Geschäftsbericht 2014

VERANTWORTUNG

DIALOG

AUFBRUCH

amprion

Journal 2014

VERANTWORTUNG

DIALOG

AUFBRUCH

amprion

AMPRION-KURZPROFIL

Die Amprion GmbH ist einer von vier deutschen Übertragungsnetzbetreibern. Das Dortmunder Unternehmen verfügt über 90 Jahre Erfahrung bei Planung, Bau und Betrieb des Höchstspannungsnetzes. Rund 1.100 Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter sind bei Amprion beschäftigt.

~59 GW

beträgt die Gesamtleistung aller Kraftwerke im Amprion-Netzgebiet.

73.100 KM²

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

11.000 KM²

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

~27 MIO.

Menschen werden über das Amprion-Netz mit Strom versorgt.

168

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
Schweiz
Österreich
Freileitung
Umspannanlage

NETZAUSBAU BEI AMPRION

2.300 KM

Höchstspannungsleitungen will Amprion bis 2024 verstärken oder neu bauen.

5,4 MRD. €

wird Amprion bis 2024 in den Netzausbau investieren.

370

Dialog-Veranstaltungen führte Amprion 2014 rund um den Netzausbau durch.

JOURNAL 2014

Amprion ist ein bedeutender Übertragungsnetzbetreiber in Deutschland und Europa. Unsere Stromleitungen sind die Lebensadern der Volkswirtschaft. Wir suchen den **DIALOG** *[S. 8]* mit Bürgern, Gesellschaft, Politik und Wirtschaft, um gemeinsam die Energiewende zu meistern. Mit dem Betrieb und Ausbau unseres Netzes übernehmen wir unseren Teil der VERANTWORTUNG *[S. 26]* für eine zukunftsfähige Stromversorgung. Für diesen AUFBRUCH *[S. 40]* in die Energiewelt von morgen entwickeln wir innovative technische Lösungen.

INHALT

4

ENERGIE-AUSTAUSCH

–

Welche Verantwortung Amprion für eine sichere Stromversorgung und die Energiewende trägt, erläutern die Geschäftsführer Dr. Hans-Jürgen Brick und Klaus Kleinekorte.

10

NETZAUSBAU? NUR IM DIALOG!

–

Neue Stromverbindungen braucht das Land. Damit der Netzausbau Akzeptanz findet, sucht Amprion den Dialog mit allen Beteiligten.

DIALOG

Seiten 4 – 25

16

AUF ACHSE

–

Joëlle Bouillon reist von Ort zu Ort, um den Bürgern die Planungen für ALEGrO vorzustellen.

22

NACHGEFRAGT

–

Warum ist der Netzausbau nötig? Experten beantworten diese und andere Fragen.

28

DEUTSCHLAND, DEINE ENERGIE!

–

Vier Menschen – vier Perspektiven auf die Energiewende und den Netzausbau.

VERANTWORTUNG

Seiten 26 – 39

34

DIE ENERGIEWELT VON MORGEN

–

Wie die Energielandschaft der Zukunft aussehen wird, zeigt die große Deutschlandkarte.

36

STROM OHNE GRENZEN

–

Wie Europa auch im Energiesektor zusammenwächst, erläutert Klaus-Dieter Borchardt von der EU-Kommission.

42

SPANNUNG HALTEN!

–

Amprion setzt auf innovative Technik, um das Netz sicherer zu machen.

AUFBRUCH

Seiten 40 – 55

46

AB IN DIE ERDE

–

Premiere im Münsterland: Amprion verlegt das deutschlandweit erste Erdkabel auf einer Spannungsebene von 380 Kilovolt.

50

HÖCHSTLEISTUNG

–

Amprion-Mitarbeiter und -Mitarbeiterinnen machen das deutsche Stromnetz zukunftsfähig.

ENERGIE-AUSTAUSCH

Die Amprion-Geschäftsführer Dr. Hans-Jürgen Brick und Dr. Klaus Kleinekorte über die Energiewende in Deutschland – und warum dafür ein Dialog über den Ausbau des Stromnetzes notwendig ist.

FOTOS · **MARCUS PIETREK**

DIE ENERGIEWENDE IST EINES DER WICHTIGSTEN ZUKUNFTSPROJEKTE IN DEUTSCHLAND. WAS LEISTET AMPRION FÜR DIE ENERGIEWENDE?

DR. HANS-JÜRGEN BRICK Die Energiewende führt zu einem fundamentalen Umbau des deutschen Energiesystems. Im Jahr 2050 sollen 80 Prozent des Strombedarfs aus erneuerbaren Energiequellen gedeckt werden. Wir haben den gesetzlichen Auftrag, dafür ein bedarfsgerechtes Transportnetz zur Verfügung zu stellen – und das geht nur durch Netzausbau. Wir müssen das Netz ausbauen, damit der grüne Strom auch bei den Menschen ankommt.

DR. KLAUS KLEINEKORTE Die Herausforderung ist: Wind- und Solaranlagen speisen wetterabhängig und damit schwankend ins Netz ein. Zugleich wollen Verbraucher aber deutschlandweit kontinuierlich Strom entnehmen. Je mehr erneuerbare Energien integriert werden sollen, desto mehr braucht es deshalb eine Infrastruktur, die Schwankungen großflächig ausgleicht. Stellen Sie sich das Stromnetz wie eine Ansammlung von Forellenteichen vor. Sie sind untereinander nur durch dünne Schläuche verbunden. Wenn es im Norden stark regnet, steigt das Wasser nur in den nördlichen Teichen. Damit die Pegel auch im Süden steigen, müssen Sie neue Rohre verlegen, die einen Teil des Regenwassers dorthin leiten. Nur so können Sie das Regenwasser aus dem Norden überall nutzbar machen.

BRICK Amprion ist – um im Bild zu bleiben – eines der Unternehmen, die diese dicken Rohre bauen sollen. In der Realität sind das Höchstspannungsleitungen, die große Mengen Windstrom aus dem Norden in die verbrauchsstarken Regionen in Süddeutschland transportieren.

» Die Herausforderung ist: Wind- und Solaranlagen speisen wetterabhängig und dadurch schwankend ins Netz ein. Zugleich wollen Verbraucher kontinuierlich Strom entnehmen.«

DR. KLAUS KLEINEKORTE

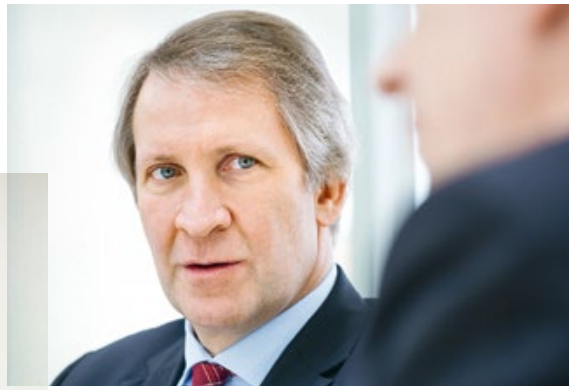
KLEINEKORTE Eine weitere Herausforderung kommt hinzu: Stellen Sie sich vor, an jedem Forellenteich gibt es viele verschiedene Abflüsse – das sind kleine und große Stromverbraucher. Jeder Teich war zudem lange an große, regelbare Wasserhähne angeschlossen. Das waren Kraftwerke, die den regional benötigten Strom „verbrauchsnah" erzeugt haben. Diese Kraftwerke gehen nun vor allem durch den Atomausstieg vom Netz. Die Forellenteiche brauchen daher künftig Wasser von weiter weg, um nicht trocken zu fallen.

BRICK Dafür muss Amprion sorgen. Unser Übertragungsnetz muss sicher funktionieren, damit nirgendwo das Licht ausgeht. Das ist unser gesetzlicher Auftrag und unsere gesellschaftliche Verantwortung. Auch deshalb planen wir derzeit neue Höchstspannungsleitungen.

DREI VON VIER DEUTSCHEN UNTERSTÜTZEN DIE ENERGIEWENDE. DENNOCH PROTESTIEREN GERADE VIELE MENSCHEN GEGEN HÖCHSTSPANNUNGSLEITUNGEN IN DER NACHBARSCHAFT. WIE ERKLÄREN SIE SICH DAS?

KLEINEKORTE Da kommt vieles zusammen. Nehmen wir zum Beispiel Bayern. Das Bundesland ist in besonderer Weise von der Energiewende betroffen, weil dort die meisten Kernkraftwerke zur Abschaltung anstehen. Und mit neuen Stromtrassen ist meist eine Veränderung des Landschaftsbildes, des persönlichen Umfeldes verbunden.

BRICK Die Proteste vor Ort drücken aber auch einen neuen Anspruch auf Beteiligung aus: Bürger wollen mitentscheiden. Diesem Anspruch haben wir uns zu stellen. Dialog ist Information und Diskussion, aber auch Beteiligung: Wir sprechen mit den Bürgern ergebnisoffen über Ausgestaltungsformen. Wir können uns vorstellen, Leitungen auch anders zu verlegen, als wir das ursprünglich geplant haben. Bedenken Sie: Die Energiewende ist eines der größten Infrastrukturprojekte seit dem Fall der Mauer. Für die Gesellschaft ist es eine



» Die Bürger nehmen wahr, dass wir auf Augenhöhe kommunizieren wollen.«

DR. HANS-JÜRGEN BRICK

riesige Herausforderung, damit umzugehen. Alle haben in der letzten Zeit dazugelernt – wir auch. Wir haben neue Formate der Bürgerbeteiligung entwickelt. Die Bürger nehmen wahr, dass wir mit ihnen auf Augenhöhe kommunizieren wollen und das auch stärker als früher tun.

KLEINEKORTE Ein gutes Beispiel dafür ist der Dialog zum Umspannwerk Garenfeld bei Hagen. Dort muss eine Umspannanlage erweitert werden, um die regionale Stromversorgung sicherzustellen. Bürger haben sich organisiert und ihren Widerstand angekündigt. Wir haben gemeinsam mit dem Bürgermeister zu einem Mediationsverfahren eingeladen und mit allen Beteiligten mehr als 15 alternative Standorte geprüft. Am Ende stand eine Vereinbarung, mit der auch die Bürgerinitiative zufrieden war.

BRICK Wir haben durch die Einladung zum Mediationsverfahren Vertrauen geschaffen. Diese Vertrauensbasis hat es ermöglicht, gemeinsam eine neue Lösung zu erarbeiten, die auf volle Akzeptanz stößt. Das hat Modellcharakter.

KÖNNEN AUCH NEUE TECHNOLOGIEN DAZU BEITRAGEN, DIE AKZEPTANZ FÜR DEN NETZAUSBAU ZU ERHÖHEN?

KLEINEKORTE Eindeutig ja. Denken Sie an die Erdkabel-Technologie, die wir in Raesfeld im Kreis Borken erstmals einsetzen. Denken Sie an die Nord-Süd-Verbindung Ultranet, die Gleichstrom von Nordrhein-Westfalen nach Baden-Württemberg transportieren soll. Wir haben lange geforscht, um Gleich- und Wechselstrom auf denselben Masten übertragen zu können – und keine neue Trasse bauen zu müssen. Das ist eine Weltneuheit. Wir werden die Kapazität unseres Netzes steigern, ohne Mensch und Umwelt zusätzlich zu belasten. Das hilft uns im Dialog mit den Bürgern und schafft Akzeptanz.


amprion
Joëlle Bouillon
Amprion GmbH

1

DIALOG

Neue Stromleitungen braucht das Land. Damit der Netzausbau Akzeptanz findet, sucht Amprion den Dialog mit Bürgern, gesellschaftlichen Gruppen und Organisationen, mit Politik und Wirtschaft. Unsere Projektteams reisen von Ort zu Ort, um Anwohnern die Projekte vorzustellen und die Bürger in die Planungen einzubeziehen. Keine Frage soll unbeantwortet bleiben.

INFOMÄRKTE im Raum Aachen hat das Amprion-Team mit der Projektkommunikatorin Joëlle Bouillon organisiert, um mit Bürgerinnen und Bürgern über die neue Stromverbindung ALEGrO ins Gespräch zu kommen.

NETZAUSBAU? NUR IM DIALOG!

Für die Energiewende braucht Deutschland neue, leistungsstarke Stromleitungen – eine Herausforderung für Netzbetreiber wie Amprion. Neben dem technologischen und planerischen Know-how kommt es vor allem auf eines an: die Bürger zu informieren und in die Planungen einzubeziehen.

TEXT · **JOHANNES WINTERHAGEN**

Wenn Joachim Vanzetta morgens in Brauweiler bei Köln den Computer anstellt, schaut er wie viele Millionen Menschen zunächst auf die Wetterprognose. Doch dem Diplomingenieur geht es nicht darum, ob die Regenjacke an diesem Tag im Schrank bleiben kann. Er hat einen anderen Blick auf die Daten. Denn er muss dafür sorgen, dass das Amprion-Netz zuverlässig funktioniert und damit 27 Millionen Menschen jederzeit mit Strom versorgt werden: für Licht und Werkzeugmaschinen, für Computer und alle anderen Geräte, die das moderne Leben bestimmen. Erzeugt wird der Strom heute in wachsendem Maße durch Wind- und Sonnenenergie. „Gute Wettervorhersagen“, sagt er, „sind deshalb für unsere Arbeit besonders wichtig.“

Vanzetta verantwortet bei Amprion die Systemführung – oder anders gesagt: In einem Gebiet von Niedersachsen bis zu den Alpen hält er Stromerzeugung und -verbrauch stets im Gleichgewicht. Nur dann arbeitet das Wechselstromnetz von Amprion mit der idealen Frequenz von 50 Hertz. Schwankungen gefährden die Stabilität des Netzes. „Bei einer Abweichung von nur einem Hertz werden bereits automatisch 15 bis 20 Prozent der Verbraucher abgeschaltet, um das Gesamtsystem zu stabilisieren“, sagt Vanzetta. Das könnte bedeuten, dass Industrieunternehmen ihre Produktion herunterfahren müssen.

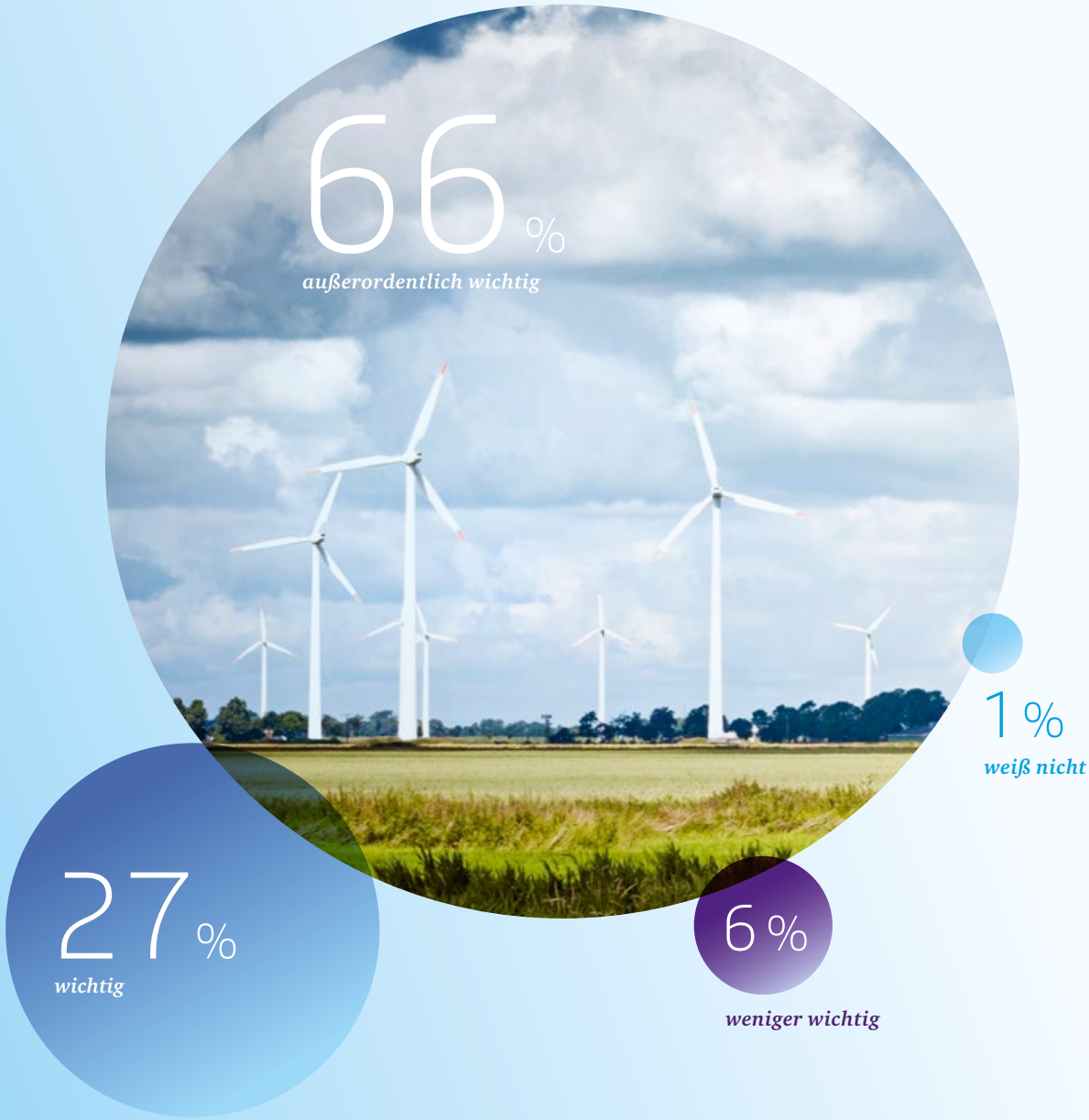
Es nicht so weit kommen zu lassen, war früher eine verhältnismäßig einfache Aufgabe: Die Kraftwerke standen meistens in der Nähe der Verbrauchszentren und wurden entsprechend dem Strombedarf geregelt. Mit dem massiven Ausbau der erneuerbaren Energien seit der Jahrtausendwende hat sich die Situation grundlegend geändert: Der regenerativ erzeugte Strom genießt seitdem stets Vorfahrt – ganz im Sinne der meisten Deutschen, die wollen, dass Deutschland sich für den Klimaschutz engagiert (siehe Grafik Seite 11).

Doch die Produktivität von Windkraft- und Solaranlagen schwankt je nach Wetterlage erheblich. So belief sich der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung 2014 zwar bereits auf 26 Prozent. An windstillen und trüben Wintertagen aber liegt ihr Anteil unter einem Prozent. Dann kann nur Strom aus konventionellen Kraftwerken die Lücken schließen.

