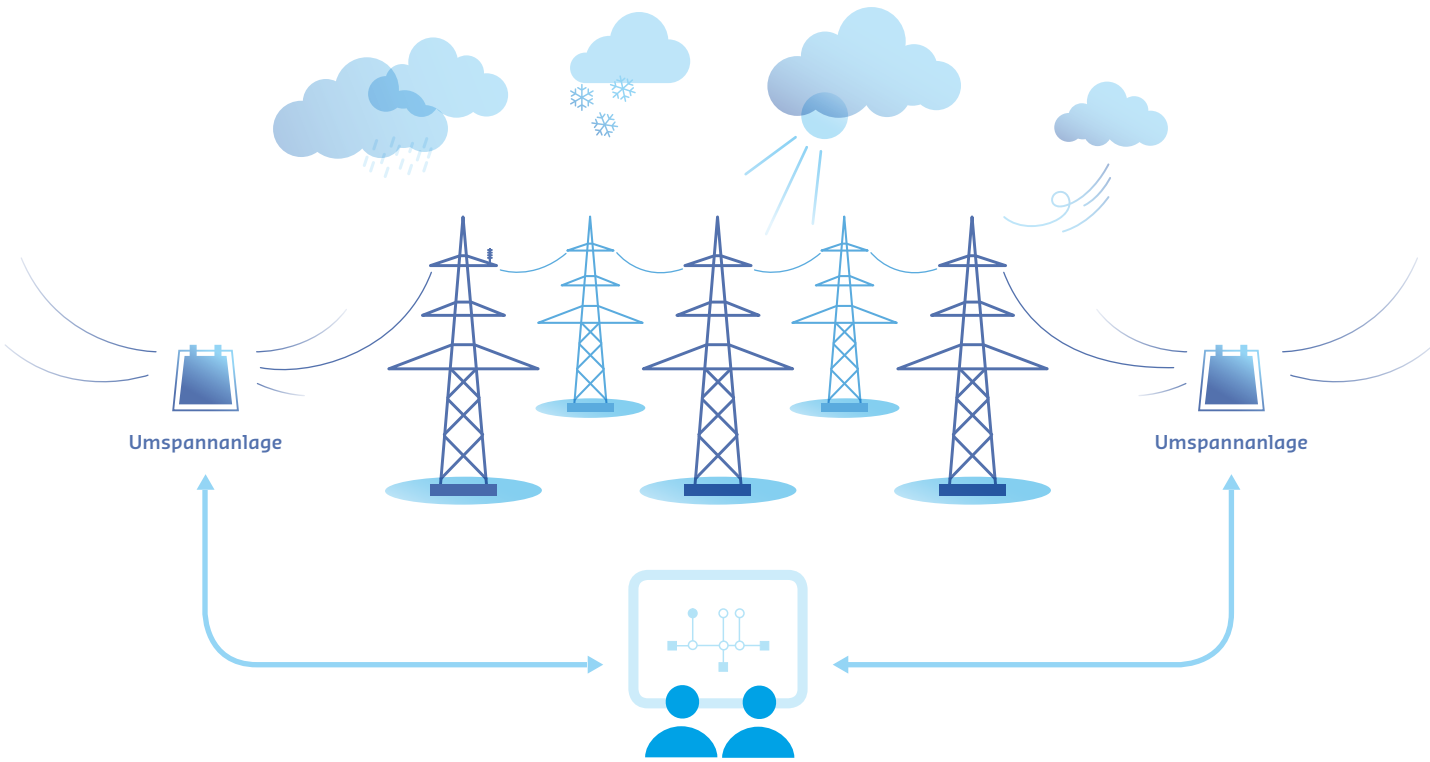
Der Schlüssel liegt in der gemeinsamen Betrachtung von Physik und Meteorologie: Wenn Strom durch Leiterseile fließt, erwärmen sie sich. Zusätzlich wirkt das Wetter – also der Wind, die Umgebungstemperatur und die Sonneneinstrahlung – auf die Seile ein. Es sorgt dafür, dass sich das Seil entweder abkühlt oder aufheizt. Grundsätzlich darf die Betriebstemperatur eines typischen Leiterseils 80 Grad Celsius nicht überschreiten. Aus diesen Faktoren ergibt sich der Grenzwert, wie viel Strom ein Leiterseil maximal übertragen kann.

Bislang haben die Ingenieure bei der Berechnung des Grenzwertes jahreszeitabhängige Annahmen zur Entwicklung von Temperatur, Wind und Sonne zugrunde gelegt – und daraus die Übertragungskapazität der Freileitungen abgeleitet. Nun wird dieser Ansatz deutlich verfeinert. Anstelle von pauschalen Annahmen und Erfahrungswerten werden die Amprion-Experten künftig mit konkreten, vor Ort ermittelten Wetterdaten rechnen. „Dazu muss man aber genau wissen, wie das Wetter tatsächlich ist – nicht überall, aber an vielen Stellen des Netzes“, sagt Thomas Butschen.

Dass er sich einmal so intensiv mit Wettermessungen beschäftigen würde, hat der Ingenieur nicht geahnt, als er im September 2012 bei Amprion anfing. 2013 übernahm Butschen die Leitung dieses Projektes. Sein Team hat sich von Meteorologen beraten lassen und eigene Wetter-

DAS NETZ DENKT MIT

Überlandleitungen sind dem Wetter ausgesetzt: Wind, Sonne und die Umgebungstemperatur heizen die Seile auf oder kühlen sie ab. Das beeinflusst, wie viel Strom maximal durch die Leitungen fließen kann. Durch lokale Wetterdaten lässt sich die maximale Strombelastung der Seile künftig noch besser planen.



Amprion-Systemführung

Erfassung der Messwerte
und Berechnung der Grenzwerte

WETTERFÜHLER

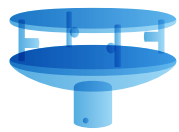
Die Sensoren der Wetterstationen messen unterschiedliche meteorologische Daten. An den Freileitungen sind sie mit Solarzellen und einem Mobilfunk-Datenmodul ausgestattet, um energieautark arbeiten und ihre Daten online übertragen zu können.

Thermohygrosensor

Relative Feuchte und Temperatur

Pyranometer

Sonneneinstrahlung



Ultraschall-Anemometer

Windrichtung und -geschwindigkeit

» Der witterungsabhängige Freileitungsbetrieb und der geplante Netzausbau gehören zusammen.«

DR. THOMAS BUTSCHEN, PROJEKTLEITER
FREILEITUNGSMONITORING BEI AMPRION

stationen entwickelt, deren Sensoren den Luftdruck, die Außentemperatur, die Windgeschwindigkeit und -richtung sowie die Intensität der Sonneneinstrahlung messen und übertragen können.

Die ersten beiden Wetterstationen befinden sich bereits im Testbetrieb. Bis zum Jahr 2022 sollen nach und nach mehr als 400 Stationen folgen. Und zwar an den Stellen, wo wenig kühlender Wind weht und die Sonneneinstrahlung besonders intensiv ist. „An diesen Stellen treten auf den Seilen die höchsten Temperaturen auf. Wenn wir diese genau kennen, können wir präzise berechnen, wie stark die Seile maximal belastet werden dürfen“, sagt Thomas Butschen. Die Wetterstationen an diesen „Hotspots“ sind mit Solarzellen und einem Mobilfunk-Datenmodul ausgestattet, um energieautark arbeiten und ihre Daten ohne Kabelverbindung an die Systemführung übertragen zu können.

Ist das Projekt vollständig umgesetzt, liefern die 400 Wetterstationen im gesamten Netz kontinuierlich exakte Angaben über die lokale Temperatur, Wind und Sonneneinstrahlung. Zusätzlich können die Amprion-Experten noch detailliertere Wetterprognosen erstellen. Das erlaubt es, die maximal möglichen Strombelastungen der Leitungen für die nahe Zukunft zu errechnen und mit diesen Daten zu planen. Das unterscheidet diese Variante des Freileitungsmonitorings von anderen, bei denen die Temperatur in den Seilen direkt gemessen wird. „Die Vorteile können wir allerdings nur bei bestimmten Wetterlagen nutzen“, stellt Thomas Butschen klar. „Im Sommer werden wir nicht mehr Strom als heute übertragen können.“

Der Hubschrauberflug geht zu Ende. Das Flugfeld in Essen / Mülheim kommt wieder in Sicht. Die Messingenieure um Thomas Butschen werden die Wärmebilder in den nächsten Wochen auswerten. Dann sind sie ihrem Ziel wieder einen Schritt näher gekommen: „Der witterungsabhängige Freileitungsbetrieb und der geplante Netzausbau gehören zusammen. Das eine funktioniert nicht ohne das andere. In Summe schaffen wir es so, unser Übertragungsnetz auf die steigenden Anforderungen vorzubereiten.“

Impuls-geber

Amprion entwickelt sich weiter.
Eine Chance für alle Mitarbeiter, den Wandel mitzugestalten.

FOTOS · **MATTHIAS HASLAUER** · **MARCUS PIETREK**

»Ich habe mich auf das öffentliche Recht spezialisiert. Für eine Planungsrechtlerin gibt es in den nächsten Jahren keine spannenderen Herausforderungen als den Netzausbau in Deutschland und Europa.«

Mona Fachinger ist Juristin und seit Februar 2015 bei Amprion.

Ich arbeite gerne im Team an innovativen Themen. Dazu gehört auch die Planung der Ultranet-Konverter. Mich begeistert, dass hierbei die allerneuesten Technologien zum Einsatz kommen. Damit wird die Energiewende konkret.«

Dr. Daniel Eichhoff ist Elektroingenieur und seit September 2015 bei Amprion.

»Die Energiewende kann nur gelingen, wenn ganz Europa mitmacht. Dafür ist eine gemeinsame Netzplanung erforderlich: der europäische Netzentwicklungsplan (TYNDP). Hierzu tausche ich regelmäßig Erfahrungen und Wissen mit den Kollegen aus anderen EU-Ländern aus. Das bereichert meinen Arbeitsalltag.«

Yvonne Surmann ist Wirtschaftsingenieurin und seit 2013 bei Amprion.

Amprion ist ein relativ junges Unternehmen. Neue Technologien und Arbeitsabläufe halten uns in Bewegung. Momentan koordiniere ich unter anderem Freischaltungen und führe Wartungen an unseren Anlagen durch. In Zukunft freue ich mich darauf, noch intensiver an innovativen Technologien mitzuarbeiten.«

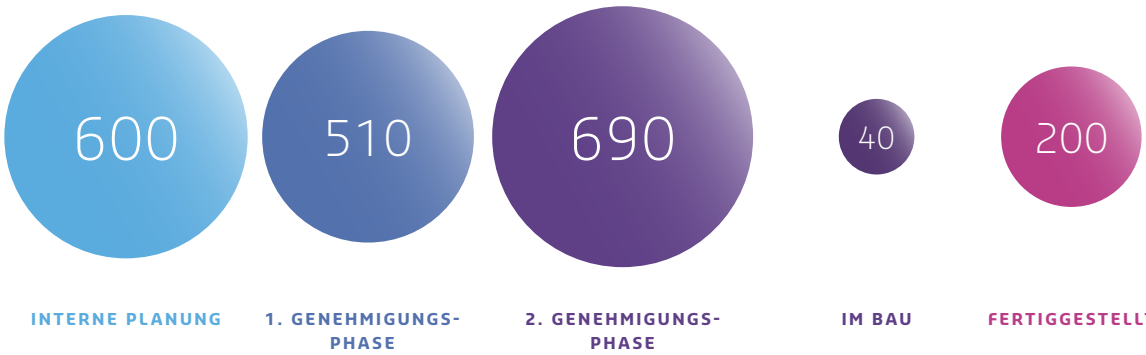
Timo Jonas ist Monteur und seit 2010 bei Amprion. Berufsbegleitend hat er ein Ingenieurstudium absolviert.