An anderen Tagen – wenn die Erneuerbaren viel Strom einspeisen – muss Amprion diesen Strom auch abtransportieren. Dabei kommt der Windstrom vor allem aus Norddeutschland und muss in die Verbrauchszentren in der Mitte und im Süden des Landes gebracht werden. Engpässe sind die Folge: „Unser Netz betreiben wir bereits heute an der Kapazitätsgrenze“, sagt Ingenieur Vanzetta.

UMFRAGE

93 Prozent der Deutschen unterstützen den verstärkten Ausbau erneuerbarer Energien.
Nutzung und Ausbau erneuerbarer Energien sind …



Quelle: TNS Emnid 2013

» Unser Netz betreiben wir bereits heute an der Kapazitätsgrenze.«

JOACHIM VANZETTA, LEITER SYSTEMFÜHRUNG BEI AMPRION

Deutschland braucht deshalb neue Stromleitungen. Dies sehen grundsätzlich auch Umweltorganisationen wie der WWF und die Deutsche Umwelthilfe so. Das deutsche Übertragungsnetz soll bis 2024 um rund 3.800 Kilometer erweitert werden – das entspricht einem Ausbau um fast zehn Prozent. Weitere 13 Prozent des bestehenden Netzes – rund 5.300 Kilometer – sollen verstärkt und somit leistungsfähiger gemacht werden. Zu diesem Schluss kommt der aktuelle Netzentwicklungsplan, den die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber gemeinsam erstellen und den die Bundesnetzagentur prüft. Wesentliche Elemente sind dabei die neuen Nord-Süd-Stromtrassen, die Windstrom mit besonders verlustarmer Gleichstromtechnik von Norden nach Süden transportieren sollen, bevor er dort wieder in Wechselstrom umgewandelt wird. Auch eine bessere Anbindung an europäische Nachbarländer ist geplant, um Schwankungen in den nationalen Stromnetzen besser ausgleichen zu können. Allein Amprion will in den kommenden zehn Jahren mehr als fünf Milliarden Euro in neue Stromverbindungen investieren.

Um den Netzausbau voranzubringen, braucht es aber mehr als Ingenieurwissen und Investitionen. Die Akzeptanz in der Bevölkerung ist ebenso entscheidend, damit die notwendigen Vorhaben rechtzeitig und erfolgreich umgesetzt werden können – darin sind sich Politik und Netzbetreiber einig. Und der Schlüssel zur Akzeptanz ist der Dialog – Dialog im Sinne von Information, Aufklärung und Bürgerbeteiligung.

Der Dialog begleitet den gesamten, in mehreren Stufen verlaufenden Netzausbau (siehe Grafik Seite 13). Er beginnt bereits beim Szenariorahmen und wird beim Netzentwicklungsplan fortgesetzt, zu dem jeder Bürger Stellung nehmen kann. Auf dieser Grundlage legen anschließend Bundestag und Bundesrat im sogenannten Bundesbedarfsplangesetz fest, wo neue Leitungen beginnen und enden sollen. Gilt es nun, einen konkreten Korridor für die Verbindung von A nach B zu finden, kommt Gerald Kaendler ins Spiel. Als Leiter des Asset Managements von Amprion ist er für die wichtigsten Güter des Unternehmens verantwortlich: 11.000 Kilometer Leitungen sowie über 160 Schalt- und Umspannstationen. Und dieses Netz soll auf die Zukunft vorbereitet werden. Der oberste Grundsatz für Kaendler und sein Team lautet dabei: Soweit wie möglich sollen die vorhandenen Leitungen und Stationen verstärkt werden. Erst wenn alle technischen Möglichkeiten ausgeschöpft sind, planen die Amprion-Fachleute eine neue Stromverbindung – und das nach Möglichkeit innerhalb einer bestehenden Trasse. Diese Form der Nachhaltigkeit lässt sich auch in Zahlen fassen: Das Amprion-Netz soll in den kommenden zehn Jahren auf insgesamt 2.300 Kilometern ausgebaut werden. Rund 1.600 Leitungskilometer wird Amprion neu bauen – davon etwa 800 Kilometer in schon bestehenden Trassen. Auf knapp 700 Kilometern kann das bestehende Netz verstärkt werden.

Dort, wo neue, Bundesländer übergreifende Trassen nötig sind, werden in der Bundesfachplanung mögliche Korridore von 1.000 Metern Breite identifiziert. Das oberste Ziel der Trassenplanung: Die neuen Leitungen sollen Mensch und Natur möglichst wenig belasten. „Deshalb ziehen wir auch keine Leitung schnurgerade auf dem kürzesten Weg“, erläutert Kaendler. Vielmehr versuchen ▸

SCHRITTE ZUM NETZAUSBAU

Der Netzausbau in Deutschland erfolgt in mehreren Etappen und im Dialog mit der Öffentlichkeit.

1

SZENARIORAHMEN

Den Szenariorahmen erarbeiten die vier Übertragungsnetzbetreiber auf Basis der energiewirtschaftlichen Angaben der Bundesländer. Er beschreibt mindestens drei Szenarien, wie sich Stromerzeugung und -nachfrage in den kommenden zehn Jahren entwickeln werden. Für das wahrscheinlichste Szenario wird zudem ein 20-Jahres-Ausblick erstellt. Der Szenariorahmen wird von der Bundesnetzagentur genehmigt.

BETEILIGUNG

Stellungnahmen der Öffentlichkeit werden bei der Prüfung durch die Bundesnetzagentur berücksichtigt.

2

NETZENTWICKLUNGSPLAN

Auf Grundlage des Szenariorahmens erarbeiten die Übertragungsnetzbetreiber den Netzentwicklungsplan (NEP). Er beschreibt, wo das deutsche Höchstspannungsnetz in den kommenden zehn Jahren ausgebaut oder verstärkt werden muss. Die Bundesnetzagentur prüft den Plan und bestätigt ihn abschließend.

BETEILIGUNG

Bürger, Verbände und Institutionen können sich zum Plan äußern. Auf dieser Basis überarbeiten ihn die Netzbetreiber und legen ihn dann der Bundesnetzagentur vor.

3

BUNDESBEDARFSPLAN

In das Gesetz fließen die Leitungsbauprojekte aus dem NEP ein, die energiewirtschaftlich notwendig sind und für die ein vordringlicher Bedarf besteht. Festgeschrieben werden nur die Anfangs- und Endpunkte der Leitungen, nicht aber die konkrete Streckenführung. Die Netzbetreiber sind verpflichtet, diese Projekte umzusetzen.

BETEILIGUNG

Eine öffentliche und mediale Diskussion begleitet die Verabschiedung dieses Gesetzes.

4

BUNDESFACHPLANUNG/ RAUMORDNUNGSVERFAHREN

Bei Bundesländer übergreifenden oder grenzüberschreitenden Leitungsbauprojekten aus dem Bundesbedarfsplan kommt die von der Bundesnetzagentur koordinierte Bundesfachplanung zur Anwendung. Für alle anderen Vorhaben sind – sofern erforderlich – Raumordnungsverfahren durch die Landesbehörden durchzuführen. Bei beiden Verfahren wird der grobe Trassenverlauf festgelegt.

BETEILIGUNG

Die Bundesnetzagentur führt eine öffentliche Antragskonferenz sowie ein Verfahren zur Behörden- und Öffentlichkeitsbeteiligung durch. Auf einem Erörterungstermin werden die Hinweise von Bürgern, Verbänden und Institutionen diskutiert.

5

PLANFESTSTELLUNG

Die Planung einer neuen Höchstspannungsleitung endet mit dem Planfeststellungsverfahren. Dabei werden der exakte Verlauf, die Aufstellpunkte für die Masten und alle anderen technischen Details verbindlich geklärt. Ist die Planfeststellung erfolgt, darf mit dem Bau begonnen werden.

BETEILIGUNG

Nach der Antragskonferenz werden die überarbeiteten Antragsunterlagen öffentlich ausgelegt. Die Stellungnahmen und Einwendungen von Trägern öffentlicher Belange sowie der Öffentlichkeit sind Gegenstand von Erörterungsterminen.

VERÄNDERUNG IST MÖGLICH

KLAUS-PETER SCHÖPPNER
zählt zu den renommiertesten deutschen Meinungsforschern. Er ist Geschäftsführender Gesellschafter von „Mentefactum", einem Institut für Umfragen und Demoskopie-Beratung. Von 1990 bis 2013 leitete er das Emnid-Institut.

ILLUSTRATION · **TINA BERNING**

Deutschland gilt als „Ich-will-so-bleiben-wie-ich-bin-Land". Ob neue Landebahnen oder dringend benötigte Stromtrassen – große Infrastrukturprojekte rufen Widerstand hervor. Projektträger versuchen, die Proteste zu besänftigen. Oft mit der Folge, dass Projekte teurer werden oder länger dauern.

So berechtigt die Anliegen der protestierenden Menschen im Einzelfall sein mögen – es handelt sich zumeist um eine lautstarke Minderheit. Gleichwohl dominiert sie die Debatte um Infrastrukturprojekte. Auch politische Entscheider richten sich danach – mit der Gefahr, dass aus der repräsentativen Demokratie eine „Trillerpfeifendemokratie" wird. Statt Sachargumenten entscheiden immer häufiger Emotionen – eine bedenkliche Entwicklung.

Die Mehrheit der Bevölkerung stimmt in den allermeisten Fällen den Infrastrukturprojekten zu. Doch sie hält sich bedeckt. Wohl auch, weil viele Menschen das Gefühl haben, Politik und Wirtschaft würden immer komplexer, Entscheidungen seien kaum mehr zu verstehen. Wem kann man noch vertrauen? Bürger erwarten heute, dass Entscheider Empathie und Glaubwürdigkeit ausstrahlen. Diese Werte bestimmen das Bild der Entscheider in der Öffentlichkeit und damit das Urteil über ihre Entscheidungen – auch im Blick auf Bauvorhaben und Strukturverbesserungen. Die Frage ist nun: Wie wird aus der schweigenden eine unterstützende Mehrheit?

In einem Klima des Vertrauens sollten Träger von Großprojekten transparent informieren und Vorbehalten Gehör schenken. Menschen, die bis dahin das Gefühl haben, es werde immer nur über sie bestimmt, können so zu Mitgestaltern werden. Konkret gilt es, von Anfang an den individuellen und den kollektiven Nutzen eines Projektes zu verdeutlichen. Hilfreich ist es, Bürgerbeteiligung einzufordern: Ihr Rat ist gefragt! Projektträger und Politiker sollten über Meinungsumfragen Wünsche und Ängste der Mehrheit kennenlernen – und davon berichten. So können sie auch deutlich machen, dass Gegenargumente oft Minderheitenvoten sind. Präsentationen und ständiges Feedback auf Bürgerfragen unterstreichen die Ernsthaftigkeit der Dialogbemühungen.

Kooperation durch Kenntnis, Vertrauen durch Ernstnehmen, Akzeptanz durch Transparenz, Planungssicherheit durch Einbeziehung des Bürgerwissens – diese Faktoren schaffen einen Konsens zwischen Projektträgern, Politik und Bevölkerungsmehrheit.

Nirgendwo in Europa ist der Abstand zwischen dem, was eigentlich zu tun ist, und dem, was freiwillig akzeptiert wird, größer als in Deutschland. Das muss nicht so bleiben. „Strukturfairbesserungen" statt „Trillerpfeifendemokratie" – das macht Deutschland zukunftsfähig und ist den Aufwand wert.

er und sein Team eine Route zu finden, die die Belange der Anwohner sowie des Natur- und Artenschutzes gleichermaßen berücksichtigt. Konkret prüfen die Amprion-Planer, neue Verbindungen entlang von Autobahnen und Bahnstrecken zu führen oder mit anderen Stromleitungen zu bündeln, Siedlungen zu umgehen, die Natur nicht zu stark zu stören und topografischen Hürden wie größeren Gewässern auszuweichen. Der endgültige Trassenkorridor wird von der Bundesnetzagentur aber erst festgelegt, nachdem Bürger, Behörden und Verbände die Möglichkeit hatten, ihre Einwände zu äußern. „Wir informieren daher die Bürger in den betroffenen Gemeinden im Vorfeld und während der Genehmigungsverfahren“, so Netzplaner Kaendler.

Die nächste wichtige Phase des Bürgerdialogs beginnt für Amprion, wenn die Planfeststellung für eine Leitung bereits ansteht. Denn jetzt gilt es, nicht nur die Standorte der einzelnen Masten, sondern auch die genaue technische Ausführung innerhalb des in der Bundesfachplanung ermittelten Trassenkorridors festzulegen. „Es ist uns wichtig, insbesondere in dieser Phase jeden konstruktiven Hinweis aus der Bevölkerung und von den Betroffenen aufzunehmen“, sagt Amprion-Manager Kaendler. „Denn durch die Kenntnisse der Anwohner können wir unsere Planungen weiter verbessern.“

Auf diesem Wege können auch schwierige Situationen gemeistert werden – wie im Dezember 2014 in Garenfeld, einem Stadtteil von Hagen in Nordrhein-Westfalen. Dort plant Amprion eine Umspannanlage, um das lokale Verteilnetz besser an eine 380-Kilovolt-Höchstspannungsleitung anzubinden – was zunächst von der örtlichen Bürgerinitiative abgelehnt wurde. In einem Mediationsverfahren wurden einvernehmlich ein neuer, leicht veränderter Standort gefunden und gemeinsam Ideen entwickelt, wie sich die Anlage besser in die Landschaft einpassen lässt.

Dialog ist auch notwendig, wenn keine neuen Leitungstrassen gebaut werden. Wie bei der Nord-Süd-Verbindung Ultranet, die bis Ende des Jahrzehnts bis zu zwei Gigawatt Strom von Nordrhein-Westfalen nach Baden-Württemberg transportieren soll. Erstmals werden dabei Gleich- und Wechselstrom auf denselben Masten übertragen. Deshalb können größtenteils bestehende Trassen genutzt werden – das schont Ressourcen. Allein für Ultranet führt das Amprion-Projektteam bis Mitte 2015 etwa 300 Einzelgespräche mit Bürgermeistern und Verbänden. Darüber hinaus veranstaltet es 20 Infomärkte für die Bürger entlang der Trasse.

Es sind oft kleine Schritte wie diese, die dazu beitragen, dass Deutschland die Energiewende meistern kann. „Die Energiewende ist eine Gemeinschaftsaufgabe“, machen die Amprion-Geschäftsführer Brick und Kleinekorte deutlich. Ganz ohne Belastungen ließen sich die damit verbundenen Projekte nicht verwirklichen, räumen sie ein. „Aber wir suchen Kompromisse.“ Und versprechen: „Jede neue Leitung und jede Umspannstation wollen wir mit den Bürgern und nicht gegen sie planen.“

3.800 KM

HÖCHSTSPANNUNGSLEITUNGEN
sollen in den kommenden zehn Jahren deutschlandweit gebaut werden.

AUF ACHSE

Joëlle Bouillon reist durch Städte und Dörfer in der Aachener Region. Auf Infomärkten erläutert die Amprion-Projektkommunikatorin die Planungen für die deutsch-belgische Strombrücke ALEGrO und stellt sich den Fragen der Bürger. „Ein nachhaltiger Dialog schafft Akzeptanz", sagt sie.

FOTOS · **MATTHIAS HASLAUER** TEXT · **MARC-STEFAN ANDRES**

AUF DEM WEG NACH AACHEN
Joëlle Bouillon hat schon viele Infomärkte erlebt: „Den Netzausbau halten im Grundsatz die meisten für sinnvoll."

DIALOG VOR ORT
Joëlle Bouillon beantwortet Fragen von Bürgern. Orientierung geben auch Präsentationen an Stellwänden.

TAG 1 // 15. SEPTEMBER

12 UHR — AMPRION-TIEFGARAGE, DORTMUND

Mit schnellen Schritten kommt Joëlle Bouillon aus dem Aufzug. Die schlanke Frau in Jeans und grünem Blazer trägt einen Karton mit Broschüren, legt ihn auf dem Dach eines schwarzen Kompaktwagens ab. Mit zwei Fingern schiebt sie ihre blonden halblangen Haare hinters rechte Ohr und nestelt den Autoschlüssel aus der Hosentasche. Die 37-Jährige öffnet den Wagen, legt die Broschüren in den Kofferraum, setzt sich hinters Steuer und atmet tief durch. „Los geht's", sagt sie und startet das Auto.

Die Fahrt führt nach Aachen. Auf einem Infomarkt wird die Amprion-Projektkommunikatorin interessierten Bürgern die Planungen für eine neue Stromverbindung vorstellen, die ab 2019 Gleichstrom zwischen Deutschland und Belgien transportieren soll. „Aachen Lüttich Electricity Grid Overlay" heißt sie, kurz „ALEGrO". Sie stärkt das deutsche und europäische Stromnetz und wird als Erdkabel gebaut. Für den deutschen Teil der Trasse – rund 45 Kilometer lang – ist Amprion verantwortlich. „Wir informieren die Bürger bereits jetzt über die Planungen, obwohl wir es rein rechtlich noch gar nicht müssten", sagt Joëlle Bouillon. Aber so erfahre Amprion frühzeitig, was die Bürger bewegt. „Ein nachhaltiger Dialog schafft Akzeptanz für das Projekt in der Region."

13.45 UHR — AUTOBAHN A 4, KURZ VOR AACHEN

Die Straße fest im Blick, erzählt Joëlle Bouillon von ihren Erlebnissen auf Infoveranstaltungen. „Den Netzausbau hält im Grundsatz fast jeder für sinnvoll", sagt die Projektkommunikatorin. „Wenn es aber um die eigene Region geht, haben viele Anwohner Bedenken." Umso wichtiger sei es, mit ihnen zu sprechen, auf ihre Sorgen zu reagieren und den Sinn der neuen Stromtrassen zu erklären. „Es macht Spaß, an der Energiewende mitzuarbeiten", sagt die gebürtige Münchnerin, die mit ihrem Mann und dem vierjährigen Sohn in Münster lebt. „Wir benötigen den Netzausbau, weil es künftig immer mehr Strom aus erneuerbaren Energien gibt. Dieser wird unregelmäßig erzeugt. Daher müssen wir die Regionen stärker miteinander verknüpfen, um eine bessere Durchmischung und so eine sichere Stromversorgung gewährleisten zu können. Das verstehen viele Menschen."

» Ich möchte mich frühzeitig über die Planungen informieren, um später nicht überrascht zu werden.«

MICHAEL SIMON, ANWOHNER AUS AACHEN

Am Autofenster rauschen Windkraftanlagen, das Braunkohlekraftwerk Weisweiler und Dutzende Strommasten vorbei. „Hier parallel zur Autobahn wird unsere Trasse verlaufen. Das ist nicht einfach für die Anwohner, weil die Region durch den Tagebau schon stark geprägt ist“, sagt Joëlle Bouillon. Den Menschen, egal wo, liegt ihre Heimat am Herzen. „Deshalb müssen wir viel machen, um sie mitzunehmen.“ Ob das an diesem Tag gelingt?

14.15 UHR — NADELFABRIK, AACHEN

Joëlle Bouillon lässt sich überraschen. „Das reizt mich an meiner Arbeit: Ich erlebe immer wieder Neues“, sagt die Projektkommunikatorin, während sie ihren Wagen im Innenhof der Nadelfabrik parkt. Im Veranstaltungssaal des ehemaligen Fabrikgebäudes warten bereits zwei Amprion-Kollegen. Nach und nach kommen weitere hinzu: der Projektleiter zum Beispiel, der Technikverantwortliche für die Trasse und ein Jurist. Jeder Handgriff sitzt, jeder packt an, hilft dabei, Stellwände auszurichten, Karten mit Nadeln festzumachen, auf Stehtischen Broschüren, Kugelschreiber, Dosen mit Pfefferminzbonbons und Notizblöcke zu verteilen.

17.30 UHR — VERANSTALTUNGSSAAL DER NADELFABRIK

Joëlle Bouillon ist in ihrem Element: Freundlich geht die 37-Jährige auf die Menschen zu, die sich allein oder in kleinen Gruppen die Projektpräsentation anschauen. „Was führt Sie zu uns?“, fragt sie einen Mann in schwarzer Anzughose und orangegelber Fleecejacke, der seit zehn Minuten durch den Raum schlendert. „Ich möchte mich frühzeitig informieren, um später nicht überrascht zu werden“, antwortet Michael Simon, 55 Jahre alt, Ingenieur aus Aachen und Vater dreier Kinder. Er lebt, wie sich herausstellt, nah an der geplanten Trasse, hat selbst schon als Gutachter an Umweltverträglichkeitsprüfungen mitgewirkt. „Es ist natürlich sinnvoll, dass die Stromtrassen ausgebaut werden“, sagt er. „Ich kenne mich aber zum Beispiel mit elektrischen und magnetischen Feldern nicht so gut aus, die sich vielleicht negativ auf die Gesundheit auswirken könnten.“

Joëlle Bouillon führt ihn zu einer Präsentation über Leitungsemissionen. Das elektrische Feld ist im Bereich der Kabelstrecke nicht nachweisbar. „Das magnetische Feld lässt sich nicht so leicht abschirmen“, sagt die Amprion-Mitarbeiterin. Es sei direkt über dem Kabel in einer

ORTSTERMIN MIT GEMEINDEVERTRETER
Joëlle Bouillon informiert Hermann Heuser, Bürgermeister von Niederzier, über den Stand der Konverter-Planungen.

Höhe von 20 Zentimetern am stärksten. „Dort liegt es aber nur leicht über den Werten des überall bestehenden natürlichen Erdmagnetfeldes.“ Michael Simon nickt, lässt sich eine Broschüre mit weiteren Informationen geben. Sein Urteil: „Die Themen sind gut aufbereitet. Ich werde mich weiter informieren.“

18.15 UHR — VERANSTALTUNGSSAAL DER NADELFABRIK

Auch Monika Winter-Aretz wohnt in der Nähe der geplanten Stromtrasse. „Ich will mich frühzeitig auf den Stand des Vorhabens bringen lassen, um die Planungen bei Bedarf noch beeinflussen zu können“, sagt die Aachenerin, die sich als kritische Bürgerin bezeichnet und sich lokalpolitisch engagiert. „Wenn der Entscheidungsprozess schon angelaufen ist, kann es zu spät sein.“ Konzentriert schaut sie sich die Amprion-Präsentationen an. Zwischendurch legt sie ihre Jacke auf einen Tisch, nimmt sich einen Kaffee, blättert in einer Broschüre. Schließlich spricht sie mit Joëlle Bouillon: „Ich verstehe nicht: Warum macht die geplante Trasse einen Umweg durch Aachen und folgt nicht weiter der vorhandenen Versorgungstrasse?“ – „Wir umgehen damit ein Wasserschutzgebiet“, antwortet die Projektkommunikatorin. „Wir haben 2013 mit Gemeinden, Landkreisen und Verbänden gesprochen, um genau solche Stellen zu entdecken und einplanen zu können.“

TAG 2 // 18. SEPTEMBER

14.30 UHR — UMSPANNANLAGE NIEDERZIER

Drei Tage später steuert Joëlle Bouillon ihren Wagen zu einem Rübenfeld nahe der Kleinstadt Niederzier. Dort, neben einer bestehenden Umspannanlage, soll die neue unterirdische Stromverbindung nach Belgien starten. Ein sogenannter Konverter wird dafür in einer 120 Meter langen Halle errichtet. Er wird später einmal Gleichstrom aus Belgien in Wechselstrom wandeln und in die Netze einspeisen, die an der Umspannanlage beginnen und Strom bis ins Ruhrgebiet verteilen. Umgekehrt nimmt der Konverter auch den Wechselstrom von Windkraftanlagen aus der Eifel auf, wandelt ihn um und schickt ihn bei Bedarf als Gleichstrom nach Belgien. Am Feldrand wartet Hermann Heuser.

TEAMWORK FÜR DIE BÜRGER
Joëlle Bouillon und ihre Kollegen klären auf. „Es macht Spaß, an der Energiewende mitzuarbeiten", sagt sie.

Der Bürgermeister von Niederzier hat sich mit Joëlle Bouillon verabredet, um sich auf den Stand der Dinge bringen zu lassen. Seit 2008 führt er die Geschäfte der 14.000-Einwohner-Gemeinde; dem ALEGrO-Projekt steht er positiv gegenüber: „Für die Sicherheit der Stromversorgung ist es sinnvoll." Aber: „Es darf kein weiterer Lärm hinzukommen", sagt der Sozialdemokrat. Schon jetzt litten die Anwohner unter den Belastungen durch die Braunkohle-Tagebaustätten Hambach und Inden sowie die Autobahn A 4. Joëlle Bouillon nickt und zeigt zur Umspannanlage. „Wir werden die vorhandenen Trafos gegen moderne und geräuschärmere auswechseln und den Konverter stark isolieren. So werden wir in Summe sogar eher leiser." Der Baustellenverkehr werde durch eine eigens angelegte Straße um die Ortsteile herumgeführt.

19.30 UHR — BÜRGERHAUS HUCHEM-STAMMELN, NIEDERZIER

Die Geräuschemissionen sind auch auf dem Amprion-Infomarkt im Niederzierer Ortsteil Huchem-Stammeln ein Thema. Wie in Aachen machen sich etwa 50 Anwohner und Gemeindevertreter ein Bild von den Planungen. Zwei Landwirte fragen nach dem genauen Trassenverlauf – und schreiben später ihre Meinung auf eine Internetseite, die Joëlle Bouillons Kollegen für den Dialog mit Bürgern eingerichtet haben (www.alegrodialog.de): Die Trassenführung sei „für die Ortsbauernschaft Echtz-Konzendorf akzeptabel", da sie die Landwirtschaft am geringsten belaste.

Gegen 20 Uhr beginnt das Team mit dem Abbau. „Wir haben reichlich Gespräche geführt", resümiert Joëlle Bouillon, während sie ihr Auto belädt. Für eine letzte Manöverkritik setzt sie sich noch einmal mit ihren Kollegen zusammen. „Der Auftakt bei ALEGrO ist uns gelungen. Wir konnten in sachlicher Atmosphäre erläutern, was wir vorhaben. So gut läuft es natürlich nicht überall", sagt sie auf dem Weg zur Autobahn in Richtung Dortmund. „Das war aber nur der erste Schritt. Wir müssen und werden mit den Bürgern weiter im Gespräch bleiben."

Nach-
gefragt

Der Netzausbau wirft bei vielen Menschen Fragen auf. Die Notwendigkeit neuer Trassen und Gesundheitsthemen stehen ganz oben auf der Liste ihrer Anliegen. Experten beantworten die sechs häufigsten Fragen.

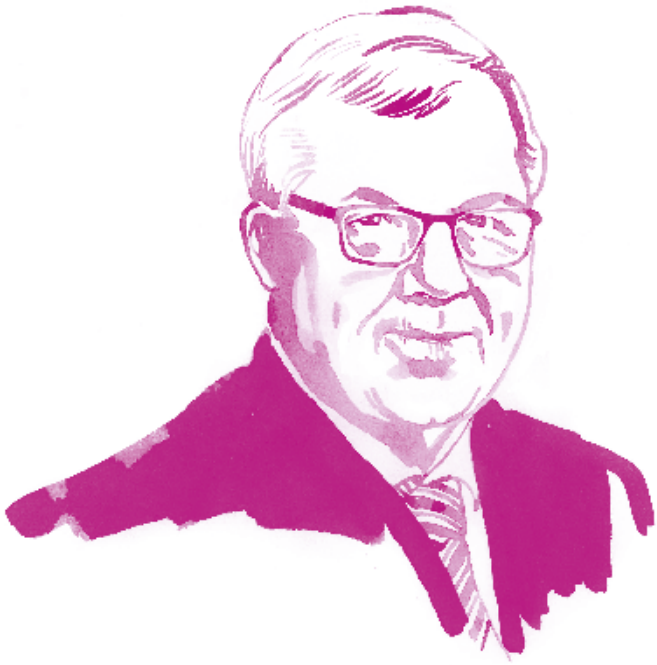
ILLUSTRATIONEN · **TINA BERNING**

1

WARUM IST DER NETZAUSBAU FÜR DEN WIRTSCHAFTSSTANDORT DEUTSCHLAND SO WICHTIG?

Die Energiewende ist aus Sicht der Wirtschaft nur erfolgreich, wenn international wettbewerbsfähige Strompreise und Versorgungssicherheit gewährleistet sind. Ohne Netzausbau ist beides nicht zu haben. Ausreichende Übertragungskapazitäten sind zum einen Voraussetzung dafür, dass der Handel mit Strom frei ist, Erzeugungskapazitäten effizient eingesetzt und die erneuerbaren Energien an ertragreichen Standorten weiter ausgebaut werden. Der Netzausbau hilft also, dass die Kosten der Energiewende nicht aus dem Ruder laufen. Zum anderen ist er notwendig, um die Erzeugungskapazitäten auszugleichen, die in den kommenden Jahren in Süddeutschland vom Netz gehen. Ohne Netzausbau drohen dort in Zeiten hoher Nachfrage Versorgungsengpässe für Unternehmen.

DR. HERMANN HÜWELS, BEREICHSLEITER UMWELT, ENERGIE UND ROHSTOFFE IM DEUTSCHEN INDUSTRIE- UND HANDELSKAMMERTAG (DIHK)



2

WELCHE ROLLE SPIELT DIE POLITIK BEI DER UMSETZUNG DES NETZAUSBAUS?

Die Übertragungsnetzbetreiber müssen die Netze bauen. Die richtigen Rahmenbedingungen hierfür muss die Politik gewährleisten. In den vergangenen Jahren haben wir Regelungen geschaffen, die eine konsistente und an den Anforderungen der Energiewende ausgerichtete Netzausbauplanung ermöglichen – und die zugleich ein Maximum an Bürgerbeteiligung und Transparenz sicherstellen. Jetzt kommt es darauf an, dass die Politik zu diesen vernünftigen Rahmenbedingungen auch dann steht, wenn es hier und da Gegenwind gegen den Netzausbau gibt. Nur wenn die Politik auf allen Ebenen verlässlich agiert, können die Unternehmen so anspruchsvolle und langfristige Vorhaben wie zum Beispiel die großen Gleichstromstrecken erfolgreich verwirklichen. Daneben müssen wir Politiker immer wieder deutlich machen: ohne Netzausbau keine Energiewende!

DR. MICHAEL FUCHS, STELLVERTRETENDER VORSITZENDER DER CDU-/CSU-BUNDESTAGSFRAKTION

3

SCHÄDIGEN HÖCHSTSPANNUNGSTRASSEN DIE GESUNDHEIT DURCH ELEKTRISCHE ODER MAGNETISCHE FELDER?

Ob elektrische und magnetische Felder von Hochspannungsanlagen gesundheitliche Auswirkungen haben, wird seit Anfang der 70er Jahre weltweit intensiv erforscht. Bisher hat sich aber kein Hinweis für mögliche Gesundheitsgefährdungen ergeben. Auf Basis der Forschungsergebnisse hat die internationale Strahlenschutzkommission eine Empfehlung ausgesprochen: Aus ihrer Sicht sind für den dauernden Aufenthalt von Personen in 50-Hertz-Feldern Werte von 5 Kilovolt pro Meter für das elektrische und 100 Mikrotesla für das magnetische Feld unbedenklich. Diese international anerkannten Werte sind in Deutschland in der Verordnung zum Bundesimmissionsschutzgesetz verbindlich festgelegt. Mit unseren Leitungen und Anlagen halten wir die Grenzwerte ein.

OLIVER SANDERS, EXPERTE FÜR ELEKTROMAGNETISCHE FELDER BEI AMPRION

4

WER KONTROLLIERT AMPRION & CO.? UND WER KONTROLLIERT DIE KONTROLLEURE?

Amprion & Co. werden „reguliert“. Das heißt: Die Bundesnetzagentur kontrolliert fast alles, was die Übertragungsnetzbetreiber tun. Wir prüfen die Kosten, die die Unternehmen produzieren dürfen. Und fragen: Stellen sie die Dienstleistungen allen Netznutzern zu fairen Bedingungen zur Verfügung? Gewährleisten ihre Organisationsstruktur und Ressourcen die Unabhängigkeit von den Interessen der Stromproduzenten und -händler? Bauen die Unternehmen die Netze in ausreichendem Maße, aber nicht übermäßig stark aus? Die Kontrollen zielen auf einen möglichst sicheren, preisgünstigen und umweltfreundlichen Stromtransport. Wir begutachten insbesondere, ob der Netzausbaubedarf besteht, den Amprion & Co. jährlich ermitteln. Wenn ja, prüfen wir, ob die Realisierung möglichst schonend für Mensch und Umwelt erfolgt. Daran wird nicht gespart, aber natürlich auch kein Geld zum Fenster rausgeworfen. Denn auch wir werden intensiv von der Öffentlichkeit, von Gerichten und anderen Behörden kontrolliert.

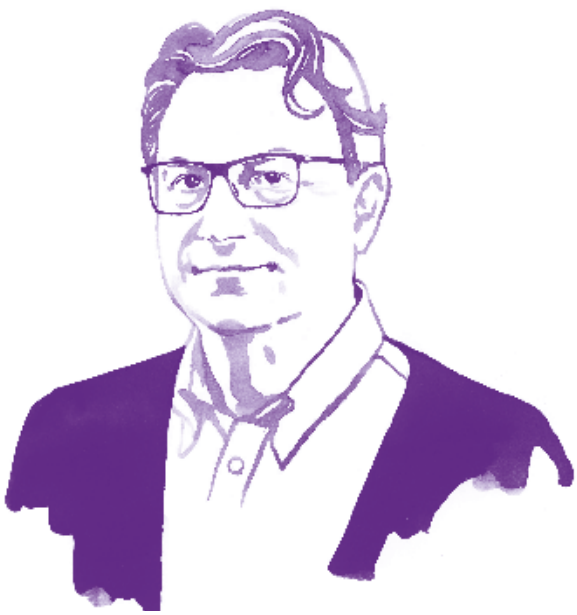
ACHIM ZERRES, LEITER DER ABTEILUNG ENERGIEREGULIERUNG BEI DER BUNDESNETZAGENTUR

5

WARUM IST DER NETZAUSBAU ÜBERHAUPT NOTWENDIG?

Gut ausgebaute Netze sind der Schlüssel zu einer sicheren und bezahlbaren Stromversorgung. Warum? Nur leistungsfähige Netze können die schwankenden Stromlieferungen von Wind und Sonne überregional ausgleichen. Nur über gut ausgebaute Netze und so miteinander verbundene Märkte ist es möglich, dass an verschiedenen Orten in Deutschland und Europa unterschiedlich verfügbare Technologien zur Stromerzeugung effizient genutzt werden (z.B. Wind und Sonne in Deutschland oder Wasserkraftspeicher in den Alpen). Und nur leistungsfähige Netze garantieren einheitliche Stromgroßhandelspreise in ganz Deutschland. Dauerhafte Netzengpässe führen zu höheren Kosten und abnehmender Versorgungssicherheit. Insofern ist der Netzausbau einschließlich neuer Stromverbindungen zu unseren Nachbarländern die Voraussetzung für ein zukunftsfähiges Energiesystem in Deutschland und Europa.