System- und IT-Sicherheit gehen bei Amprion Hand in Hand. Ich bin in die Planungen vielfältiger IT-Vorhaben eingebunden. Im Projektmanagement habe ich jeden Tag mit neuen Fragestellungen zu tun. Das macht meine Arbeit sehr spannend.«

Dr. Frank Brüggemann ist seit Oktober 2015 bei Amprion. Er steuert IT-Projekte.

STATUS QUO 2015

NETZAUSBAU BEI AMPRION



In km

Der Gesetzgeber hat Amprion 2009 und 2013 mit dem Ausbau und der Verstärkung von rund 2.000 Kilometern Stromleitungen beauftragt. Mindestens fünf Jahre dauert es, bis alle Planungen und Genehmigungsverfahren für ein Ausbauprojekt abgeschlossen sind. Ende 2015 ergab sich folgendes Bild: Für Projekte mit einer Streckenlänge von rund 600 Kilometern laufen noch interne Planungen. 510 Projektkilometer stehen entweder kurz vor oder in der ersten Genehmigungsphase – der sogenannten Bundesfachplanung bzw. Raumordnung. 690 Neu- oder Ausbaukilometer sind bereits kurz vor oder in der Planfeststellung und damit in der zweiten Genehmigungsphase. Etwa 40 Streckenkilometer befinden sich im Bau. Ausbauprojekte mit einer Länge von 200 Kilometern sind bereits fertiggestellt.

Quelle: Auswertung auf Basis des EnLAG- und BBPlG-Monitorings Q4/2015, Stand Januar 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, S. 8 – 9]
Marcus Pietrek [S. 49]
Siemens, Inelfe-Projekt [S. 38 – 39, 45]
3st kommunikation GmbH [S. 26 – 27]

DRUCK

Eberl Print GmbH

IX
Papi -
llen Quellen
ww .
FSC® C002727

klimaneutral
natureOffice.com | DE-141-079214
gedruckt

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.

2015 war für Amprion ein wirtschaftlich erfolgreiches Jahr. Diese positive Entwicklung resultiert aus der effizienten Umsetzung unseres gesetzlichen Auftrags: Mit unserem Übertragungsnetz haben wir Strom sicher und zuverlässig zu den 29 Millionen Menschen in unserem Netzgebiet transportiert. Um dieser Verantwortung auch künftig gerecht zu werden, verstärken wir unser Übertragungsnetz und bauen es bedarfsgerecht aus. Auf dieser Basis will sich Amprion auch in Zukunft nachhaltig weiterentwickeln.

ICON-ERKLÄRUNG

Glossar Verweis

Internet-Link

INHALT

DR. KLAUS KLEINEKORTE
Chief Technical Officer

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

Liebe Leserinnen, liebe Leser,

2015 war für die Amprion GmbH ein wirtschaftlich erfolgreiches Jahr. Die positive Entwicklung resultiert aus der effizienten Umsetzung unseres gesetzlichen Auftrags: das Amprion-Übertragungsnetz sicher zu betreiben und bedarfsgerecht auszubauen. Auf dieser Basis erreichten die Umsatzerlöse unseres Unternehmens mit 11.868 Mio. Euro einen neuen Höchststand. Davon entfielen 9.968 Mio. Euro auf die ergebnisneutrale Abwicklung des EEG-Ausgleichsmechanismus und 1.763 Mio. Euro auf das Netzgeschäft. Der Jahresüberschuss unserer Gesellschaft belief sich auf 171 Mio. Euro und lag damit 14 Prozent über dem Vorjahr.

2015 sind wir mit dem Netzausbau gut vorangekommen. Deutlich wird dies beim Investitionsvolumen, das 2015 mit 474 Mio. Euro einen Rekordwert erreichte. Eine Tendenz, die sich in den kommenden Jahren fortsetzen wird. Insgesamt rund 5,5 Mrd. Euro wollen wir bis 2025 in den Umbau sowie die Verstärkung und Flexibilisierung unseres Übertragungsnetzes investieren. Unser stabiles Rating (Moody's A3, Fitch A–) trägt dazu bei, diese finanzielle Herausforderung zu stemmen. Eine weitere Voraussetzung ist ein stabiler regulatorischer Rahmen.

Politik und Öffentlichkeit haben auch im vergangenen Jahr intensiv über den Umbau des Übertragungsnetzes diskutiert, insbesondere über den Einsatz der Erdverkabelung. Seit Anfang 2016 gibt es dafür einen neuen gesetzlichen Rahmen. In diesem Zuge haben die deutschen Übertragungsnetzbetreiber die Zuständigkeit für die Gleichstromkorridore in Deutschland im Januar 2016 neu geordnet. Anstelle der Süd-Ost-Passage wird Amprion nun die Verlängerung von Ultranet in Richtung Nordsee – den Korridor A Nord – komplett bauen. Die Bündelung der Verantwortung trägt wesentlich dazu bei, dass wir diese Schlüsselprojekte der Energiewende ebenso zügig wie bürgerfreundlich umsetzen können.

Die Gleichstromverbindung Korridor A Nord werden wir auf Grundlage der gesetzlichen Rahmenbedingungen vorrangig als Erdkabel planen. In der davon zu unterscheidenden Wechselstromtechnik erproben wir die Erdverkabelung in drei weiteren Pilotvorhaben. Dabei können wir unsere Erfahrungen nutzen, die wir im Rahmen unseres Erdkabel-Pilotprojektes in Raesfeld sammeln. Bauarbeiten und Spannungstests haben wir 2015 erfolgreich abgeschlossen, 2016 wird der Testbetrieb starten.

Für Ultranet haben wir im vergangenen Jahr alle Streckenabschnitte in die erste Genehmigungsphase gebracht. Bei der Planung und dem Bau des Ultranet-Konverters steht uns mit Siemens ein starker Technologiepartner zur Seite. Neben diesen Leuchtturm-Projekten haben wir 2015 insgesamt über 300 Leitungs- und Anlagenbauvorhaben vorangetrieben.

Der Umbau unseres Energiesystems bleibt aktuell das volkswirtschaftlich und technologisch umfangreichste Infrastrukturprojekt in Deutschland. Erfolgreich umsetzen können wir es nur auf Basis eines breiten gesellschaftlichen Konsenses. Dazu leistet Amprion seinen Beitrag: Im vergangenen Geschäftsjahr sind wir auf rund 500 Veranstaltungen mit Bürgerinnen und Bürgern, Behörden und Politikern sowie Journalisten, Verbänden und Unternehmen ins Gespräch gekommen. Unser Ziel: über unser Unternehmen zu informieren und in einem offenen Dialog gemeinsam nach den besten Lösungen für Ausbauvorhaben zu suchen. Hierbei sind wir 2015 wieder neue Wege gegangen – etwa mit dem Dialogportal „Direktzu Amprion“ oder der Kommunikation rund um das Erdkabel-Pilotprojekt in Raesfeld.

Parallel zum Netzausbau richten wir unseren Blick auf die Zukunft – auch das verstehen wir als Teil unserer Verantwortung. Damit ist eine Reihe von Themen verbunden, denen wir uns stellen: so zum Beispiel die Weiterentwicklung des europäischen Übertragungsnetzes, das die immer regenerativere Stromerzeugung sicher einbindet. Zudem gilt es, gemeinsam den europäischen Binnenmarkt für Strom zu stärken. Und wir brauchen neue Technologien, um das Netz noch besser auf die schwankende Einspeisung der erneuerbaren Energien abzustimmen. An all diesen Themen arbeiten wir mit Hochdruck – gemeinsam mit unseren Partnern in Deutschland und Europa. Darum drehen sich unter anderem das europäische Netzentwicklungsprojekt e-Highway2050 oder die Arbeiten an unserem neuen Leitsystem für die Systemführung in Brauweiler.

Diese Themen- und Aufgabenvielfalt bewältigen unsere 1.100 Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter tagtäglich mit viel Know-how und Begeisterung. Sie legen die Grundlage für unseren unternehmerischen Erfolg, und dafür danken wir ihnen sehr herzlich! Auf dieser Basis und im Dialog mit unseren Stakeholdern will sich Amprion auch im Geschäftsjahr 2016 nachhaltig weiterentwickeln.

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,

das Geschäftsjahr 2015 stand für Amprion vorrangig im Zeichen des mit der Energiewende verbundenen Netzausbaus. Ein besonderer Fokus lag auf der Frage, wie der Netzausbau noch bürgerfreundlicher und zugleich volkswirtschaftlich verantwortbar vorangetrieben werden kann. Das Unternehmen hat sich diesen Diskussionen gestellt und seine Sichtweisen erfolgreich eingebracht. Parallel dazu hat der Netzausbau weitere Fortschritte gemacht. 2015 hat Amprion an der Planung und Genehmigung von Ausbauvorhaben mit einer Länge von etwa 1.800 Kilometern gearbeitet. Rund 270 Kilometer wurden neu in die Genehmigungsverfahren gebracht. Mit dem Erwerb einer indirekten Beteiligung an der Strombörse EPEX SPOT leistete Amprion zudem einen Beitrag zur Weiterentwicklung des europäischen Binnenmarktes für Strom.

Der Aufsichtsrat hat im Geschäftsjahr 2015 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 Sitzungen des Aufsichtsrates 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 2016 intensiv beraten und beschlossen. Weiterhin wurde die langfristige Investitionsplanung bis 2025 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 14. April 2015 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 2015 unter Einbeziehung der Buchführung geprüft und mit dem uneingeschränkten Bestätigungsvermerk versehen.

Der Bericht des Abschlussprüfers, der Jahresabschluss und der Lagebericht sind den Mitgliedern des Aufsichtsrates rechtzeitig vor der Aufsichtsratssitzung am 12. April 2016 ausgehändigt und in der Sitzung umfassend erörtert worden. Der Abschlussprüfer hat an den Beratungen des Aufsichtsrates 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 2015 gebilligt; der Jahresabschluss ist damit festgestellt.

Im Geschäftsjahr 2015 erfolgten folgende personelle Veränderungen im Aufsichtsrat:

Das Aufsichtsratsmitglied Herr Stephan Illsinger hat sein Mandat mit Wirkung zum 15. Mai 2015 niedergelegt. Mit Gesellschafterbeschluss vom 19. Mai 2015 wurde Herr Christoph Manser, Head of Infrastructure Investments der Swiss Life Asset Management AG, mit Wirkung zum 15. Mai 2015 zum Mitglied des Aufsichtsrates der Amprion GmbH gewählt.

Der Aufsichtsrat spricht der Geschäftsführung sowie allen Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern der Amprion GmbH für ihre im Geschäftsjahr 2015 geleistete Arbeit Dank und Anerkennung aus.