MICHAEL SCHULTZ, BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE

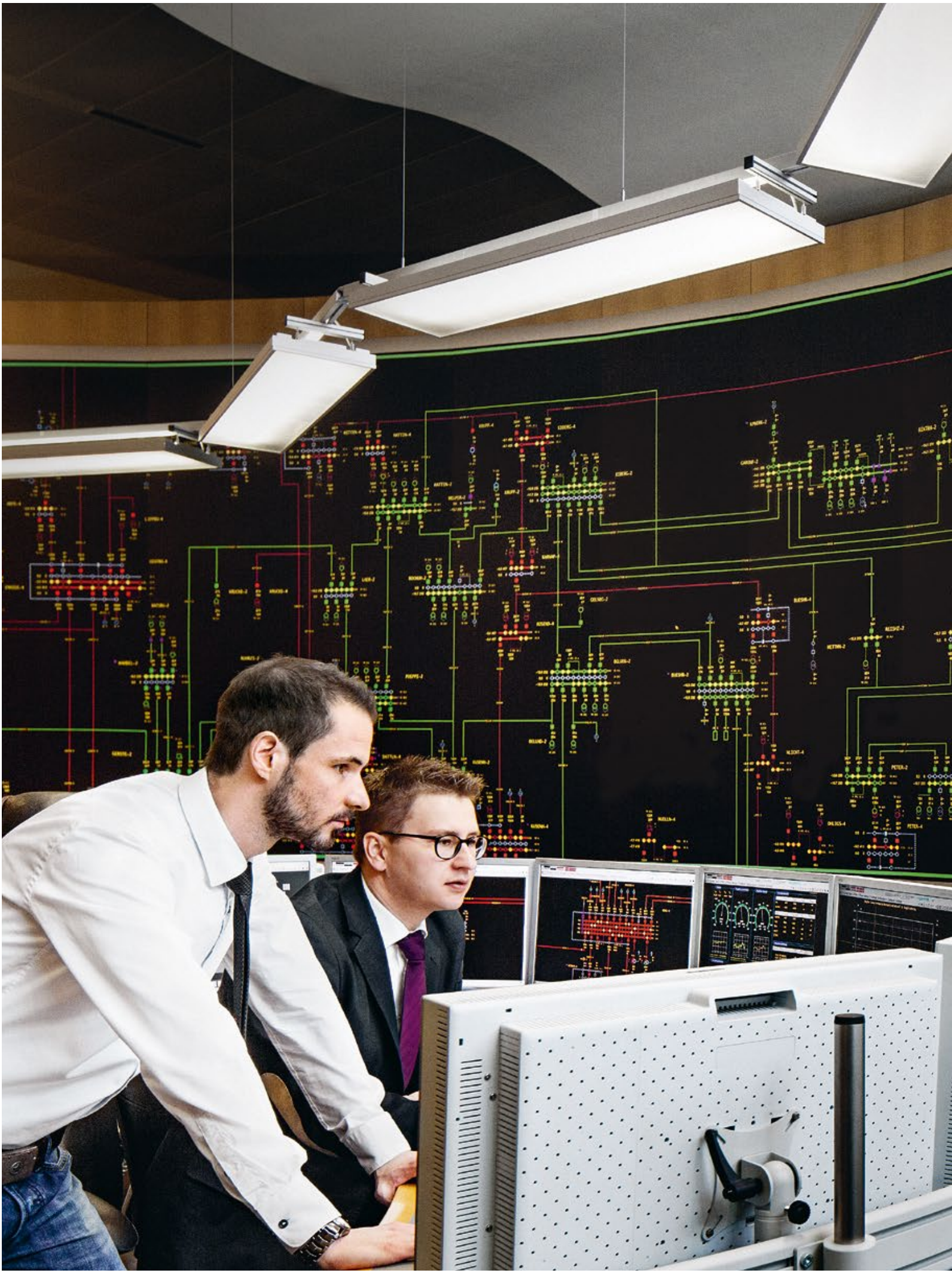


6

WAS TUT AMPRION FÜR DEN UMWELTSCHUTZ ENTLANG DER TRASSEN?

Die Leitungstrassen sind Lebensräume für Tiere und Pflanzen. Amprion ist sich dieser Verantwortung bewusst. Als erster Netzbetreiber haben wir vor 20 Jahren die ökologisch optimierte Trassenpflege eingeführt. Auf 11.000 Hektar Fläche führen wir nach Biotopmanagement-Plänen, die wir mit Grundeigentümern, Behörden und Naturschutzverbänden abstimmen, umfangreiche Maßnahmen zur Trassenpflege durch. Viele Flächen wurden so zu wertvollen Naturschutzgebieten. Unser Engagement hat der Deutsche Verband für Landschaftspflege mit dem Landschaftspflegepreis honoriert. Auch der Vogelschutz ist uns wichtig. So haben wir Forschungsprojekte mit Vogelschutzwarten, Universitäten und Verbänden ins Leben gerufen und unser Netz flächendeckend von Ornithologen untersuchen lassen. Auf Basis der Ergebnisse haben wir alle kritischen Leitungsabschnitte mit speziellen Vogelschutzmarkierungen ausgerüstet. So wollen wir ein möglichst vogelfreundliches Netz betreiben.

DIRK UTHER, EXPERTE FÜR UMWELTSCHUTZ BEI AMPRION



2

VERANTWORTUNG

Amprion übernimmt Verantwortung für ein sicheres und starkes Übertragungsnetz in Deutschland und Europa. Unsere Fachleute halten Stromerzeugung und -verbrauch im Gleichgewicht und sorgen dafür, dass der Strom dahin transportiert wird, wo er benötigt wird.

In der **NETZWARTE** Brauweiler bei Köln wird das Höchstspannungsnetz von Amprion gesteuert und der nördliche Teil des europäischen Übertragungsnetzes koordiniert.

DEUTSCHLAND, DEINE ENERGIE!

Wind und Sonne boomen, die Atomkraft läuft aus – die Energiewende verändert die Energielandschaft in Deutschland tiefgreifend. Das wird konkret an Orten wie Wilhelmshaven und Puchheim oder an Menschen wie Harald Schwager und Franz Untersteller.

FOTOS · **MATTHIAS HASLAUER** TEXT · **HEIMO FISCHER**

Wenn Uwe Herzig über sein Berufsleben spricht, dann erzählt er zugleich die Geschichte der Windkraft. Als Student der Elektrotechnik beschäftigte er sich nach Tschernobyl mit erneuerbaren Energien. Sein Weg führte ihn über Forschungsinstitute und Bürgerbeteiligungsgesellschaften zum eigenen Windpark. „Stromkonzerne und Netzbetreiber standen dieser Erzeugungsform in den 90er Jahren skeptisch gegenüber“, sagt der 54-Jährige, heute einer der Sprecher des Arbeitskreises Netze beim Bundesverband Windenergie. Doch dann hätten sie das Potenzial erkannt.

Einer der Windparks, die er mit seinem Unternehmen aufgebaut hat, liegt bei Wilhelmshaven. Dort, wo sich Autobahn und mehrspurige Bundesstraße kreuzen. Die Fläche ließ sich ideal nutzen. Bis zum Meer sind es wenige Kilometer, der Wind bläst kräftig. Ecken wie diese gibt es viele in Niedersachsen. Deshalb boomt die Windkraft: Heute könnten 5.500 Anlagen theoretisch 7,6 Gigawatt Strom erzeugen – so viel wie fünf Kernkraftwerke.

Allerdings ist Windkraft volatil: Bei Flaute erzeugt sie wenig Strom. Wenn es richtig weht, wird womöglich mehr Energie erzeugt, als die Netze transportieren können. „Anlagen müssen deshalb im Zuge des Ausbaus erneuerbarer Energien in Norddeutschland oft bei mittlerer Leistung heruntergefahren werden“, sagt Herzig. Obwohl zur gleichen Zeit woanders Strom fehle. „Deshalb muss der bislang stark verzögerte Netzausbau beschleunigt werden“, fordert er. Ebenfalls wichtig sei es, verstärkt Kurzzeitspeicher zu nutzen und Erzeugungsanlagen flexibler einzusetzen. Erst dann könne ein neues Kapitel in der Geschichte der Windkraft beginnen.

Uwe Herzig

SPRECHER DES ARBEITSKREISES NETZE BEIM BUNDESVERBAND WINDENERGIE, WILHELMSHAVEN

Dr. Harald Schwager

MITGLIED DES VORSTANDS DER BASF SE, LUDWIGSHAFEN

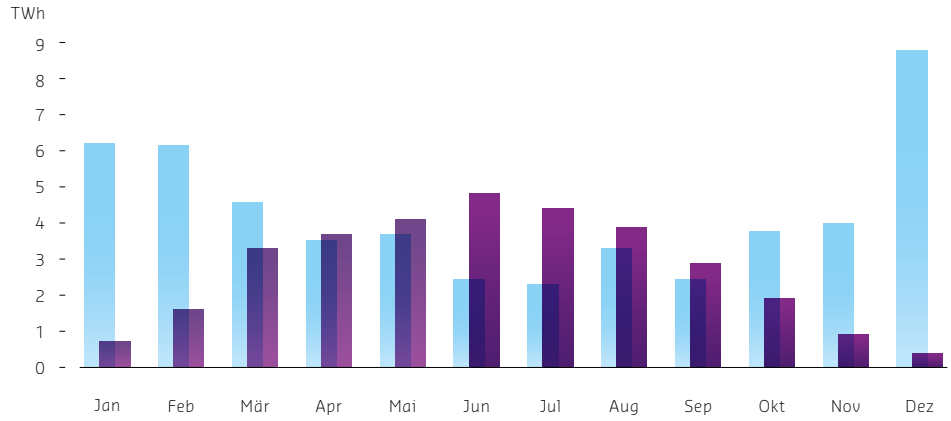
BASF als größtes Chemieunternehmen der Welt braucht Strom, Wärme und Erdgas – als Energieträger und Rohstoff. Sie bilden die Basis für tausende chemische Produkte. „Rohstoffe werden über teilweise energieintensive Prozessschritte weiter veredelt“, sagt BASF-Vorstand Harald Schwager. „Die Verfügbarkeit von Energie ist für uns daher Grundvoraussetzung für eine funktionierende Produktion.“

Der Manager, Jahrgang 1960, beschreibt die chemische Industrie als weitverzweigten Verbund, in dem ein Rädchen das nächste antreibt. Fallen in einem Fertigungsverfahren Nebenprodukte ab, dienen sie oft an anderer Stelle als Einsatzstoff. Diese Prozesse müssen ungestört ablaufen. Versorgungssicherheit ist für BASF deshalb entscheidend. Schwager stellt hohe Ansprüche an Netzbetreiber wie Amprion: „Wir erwarten eine unterbrechungsfreie Stromversorgung mit nur geringen Spannungsschwankungen.“ Selbst wenn nur für eine Tausendstelsekunde der Strom ausfällt, können hochsensible Sicherheitssysteme die Produktion unterbrechen und hohe Kosten verursachen.

Aus diesem Grund macht sich Schwager viele Gedanken über den Zustand des deutschen Stromnetzes. Die vorhandenen Leitungen sind seiner Ansicht nach nicht stark genug, um im Norden erzeugte Windkraft zu den Verbrauchszentren in West- und Süddeutschland zu transportieren. „Die Netzengpässe in Deutschland müssen dringend behoben werden“, sagt er. Sonst könnte sich die Versorgungssicherheit verschlechtern – zum Nachteil von privaten Verbrauchern und Unternehmen wie BASF, die international wettbewerbsfähig bleiben wollen.

WETTERABHÄNGIG

Solar- und Windstrom 2014 im Saisonvergleich (Deutschland)



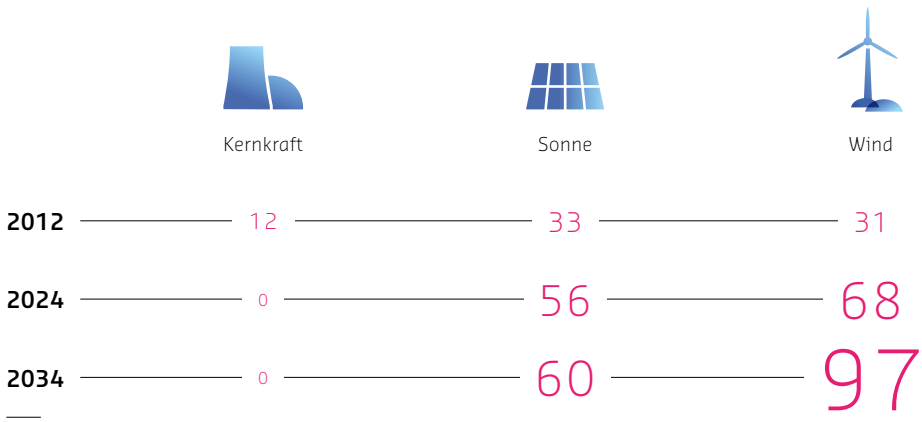
Monatliche Stromerzeugung aus Windkraftanlagen in Terawattstunden (TWh)

Monatliche Stromerzeugung aus Photovoltaikanlagen in Terawattstunden (TWh)

Quelle: Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme

VORFAHRT FÜR ERNEUERBARE

Künftige Erzeugungskapazitäten in Deutschland (in Gigawatt)



Quelle: NEP 2014 (Entwurf), Szenario B

VERSORGUNGSSICHERHEIT

Stromausfall pro Jahr im internationalen Vergleich (in Minuten)

Dänemark	Deutschland	Frankreich	Polen	Rumänien	Schweden
14,8	15,9	60,1	254	630	84

Quelle: CEER Benchmarking Report Update 2013

Franz Untersteller MdL

MINISTER FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT DES LANDES BADEN-WÜRTTEMBERG, PHILIPPSBURG

Die Rheinschanzinsel bei Karlsruhe ist ein wichtiger Ort für die Energieversorgung Baden-Württembergs. Eingebettet zwischen dem Rhein und einem seiner alten Flussarme beheimatet sie das Atomkraftwerk Philippsburg. Seit 1979 versorgt es große Teile des Landes mit Strom. 2019 ist damit Schluss. Dann wird Philippsburg abgeschaltet.

Gleichwohl bleibt die Insel im Rhein wichtig für die Energieversorgung des Landes. Denn in Philippsburg und Neckarwestheim, wo heute die letzten beiden aktiven Kernkraftwerke Baden-Württembergs stehen, werden künftig neue Leitungen enden, die Strom aus Norddeutschland in den Südwesten bringen. Ihr Ziel sind Anschlusspunkte nahe den Kraftwerken, die den Übergang in die weitverzweigten Leitungen der Region ermöglichen. „Die bereits vorhandene Netzinfrastruktur wird dadurch bestmöglich genutzt“, sagt Baden-Württembergs Umweltminister Franz Untersteller (Bündnis 90/Die Grünen).

Sein Bundesland braucht künftig Stromimporte. „Wir erzeugen in baden-württembergischen Anlagen rund 60 Terawattstunden Strom im Jahr, haben aber einen Bruttostromverbrauch von rund 80 Terawattstunden“, rechnet Untersteller vor. Die fehlende Menge soll in Zukunft über moderne Gleichstromleitungen aus Norddeutschland herangeführt werden.

Wenn Philippsburg 2019 und Neckarwestheim 2022 vom Netz gehen, müssen die Leitungen fertig sein. Die Zeit dränge, sagt der Minister und Vater zweier erwachsener Kinder. Allerdings greife der Netzausbau auch stark in Landschaft, Umwelt und Lebensräume ein. Der Schulterschluss mit der Bevölkerung sei deshalb wichtig. Das müssten Politik und Übertragungsnetzbetreiber immer berücksichtigen.

Dr. Thomas Maier-Eschenlohr

LANDWIRT, PUCHHEIM

Die Zucht von Schweinen, Rindern und Geflügel ist ein mühsames Geschäft – gerade für kleinere landwirtschaftliche Betriebe. Thomas Maier-Eschenlohr suchte deshalb neue Geschäftsfelder für den familieneigenen Hof im bayerischen Puchheim. Vor einigen Jahren wagte er sich auf unbekanntes Terrain: Der 35-Jährige wurde zum Stromerzeuger.

Eine 600 Quadratmeter große Solaranlage auf dem Hallendach wandelt Sonnenstrahlen in Elektrizität und speist Strom für rund 20 Durchschnittshaushalte ins Netz ein. Dafür bekommt Maier-Eschenlohr knapp 24 Cent pro Kilowattstunde – gemäß dem Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (EEG). „Die Nachhaltigkeit und die Wirtschaftlichkeit der Energieerzeugung waren für mich die wichtigsten Kriterien“, sagt der Landwirt. Hunderttausende Deutsche dachten ähnlich und installierten eigene Solaranlagen. Sonnenenergie ist zur tragenden Säule der dezentralen Energieversorgung geworden – zu unterscheiden von der zentralen Erzeugung durch konventionelle Kraftwerke. Bayern rangiert im Ländervergleich bei Photovoltaikanlagen auf Gebäude- und Freiflächen ganz vorn.

Die wachsende Zahl von Solaranlagen stellt hohe Ansprüche an das Leitungsnetz: Es muss Strom transportieren und gleichzeitig dezentral eingespeiste Energie aufnehmen. Damit die Netze nicht zusammenbrechen, sorgen Betreiber vor. Auf dem Dach des Puchheimer Landwirts haben sie gerade eine Fernsteuerung installiert. Damit lässt sich die Solaranlage notfalls per Funk abschalten. Thomas Maier-Eschenlohr kümmert sich derweil um eine neue Geschäftsidee: Seine Firma fertigt Isolierverpackung aus Stroh. Und das bezieht er – natürlich – vom eigenen Bauernhof.