Dortmund, 12. April 2016

PROF. HEINZ-WERNER UFER
Vorsitzender des Aufsichtsrates

LAGEBERICHT

DER AMPRION GMBH
FÜR DAS GESCHÄFTSJAHR 2015

Grundlagen des Unternehmens

Geschäftstätigkeit des Unternehmens

Die Amprion GmbH mit Hauptsitz in Dortmund ist einer von vier Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) in Deutschland und beschäftigt rund 1.150 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 rund 170 Schalt- und **Umspannanlagen** S. 61 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, Verteilernetzbetreibern, Stromhändlern und Stromerzeugern stellt Amprion sein Höchstspannungsnetz über derzeit rund 1.100 Einspeise- und Entnahmestellen zu marktgerechten Preisen zur Verfügung.

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 den Ländern 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

Energieleitungsbaugesetz

2015 rückte die Ausweitung der Erdverkabelung im Drehstrom- und Gleichstrombereich ins Zentrum der energiepolitischen Diskussion. Die damit verbundenen Kosten seien durch mehr Akzeptanz und eine Beschleunigung des Netzausbaus gerechtfertigt, so formulierten es die Koalitionsparteien CDU, CSU und SPD in ihrem Beschluss vom 1. Juli 2015 zu den „Eckpunkten für eine erfolgreiche Umsetzung der Energiewende". Das vom Bundestag am 3. Dezember 2015 verabschiedete Gesetz zur Änderung von Bestimmungen des Rechts des Energieleitungsbaus griff den Koalitionsbeschluss auf: Die bereits seit 2014 bestehende Möglichkeit der Teilerdverkabelung für HGÜ-Leitungen wurde zu einem Erdkabelvorrang ausgeweitet. Eine Ausnahme bildet die von Amprion in der Hybridtechnologie geplante HGÜ-Verbindung „Ultranet". Außerdem wurden weitere Erdkabelkriterien sowie zusätzliche **Erdkabel**-Pilotprojekte aus dem Drehstrombereich in das Gesetz aufgenommen. Die Anzahl der Pilotprojekte stieg von vier auf 11, wovon drei weitere Projekte Amprion betreffen.

S. 61

S. 60

Weiterhin beauftragten die Koalitionsparteien in ihrem Beschluss die Bundesnetzagentur **(BNetzA)** zu prüfen, ob der Netzknoten Isar bei Landshut als südlicher Endpunkt des Korridors D grundsätzlich geeignet sei. Während im **NEP** 2024 die BNetzA noch den beantragten Netzverknüpfungspunkt Gundremmingen bestätigte, wurde im parlamentarischen Verfahren der Netzverknüpfungspunkt Isar übernommen und vom Bundestag am 3. Dezember 2015 verabschiedet.

S. 61

Strommarktgesetz

Eine umfassende Gesetzesnovelle im Energiewirtschaftsrecht folgt im Jahr 2016 mit dem Artikelgesetz zur Weiterentwicklung des Strommarktes. Grundlage bildet der Gesetzesentwurf der Bundesregierung vom 4. November 2015. Er sieht vor, dass die Netzreserve bis mindestens zum 31. Dezember 2023 auf Grundlage der Netzreserveverordnung fortgeführt wird. Zudem sollen ab dem Winterhalbjahr 2021/2022 in Süddeutschland neu zu errichtende Erzeugungsanlagen von bis zu 2 GW als Netzreserve gesetzlich verankert werden. Weiterhin macht der Entwurf Vergütungsvorgaben für Redispatch-Maßnahmen im **EnWG**, was zu einer höheren Rechtsicherheit für alle Marktteilnehmer führen soll.

S. 61

Ein weiteres wesentliches Element ist die sogenannte Sicherheitsbereitschaft für bestimmte Braunkohlekraftwerke. Um das nationale Klimaschutzziel für 2020 zu erreichen, ist geplant, Braunkohlekraftwerke ab 2016 schrittweise aus dem Markt zu nehmen und vorläufig still zu legen. Für jeweils vier Jahre sollen sie als letzte und befristete Absicherung der Stromversorgung fungieren. Nach Ablauf dieser Sicherheitsbereitschaft sind sie endgültig stillzulegen. In der Regelzone von Amprion wären Braunkohlekraftwerke mit einer Kapazität von rund 1,5 GW betroffen. In der geplanten separaten Kapazitätsreserve stehen Kraftwerke als Notfallkraftwerke bereit, die nicht am Markt teilnehmen. Sie sollen einspringen, wenn sowohl die technischen Maßnahmen (inkl. der Netzreserve) als auch die Marktmaßnahmen ausgeschöpft sind. Die Kosten aus der Stilllegung der Braunkohlekraftwerke und der neu eingeführten Kapazitätsreserve können über die Netzentgelte weitergegeben werden.

Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende

Im Januar 2016 startete die parlamentarische Befassung zum Entwurf der Bundesregierung vom 4. November 2015 für ein Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende. Wesentlicher Teil ist das Gesetz über den Messstellenbetrieb und die Datenkommunikation in intelligenten Energienetzen (Messstellenbetriebsgesetz). Im Messstellenbetriebsgesetz werden u. a. die bisherigen Regelungen der §§ 20b-i **EnWG** und der §§ 18a-22 StromNZV zusammengefasst und neue Regelungen, insbesondere zu modernen Messeinrichtungen und intelligenten Messsystemen, aufgenommen. Der Entwurf sieht vor, alle Letztverbraucher mit einem Verbrauch von über 6.000 kWh mit einem intelligenten Messsystem auszustatten. Verantwortlich für den Rollout ist der Verteilernetzbetreiber, der die Zuständigkeit durch Ausschreibung auf einen Dritten übertragen kann.

S. 61

Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz

Mit Inkrafttreten des Gesetzes für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (KWKG) zum 1. Januar 2016 wurde die bisherige operative Abwicklungspraxis abschließend gesetzlich kodifiziert. Die Novelle basierte auf der in der Branche abgestimmten Umsetzungshilfe des BDEW zum KWKG. Sie schreibt die Verbindlichkeit der Kostenprognose der Verteilernetzbetreiber für die unterjährige Abrechnung im Folgejahr sowie die Wertstellung der Jahresabrechnung zwischen ÜNB und Verteilernetzbetreiber im Folgefolgejahr vor und festigt so die Bilanzneutralität der Umlageabwicklung für die ÜNB. Diese gesetzliche Neuregelung strahlt auf alle Umlagesysteme aus und trägt somit dazu bei, sämtliche KWK-basierte Umlagen einheitlich abzuwickeln und operative Prozesse weiter standardisieren zu können.

EEG-Novelle

S. 60

Für 2016 ist eine weitere Novellierung des Gesetzes für den Ausbau erneuerbarer Energien (**EEG**) geplant. Die Grundzüge hat das Eckpunktepapier des BMWi vom Dezember 2015 bereits umrissen. Amprion wird den Gesetzgebungsprozess fortlaufend begleiten, um die operative Umsetzbarkeit der neuen Regelungen ohne Zeitversatz sicherstellen zu können.

DigiNetz-Gesetz

Der Bundestag hat im Januar 2016 das Gesetz zur Erleichterung des Ausbaus digitaler Hochgeschwindigkeitsnetze (DigiNetzG) verabschiedet. Das Gesetz dient der Umsetzung der Richtlinie 2014 / 61 / EU des Europäischen Parlaments und des Rates über Maßnahmen zur Reduzierung der Kosten des Ausbaus von Hochgeschwindigkeitsnetzen für die elektronische Kommunikation (Kostensenkungsrichtlinie). Ziel des Gesetzes ist es, Kostensenkung sowie Effizienzsteigerung beim Breitbandausbau zu erreichen. U. a. wird der Anspruch auf Mitnutzung von passiver Netzinfrastruktur gemäß §§ 77a ff. TKG konkretisiert sowie Regelungen zur Koordinierung bei Bauarbeiten geschaffen.

Anreizregulierung

S. 60

Den Bericht zur Evaluierung und Weiterentwicklung der Anreizregulierung hat die **BNetzA** am 21. Januar 2015 veröffentlicht und an das BMWi übergeben. Amprion hat in seinen bisherigen Stellungnahmen stets die Stabilität und Verlässlichkeit des Regulierungsrahmens und eine gezielte evolutionäre Weiterentwicklung von Einzelpunkten gefordert. Auf Basis des Evaluierungsberichts hat das BMWi am 16. März 2015 das Eckpunktepapier „Moderner Regulierungsrahmen für moderne Verteilernetze“ veröffentlicht. Es enthält im Wesentlichen Anpassungsvorschläge für Verteilernetzbetreiber

S. 60

und greift dabei die von der BNetzA präferierte Weiterentwicklung des bestehenden **ARegV**-Systems auf.

Die ÜNB sind nur am Rande von dem Eckpunktepapier betroffen. Dennoch begleitet Amprion den Prozess aktiv und setzt sich für die Stabilität des Regulierungsrahmens ein. Insbesondere die Wahrung des bewährten Instruments der Investitionsmaßnahmen nach § 23 ARegV, das eine effektive Regulierung der typischen Großprojekte von ÜNB garantiert, ist für Amprion von großem Interesse. Es wird vor allem das Modell der Investitionskostendifferenz, das die Verteilernetzbetreiber gefordert hatten, kontrovers zwischen dem BMWi, der BNetzA und den Landesregulierungsbehörden diskutiert. Ein Verordnungsentwurf zum künftigen Regulierungsrahmen wurde daher nicht veröffentlicht.

Geschäftsverlauf

Netzgeschäft

Amprion bestimmt die Netzentgelte und Erlösobergrenze im Wege der Anreizregulierung und nach den Vorgaben des **EnWG**, der **ARegV** und der StromNEV. Die Festlegung der Erlösobergrenze für die 2. Regulierungsperiode erfolgt auf Basis der Kosten des Jahres 2011 (Basisjahr). 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 anpassen. Die Anpassungen können vorgenommen werden, wenn sich die sogenannten dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten ändern. Die **BNetzA** muss über diese Anpassungen informiert werden. Seit Beginn der Anreizregulierung erfasst Amprion Mehr- oder Mindererlöse gemäß § 5 ARegV auf dem Regulierungskonto. Die maßgebliche Erlösobergrenze wird in der Regel erst in der folgenden Regulierungsperiode verändert.

S. 60 / 61

S. 60

Zum 1. Januar 2015 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 veränderten sich die Netzentgelte in der Höchstspannungsebene von +20,7 % bis zu +25,2 %. Ursächlich hierfür waren weiterbelastete Kosten für die Netzanbindung von Offshore-Windanlagen sowie Kapitalkosten aus genehmigten Investitionsmaßnahmen.

Bei den Kunden von Amprion handelt es sich um direkt an das Höchstspannungsnetz angeschlossene Industrieunternehmen, Verteilernetzbetreiber sowie Kraftwerke. Die Absatz- und Erlösstruktur wird wesentlich durch die großen Verteilernetzbetreiber geprägt, von denen Amprion rund 86 % seiner Netzentgelte erhält. Etwa 9 % der Netzentgelte stammen von Unternehmen der Chemie-, Stahl- und Aluminiumindustrie. Die restlichen Netzentgelte resultieren aus dem Eigenbedarf der im Übertragungsnetz angeschlossenen Kraftwerke.

Seit 2006 führt Amprion alle zwei Jahre Kundenbefragungen in Zusammenarbeit mit einem Marktforschungsinstitut bei den direkt angeschlossenen Industrieunternehmen, Verteilernetzbetreibern sowie Kraftwerken durch. Die Teilnahmequote lag in den vergangenen Umfragen zwischen 70 % 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. Sie lag 2014 mit 71 % über dem Branchendurchschnitt von 61 %. Auch die Loyalität gegenüber Amprion ist mit 62 % auf hohem Niveau. Amprion zeichnet sich nach den Ergebnissen der Befragung vor allem durch Kompetenz und Kundenorientierung aus.

Aufhebung BNetzA-Festlegung Redispatch

S. 60

Das OLG Düsseldorf hat am 28. April 2015 die für ÜNB relevanten Festlegungen der **BNetzA** zur Standardisierung vertraglicher Rahmenbedingungen für Eingriffsmöglichkeiten der Übertragungsnetzbetreiber in die Fahrweise von Erzeugungsanlagen (BK6-11-098) und über die Kriterien für die Bestimmung einer angemessenen Vergütung bei strombedingten Redispatchmaßnahmen und bei spannungsbedingten Anpassungen der Wirkleistungseinspeisung (BK8-12-019) für rechtswidrig erklärt. Die BNetzA hat am 15. Juni 2015 die Festlegung BK6-11-098 und am 19. August 2015 die Festlegung BK8-12-019 aufgehoben. Die Rücknahme der Festlegungen hat keinen Einfluss auf den

S. 61

operativen Einsatz von Redispatch, weil den ÜNB nach § 13 Abs. 1a **EnWG** das Recht zusteht, Redispatch anzufordern. Eine Regelung zur künftigen und rückwirkenden Vergütung von Redispatchmaßnahmen ist im Entwurf des Strommarktgesetzes enthalten. Gemäß § 13a Abs. 2 EnWG-E sind die tatsächlichen Erzeugungsauslagen, der anteilige Werteverbrauch der Anlage sowie entgangene Erlösmöglichkeiten, soweit sie die anderen zu erstattenden Kosten übersteigen, zu vergüten.

EEG-Abwicklung

S. 60

Der **EEG**-Ausgleichsmechanismus erfolgt auf Basis der **AusglMechV** und der AusglMechAV. 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 2015 haben die ÜNB die EEG-Umlage für 2016 fristgerecht veröffentlicht. Demnach kam es zu einem leichten Anstieg der EEG-Umlage um rund 3 % von 6,17 ct / kWh auf 6,35 ct / kWh. Hauptgründe sind der prognostizierte weitere Ausbau von erneuerbaren Energien und der erwartete Rückgang der Börsenerlöse aus zu vermarktendem EEG-Strom. Es wurde die bundesweite maximal zulässige Liquiditätsreserve in Höhe von 2.331 Mio. € (entspricht 10 % der Deckungslücke) in die EEG-Umlage eingerechnet.

Abschaltbare Lasten

Gemäß der Verordnung über abschaltbare Lasten (AbLaV) können die deutschen Übertragungsnetzbetreiber eine Gesamtabschaltleistung von 3 GW ausschreiben. Amprion ist in Deutschland Koordinator für die abschaltbaren Lasten. Dieses Kontrahierungsvolumen wurde bis jetzt nicht vollständig ausgeschöpft. Für abschaltbare Lasten in Höhe von 979 MW (davon 715 MW in der Regelzone Amprion) konnte eine prinzipielle Eignung mittels des Präqualifikationsverfahrens bescheinigt werden. Im Juni 2015 haben die ÜNB die operative Abwicklung komplett automatisiert und seitdem abschaltbare Lasten vermehrt zur Systembilanzstützung und Engpassbehebung abgerufen. Die AbLaV war bis Ende 2015 befristet und wurde am 18. Dezember 2015 bis zum 30. Juni 2016 verlängert. Eine Novellierung der Rahmenbedingungen ist in Arbeit und wird in 2016 planmäßig die alte AbLaV ersetzen. Entsprechende politische Initiativen begleitet Amprion intensiv.

Systemdienstleistungen

Die Regelleistung beschaffen die ÜNB in Deutschland unverändert nach den Vorgaben der **BNetzA** gemeinsam. Im Vorjahresvergleich war 2015 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 stark rückläufig.

S. 60

Die Kosten für die Beschaffung der Verlustenergie (Netzverluste) sind bei Amprion insgesamt gesunken. Im Wesentlichen ist dies auf geringere Preise zurückzuführen, die Amprion durch die langfristige, bereits 2014 vereinbarte Beschaffung der Verlustenergie erreichte.

Die Kosten für Redispatcheinsätze verblieben im Geschäftsjahr 2015 auf dem prognostizierten geringen Niveau.

Reservekraftwerke

S. 60

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 4. Mai 2015 für das Winterhalbjahr 2015/2016 bundesweit eine Netzreservebedarfsspanne von 6.700 MW bis 7.800 MW ausgewiesen. Der konkrete Netzreservebedarf hängt davon ab, wie die nach Durchführung des Interessenbekundungsverfahrens verfügbaren Anlagen netztechnisch wirken. Aus den oben genannten Netzreservebedarfen ergab sich für das Winterhalbjahr 2015/2016 ein unmittelbarer zusätzlicher Bedarf an Erzeugungskapazität von 489 MW bis 1.388 MW in der Regelzone von Amprion, für dessen Deckung gemäß § 4 ResKV Interessenbekundungsverfahren durchzuführen waren. Für die Winterhalbjahre 2015/2016 und 2016/2017 wurde von Amprion bereits eine zusätzliche Leistung in Höhe von 429 MW als Netzreserve kontrahiert und bereits mehrfach abgerufen. Die Kosten der Netzreserve werden über FSV gemäß ResKV vollständig refinanziert.

Systemführung

S. 61

Das Winterhalbjahr 2015/16 war durch moderate Temperaturen geprägt. Gleichwohl haben die deutschen ÜNB im Jahr 2015 eine Redispatchleistung von über 8 GW nach § 13 Abs. 1 **EnWG** und beinahe 4 GW nach § 13 Abs. 2 EnWG abgerufen. Noch nie waren Redispatchmaßnahmen in einem solchen Umfang erforderlich, um die Systemsicherheit aufrecht zu erhalten. Somit standen die ÜNB abwicklungstechnisch vor großen operativen Herausforderungen. Die Bedarfsanalysen gemäß ResKV weisen in fünf Jahren einen Bedarf für Redispatchmaßnahmen bis zu 25 GW aus. Dieser Anstieg resultiert aus der hohen Windenergieeinspeisung und betrifft in der Systemverantwortung die ÜNB 50Hertz GmbH und TenneT GmbH. Amprion unterstützt die anderen deutschen ÜNB bei der Problemlösung.

Es sind in 2015 keine Versorgungsunterbrechungen, d. h. keine großräumigen Netzstörungen in der Regelzone von Amprion eingetreten.

Forschung und Entwicklung

Ziele im Bereich der Forschung und Entwicklung sind die Erhöhung der Leistungsfähigkeit und Sicherheit des Netzes sowie dessen Effizienzsteigerung. Ein Beispiel zur Erhöhung der Leistungsfähigkeit ist die wetterabhängige Auslastung von **Freileitungen**. Die Belastungsgrenze von Freileitungen wird unter anderem durch den maximalen Seildurchhang bestimmt, der aus der thermischen Ausdehnung der Seile resultiert. Da die Freileitungen für Hochsommerwetterlage ausgelegt sind, steht für den Rest des Jahres mit geringeren Umgebungstemperaturen und höheren Windgeschwindigkeiten theoretisch eine zusätzliche Übertragungskapazität zur Verfügung. Dies ist eine wichtige Korrelation, da gerade an windigen Tagen mehr Energie durch Windkraftanlagen erzeugt wird und abtransportiert werden muss. Amprion entwickelt derzeit ein System, um diese wetterabhängige Übertragungsleistung nutzen zu können: Auf ausgewählten Freileitungsmasten werden Wettermessstationen aufgebaut, die die lokalen Wetterdaten erfassen und online übertragen. Das System bestimmt daraus den maximalen Belastungsstrom der Freileitung. Damit die zusätzliche Belastbarkeit auch operativ genutzt werden kann, erweitert Amprion zudem die Schutzsysteme mit dazugehöriger Anlagenleittechnik als auch das Leitsystem der Systemführung in Brauweiler.

S. 61

Die Erreichung der Klimaziele für 2050 ist das zentrale Anliegen der europäischen Klimapolitik. Erneuerbaren Energien kommt dabei eine elementare Rolle zu. Um ihr Potential zu erschließen, sind leistungsstarke und wirtschaftliche Übertragungsnetze notwendig. Amprion hat deshalb eine führende Rolle im Projekt e-Highway2050 übernommen, in dem Energieszenarien und Netzarchitekturen für das Jahr 2050 entwickelt wurden. Neben Amprion nahmen andere europäische ÜNB an dem von der Europäischen Union geförderten Projekt teil. Die Notwendigkeit eines gesamteuropäischen Planungsansatzes und langen Planungshorizontes erforderte die Entwicklung neuer Planungsansätze und -methoden. So entstanden ein Modell des europäischen Verbundnetzes und darauf basierend Strukturen für das Netz der Zukunft. Dabei gelang es neben dem Aufbau einer breiten Daten- und Methodenbasis für zukünftige Planungsaufgaben auch, den Netzausbaubedarf von Amprion im Kontext der europäischen Klimaziele zu bewerten und zu bestätigen. Es zeigte sich, dass die im deutschen Netzentwicklungsplan entwickelten Projekte nachhaltig und wirtschaftlich sind. Amprion leitete die Arbeiten zur Definition der Energieszenarien, des äquivalenten Netzmodells und der Zielnetzarchitekturen.

Personal

Im Geschäftsjahr setzte Amprion den Personalaufbau kontinuierlich fort. Die Anzahl der unbefristet beschäftigten Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter stieg im Vergleich zum Vorjahr um 5,7 % von 1.052 FTE (Full Time Equivalent) auf 1.112 FTE; diese liegt nahezu auf dem im Lagebericht 2014 prognostizierten Niveau. Ausgehend von prozessbezogenen Aufgabenzuwächsen wurde der auf Basis einer prozessbasierten Stellenplanung ermittelte Personalbedarf für 2016 auf 1.183 unbefristete FTE aktualisiert.

Darüber hinaus haben 10 Auszubildende in kaufmännischen und technischen Berufen ihre Ausbildung begonnen. Insgesamt absolvieren derzeit 37 Auszubildende ihre Ausbildung bei Amprion. 2015 haben sieben Auszubildende ihre Ausbildung erfolgreich beendet. Amprion hat allen Ausgebildeten ein Übernahmeangebot unterbreitet, das in sechs 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 gab es 2015 mehr als 1.400 Teilnahmen an internen und externen Weiterbildungsmaßnahmen zur Stärkung der fachlichen und persönlichen Kompetenzen der Mitarbeiter. Zudem setzt das Unternehmen ein Verfahren zur Potentialeinschätzung ein, um künftige Führungspositionen im Unternehmen vorrangig mit eigenen Mitarbeitern zu besetzen. Die so identifizierten Potentialkandidaten 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 enge Bindung zum Unternehmen. Dies belegen die durchschnittliche Betriebszugehörigkeit (einschließlich Vorgängergesellschaften) von rund 15 Jahren und die unverändert sehr geringe Fluktuationsrate von 0,7 %. Das Durchschnittsalter der Belegschaft sank aufgrund der zahlreichen Einstellungen in den letzten Jahren leicht und betrug am 31. Dezember 2015 42,3 Jahre. Der Frauenanteil an der Belegschaft stieg kontinuierlich und lag zum Ende des Berichtsjahres bei 16,9 % (Vorjahr: 15,8 %). 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.