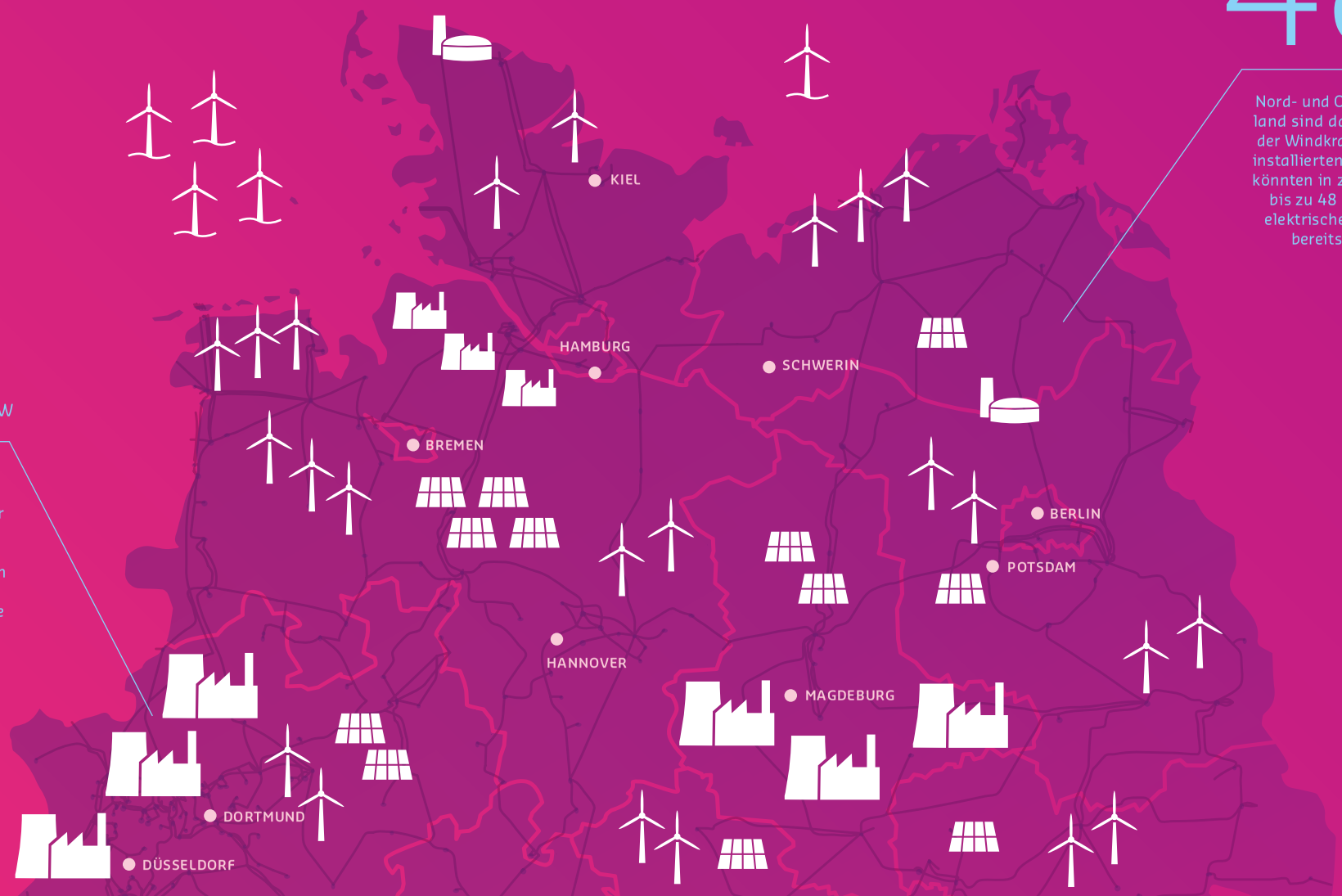
DIE ENERGIEWELT VON MORGEN

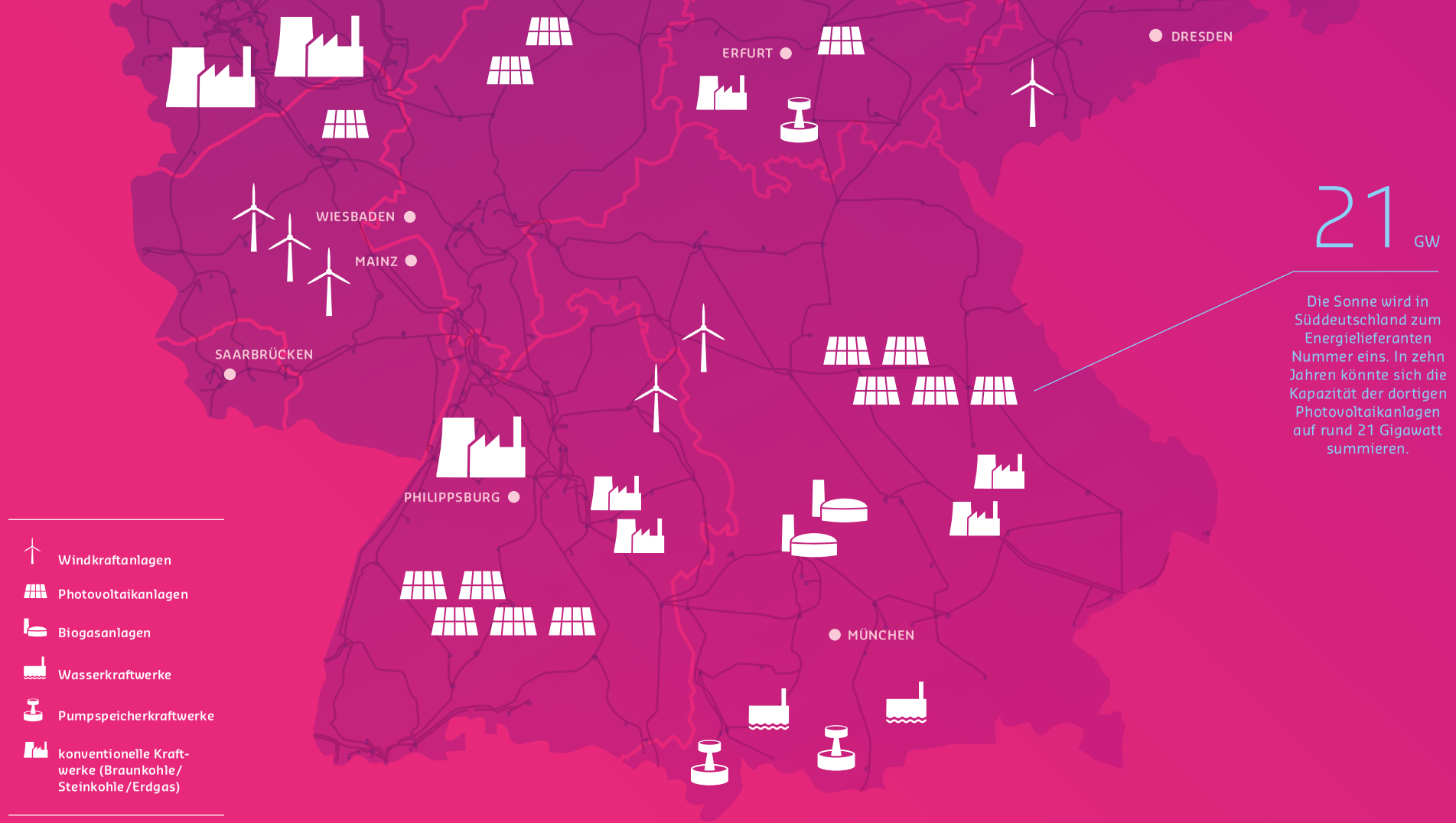
48 GW

Nord- und Ostdeutschland sind das Zentrum der Windkraft: Die hier installierten Windräder könnten in zehn Jahren bis zu 48 Gigawatt elektrische Leistung bereitstellen.

33 GW

Die konventionellen Kraftwerke im Westen Deutschlands mit einer Erzeugungskapazität von rund 33 Gigawatt sind auch 2024 noch ein Garant für eine sichere und wetterunabhängige Stromversorgung.





Die deutsche Energielandschaft

wandelt sich: Bis 2022 sollen alle Kernkraftwerke vom Netz gehen. Zugleich legen die erneuerbaren Energien weiter zu: Die Kapazität der Windkraftanlagen, die vor allem in Norddeutschland grünen Strom erzeugen, soll sich in den nächsten zehn Jahren auf 68 Gigawatt verdoppeln. Auch die Kapazität der Photovoltaikanlagen steigt deutschlandweit um fast 40 Prozent auf 55 Gigawatt – schwerpunktmäßig im Süden. Weil Wind und Sonne aber nicht immer zuverlässig Strom liefern, werden konventionelle Kraftwerke künftig ebenso gebraucht. Der erzeugte Strom muss jedoch auch beim Verbraucher ankommen. Dafür tragen wir als Übertragungsnetzbetreiber Verantwortung, und dafür bauen wir unser Netz aus.

STROM OHNE GRENZEN

Europa wächst noch enger zusammen – auch im Energiesektor. Klaus-Dieter Borchardt, Direktor des Bereichs Energiebinnenmarkt bei der EU-Kommission, über den Netzausbau in Europa und die Rolle von Amprion.

ILLUSTRATION · **TINA BERNING**

DEUTSCHLAND ARBEITET AN DER ENERGIEWENDE. GIBT ES EINE SOLCHE ENTWICKLUNG AUCH AUF EUROPÄISCHER EBENE?

Ja. Die EU-Mitgliedsstaaten haben sich 2014 auf ambitionierte Klimaziele geeinigt: Bis 2030 sollen der Ausstoß von Treibhausgasen um 40 Prozent im Vergleich zu 1990 sinken und mindestens 27 Prozent des Energieverbrauchs aus erneuerbaren Quellen gedeckt werden. Dafür brauchen wir einen europäischen Energiebinnenmarkt. Er ist der kostengünstigste Weg zu einer sicheren, umweltverträglichen und bezahlbaren Energieversorgung.

WELCHE VORTEILE HABEN DIE BÜRGER IN EUROPA DAVON?

Die Stromerzeugung wird nachhaltiger. Zudem wird ein stärkerer Wettbewerb unter den Erzeugern mittelfristig auch niedrigere Preise bringen. Ein weiterer wichtiger Punkt: Wenn die nationalen Netze noch enger miteinander verbunden werden, steigt die Sicherheit der Energieversorgung. Denn so können wir den fluktuierenden Ökostrom besser verteilen und Versorgungsengpässe wie derzeit in Belgien reduzieren. Man könnte es so zusammenfassen: Ohne den EU-Binnenmarkt lässt sich die Energiewende nicht umsetzen.

WIE KANN AUS DER VIELZAHL NATIONALER NETZE EIN GESAMTEUROPÄISCHES STROMNETZ ENTSTEHEN?

Ein europäisches Stromnetz existiert bereits, wir müssen es nun fit für die Zukunft machen. Damit beschäftigen wir uns in der Europäischen Kommission intensiv. Im Fokus stehen aktuell die Erarbeitung europaweit harmonisierter Regeln für den Netzbetrieb und natürlich der Netzausbau. Und der ist dringend erforderlich, denn Engpässe innerhalb eines Markts sind kritisch. Ein gutes Beispiel ist Deutschland. Dort macht die zunehmende Energieerzeugung aus erneuerbaren Quellen in Norddeutschland bei gleichzeitiger Abschaltung von Kraftwerken in Süddeutschland den Bau neuer Leitungen notwendig.

KLAUS-DIETER BORCHARDT
leitet das Direktorat Energiebinnenmarkt bei der Europäischen Kommission.

WELCHE HINDERNISSE GIBT ES AUS IHRER SICHT BEIM NETZAUSBAU UND WIE LASSEN SIE SICH BESEITIGEN?

Der Netzausbau darf nicht weiter verzögert werden. Denn damit würde die Versorgungssicherheit sinken, was besonders für ein hochentwickeltes Land wie Deutschland wirtschaftsschädigend ist. Damit das nicht passiert, müssen noch bestehende administrative und koordinative Hindernisse ausgeräumt werden. Ebenso wichtig ist der Dialog mit den betroffenen Bürgern, um gemeinsam zufriedenstellende Lösungen zu finden.

WAS TUT DIE EUROPÄISCHE KOMMISSION, UM DEN NETZAUSBAU ZU BESCHLEUNIGEN?

Gemeinsam mit den Mitgliedsstaaten bestimmt die Kommission die wichtigsten Netzausbauprojekte – die Projekte von gemeinsamem Interesse. Für diese Vorhaben müssen die Mitgliedsstaaten die Planungen und Genehmigungsverfahren besonders schnell vorantreiben. Und unter gewissen Umständen können auch EU-Fördermittel in diese Projekte fließen.

WELCHE ROLLE SPIELT AMPRION BEI DER NETZENTWICKLUNG IN EUROPA?

Amprion beteiligt sich an mehreren strategischen EU-Infrastrukturprojekten von gemeinsamem Interesse. Dazu zählen etwa die Gleichstromverbindungen ALEGrO und Ultranet sowie der Korridor D. Zwei andere wichtige Themen sind die vorhin erwähnte Erarbeitung europäischer Regeln für den Netzbetrieb – die sogenannten Netzkodizes – sowie das von der Kommission unterstützte Projekt „e-Highway 2050“. Hier entwickelt Amprion gemeinsam mit anderen europäischen Netzbetreibern eine langfristige Planung der Strominfrastruktur. Die Ergebnisse werden auch dazu beitragen, den Ausbau großer erneuerbarer Stromerzeugungskapazitäten über die EU-Grenzen hinaus zu erleichtern.

~50.000

KILOMETER

Höchstspannungsleitungen müssen nach Schätzungen der europäischen Übertragungsnetzbetreiber bis 2030 gebaut oder modernisiert werden.

~150

MILLIARDEN EURO

kann dieser Ausbau des europäischen Übertragungsnetzes bis 2030 kosten.

80

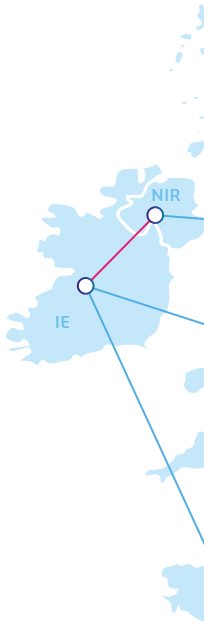
PROZENT

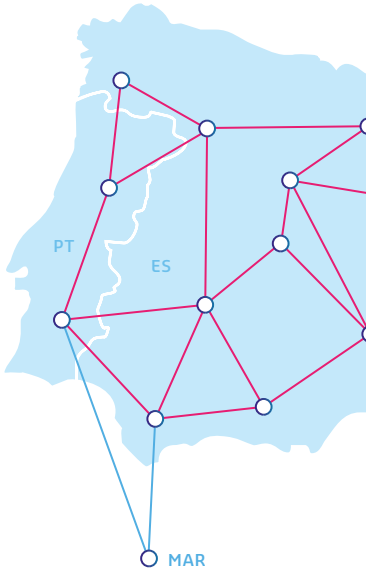
Um mehr als 80 Prozent soll der CO_2-Ausstoß in der EU bis 2050 sinken.

27

PROZENT

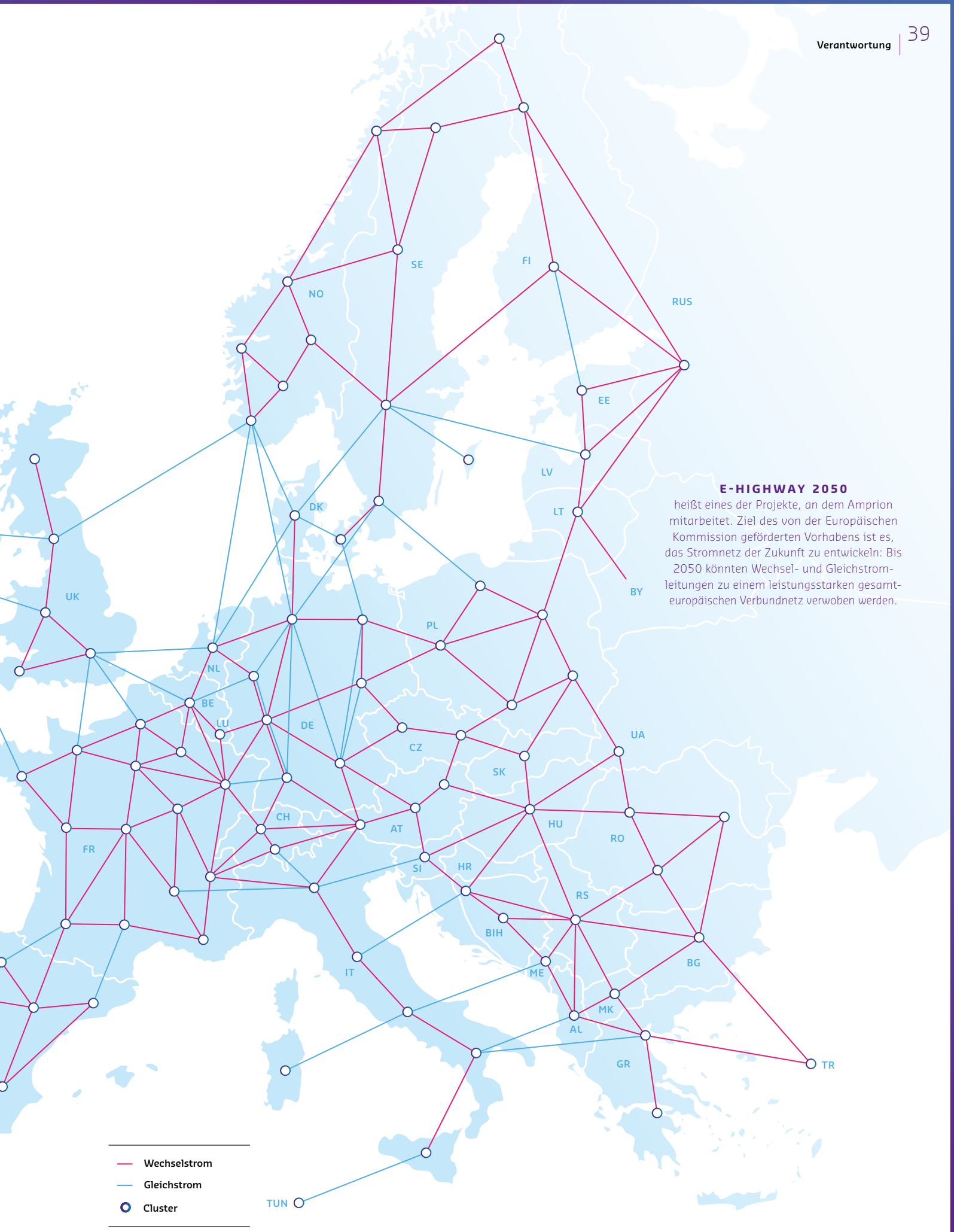
soll 2030 der Anteil erneuerbarer Energien am Gesamtenergieverbrauch der EU betragen.





Das europäische Netz der Zukunft

Die Stromerzeugung in Europa wandelt sich – hin zu mehr Nachhaltigkeit und weniger Treibhausgas-Emissionen. Damit diese „Energiewende“ gelingt, muss das europäische Stromnetz künftig noch leistungsstärker und engmaschiger werden. Daran arbeiten die europäischen Netzbetreiber in einer Vielzahl von Projekten.