Das Programm der Mitarbeiterkapitalbeteiligung durch die Ausgabe von Genussrechten hat Amprion 2015 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) implementiert, das 2015 durch die Berufsgenossenschaft Energie Textil Elektro Medienerzeugnisse erfolgreich rezertifiziert wurde. 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 von den eigenen Mitarbeitern als auch von den Mitarbeitern der bei Amprion tätigen Dienstleistungsunternehmen erfüllt werden können. Im Geschäftsjahr 2015 lag das Unfallgeschehen weiterhin auf niedrigem Niveau. Es ereigneten sich keine Unfälle mit schweren Verletzungen.

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

Amprion ist von der Pflicht zur Durchführung eines Energieaudits nach § 8 Abs. 1 EDL-G befreit, weil das Unternehmen das gemäß § 8 Abs. 3 EDL-G alternativ zu betreibende Energiemanagementsystem (nach DIN ISO 50001) vollständig eingeführt hat. Der dafür nach § 8c Abs. 6 Satz Nr. 1 EDL-G zu erbringende Nachweis wurde durch das im Dezember 2015 ausgestellte Zertifikat erbracht. Unternehmensbereiche mit hohem und beeinflussbarem Energieeinsatz wurden analysiert und bewertet, um wirksame Maßnahmen zur weiteren Reduzierung des Energieverbrauchs zu entwickeln. Zu diesem Zweck hat Amprion strategische und operative Energieziele in einem Aktionsplan festgeschrieben. Dieses Vorgehen ist ökologisch nachhaltig und wirtschaftlich sinnvoll.

Mit der ökologischen Pflege von Freileitungstrassen (Biotopmanagement) schafft Amprion seit Jahren erfolgreich Lebensräume für Tiere und Pflanzen. In Zusammenarbeit mit der Deutschen Umwelthilfe und der Hochschule Weihenstephan hat Amprion 2015 ein neues Projekt initiiert. Bis März 2017 sollen verschiedene Pflegemethoden getestet und systematisch verglichen werden. Das Projekt soll helfen, die biologische Vielfalt in Deutschland zu fördern und einen Beitrag zur Beschleunigung des Netzausbaus zu leisten. Auch deshalb unterstützen das Bundesamt für Naturschutz und die Stiftung Natur und Umwelt Rheinland-Pfalz das Vorhaben finanziell.

Anteilserwerb Holding des Gestionnaires de Réseau de Transport d'Electricité (HGRT)
Amprion hat im Oktober 5 % des Grundkapitals der HGRT erworben. Sie bündelt die Kapitalbeteiligung europäischer ÜNB an der Strombörse EPEX SPOT. Die Transaktion wurde durch die Übertragung einer fünfprozentigen Beteiligung an der HGRT durch deren bisherige Aktionäre (Elia, RTE und TenneT) an die Amprion GmbH abgeschlossen. Die Beteiligung ist ein wichtiger Meilenstein in der weiteren Integration der europäischen Strommärkte.

Wirtschaftliche Lage

Ertragslage

IN MIO. €	01.01.–31.12.2015	01.01.–31.12.2014	VERÄNDERUNG
Umsatzerlöse und Erträge	11.974,1	11.322,2	651,9
Operative Aufwendungen	–11.706,3	–11.023,7	–682,6
Betriebsergebnis	**267,8**	**298,5**	**–30,7**
Finanzergebnis	–24,5	–29,2	4,7
Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit	**243,3**	**269,3**	**–26,0**
Steuerergebnis	–72,0	–118,9	46,9
Jahresüberschuss	**171,3**	**150,4**	**20,9**

Die Umsatzerlöse sind um 6 % auf 11.867,6 Mio. € (Vorjahr: 11.241,2 Mio. €) gestiegen und liegen somit leicht über dem im Lagebericht des Vorjahres erwarteten Niveau. Der Anstieg betrifft zum größten Teil die ergebnisneutrale Abwicklung des **EEG**-Ausgleichsmechanismus in Höhe von 9.967,5 Mio. € (Vorjahr: 9.360,6 Mio. €). Ursächlich sind höhere Erlöse von den umlagepflichtigen EVU und Vertrieben, bei geringeren Erlösen aus der gesunkenen EEG-Umlage 2015 (2015: 6,17 ct/kWh; 2014: 6,24 ct/kWh). Die Umsatzerlöse aus dem Netzgeschäft betragen 1.763,4 Mio. € (Vorjahr: 1.741,4 Mio. €). Der Anstieg der Netzerlöse in Höhe von 22,0 Mio. € beruht auf höheren Erlösen aus der Weitergabe der Anbindungskosten für Offshore-Windanlagen und gestiegenen Erlösen aus dem Aufschlag nach § 19 StromNEV. Gegenläufig wirken geringere Erlöse aus dem Aufschlag aus der Offshore-Haftungsumlage. Diesen Aufschlägen stehen Aufwendungen in gleicher Höhe gegenüber.

S. 60

Ursächlich für den Rückgang des Betriebsergebnisses um 30,7 Mio. € sind im Wesentlichen höhere Personalaufwendungen aufgrund des planmäßigen Personalaufbaus und höhere Aufwendungen für Pensionen sowie höhere Abschreibungen aufgrund des gestiegenen Investitionsvolumens. Gegenläufig wirken geringere Aufwendungen aus der EEG-Umlage für den Eigenstromverbrauch.

Die Verbesserung im Finanzergebnis in Höhe von 4,7 Mio. € resultiert im Wesentlichen aus geringeren Aufwendungen aus der Aufzinsung der Pensionsrückstellungen. Diese sind auf die Ausübung des Wahlrechts gemäß Artikel 75 Abs. 7 EGHGB zurückzuführen, wonach die Rückstellungen für Altersversorgungsverpflichtungen gemäß § 253 Abs. 2 Satz 1 HGB mit dem durchschnittlichen Marktzinssatz der vergangenen zehn Geschäftsjahre abgezinst wurden.

Das Steuerergebnis beinhaltet Aufwendungen für Ertragsteuern des laufenden Geschäftsjahres sowie latente Steuern. Die Verbesserung des Steuerergebnisses resultiert im Wesentlichen aus dem Entfall der im Vorjahr angefallenen Aufwendungen für noch nicht endgültig abgeschlossene Besteuerungszeiträume.

Infolge der vorgenannten Effekte ist ein moderater Anstieg des Jahresüberschusses um 14 % auf 171,3 Mio. € zu verzeichnen; dieser liegt über dem im Lagebericht 2014 prognostizierten Niveau.

Finanzlage

IN MIO. €	01.01.–31.12.2015	01.01.–31.12.2014	VERÄNDERUNG
Cashflow aus laufender Geschäftstätigkeit	141,2	1.341,8	–1.200,6
Cashflow aus der Investitionstätigkeit	–456,4	–647,9	191,5
Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit	325,1	–208,7	533,8
Veränderung des Finanzmittelfonds	**9,9**	**485,2**	**–475,3**
Finanzmittelfonds am Ende der Periode	916,8	906,9	9,9

S. 60

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

Der Cashflow aus der Investitionstätigkeit ist durch die Investitionen in das Übertragungsnetz geprägt, die um 14 % gestiegen sind. Gegenläufig wirkt der Entfall des im Vorjahr getätigten Kaufs von Wertpapieren des Umlaufvermögens in Höhe von 240,0 Mio. €, der zu einem größeren Mittelabfluss führte. Diese Wertpapiere sind zur Deckung zukünftiger Belastungen aus dem EEG-Ausgleichsmechanismus gebunden.

Der Anstieg des Cashflows aus der Finanzierungstätigkeit ergibt sich im Wesentlichen durch die Zuzahlung der Gesellschafter in das Eigenkapital in Höhe von 400,0 Mio. € sowie durch den vollständigen Abbau der Finanzschulden auf dem EEG-Bankkonto im Vorjahr.

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

Finanzierung

Neben der Innenfinanzierung hat Amprion die Investitionen im Geschäftsjahr über eine Eigenkapitalerhöhung in Höhe von 400,0 Mio. € durch die Gesellschafter finanziert. Zusätzlich besteht zur Finanzierung von Investitionen über einen Konsortialkreditvertrag eine bislang nicht gezogene Kredittranche in Höhe von 250,0 Mio. € mit einer Laufzeit bis August 2016. Die Verzinsung richtet sich nach dem Referenzzinssatz EURIBOR zzgl. laufzeitabhängiger Marge. Der Neuabschluss des Konsortialkreditvertrages ist für das erste Quartal 2016 geplant. Weiterhin verfügt das Unternehmen über ein im Geschäftsjahr 2011 abgeschlossenes festverzinsliches Schuldscheindarlehen in Höhe von 185,0 Mio. € mit einer Laufzeit bis März 2021.

Den Liquiditätsbedarf des **EEG**-Ausgleichsmechanismus hat Amprion über einen Konsortialkreditvertrag abgedeckt. Es besteht eine bislang nicht gezogene Kredittranche in Höhe von 1.800,0 Mio. € mit einem aus sechs Banken bestehenden Kernbankenkreis und einer Laufzeit bis August 2016. Die Verzinsung richtet sich ebenfalls nach dem Referenzzinssatz EURIBOR zzgl. laufzeitabhängiger Marge. Die Kredittranche sichert über die Kreditlaufzeit die notwendige Liquidität im Rahmen des EEG-Ausgleichsmechanismus. Der Neuabschluss des Konsortialkreditvertrages ist für das erste Quartal 2016 geplant. S. 60

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. Deutlich zunehmende Einspeisungen von erneuerbaren Energien sowie Veränderungen im Kraftwerkspark 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 das notwendige Tempo des Netzausbaus. Absehbare Engpässe im Netz müssen rechtzeitig beseitigt werden. Damit die Systemsicherheit gewährleistet werden kann, hat Amprion die Investitionen in Maßnahmen zur Steigerung der Transportkapazität, aber auch in Projekte zur Stabilisierung des

Übertragungsnetzes weiter gesteigert. Um regenerativ erzeugte Energie in das Netz zu integrieren und nach der Abschaltung aller Kernkraftwerke die langfristig benötigten Übertragungskapazitäten bereitstellen zu können, werden kontinuierlich die Nord-Süd-Achsen des Übertragungsnetzes ausgebaut. Im Jahr 2015 entfielen die größten Investitionen auf die Projekte „Ultranet“, Dortmund–Frankfurt, Münsterland–Westfalen und die Hauptschaltleitung in Brauweiler. In 2015 hat Amprion Teilabschnitte der Projekte Gütersloh–Bechterdissen und Wesel/Niederrhein–Dörpen in Betrieb genommen.

Darüber hinaus treibt Amprion Projekte voran, um grenzüberschreitende Netzkapazitäten zu erhöhen und damit bestehende Netzengpässe in das benachbarte Ausland zu verringern. Die Realisierung der beiden Interkonnektorprojekte nach Belgien und in die Niederlande schritt 2015 voran. Für das Projekt D–NL (Niederrhein–Doetinchem) steht die öffentlich-rechtliche Genehmigung kurz vor dem Abschluss. Für den Interkonnektor D–BE (ALEGrO) hat Amprion die Planfeststellungsunterlagen vorbereitet. Beide Projekte bilden einen wichtigen Baustein zur Weiterentwicklung der europäischen Marktintegration.

S. 61 Die Arbeiten an der **Erdkabel**-Pilotstrecke in Raesfeld sind im Geschäftsjahr 2015 ebenfalls planmäßig fortgeschritten. Der Erdkabelabschnitt „Raesfeld“ ist Teil der neuen Leitungsverbindung Dörpen–Wesel. Auf einer Länge von 3,4 km nimmt Amprion hier eine unterirdische 380-kV-Teilverkabelung vor. Die Bau- und Verkabelungsarbeiten sind mittlerweile abgeschlossen, die Spannungsprüfung wurde erfolgreich bestanden. Der anschließende Testbetrieb ab 2016 soll die Einsatzfähigkeit dieser Kabeltechnologie im Höchstspannungsnetz belegen.

Für das HGÜ-Projekt „Ultranet“ hat Amprion im Geschäftsjahr die Anträge auf Bundesfachplanung für die letzten drei Abschnitte gestellt. Die ersten beiden Anträge der insgesamt fünf Abschnitte wurden bereits in 2014 eingereicht. Somit befindet sich nun das gesamte Projekt in der Genehmigungsphase.
S. 60 Als nächste Schritte sollen in 2016 alle ausstehenden Antragskonferenzen der **BNetzA** durchgeführt werden. Ein geeignetes Grundstück für den Konverter hat Amprion in einem intensiven Dialogverfahren identifiziert und erworben. Zudem hat das Unternehmen den Auftrag für die Planung und den Bau des Konverters im Oktober 2015 vergeben.

Das Gesamtvolumen der Investitionen belief sich 2015 auf 473,5 Mio. € und lag somit bei rund 95 % des in 2014 prognostizierten Wertes. Von den Investitionen entfielen 385,8 Mio. € auf Erweiterungs- und 87,7 Mio. € auf Erneuerungsinvestitionen und sonstige Investitionen.

Amprion hat seit 2008 insgesamt 92 Investitionsanträge bei der BNetzA gestellt. Diese betreffen Investitionen bis 2028. Mit den bisher genehmigten Anträgen ist ein Großteil der geplanten Erweiterungsinvestitionen für die nächsten Jahre abgesichert.

Vermögenslage

AKTIVA

IN MIO. €	31.12.2015	31.12.2014	VERÄNDERUNG
Langfristige Vermögenswerte	2.516,4	2.163,5	352,9
Kurzfristige Vermögenswerte	2.271,4	2.255,9	15,5
	4.787,8	**4.419,4**	**368,4**

PASSIVA

IN MIO. €	31.12.2015	31.12.2014	VERÄNDERUNG
Eigenkapital	1.576,1	1.079,1	497,0
Langfristiges Fremdkapital	683,3	643,4	39,9
Kurzfristiges Fremdkapital	2.528,4	2.696,9	–168,5
	4.787,8	**4.419,4**	**368,4**

Das Sachanlagevermögen bildet mit 52 % (Vorjahr: 49 %) den wesentlichen Teil des Vermögens und ist mit 91 % (Vorjahr: 80 %) durch Eigenkapital und langfristiges Fremdkapital gedeckt. Der leichte Anstieg der Sachanlagenquote resultiert überwiegend aus den Erweiterungs- und Erneuerungsinvestitionen bei nur leicht gestiegenen kurzfristigen Vermögenswerten. Die Eigenkapitalquote beträgt 33 % (Vorjahr: 24 %). Der Anstieg resultiert im Wesentlichen aus der Zuzahlung der Gesellschafter in Höhe von 400,0 Mio. € in die Kapitalrücklage sowie der Einstellung in die Gewinnrücklage in Höhe von 80,5 Mio. € aus dem Jahresüberschuss 2014.

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.

Nachtragsbericht

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

Prognose-, Chancen- und Risikobericht

Prognosebericht

Netzgeschäft

S. 60
S. 60

Die Fortschreibung der Erlösobergrenzen nach § 4 Abs. 1 und 2 **ARegV** für den Zeitraum der 2. Regulierungsperiode von 2014 bis 2018 wurde durch die **BNetzA** genehmigt. Das ermittelte Ausgangsniveau und die Entwicklung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten sind die Basis für die Netzentgelte 2016, die am 17. Dezember 2015 veröffentlicht wurden. Sie erhöhen sich aufgrund folgender Änderungen:

- 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
- Geringere Kosten für Systemdienstleistungen

Somit verändern sich in der Höchstspannungsnetzebene in dem für den Großteil der Kunden relevanten Benutzungsstundenbereich zwischen 5.000 und 8.760 Stunden die Netzentgelte moderat von + 9,2 % bis zu + 12,7 %.

Gemäß § 6 Abs. 1 ARegV ermittelt die BNetzA das Ausgangsniveau für die Bestimmung der Erlösobergrenzen für die 3. Regulierungsperiode von 2019 bis 2023 auf Basis einer Kostenprüfung nach den Vorschriften der StromNEV. Die Kostenprüfung wird auf Grundlage der Daten des Geschäftsjahres 2016 erfolgen.

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 ausgegangen. Die Ausschreibung der Langfristkomponente für Verlustenergie ist für das Jahr 2016 vollständig abgeschlossen, wobei die Preise im Vergleich zum Geschäftsjahr konstant bleiben. Die Aufwendungen für die Beschaffung der Verlustenergie werden auf dem Niveau des Vorjahres erwartet. Es wird erwartet, dass die Kosten für Redispatcheinsätze auf dem geringen Vorjahresniveau verbleiben.

Investitionen

Die ÜNB haben am 30. Oktober 2015 den 1. Entwurf des **NEP** Strom 2025 veröffentlicht. Für das Netzgebiet von Amprion weist der NEP bis 2025 über 2.100 km zusätzliche Stromkreislänge durch Leitungsneubau, Ersatzneubau, Zu- und Umbeseilung aus und umfasst alle wesentlichen Investitionsmaßnahmen der nächsten zehn Jahre. Der NEP stellt die Grundlage für die Projektplanung von Amprion dar. Das **EnLAG** und das auf dem NEP basierende **BBPlG** sichern rund 3,3 Mrd. € der Erweiterungsinvestitionen von Amprion für die kommenden zehn Jahre ab und stellen somit die Investitionsplanung auf eine rechtlich sichere Grundlage. Sie bestätigen den Projekten 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 Bedarf einer Leitung zwischen einem Anfangs- und Endpunkt gesetzlich festgestellt wird. Jedoch müssen neben der Leitung selbst auch alle darüber hinausgehenden Maßnahmen, die aufgrund dieser Leitung erforderlich werden, wie bspw. Umstrukturierungen im unterlagerten Netz oder zusätzliche Transformatoren, durch die Investitionsanträge abgesichert werden.

S. 61

S. 60

Das bis 2025 geplante Gesamtinvestitionsvolumen von Amprion setzt sich aus Erweiterungsinvestitionen, Erneuerungsinvestitionen sowie sonstigen Investitionen zusammen und liegt bei 5,5 Mrd. €. Davon entfallen auf 2016 rund 549 Mio. €.

Umsatz und Ergebnis

Im Geschäftsjahr 2016 werden insgesamt leicht steigende Umsatzerlöse, insbesondere aus dem für Amprion ergebnisneutralen **EEG**-Geschäft, erwartet. Wesentliche Ursache hierfür ist die mit 6,35 ct/kWh höhere EEG-Umlage. Die Umsatzerlöse aus dem Netzgeschäft steigen dagegen deutlich aufgrund der höheren KWK-Umlage sowie gestiegenen Anbindungskosten für Offshore-Windanlagen und Kapitalkosten für Investitionsmaßnahmen.

S. 60

Es wird vor dem Hintergrund des beschriebenen regulatorischen Umfelds für das Geschäftsjahr 2016 mit einem moderat rückläufigen Jahresüberschuss gerechnet, da das Geschäftsjahr 2015 von Einmaleffekten wie der Umstellung des Diskontierungssatzes bei den Pensionsrückstellungen, dem Bonus nach der FSV Regelleistung sowie geringeren Aufwendungen aus der EEG-Umlage für den Eigenstromverbrauch geprägt war.

Gesamtaussage zur zukünftigen Entwicklung

Die Geschäftsführung erwartet für das Geschäftsjahr 2016 aufgrund der regulatorischen Rahmenbedingungen eine weiterhin positive Entwicklung des Geschäftsverlaufs sowie eine stabile Vermögens-, Finanz- und Ertragslage der Gesellschaft.

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. Risiken und Chancen resultieren aus Kostenveränderungen insbesondere bei der Beschaffung von Regelleistung aufgrund von unvorhergesehenen Mengeneffekten. Die von der **BNetzA** genehmigte 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 beeinflussen bis zu einer absoluten Obergrenze das Ergebnis von Amprion.

S. 60

Im Fall der FSV Netzverluste besteht ein geringfügiges Risiko bzw. eine Chance aus der Preisentwicklung, weil der Abrechnungspreis vorgegeben ist. Risiken bzw. Chancen aus der Beschaffung der

Verlustenergiemengen bestehen hingegen lediglich in sehr geringem Umfang durch den zeitlichen Verzug der Kostenwälzung. Die Ausschreibung der Langfristkomponente für Netzverluste für das Jahr 2016 ist vollständig und für das Jahr 2017 teilweise abgeschlossen.

Die FSV Redispatch beinhaltet ein marginales Risiko bzw. Chance aus der Verzinsung der Differenz zwischen den in der Erlösobergrenze angesetzten Plankosten und den Istkosten.