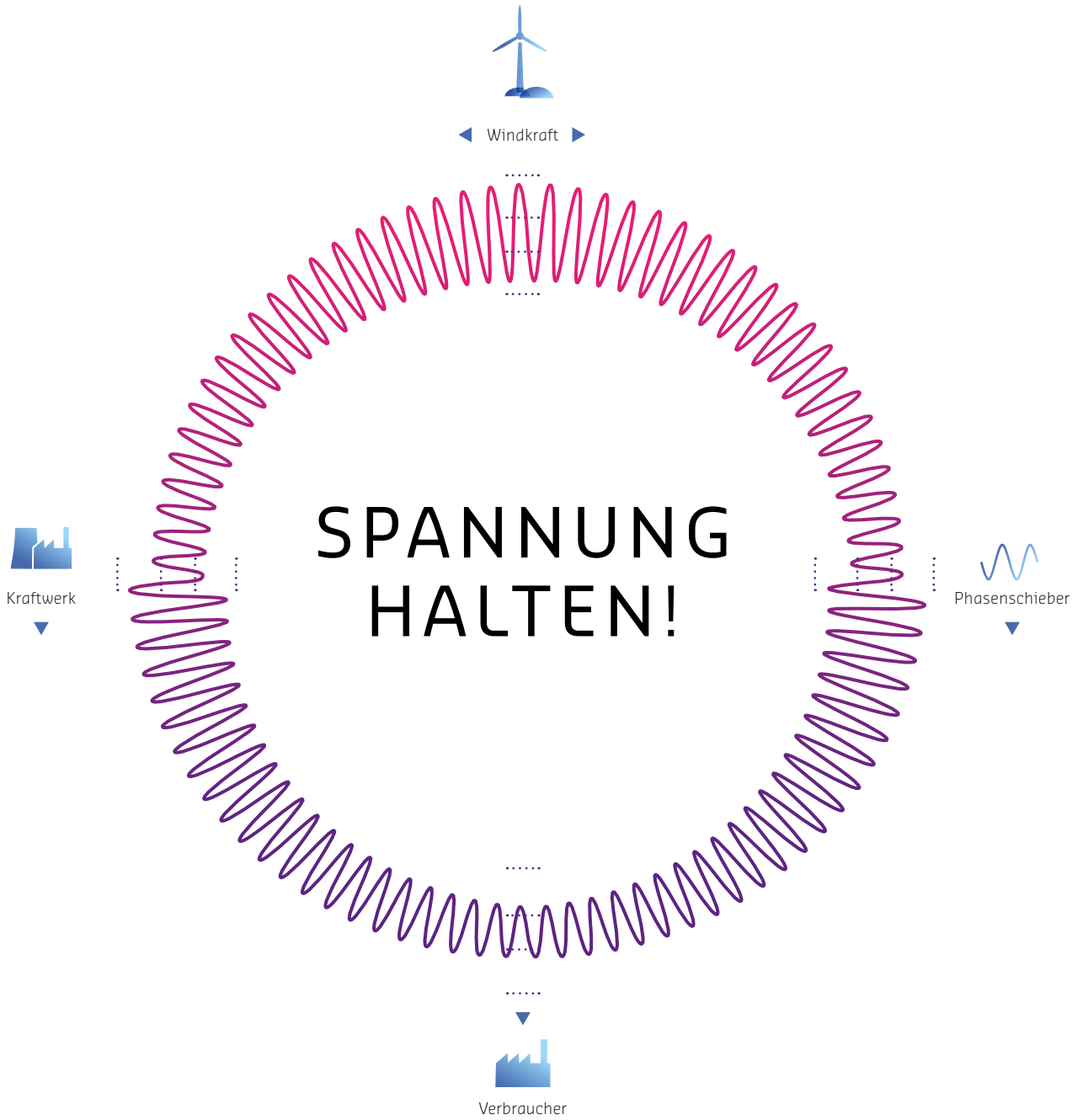
E-HIGHWAY 2050
heißt eines der Projekte, an dem Amprion mitarbeitet. Ziel des von der Europäischen Kommission geförderten Vorhabens ist es, das Stromnetz der Zukunft zu entwickeln: Bis 2050 könnten Wechsel- und Gleichstromleitungen zu einem leistungsstarken gesamteuropäischen Verbundnetz verwoben werden.

3

AUFBRUCH

Amprion entwickelt neue Lösungen, damit das Übertragungsnetz heute und in der Zukunft sicher funktioniert. Von Phasenschiebern zur Stabilisierung der Spannung bis zur Erdkabel-Pilotstrecke im Höchstspannungsbereich – bei uns kommen innovative Technologien zum Einsatz. Dafür erbringen unsere Mitarbeiter tagtäglich Höchstleistungen.

11.000 KILOMETER misst derzeit das Übertragungsnetz von Amprion. Nur durch eine regelmäßige Wartung und Instandsetzung kann es den Strom sicher und zuverlässig transportieren.



PHASENSCHIEBER STABILISIEREN DAS NETZ

Damit der im Norden durch Windkraft erzeugte Strom nach Süden zu den Verbrauchern fließen kann, muss die Spannung unterwegs gestützt werden. Entweder durch Kraftwerke oder – wo diese abgeschaltet werden – durch neue Anlagen wie zum Beispiel rotierende Phasenschieber.

Minimaler und maximaler Spannungskorridor. Die Spannung darf diese Grenzen weder über- noch unterschreiten.

Strom muss möglichst gleichmäßig fließen. Das wird aber in Zeiten der Energiewende zur technischen Herausforderung. Amprion setzt auf innovative Technik, um die Stromversorgung zukunftsfähig zu machen.

TEXT · **SÖNKE GÄTHKE**

Wie funktioniert ein Stromnetz? Wozu braucht es Spannung? Und was genau leisten eigentlich Kraftwerke? Fragen wie diese haben Martin Lösing schon immer fasziniert. Er ist bei Amprion für Netzanalysen zuständig. An diesem Morgen versucht er, einem Laien die Welt physikalischer Phänomene zu erklären und warum es neuer Technologien bedarf, um die Sicherheit der Stromnetze auch in Zukunft zu gewährleisten.

„Strom fließt nicht von selbst", sagt der 57-Jährige. Er habe keine Masse, könne nicht wie Wasser natürlich über ein Gefälle schießen und dabei ein Mühlrad oder eine Turbine drehen. „Kraftwerke erzeugen daher ein künstliches Gefälle – die Spannung –, mit deren Hilfe der Strom durch die Stromnetze zu den Kunden fließen kann." Anders als ein natürliches Gefälle bleibt die Spannung jedoch nicht konstant. Sie verändert sich nach den Gesetzen der Physik. Übertragungsnetzbetreiber wie Amprion überwachen und regeln sie deshalb rund um die Uhr, damit der Stromfluss erhalten bleibt.

Was Lösing zu schaffen macht: Die Spannung im Stromnetz zu halten, wird vor allem im Süden Deutschlands zur anspruchsvollen Aufgabe. Denn im Zuge des Kernkraftausstiegs und der Energiewende werden immer mehr konventionelle Kraftwerke abgeschaltet. Gleichzeitig ändern sich die Stromflüsse im Netz viel schneller und stärker als früher. Das liegt zum einen an Wind- und Solaranlagen, deren Stromeinspeisung sehr schnell variieren kann, zum anderen am europaweiten Stromhandel, der Stromerzeugung und -verbrauch auf manchmal unerwartete Weise beeinflusst.

Um die Spannung im Stromnetz auch mit weniger konventionellen Kraftwerken konstant zu halten, setzen Amprion-Ingenieure auf neue, innovative Technologien. Daran arbeiten sie verstärkt, seit die Bundesregierung nach der Atomkatastrophe in Fukushima 2011 acht Kernkraftwerke vom Netz nahm.

Die wichtigsten Technologien heißen „Static Synchronous Compensator" – kurz „Statcom" – und „Phasenschieber". Wenn Martin Lösing erklärt, wie genau sie funktionieren, muss er weiter ausholen. Dann kommt ein Phänomen zur Sprache, von dem Nicht-Ingenieure nur selten hören: die „Blindleistung". Zugegeben: Es ist noch schwerer zu verstehen als das Phänomen Strom. Während man bei Strom wenigstens die Wirkung zeigen kann – zum Beispiel, indem man Licht einschaltet –, geht bei Blindleistung nicht einmal das. Sie leistet nichts. Fast nichts, denn eines bewirkt sie doch: Wie ein unsichtbares Öl sorgt sie dafür, dass Wechselstrom durch die Leitungen

380–420

KILOVOLT
beträgt der Korridor, in dem sich die Netzspannung bewegen muss.

vom Erzeuger zum Verbraucher fließen kann. Leider wird die Blindleistung selbst dabei verbraucht und muss „nachgefüllt“ werden, damit der Strom gleichmäßig fließt.

Erkennbar ist der Blindleistungs-„Füllstand“ an der Spannung im Netz: Steigt der Blindleistungsverbrauch in einer Leitung, fällt dort die Netzspannung. Dann muss wieder Blindleistung ins Netz eingespeist werden. Nun haben Stromleitungen aber nur eine begrenzte Kapazität. Je mehr Blindleistung sich darin findet, desto weniger Platz ist für die sogenannte Wirkleistung – also den wichtigen Teil des Stroms, dessen Wirkung man zum Beispiel durch das Einschalten einer Lampe sieht. Die Netzbetreiber halten daher den „Füllstand“ so hoch wie nötig, aber auch so niedrig wie möglich. Ein Balanceakt, den bisher Kraftwerke vor Ort geleistet haben.

Eine der Technologien, die auch ohne Kraftwerke Blindleistung erzeugen können, ist die der „Statcoms“. Durch geschicktes Schalten von vielen elektronischen Bauteilen erzeugen diese Anlagen Blindleistung aus dem Strom, der in den Leitungen fließt. Statcoms arbeiten schnell, präzise und sparsam. Doch die Bauteile sind empfindlich. Wenn zum Beispiel ein Blitz in eine Leitung einschlägt, müsste sie schnell abgeschaltet werden.

Robuster ist die „Phasenschieber“-Technik. Sie basiert im Prinzip auf einem Elektromotor, der vom Netz angetrieben wird. Auch diese Technologie erzeugt das „Schmieröl“ Blindleistung aus dem Strom, der in den Leitungen fließt. Nur sorgen dafür nicht elektronische Bauteile wie bei den Statcoms, sondern ein Motor. Er macht den Phasenschieber weniger anfällig gegen Kurzschlüsse. Zudem wirkt der Elektromotor, dessen mehrere hundert Tonnen schwerer Anker mit 3.000 Umdrehungen pro Minute rotiert, auch wie ein Speicher, der durch seine rotierende Masse automatisch kleinere Frequenzschwankungen im Stromnetz ausgleichen kann.

Wie gut diese Technologie funktioniert, testeten die Ingenieure von Amprion in Kooperation mit Siemens und RWE Power in Biblis. Als das dortige Kernkraftwerk 2011 als eines der ersten nach Fukushima in Deutschland vom

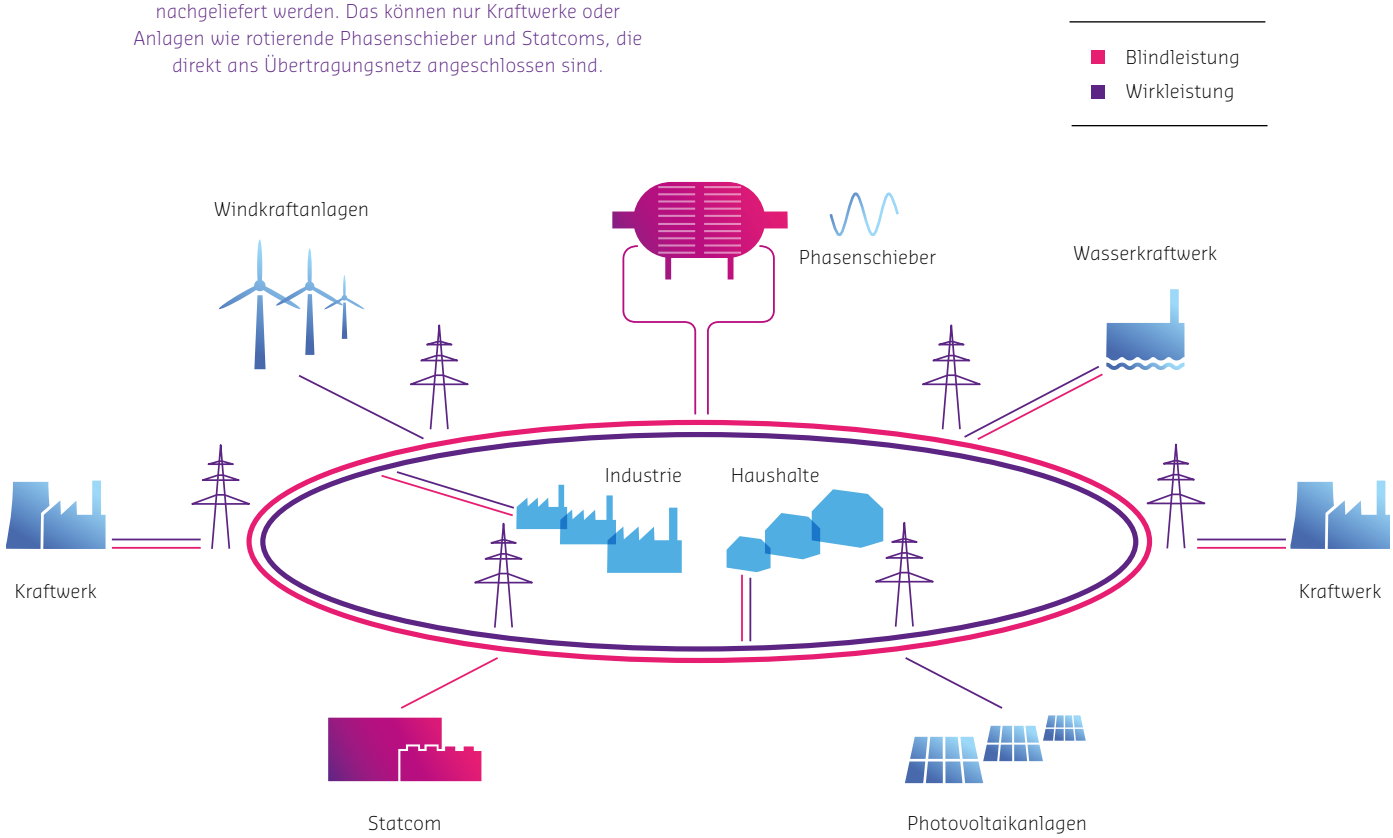
Netz ging, entstand auf einen Schlag ein großes Blindleistungsloch im Netz. Das musste gestopft werden, bevor im Winter der Strombedarf – und damit auch der Blindleistungsbedarf – steigen würde.

In Biblis, stellten die Ingenieure fest, war die schnellste Lösung, einen der Kraftwerksgeneratoren im nichtnuklearen Teil des Kernkraftwerks zu einem Phasenschieber umzubauen. Sie trennten den Generator von der Kraftwerksturbine, versahen ihn unter anderem mit neuen Lagern und einer Startvorrichtung. Ein weltweit einmaliges Projekt. Im Februar 2012 nahm dieser Phasenschieber den Betrieb auf. Bis mindestens 2018 wird er Blindleistung ins Netz einspeisen, ehe er durch andere Technologien ersetzt wird.

Amprion setzt sowohl auf die Statcom- als auch auf die Phasenschieber-Technologie. „Beide haben ihre Berechtigung“, sagt Martin Lösing. Konkret plant Amprion im südlichen Teil des Netzes Statcom-Container – der erste soll 2017 im hessischen Kriftel ans Netz gehen – und neuartige Phasenschieber. Sie funktionieren wie der in Biblis, sind allerdings kleiner. Ihre Wirkung ist jedoch groß. Denn gemeinsam tragen diese Technologien dazu bei, das Stromnetz ein Stück sicherer zu machen.

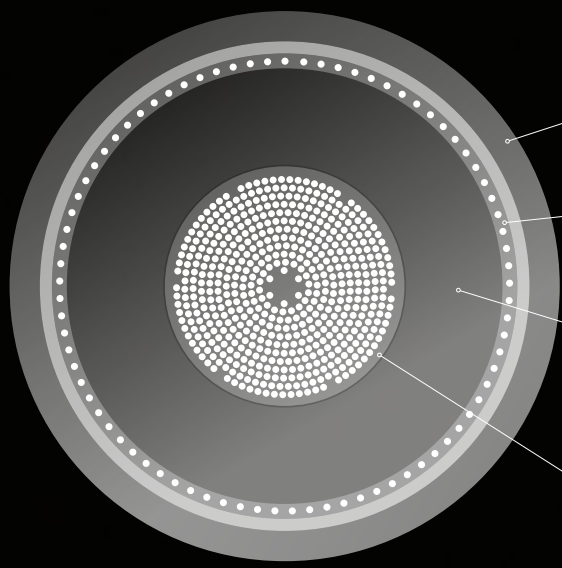
PHASENSCHIEBER

Wenn hohe Leistungen im Netz übertragen werden, verbrauchen die Leitungen Blindleistung. Sie muss quasi nachgeliefert werden. Das können nur Kraftwerke oder Anlagen wie rotierende Phasenschieber und Statcoms, die direkt ans Übertragungsnetz angeschlossen sind.



AB IN DIE ERDE

ERDKABEL IM QUERSCHNITT
Durchmesser 15,5 cm



Kabelmantel
Dient zum Schutz des Kabels, insbesondere vor Feuchtigkeit

Elektrische Schirmung
Besteht aus Kupferdrähten, dient der Steuerung des elektrischen Feldes und der Ableitung von Fehlerströmen

Isolationsschicht
2,7 cm, besteht aus vernetztem Polyethylen (VPE), sorgt für die Isolation der Spannung

Kupferleiter
Durchmesser 6,5 cm, leitet den Strom

Im Münsterland verlegt Amprion erstmals Stromkabel auf einer Spannungsebene von 380 Kilovolt unterirdisch. Viele Bürger hoffen auf die Technologie. Was kann sie realistisch leisten?

FOTOS · **LUTZ KAMPERT · CHRISTIAN NIESSING · FRANK PETERSCHRÖDER**
TEXT · **SÖNKE GÄTHKE**

Die Schwertransporte erreichen Raesfeld im Münsterland meist in den frühen Morgenstunden. Zwei, manchmal drei Lkw hintereinander biegen vor dem Dorf auf eine Seitenstraße zur Amprion-Baustelle ein. 15 Mal sind sie zwischen Oktober und Dezember 2014 unterwegs. Geladen haben sie gewaltige Kabeltrommeln: 55 Tonnen schwer, mehr als vier Meter hoch. Wenn es hell ist, haken Arbeiter die Trommeln in die Ketten eines Spezialkrans, lassen sie vorsichtig auf ein Gestell schwenken. Von dort rollt das armdicke Kabel ab und verschwindet in einem von zwölf Rohren im Boden.

Die Bauarbeiten laufen seit Juni 2014. Auf 3,4 Kilometer Länge haben Arbeiter abschnittsweise Erde abgetragen, Rohre zwei Meter tief verlegt und Erde wieder aufgefüllt. Nur der Mutterboden fehlt noch. Als braunes Band zieht sich die Baustelle im Winter 2014/15 durch die Landschaft, bis zu den Strommasten in der Ferne. 3,6 Gigawatt elektrische Leistung können künftig durch die Erdkabel übertragen werden. Damit könnte man etwa 3,5 Millionen Menschen versorgen.

Amprion leistet dort Pionierarbeit: Erstmals in Deutschland soll Strom unter einer Höchstspannung von 380 Kilovolt nicht durch Freileitungen an Strommasten fließen, sondern durch Kabel direkt in der Erde. Amprion testet die unterirdische Stromtrasse auf einem Teilstück der geplanten Verbindung zwischen Wesel und Meppen.