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, welchem 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. S. 60

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 2015 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 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, 17. März 2016

Die Geschäftsführung

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

JAHRESABSCHLUSS

Bilanz

DER AMPRION GMBH ZUM 31. DEZEMBER 2015

AKTIVA

	ANHANG	31.12.2015 IN MIO. €	31.12.2014 IN MIO. €
Anlagevermögen	(1)		
Immaterielle Vermögensgegenstände		4,9	4,0
Sachanlagen		2.483,1	2.157,7
Finanzanlagen		6,6	2,1
		2.494,6	**2.163,8**
Umlaufvermögen			
Vorräte	(2)	53,6	45,2
Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände	(3)	998,5	1.000,5
Wertpapiere	(4)	300,0	300,1
Flüssige Mittel	(5)	916,8	906,9
		2.268,9	**2.252,7**
Rechnungsabgrenzungsposten		**2,3**	**2,9**
Aktiver Unterschiedsbetrag aus der Vermögensverrechnung	**(6)**	**22,0**	**–**
		4.787,8	**4.419,4**

PASSIVA

	ANHANG	31.12.2015 IN MIO. €	31.12.2014 IN MIO. €
Eigenkapital	(7)		
Gezeichnetes Kapital		10,0	10,0
Genussrechtskapital		6,7	4,5
Kapitalrücklage		1.003,0	603,0
Gewinnrücklagen		385,1	311,2
Jahresüberschuss		171,3	150,4
		1.576,1	**1.079,1**
Sonderposten	(9)	35,9	**37,7**
Rückstellungen	(10)	**514,9**	**623,7**
Verbindlichkeiten	(11)	**2.456,8**	**2.505,0**
Rechnungsabgrenzungsposten	(12)	**93,0**	**87,6**
Passive latente Steuern	(13)	**111,1**	**86,3**
		4.787,8	**4.419,4**

Gewinn- und Verlustrechnung

DER AMPRION GMBH VOM 1. JANUAR BIS 31. DEZEMBER 2015

	ANHANG	01.01.–31.12.2015 IN MIO. €	01.01.–31.12.2014 IN MIO. €
Umsatzerlöse	(15)	11.867,6	11.241,2
Andere aktivierte Eigenleistungen		52,1	51,6
Sonstige betriebliche Erträge	(16)	54,4	29,4
Materialaufwand	(17)	–11.375,4	–10.729,6
Personalaufwand	(18)	–125,5	–111,5
Abschreibungen		–124,6	–112,5
Sonstige betriebliche Aufwendungen	(19)	–80,8	–70,1
Finanzergebnis	(20)	–24,5	–29,2
Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit		**243,3**	**269,3**
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	(21)	–72,0	–118,9
Jahresüberschuss		**171,3**	**150,4**

Entwicklung des Anlagevermögens

DER AMPRION GMBH VOM 1. JANUAR BIS 31. DEZEMBER 2015

	ANSCHAFFUNGS- UND HERSTELLUNGSKOSTEN IN MIO. €				
	STAND 01.01.2015	ZUGÄNGE	UMBUCHUNGEN	ABGÄNGE	STAND 31.12.2015
Immaterielle Vermögensgegenstände					
Entgeltlich erworbene Konzessionen, gewerbliche Schutzrechte und ähnliche Rechte und Werte sowie Lizenzen an solchen Rechten und Werten	24,5	2,5	0,1	*	27,1
Geleistete Anzahlungen	0,1	0,3	–0,1	*	0,3
	24,6	**2,8**	**–**	*****	**27,4**
Sachanlagen					
Grundstücke, grundstücksgleiche Rechte und Bauten einschließlich der Bauten auf fremden Grundstücken	335,5	53,1	3,5	4,4	387,7
Technische Anlagen und Maschinen	5.910,4	298,3	23,2	63,5	6.168,4
Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	41,0	4,7	*	1,3	44,4
Geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau	68,1	109,6	–26,7	0,9	150,1
	6.355,0	**465,7**	**–**	**70,1**	**6.750,6**
Finanzanlagen					
Beteiligungen	0,4	5,0		0,2	5,2
Sonstige Ausleihungen	1,7			0,3	1,4
	2,1	**5,0**		**0,5**	**6,6**
	6.381,7	**473,5**		**70,6**	**6.784,6**

* Betrag in geringer Höhe.

	KUMULIERTE ABSCHREIBUNGEN IN MIO. €				BUCHWERTE IN MIO. €	
	STAND 01.01.2015	ABSCHREIBUNGEN DES BERICHTS-ZEITRAUMS	ABGÄNGE	STAND 31.12.2015	STAND 31.12.2015	STAND 31.12.2014
	20,6	1,9	*	22,5	4,6	3,9
					0,3	0,1
	20,6	**1,9**	*****	**22,5**	**4,9**	**4,0**
	170,2	4,4	1,4	173,2	214,5	165,3
	4.000,7	114,8	49,9	4.065,6	2.102,8	1.909,7
	26,4	3,5	1,2	28,7	15,7	14,6
					150,1	68,1
	4.197,3	**122,7**	**52,5**	**4.267,5**	**2.483,1**	**2.157,7**
					5,2	0,4
					1,4	1,7
					6,6	**2,1**
	4.217,9	**124,6**	**52,5**	**4.290,0**	**2.494,6**	**2.163,8**

Anhang

DER AMPRION GMBH ZUM 31. DEZEMBER 2015

Allgemeine Grundlagen

Die Gesellschaft 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 hat das Wahlrecht gemäß Art. 75 Abs. 7 EGHGB in Anspruch genommen und die Vorschriften des Gesetzes zur Umsetzung der Wohnimmobilienkreditrichtlinie und zur Änderung handelsrechtlicher Vorschriften bereits für den Jahresabschluss 2015 angewandt. Die Rückstellungen für Altersversorgungsverpflichtungen wurden gemäß § 253 Abs. 2 Satz 1 HGB mit dem durchschnittlichen Marktzinssatz der vergangenen zehn Geschäftsjahre abgezinst. Der Umstellungseffekt führt zu einer Ergebnisentlastung in Höhe von 22,0 Mio. € vor Steuern.

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 in Tausend Euro (T€) angegeben.

Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden

Aktiva

Anlagevermögen

Die entgeltlich erworbenen immateriellen Vermögensgegenstände sind zu Anschaffungskosten erfasst und werden linear entsprechend ihrer betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauer von zwei bis fünf Jahren abgeschrieben.

Die Sachanlagen werden zu Anschaffungs- und Herstellungskosten abzüglich planmäßig linearer Abschreibungen und gegebenenfalls außerplanmäßiger Abschreibungen bewertet. Die Herstellungskosten umfassen Einzelkosten und notwendige Gemeinkosten. Die planmäßigen Abschreibungen basieren auf den folgenden betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauern:

NUTZUNGSDAUER FÜR	JAHRE
Gebäude	30–50
Stromnetze	40
Schaltanlagen	25–35

Geringwertige Vermögensgegenstände mit Anschaffungskosten bis 150 € werden entsprechend § 6 Abs. 2 EStG im Jahr der Anschaffung aufwandswirksam erfasst. Bei Anschaffungskosten zwischen 150 € und 410 € erfolgt eine Aktivierung als geringwertiges Wirtschaftsgut mit sofortiger Vollabschreibung und Abgangsbildung am Ende des Geschäftsjahres.

Die Finanzanlagen werden zu Anschaffungskosten, gegebenenfalls mit dem niedrigeren beizulegenden Wert, angesetzt.

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

Die Forderungen und sonstigen Vermögensgegenstände werden zum Nennwert oder zum niedrigeren beizulegenden Wert bilanziert. 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.

Rechnungsabgrenzungsposten
Der aktive Rechnungsabgrenzungsposten umfasst Ausgaben, die Aufwand für eine bestimmte Zeit nach dem Abschlussstichtag darstellen. Er wird entsprechend der jeweiligen Laufzeit aufgelöst.

Aktiver Unterschiedsbetrag aus der Vermögensverrechnung
Die Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen sind durch treuhänderisch gebundenes Vermögen im Rahmen eines Contractual Trust Arrangements abgesichert, das zum beizulegenden Zeitwert bewertet und gemäß § 246 Abs. 2 Satz 2 HGB mit den jeweils zugrunde liegenden Verpflichtungen verrechnet wird.

Passiva
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 (Projected Unit Credit Method) gebildet. Sie werden auf Basis der von der Deutschen Bundesbank veröffentlichten durchschnittlichen Marktzinssätze zum 31. Dezember 2015 mit 4,31 % 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 veröffentlichten durchschnittlichen Marktzinssatz zum 31. Dezember 2015 von 3,89 % 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 veröffentlichten durchschnittlichen Marktzinssatz zum 31. Dezember 2015 von 2,34 % p. a. für abgeschlossene Altersteilzeitvereinbarungen abgezinst. Des Weiteren werden Lohn- und Gehaltssteigerungen von 3,50 % p. a. unterstellt.

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

Verbindlichkeiten

Die Verbindlichkeiten sind grundsätzlich mit ihrem Erfüllungsbetrag angesetzt. Ausnahmen betreffen die Verbindlichkeiten gegenüber dem Pensions-Sicherungs-Verein und aus Frühpensionierungsverpflichtungen, die mit dem Barwert bilanziert sind. Die Verbindlichkeiten aus Frühpensionierungsverpflichtungen 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 veröffentlichten durchschnittlichen Marktzinssatz zum 31. Dezember 2015 von 2,02 % p. a. abgezinst. Des Weiteren werden Lohn- und Gehaltssteigerungen von 1,00 % p. a. unterstellt.

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.

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 2015 sind auf den Seiten 38 und 39 dargestellt.

(2) Vorräte

Die Vorräte beinhalten Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe.

(3) Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände

IN MIO. €	31.12.2015	31.12.2014
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	985,2	960,4
Forderungen gegen Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht	*	*
Sonstige Vermögensgegenstände	13,3	40,1
	998,5	**1.000,5**

* Betrag in geringer Höhe.

(4) Wertpapiere

Es handelt sich um sonstige Wertpapiere, die Anteile an einem Investmentfonds betreffen.

(5) Flüssige Mittel

Die flüssigen Mittel betreffen zum größten Teil Guthaben bei Kreditinstituten.

(6) Aktiver Unterschiedsbetrag aus der Vermögenverrechnung

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	120,9	127,7	
Sonstige Vermögensgegenstände	*	*	
	120,9	**127,7**	
Verrechnete Schulden			
Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen			105,7
			105,7
Unterschiedsbetrag aus der Verrechnung			**22,0**

* Betrag in geringer Höhe.

Der beizulegende Zeitwert entspricht dem Marktwert zum 31. Dezember 2015. Die entsprechende Verrechnung der Aufwendungen und Erträge ist unter dem Finanzergebnis dargestellt.

(7) Eigenkapital

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

Das Genussrechtskapital wird von Mitarbeitern gehalten und kann nach einer Haltefrist von mindestens fünf Jahren gekündigt werden.

Mit Beschluss der Gesellschafter vom 15./17. April 2015 wurde ein Betrag in Höhe von 400,0 Mio. € in die Kapitalrücklage eingestellt.

Die Gewinnrücklagen betreffen andere Gewinnrücklagen.

Mit Beschluss des Aufsichtsrats vom 14. April 2015 wurde der Jahresüberschuss für das Geschäftsjahr 2014 in Höhe von 150,4 Mio. € zu einem Teilbetrag in Höhe von 70,0 Mio. € an die Gesellschafter ausgeschüttet. Der verbleibende Betrag in Höhe von 80,4 Mio. € wurde in die anderen Gewinnrücklagen eingestellt.

Mit Beschluss des Aufsichtsrats vom 1. Dezember 2015 wurde ein Betrag in Höhe von 6,6 Mio. € den anderen Gewinnrücklagen entnommen.

(8) Ausschüttungssperre

Der ausschüttungsgesperrte Gesamtbetrag gemäß § 268 Abs. 8 HGB in Höhe von 4,7 Mio. € resultiert aus der Bewertung des Deckungsvermögens gemäß § 246 Abs. 2 Satz 2 HGB zum beizulegenden Zeitwert in Höhe von 6,8 Mio. € abzüglich der hierauf entfallenden passiven latenten Steuern in Höhe von 2,1 Mio. €.