Die Erwartungen vieler Menschen an die neue Technologie sind groß. Stromnetze ausbauen und gleichzeitig das Landschaftsbild schonen – das fordern Bürgerinitiativen landauf, landab. Doch mit der Erdverkabelung betreten die Netzbetreiber Neuland. In Raesfeld zeigt sich: Schon der Bau hat es in sich. „Technisch und ökologisch stehen wir vor großen Herausforderungen“, sagt Christoph Gehlen, bei Amprion verantwortlich für den Leitungsbau.

So sei die Isolation innerhalb eines Kabels dieser Spannungsebene sehr anspruchsvoll, führt der Ingenieur aus. Bei Freileitungen sorgt dafür die umgebende Luft. Erdkabel sind hingegen viel aufwändiger konstruierte Technologieträger: Jedes Kabel besteht aus Kupferbündeln, die in Kunststoff und Metallschirmen eingeschlossen sind. Hinzu kommen Verbindungsmuffen und Endverschlüsse. Um die große Leistung von 3,6 Gigawatt zu transportieren, sind zudem zwölf Kabelstränge nötig. Sie liegen aus thermischen Gründen auf Abstand und brauchen daher Platz.

Als Amprion 2009 ankündigte, im Münsterland Erdkabel zu verlegen, waren die Bewohner zunächst begeistert. „Im Laufe der Zeit wurden die Meinungen differenzierter“, berichtet Raesfelds Bürgermeister Andreas Grotendorst. „Von der Größe der Baustelle waren wir doch überrascht.“ Sie ist mit 42 Metern fast so breit wie eine Autobahn.

Diese Dimensionen beschäftigen auch die Raesfelder Landwirte. Sie sorgen sich, der Ackerboden rund um die Trasse könne Schaden nehmen. „Der Boden ist unser Kapital. Wir verdienen unser Geld damit“, sagt der Raesfelder Landwirt Bernd Nienhaus. Er vertritt die rund 20 betroffenen Bauern, nimmt auf Einladung von Amprion an den wöchentlichen Baubesprechungen teil.

Die Verkabelung im Höchstspannungsnetz stellt einen erheblichen Eingriff in den Boden dar – diesen gilt es zu

Bis zu 42 Meter breit war die Erdkabel-Baustelle. Besonders aufwendig gestaltete sich die Unterquerung der Bundesstraße 70.

» Unser Pilotprojekt in Raesfeld zeigt, wie aufwendig die Erdverkabelung im Höchstspannungsbereich ist.«

LUDGER MEIER, BEREICHSLEITER BETRIEB UND PROJEKTIERUNG BEI AMPRION

minimieren. Amprion verpflichtete sich, bodenschonend zu arbeiten, und entwickelte dafür ein neues Verfahren: Arbeiter trugen zu Beginn der Bauarbeiten Erdschicht um Erdschicht ab und lagerten sie getrennt voneinander, um sie nach dem Verlegen der Rohre wieder in die alte Reihenfolge zu bringen. Eine Geowissenschaftlerin überwachte die Arbeiten. „Das gibt uns ein gutes Gefühl", sagt Landwirt Bernd Nienhaus. Dazu trägt auch bei, dass Temperatur und Feuchtigkeit der Böden entlang der Trasse gemessen werden. Spezielle Flüssigerde rund um die Stromkabel wird später die Wärme ableiten, die beim Betrieb der unterirdischen Stromverbindungen entsteht. „So sollen die Landwirte ihr Feld nach dem Bau uneingeschränkt bestellen können", sagt Amprion-Projektleiter Ludger Jungnitz.

Bis Frühsommer 2015 will er die Arbeiten in Raesfeld abschließen. Übrig bleiben wird ein gut 20 Meter breiter Schutzstreifen, auf dem die Landwirte zwar normal ackern, aber zum Beispiel keine Bäume pflanzen dürfen. Das ist wichtig, um die Erdkabel zu schützen. Außerdem müssen sie zugänglich bleiben, damit im Notfall Störungen schnell behoben werden können.

Gleichwohl sind Reparaturen von Erdkabeln im Vergleich zu Freileitungen sehr aufwendig. Umso mehr, wenn das zu reparierende Teilstück unter Straßen oder Gewässern liegt. Ludger Meier, Bereichsleiter Betrieb und Projektierung bei Amprion, erläutert: „Wir stellen uns den Herausforderungen der neuen Technologie. Allerdings wissen wir heute noch nicht, ob sie den hohen Anforderungen an die Zuverlässigkeit unseres Übertragungsnetzes gerecht wird."

Die Raesfelder werden das Pilotprojekt weiter aufmerksam beobachten. „Amprion hat beim Bau der Erdkabel das gemacht, was man machen kann", sagt Bürgermeister Grotendorst. „Ob es reicht, wird man sehen." Landwirt Nienhaus fügt hinzu: „Natürlich gab es auch mal Unstimmigkeiten und Auseinandersetzungen, aber am Ende hat man doch immer zueinandergefunden."

„Für ein Pilotprojekt", sagt Amprion-Manager Meier, „verläuft der Bau in Raesfeld sehr gut. Aber es zeigt sich, wie aufwendig Erdverkabelung bei einer Übertragungsleistung von fast vier Gigawatt ist." Unterm Strich sei dort ein Kilometer Erdkabel sechs Mal teurer als ein Kilometer Freileitung. Auch deshalb, sagt er, werde das Kabel nicht zum Königsweg für den Netzausbau. Aber auf geeigneten Teilstrecken sei es eine wichtige Option, um die Akzeptanz vor Ort zu steigern und damit den Netzausbau voranzutreiben.

HÖCHSTLEISTUNG

Die Energiewende bringt einmalige Herausforderungen mit sich. Noch nie wurden so viele Stromleitungen verstärkt oder neu gebaut. Die Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter von Amprion leisten ganze Arbeit, um das Netz zukunftsfähig zu machen.

FOTOS · **ANDREAS FECHNER · NORBERT HÜTTERMANN · MARCUS PIETREK**

» Für die Energiewende wollen wir unser Netz bedarfsgerecht, ressourcenschonend und möglichst einvernehmlich ausbauen. Dafür müssen wir Planer, Techniker, Diplomat und Kommunikator zugleich sein. Mich fasziniert es, die beste Lösung für alle Beteiligten zu finden. «

Dr. Ingo Jürgens plant im Asset Management von Amprion Netzausbau-Projekte.

» In der Personalentwicklung machen wir unsere Kolleginnen und Kollegen fit für die Herausforderungen der Energiewende. Als Dienstleister bieten wir jedem die bestmögliche Qualifizierung an. Eine individuelle Beratung und Lösung – dafür setzen wir uns täglich ein. «

Dr. Christina Wiebusch ist bei Amprion zuständig für die Personal- und Führungskräfteentwicklung.

» Wenn Leitungen gebaut oder gewartet werden, dürfen sie nicht unter Spannung stehen. Für das Freischalten sind meine Kollegen und ich verantwortlich. Auch wenn sich unser Arbeitsaufwand erhöht hat – wir sind jeden Tag mit Umsicht und Begeisterung am Werk. «

Mareike Heming kümmert sich um die Betriebstechnik in Amprion-Umspannanlagen.

» Pro Jahr inspizieren und warten wir Hunderte von Strommasten, wechseln Isolatoren und sind für die Trassenpflege zuständig. Gerade werden in unserer Netzregion die ersten 380.000-Volt-Erdkabel verlegt: Für uns eine ganz neue Technologie, auf die wir uns freuen. «

Jonas-Daniel Glane setzt Strommasten und Stromleitungen im Amprion-Betrieb Nord instand.

» Um die EEG-Umlage zu ermitteln, prognostizieren wir u. a., wie viel Strom aus Wind- und Sonnenenergie produziert wird. Eine komplizierte Aufgabe, für die man viel Erfahrung und Know-how braucht. Wir setzen alles daran, unsere Prognosen stetig zu verbessern. «

Rainer Bause beschäftigt sich in der Amprion-Abteilung „Netzwirtschaft" mit Grundsatzfragen.

AMPRION IM DIALOG 2014

Information, Aufklärung, Beteiligung – darauf setzt Amprion. Dafür gibt es 2014 viele positive Beispiele.

JANUAR

DIALOG ZUM KORRIDOR D

Amprion startet im Januar 2014 den Bürgerdialog über den geplanten Korridor D von Sachsen-Anhalt nach Bayern. Ziel ist es, schon vor der Bundesfachplanung über mögliche Trassenkorridore zu informieren. In Donauwörth und Nürnberg machen Anwohner ihrem Unmut Luft, weil sie sich vor vollendete Tatsachen gestellt fühlen. „Die Intensität der Proteste hat uns überrascht“, sagt Amprion-Geschäftsführer Dr. Hans-Jürgen Brick. „Wir haben seitdem dazugelernt.“

APRIL

MEDIATIONSVERFAHREN FÜR UMSPANNANLAGE

Amprion und die Bürgerinitiative „Menschen unter Strom“ beginnen im April 2014 ein Mediationsverfahren, um einvernehmlich den Ausbau der Umspannanlage Garenfeld bei Hagen zu regeln. Das bundesweit einmalige Verfahren endet nach 17 Treffen im Dezember mit einem Konsens, der „ein Gewinn für alle Beteiligten“ sei, so ein Sprecher der Bürgerinitiative.

SEPTEMBER

„TAG DER OFFENEN BAUSTELLE“ BEI ERDKABELPROJEKT

Amprion öffnet die Erdkabel-Baustelle in Raesfeld im Landkreis Borken am 14. September 2014 für die Öffentlichkeit. Mehr als 2.000 Menschen kommen, besuchen die begleitende Ausstellung und schauen sich die Tiefbauarbeiten an (siehe Seite 46). Neben dem Dialog mit der Öffentlichkeit gehören wöchentliche Besprechungen mit den betroffenen Landwirten ebenfalls zum Alltag auf der Baustelle des Pilotprojekts.

OKTOBER

BÜRGERBETEILIGUNG ONLINE BEI ALEGRO-PLANUNG

Amprion schaltet im Oktober 2014 die Internetseite www.alegrodialog.de frei, um Bürger an der Planung des deutsch-belgischen Netzausbauprojekts ALEGrO zu beteiligen (siehe Seite 16). Zuvor finden in der Region Infomärkte statt. „Wir beschreiten mit der Online-Plattform neue Wege“, sagt Projektkommunikatorin Joëlle Bouillon. „Die Hinweise der Bürger vor Ort sind für uns sehr wertvoll.“

NOVEMBER

KOOPERATION MIT GEMEINDE IM TRASSENFINDUNGSPROZESS

Amprion und die Gemeinde Bissendorf bei Osnabrück laden Bürger im November 2014 gemeinsam zur Diskussion über das Leitungsbau-Projekt Osnabrück–Lüstringen ein. Eine Expertenrunde hat zuvor mögliche Trassenverläufe erarbeitet. Die Kooperationspartner wollen schon vor dem offiziellen Genehmigungsverfahren eine möglichst breit akzeptierte Trassenführung entwickeln.

DEZEMBER

DIALOG ÜBER ULTRANET-KONVERTERSTANDORT

Amprion stellt im Dezember 2014 den bevorzugten Standort für den Konverter der Gleichstromverbindung Ultranet vor. Die Fläche in Kaarst bei Düsseldorf entspricht am besten dem Wunsch der Bürger nach größtmöglicher Entfernung zu Wohnbebauung. Zuvor hatte Amprion gemeinsam mit den betroffenen Kommunen Standortkriterien für den Konverter entwickelt und damit auf Proteste von Bürgern im Rhein-Kreis Neuss reagiert.

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

FOTOS

(sofern nicht im Artikel gekennzeichnet)

Thomas Bauer [S. 40 – 41]
Matthias Haslauer [S. 8 – 9]
Marcus Pietrek [Umschlag, S. 26 – 27]
Plainpicture [S. 11, 46]
Shutterstock [S. 32]
Thinkstock [S. 28]

DRUCK

Eberl Print GmbH

MIX
Papier aus verantwortungsvollen Quellen
FSC® C002727
www.fsc.org

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.

Amprion hat seinen gesetzlichen Auftrag 2014 erfolgreich umgesetzt: Mit unserem Übertragungsnetz haben wir Strom sicher, zuverlässig und effizient zu den 27 Millionen Menschen in unserem Netzgebiet transportiert. Damit das auch künftig so bleibt, haben wir zugleich den Netzausbau konsequent vorangetrieben. An diesen Aufgaben ist unser Unternehmen 2014 gewachsen – quantitativ, aber vor allem qualitativ. Eine Dynamik, die wir beibehalten wollen.