Der ausschüttungsgesperrte Unterschiedsbetrag gemäß § 253 Abs. 6 HGB aus dem Ansatz der Rückstellungen für Altersversorgungsverpflichtungen unter Verwendung des entsprechenden durchschnittlichen Marktzinssatzes aus den vergangenen zehn und sieben Geschäftsjahren beträgt 22,0 Mio. €.

Die frei verfügbaren Rücklagen in Höhe von 1.388,1 Mio. € übersteigen die ausschüttungsgesperrten Beträge in Höhe von 26,7 Mio. €.

(9) 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.

(10) Rückstellungen

IN MIO. €	31.12.2015	31.12.2014
Steuerrückstellungen	44,0	75,7
Sonstige Rückstellungen	470,9	548,0
	514,9	**623,7**

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	ERFÜLLUNGSBETRAG
Verrechnete Vermögensgegenstände			
Sonstige Vermögensgegenstände	10,5	10,5	
	10,5	**10,5**	
Verrechnete Schulden			
Rückstellungen für Altersteilzeitleistungen und Langzeitarbeitszeitkonten			23,6
			23,6
Unterschiedsbetrag aus der Verrechnung			**13,1**

Der beizulegende Zeitwert entspricht dem Marktwert zum 31. Dezember 2015. Die entsprechende Verrechnung der Aufwendungen und Erträge ist unter dem Finanzergebnis dargestellt.

(11) Verbindlichkeiten

IN MIO. €	31.12.2015	DAVON RESTLAUFZEIT ≤ 1 JAHR	DAVON RESTLAUFZEIT > 5 JAHRE	31.12.2014	DAVON RESTLAUFZEIT ≤ 1 JAHR	DAVON RESTLAUFZEIT > 5 JAHRE
Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	191,1	6,1	185,0	191,2	6,2	185,0
Erhaltene Anzahlungen	15,5	9,4	1,8	14,2	8,7	–
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	2.067,5	2.067,5	–	2.163,8	2.163,8	–
Verbindlichkeiten gegenüber Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht	0,1	0,1	–	–	–	–
Sonstige Verbindlichkeiten	182,6	93,1	0,1	135,8	79,3	0,2
– Davon aus Steuern	(13,5)	(13,5)	(–)	(14,3)	(14,3)	(–)
– Davon im Rahmen der sozialen Sicherheit	(0,7)	(0,3)	(0,1)	(1,2)	(0,7)	(0,2)
	2.456,8	**2.176,2**	**186,9**	**2.505,0**	**2.258,0**	**185,2**

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.

(12) Rechnungsabgrenzungsposten

Der passive Rechnungsabgrenzungsposten beinhaltet bis zum 31. Dezember 2002 und ab dem 1. Januar 2011 vereinnahmte Anschlusskosten und Baukostenzuschüsse in Höhe von 33,6 Mio. € (Vorjahr: 34,5 Mio. €) und verschiedene Vorauseinnahmen in Höhe von 59,4 Mio. € (Vorjahr: 53,1 Mio. €) für Erträge in Folgejahren.

(13) Passive latente Steuern

Die passiven latenten Steuern resultieren im Wesentlichen aus Abweichungen 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 und den sonstigen Rückstellungen ergeben. Der Ermittlung wurde ein Steuersatz von 31,24 % (Vorjahr: 31,11 %) zugrunde gelegt.

(14) Haftungsverhältnisse, sonstige finanzielle Verpflichtungen

Die Haftungsverhältnisse beinhalten ausschließlich Verbindlichkeiten aus Gewährleistungsverträgen in Höhe von 158,8 Mio. € (Vorjahr: 136,1 Mio. €) und betreffen in Höhe von 155,9 Mio. € (Vorjahr: 135,3 Mio. €) den Schuldbeitritt für Pensionsverpflichtungen, 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 637,9 Mio. € und betrifft folgende Sachverhalte:

Für die Strombeschaffung zum marktorientierten Ausgleich von Verlustenergie wurden Abnahmeverpflichtungen für 2016 und 2017 in Höhe von 107,3 Mio. € eingegangen.

Aus erteilten Investitions- und Instandhaltungsaufträgen besteht ein Bestellobligo in Höhe von 496,5 Mio. €.

Aus Rahmenverträgen bestehen Abnahmeverpflichtungen in Höhe von 9,9 Mio. €.

Aus überwiegend langfristigen Mietverträgen bestehen nicht abgezinste finanzielle Verpflichtungen in Höhe von 19,7 Mio. € (davon < 1 Jahr: 7,8 Mio. €).

Aus Grundstückskaufverträgen, deren rechtlicher und wirtschaftlicher Übergang nach dem 31. Dezember 2015 erfolgt, resultiert eine Zahlungsverpflichtung in Höhe von 4,5 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

(15) Umsatzerlöse

IN MIO. €	01.01.–31.12.2015	01.01.–31.12.2014
Strom	11.849,1	11.226,1
Sonstiges	18,5	15,1
	11.867,6	**11.241,2**

S. 60 Die Umsatzerlöse Strom beinhalten im Wesentlichen Erlöse aus der Weitergabe von **EEG**-Aufwendungen und Netzentgelten sowie ergebnisneutrale Umlagen. Sie werden überwiegend im Inland erzielt.

(16) Sonstige betriebliche Erträge

IN MIO. €	01.01.–31.12.2015	01.01.–31.12.2014
Auflösung von Rückstellungen	14,7	5,2
Gewinne aus Anlageabgängen	4,7	2,0
Übrige	35,0	22,2
	54,4	**29,4**

In den sonstigen betrieblichen Erträgen sind periodenfremde Erträge in Höhe von 38,5 Mio. € (Vorjahr: 10,7 Mio. €) enthalten. Erträge aus der Währungsumrechnung sind in Höhe von 7,2 T€ (Vorjahr: 39,1 T€) angefallen.

(17) Materialaufwand

IN MIO. €	01.01.–31.12.2015	01.01.–31.12.2014
Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe und für bezogene Waren	–10.774,6	–10.141,5
Aufwendungen für bezogene Leistungen	–600,8	–588,1
	–11.375,4	**–10.729,6**

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

(18) Personalaufwand

IN MIO. €	01.01.–31.12.2015	01.01.–31.12.2014
Löhne und Gehälter	–94,6	–88,4
Soziale Abgaben und Aufwendungen für Altersversorgung und Unterstützung	–30,9	–23,1
– Davon für Altersversorgung	(–16,9)	(–10,2)
	–125,5	**–111,5**

	01.01.–31.12.2015	01.01.–31.12.2014
Leitende Angestellte	30	30
Außertarifliche Mitarbeiter	214	200
Tarifliche Mitarbeiter	870	804
	1.114	**1.034**

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

(19) Sonstige betriebliche Aufwendungen

IN MIO. €	01.01.–31.12.2015	01.01.–31.12.2014
Dienstleistungen	– 32,2	– 28,7
Verluste aus Anlageabgängen	– 5,5	– 7,4
Wertminderungen oder Verluste aus dem Abgang von Gegenständen des Umlaufvermögens	– 0,6	– 2,5
Übrige	– 42,5	– 31,5
	– 80,8	**– 70,1**

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

(20) Finanzergebnis

IN MIO. €	01.01.–31.12.2015	01.01.–31.12.2014
Erträge aus anderen Wertpapieren und Ausleihungen des Finanzanlagevermögens	*	*
Sonstige Zinsen und ähnliche Erträge	4,3	5,9
Zinsen und ähnliche Aufwendungen	– 28,8	– 35,1
– Davon Vergütung für Genussrechtskapital	(– 0,3)	(– 0,3)
– Davon aus Aufzinsung	(– 6,6)	(– 19,6)
	– 24,5	**– 29,2**

* 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 Zinsen und ähnliche Erträge	*
Verrechnete Aufwendungen	
Sonstige betriebliche Erträge	– 0,6
Zinsen und ähnliche Aufwendungen	– 0,5
	– 1,1
Unterschiedsbetrag aus der Verrechnung	**– 1,1**

* Betrag in geringer Höhe.

(21) Steuern vom Einkommen und vom Ertrag

Der Aufwand aus Steuern vom Einkommen und vom Ertrag entfällt in Höhe von 47,2 Mio. € auf das aktuelle Geschäftsjahr sowie in Höhe von 24,8 Mio. € auf latente Steuern. Gegenläufig wirken Steuererträge aus Vorjahren.

Sonstige Angaben

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 und der Geschäftsführung werden nachfolgend aufgeführt.

Aufsichtsrat

- **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

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

- **Stephan Illsinger**
  Geschäftsführer der Swiss Life Asset Management GmbH
  • bis 15. Mai 2015

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

* Arbeitnehmervertreter.

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

- **Christoph Manser**
  Head of Infrastructure Investments der Swiss Life Asset Management AG
  • seit 18. Mai 2015

- **Fred Riedel**
  Wirtschaftsprüfer, Steuerberater

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

Geschäftsführung

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

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

Das Gesamthonorar des Abschlussprüfers beträgt im Geschäftsjahr 500,7 T€ und verteilt sich wie folgt:

	IN T€	DAVON FÜR VORJAHRE
Abschlussprüfungsleistungen	118,1	–
Andere Bestätigungsleistungen	364,3	26,7
Sonstige Leistungen	18,3	–
	500,7	**26,7**

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, 17. März 2016

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 2015 bis zum 31. Dezember 2015 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.

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, vermittelt insgesamt ein zutreffendes Bild von der Lage der Gesellschaft und stellt die Chancen und Risiken der zukünftigen Entwicklung zutreffend dar.

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, 17. März 2016

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.

AusglMechV

Die Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus (AusglMechV) 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 AusglMechV Vorschriften zur Berechnung der EEG-Umlage.

BBPlG

Das Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) enthält 36 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.

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 ungewöhnlich. Im EnLAG sind Erdkabel-Pilotstrecken zum Beispiel dann vorgesehen, wenn eine Leitung weniger als 400 Meter von einem Siedlungsbereich entfernt liegt. Kabelabschnitte sind wesentlich kostenintensiver als Freileitungen. Die Mehrkosten werden über die Netznutzungsgebühren 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 zweijährigem 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

Marcus Pietrek [S. 4–5, 7]

DRUCK

Eberl Print GmbH

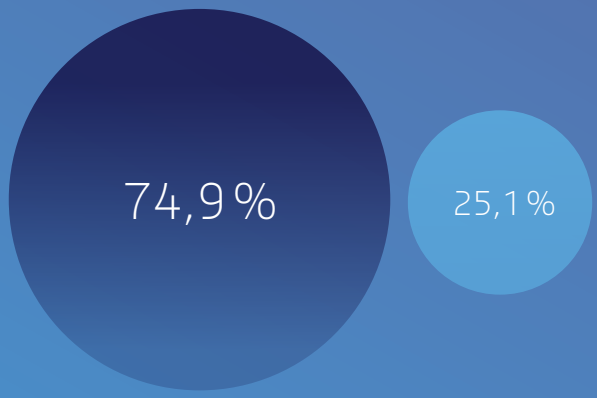
IX
Papi -
llen Quellen
FSC® C002727

klimaneutral
natureOffice.com | DE-141-380183
gedruckt

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 2015

9.968 MIO. €

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

1.763 MIO. €

betrugen die Umsatzerlöse aus dem Netzgeschäft.

474 MIO. €

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

171 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 2016