ICON-ERKLÄRUNG

Glossar-Verweis

Internet-Link

INHALT

4
–
Vorwort

6
–
Bericht des Aufsichtsrates

8
–
LAGEBERICHT

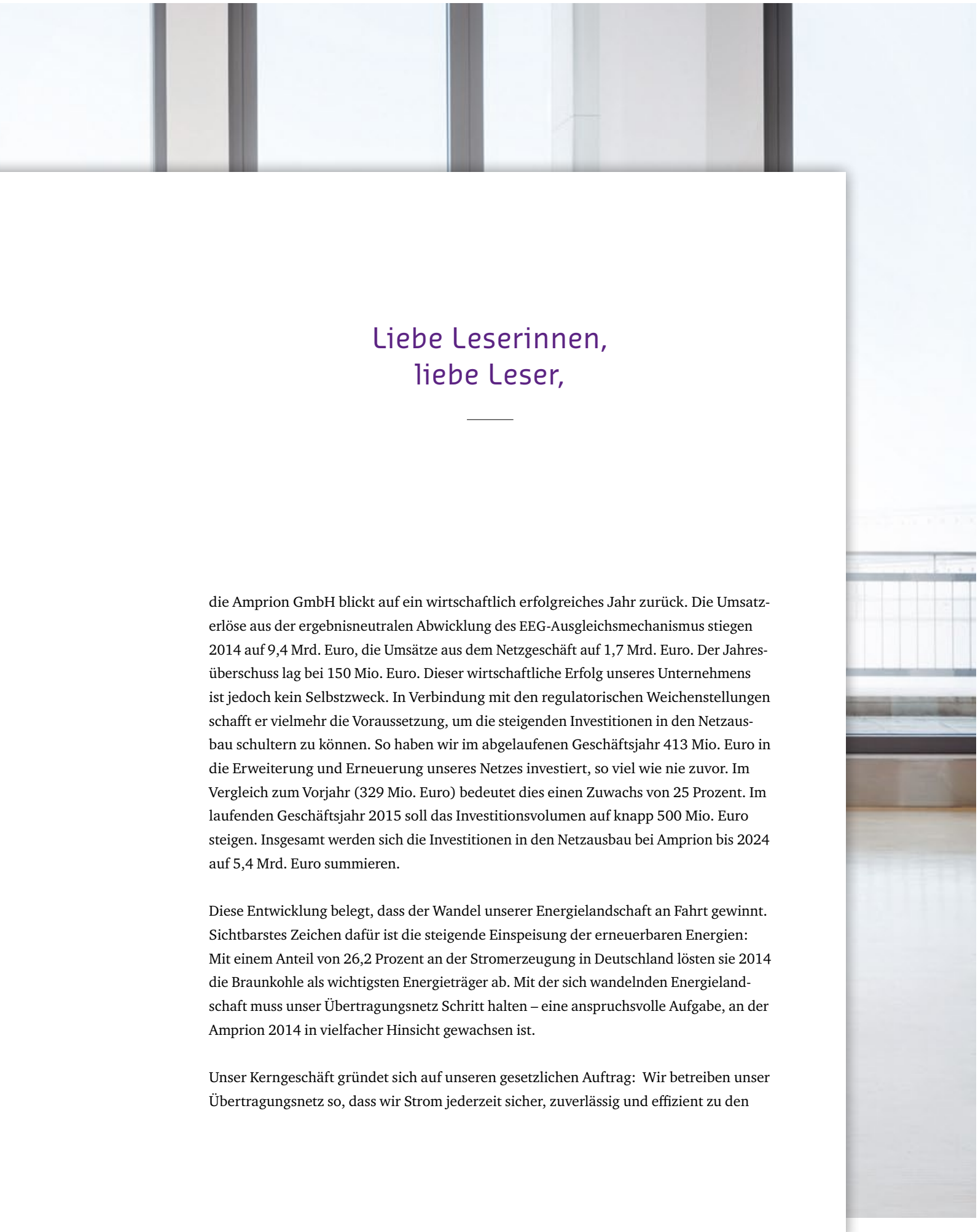
30
–
JAHRESABSCHLUSS

54
–
Glossar

56
–
Impressum

DR. KLAUS KLEINEKORTE
Chief Technical Officer

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

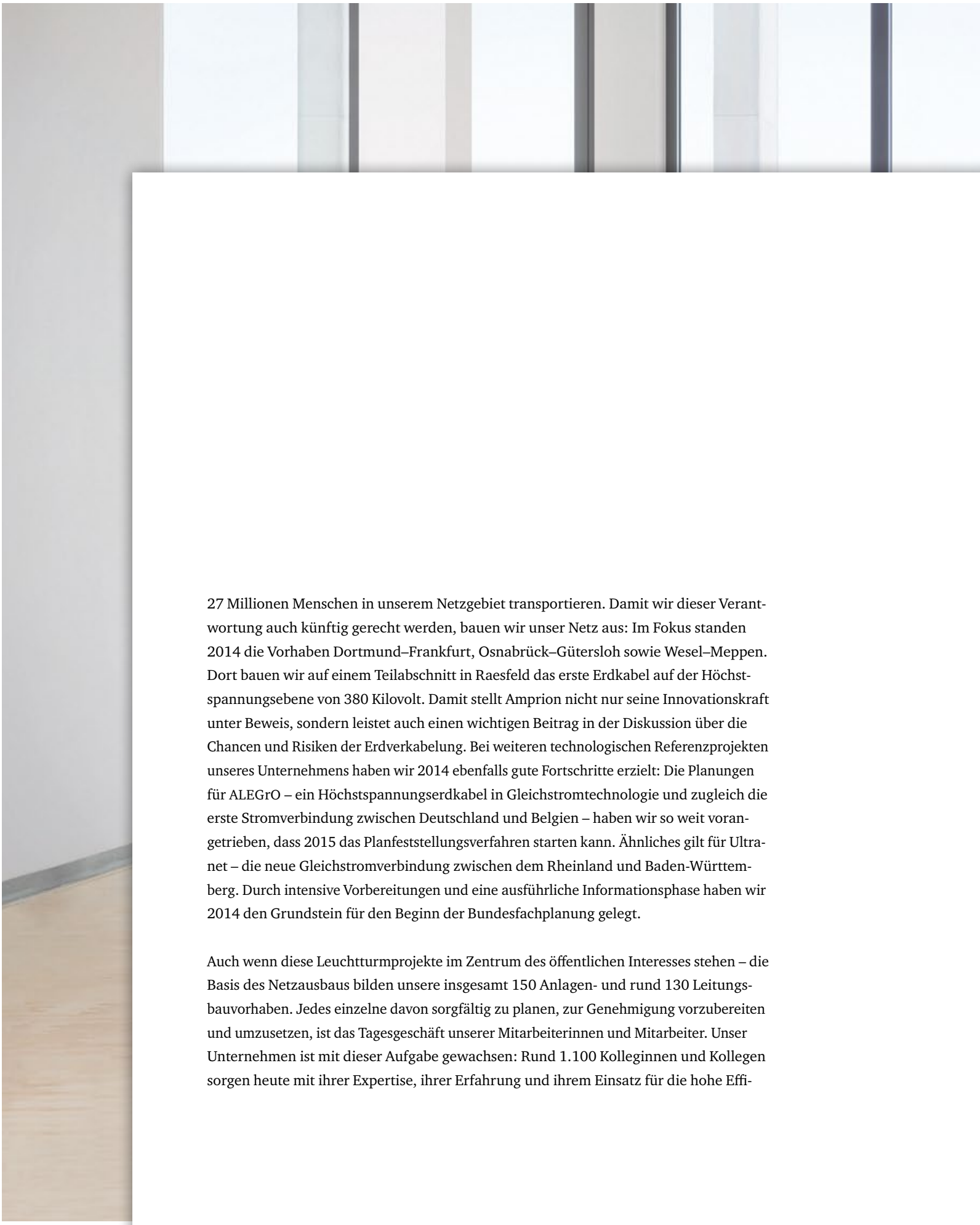


Liebe Leserinnen, liebe Leser,

die Amprion GmbH blickt auf ein wirtschaftlich erfolgreiches Jahr zurück. Die Umsatzerlöse aus der ergebnisneutralen Abwicklung des EEG-Ausgleichsmechanismus stiegen 2014 auf 9,4 Mrd. Euro, die Umsätze aus dem Netzgeschäft auf 1,7 Mrd. Euro. Der Jahresüberschuss lag bei 150 Mio. Euro. Dieser wirtschaftliche Erfolg unseres Unternehmens ist jedoch kein Selbstzweck. In Verbindung mit den regulatorischen Weichenstellungen schafft er vielmehr die Voraussetzung, um die steigenden Investitionen in den Netzausbau schultern zu können. So haben wir im abgelaufenen Geschäftsjahr 413 Mio. Euro in die Erweiterung und Erneuerung unseres Netzes investiert, so viel wie nie zuvor. Im Vergleich zum Vorjahr (329 Mio. Euro) bedeutet dies einen Zuwachs von 25 Prozent. Im laufenden Geschäftsjahr 2015 soll das Investitionsvolumen auf knapp 500 Mio. Euro steigen. Insgesamt werden sich die Investitionen in den Netzausbau bei Amprion bis 2024 auf 5,4 Mrd. Euro summieren.

Diese Entwicklung belegt, dass der Wandel unserer Energielandschaft an Fahrt gewinnt. Sichtbarstes Zeichen dafür ist die steigende Einspeisung der erneuerbaren Energien: Mit einem Anteil von 26,2 Prozent an der Stromerzeugung in Deutschland lösten sie 2014 die Braunkohle als wichtigsten Energieträger ab. Mit der sich wandelnden Energielandschaft muss unser Übertragungsnetz Schritt halten – eine anspruchsvolle Aufgabe, an der Amprion 2014 in vielfacher Hinsicht gewachsen ist.

Unser Kerngeschäft gründet sich auf unseren gesetzlichen Auftrag: Wir betreiben unser Übertragungsnetz so, dass wir Strom jederzeit sicher, zuverlässig und effizient zu den



27 Millionen Menschen in unserem Netzgebiet transportieren. Damit wir dieser Verantwortung auch künftig gerecht werden, bauen wir unser Netz aus: Im Fokus standen 2014 die Vorhaben Dortmund–Frankfurt, Osnabrück–Gütersloh sowie Wesel–Meppen. Dort bauen wir auf einem Teilabschnitt in Raesfeld das erste Erdkabel auf der Höchstspannungsebene von 380 Kilovolt. Damit stellt Amprion nicht nur seine Innovationskraft unter Beweis, sondern leistet auch einen wichtigen Beitrag in der Diskussion über die Chancen und Risiken der Erdverkabelung. Bei weiteren technologischen Referenzprojekten unseres Unternehmens haben wir 2014 ebenfalls gute Fortschritte erzielt: Die Planungen für ALEGrO – ein Höchstspannungserdkabel in Gleichstromtechnologie und zugleich die erste Stromverbindung zwischen Deutschland und Belgien – haben wir so weit vorangetrieben, dass 2015 das Planfeststellungsverfahren starten kann. Ähnliches gilt für Ultranet – die neue Gleichstromverbindung zwischen dem Rheinland und Baden-Württemberg. Durch intensive Vorbereitungen und eine ausführliche Informationsphase haben wir 2014 den Grundstein für den Beginn der Bundesfachplanung gelegt.

Auch wenn diese Leuchtturmprojekte im Zentrum des öffentlichen Interesses stehen – die Basis des Netzausbaus bilden unsere insgesamt 150 Anlagen- und rund 130 Leitungsbauvorhaben. Jedes einzelne davon sorgfältig zu planen, zur Genehmigung vorzubereiten und umzusetzen, ist das Tagesgeschäft unserer Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter. Unser Unternehmen ist mit dieser Aufgabe gewachsen: Rund 1.100 Kolleginnen und Kollegen sorgen heute mit ihrer Expertise, ihrer Erfahrung und ihrem Einsatz für die hohe Effi-

»Der wirtschaftliche Erfolg unseres Unternehmens schafft in Verbindung mit den regulatorischen Weichenstellungen die Voraussetzung, um die Investitionen in den Netzausbau schultern zu können.«

zienz und wirtschaftliche Solidität unseres Unternehmens. Dafür steht der von der Bundesnetzagentur durchgeführte Benchmarking-Prozess, der Amprion eine überdurchschnittliche Effizienz bescheinigte. Und dafür steht ebenso unser stabiles Rating von „A3“ bzw. „A–“ durch die Ratingagenturen Moody’s und Fitch.

Amprion wächst an seinen Aufgaben jedoch nicht nur quantitativ, sondern auch qualitativ. Wir entwickeln unser Know-how nicht nur durch besondere Innovationsprojekte wie Ultranet oder ALEGrO stetig weiter, sondern wir lernen täglich aus dem intensiven Dialog mit den Bürgerinnen und Bürgern. Wir wollen noch besser erklären, warum der Netzausbau der volkswirtschaftlich nachhaltigste Weg zu einer zuverlässigen, sauberen und bezahlbaren Stromversorgung ist. Und wir wollen mit den Menschen vor Ort offen und transparent nach den besten Lösungen für konkrete Ausbauvorhaben suchen. Mit diesem Ziel hat Amprion allein im vergangenen Geschäftsjahr über 370 Veranstaltungen durchgeführt und neue Dialogformate erfolgreich eingeführt wie etwa das Mediationsverfahren in Garenfeld.

»Wir entwickeln unser Know-how durch Innovationsprojekte wie Ultranet oder ALEGrO weiter und lernen aus dem intensiven Dialog mit den Bürgerinnen und Bürgern.«

Dass unsere Rückschau so positiv ausfällt, ist vor allem das Verdienst unserer Belegschaft. Ihr großes Engagement und Know-how haben die Grundlage geschaffen, dass sich Amprion 2014 so gut entwickelt hat. Dafür danken wir all unseren Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern sehr herzlich!

Die Dynamik des vergangenen Geschäftsjahres wollen wir auch 2015 beibehalten. Wir setzen alles daran, im Dialog mit unseren Stakeholdern neue Lösungen für den Aufbruch in die Energiewelt von morgen zu entwickeln. Denn so verstehen wir bei Amprion unsere unternehmerische Verantwortung und unseren gesetzlichen Auftrag.

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 2014 stand für Amprion einerseits ganz im Zeichen der Energiewende sowie der damit verbundenen Herausforderungen. Andererseits war regulatorisch der Erhalt des Bescheides über die neue Erlösobergrenze für die zweite Regulierungsperiode durch die Bundesnetzagentur maßgeblich für die wirtschaftliche Entwicklung des Unternehmens. Wegweisend für die zukünftige Entwicklung der Übertragungsnetze in Europa war auch der Abschluss einer Kooperationsvereinbarung mit dem französischen Übertragungsnetzbetreiber RTE.

Der Aufsichtsrat hat im Geschäftsjahr 2014 die ihm nach Gesetz und Gesellschaftsvertrag obliegenden Aufgaben erfüllt und dabei insbesondere seine Überwachungs- und Beratungsfunktion gegenüber der Geschäftsführung wahrgenommen. Hierzu hat er sich von den Geschäftsführern schriftlich und mündlich über den Gang der Geschäfte, über grundsätzliche Fragen der Geschäftspolitik sowie über die Lage und Entwicklung der Gesellschaft unterrichten lassen, bedeutsame Geschäftsvorfälle mit der Geschäftsführung eingehend beraten und die erforderlichen Entscheidungen getroffen. Der Aufsichtsratsvorsitzende hat darüber hinaus auch außerhalb der Sitzung des Aufsichtsrats in Gesprächen mit den Geschäftsführern wichtige Einzelvorgänge beraten und Fragen der Unternehmensstrategie und der Geschäftspolitik in Vorbereitung der Gremiensitzungen erörtert. Zudem 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 2015 intensiv beraten und beschlossen. Weiterhin wurde die langfristige Investitionsplanung bis 2024 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. Schließlich wurde über den Neubau eines Verwaltungsgebäudes in Dortmund beraten.

Der durch Beschluss der Gesellschafter vom 8. April 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 2014 unter Einbeziehung der Buchführung geprüft und mit dem uneingeschränkten Bestätigungsvermerk versehen.

Der Bericht des Abschlussprüfers, der Jahresabschluss und der Lagebericht sind den Mitgliedern des Aufsichtsrats rechtzeitig vor der Aufsichtsratssitzung am 14. April 2015 ausgehändigt und in der Sitzung umfassend erörtert worden. Der Abschlussprüfer hat an den Beratungen des Aufsichtsrats teilgenommen und über die wesentlichen Ergebnisse seiner Prüfung berichtet. Außerdem stand er für ergänzende Auskünfte zur Verfügung. Der Aufsichtsrat hat dem Ergebnis der Prüfung zugestimmt. Er hat seinerseits den von der Geschäftsführung aufgestellten Jahresabschluss und Lagebericht geprüft. Nach dem abschließenden Ergebnis seiner Prüfung sind Einwendungen nicht zu erheben. Der Aufsichtsrat hat den Lagebericht und den Jahresabschluss für das Geschäftsjahr 2014 gebilligt; der Jahresabschluss ist damit festgestellt.

Im Geschäftsjahr 2014 erfolgten folgende personelle Veränderungen im Aufsichtsrat:

Das Aufsichtsratsmitglied Herr Hartmut Schauerte hat sein Mandat mit Wirkung zum 8. April 2014 niedergelegt. Mit Gesellschafterbeschluss vom 8. April 2014 wurde Herr Fred Riedel, Wirtschaftsprüfer, Steuerberater, mit Wirkung zum 8. April 2014 zum Mitglied des Aufsichtsrats der Amprion GmbH gewählt.

Das Mandat der für die Arbeitnehmerseite bestellten Aufsichtsratsmitglieder Herr Hubert Fester, Herr Pino Stumpp und Herr Peter Thomas endete mit Bekanntgabe der Ergebnisse aus der Wahl der Arbeitnehmervertreter nach dem Drittelbeteiligungsgesetz (DrittelbG). Mit Wahl vom 26. November 2014 nach dem DrittelbG wurden Frau Natalie Kornowski, Herr Detlef Börger-Reichert und Herr Malte Glasneck Mitglieder des Aufsichtsrats.

Der Aufsichtsrat spricht der Geschäftsführung sowie allen Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern der Amprion GmbH für ihre im Geschäftsjahr 2014 geleistete Arbeit Dank und Anerkennung aus.

Dortmund, 14. April 2015

PROF. HEINZ-WERNER UFER
Vorsitzender des Aufsichtsrates

LAGEBERICHT

DER AMPRION GMBH
FÜR DAS GESCHÄFTSJAHR 2014

10
–
Grundlagen des Unternehmens

12
–
Wirtschaftsbericht

18
–
Wirtschaftliche Lage

24
–
Nachtragsbericht

25
–
Prognose-, Chancen- und Risikobericht

Grundlagen des Unternehmens

Geschäftstätigkeit des Unternehmens

Die Amprion GmbH mit Hauptsitz in Dortmund ist ein Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) mit rund 1.100 Mitarbeitern. In seiner Regelzone ist das Unternehmen für die Netze mit den Spannungsebenen 380/220 kV zuständig, deren Systemführung am Standort Brauweiler/Pulheim wahrgenommen wird. Die zentrale Aufgabe der Gesellschaft ist es, jederzeit Strom entsprechend den Anforderungen des Marktes sicher zu übertragen. Mit rund 11.000 km Länge und 168 Schalt- und **Umspannanlagen** zwischen Niedersachsen und der Grenze zur Schweiz und zu Österreich besitzt Amprion das längste Höchstspannungsnetz in Deutschland. Es verbindet die Kraftwerke mit den Verbrauchsschwerpunkten und ist wichtiger Bestandteil des Übertragungsnetzes in Deutschland und Europa. Industriekunden, Weiterverteilern, Stromhändlern und Erzeugern stellt das Unternehmen sein Höchstspannungsnetz über derzeit 1.099 Einspeise- und Entnahmestellen zu marktgerechten Preisen zur Verfügung.

S. 55

Amprion überwacht den sicheren Transport von Strom innerhalb des 380/220-kV-Netzes. Damit in der Regelzone ein stabiles Stromnetz gewährleistet ist, stellt der ÜNB jederzeit das Gleichgewicht zwischen Stromverbrauch und Stromerzeugung sicher. Die erforderlichen Systemdienstleistungen (Primärregelung, Sekundärregelung und Minutenreserve) sowie auch die benötigte Verlustenergie werden über transparente und verordnungskonforme Ausschreibungen beschafft. Die Regelenergie wird im Verbund aller vier deutschen ÜNB gemeinsam auf einer übergreifenden Internetplattform ausgeschrieben. Dabei koordiniert Amprion die Austauschprogramme und die anschließende Mengenbilanzierung sowohl für das gesamte Übertragungsnetz in Deutschland als auch 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 zwischen Nord und Süd sowie zwischen Ost und West. Amprion stellt die Übertragungsnetzkapazitäten an den Kuppelleitungen zu den Ländern Frankreich, Niederlande und 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.

Forschung und Entwicklung

Ziele im Bereich der Forschung und Entwicklung von Amprion sind die Erhöhung der Leistungsfähigkeit und Sicherheit des Netzes sowie dessen Effizienzsteigerung. Ein Beispiel zur Erhöhung der Leistungsfähigkeit ist die Auslastung von **Freileitungen** abhängig von der Umgebungstemperatur und den lokalen Wetterbedingungen. Die Belastungsgrenze von Freileitungen wird durch den maximalen Seildurchhang aufgrund thermischer Ausdehnung der Seile bestimmt. Bei niedrigeren Umgebungstemperaturen oder höheren Windgeschwindigkeiten können größere Strombelastbarkeiten realisiert werden. Somit kann, mit Ausnahme von windstillen Hochsommertagen, eine tatsächlich höhere nutzbare Transportkapazität bereitgestellt werden. Amprion entwickelt ein System, bei dem auf ausgewählten Freileitungsmasten Wettermessstationen aufgebaut werden, um die Messwerte online an eine Zentrale zu übertragen und den maximalen Belastungsstrom zu bestimmen. Dadurch kann zukünftig in Abhängigkeit von der jeweiligen Wettersituation für ausgewählte Stromkreise eine maximal zulässige Übertragungskapazität ermittelt werden.

S. 55

Wirtschaftsbericht

Politisches und energierechtliches Umfeld

Die Europäische Kommission hat das **EEG** 2012 am 25. November 2014 im Rahmen des Beihilfehauptprüfverfahrens in weiten Teilen genehmigt. Insbesondere wurde das Fördersystem als solches für mit dem EU-Beihilferecht vereinbar erklärt. Auch die Ausnahmen von der EEG-Umlagepflicht für stromintensive Kunden nach dem EEG 2012 wurden größtenteils von der Europäischen Kommission genehmigt. Für einen kleineren Teil der Ausnahmen, die für die Jahre 2013 und 2014 gewährt wurden, wurde jedoch die Genehmigung versagt. Dies bedeutet in der Praxis, dass für die betreffenden Unternehmen die privilegierenden BAFA-Bescheide zurückgenommen und mit teilweise geändertem Inhalt neu ausgestellt werden mussten.

S. 54

Am 27. Juni 2014 hat der Bundestag das Gesetz zur Reform des EEG verabschiedet. Während die Zustimmung im Bundesrat am 11. Juli 2014 erfolgte, hat die Europäische Kommission ihre notwendige Zustimmung zum EEG 2014 nach einer beihilferechtlichen Prüfung am 23. Juli 2014 erteilt, so dass die Reform am 1. August 2014 in Kraft getreten ist.

Im Zuge der EEG-Novelle wurden auch noch weitere Gesetze und Verordnungen eingeführt oder novelliert:

So besteht nunmehr durch die Anlagenregisterverordnung ein zentrales verpflichtendes Melderegister für alle Neuanlagen des EEG. Dieses Register soll perspektivisch auch um alle bereits zum Zeitpunkt des Inkrafttretens des EEG 2014 in Betrieb befindlichen Bestandsanlagen erweitert werden.

Weiterhin sind Regelungen zur Erdverkabelung auf Gleichstromtrassen im Bundesbedarfsplangesetz (**BBPlG**) geschaffen worden. Damit ist nunmehr die gesetzliche Option einer Erdverkabelung außerhalb der im Energieleitungsausbaugesetz (**EnLAG**) genannten Leitungen und der bisherigen zwei Pilotprojekte im BBPlG für alle Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitungen gegeben. Die Genehmigungsbehörde kann dabei unter bestimmten Voraussetzungen eine Erdverkabelung bei Annäherung an die Wohnbebauung auf technisch und wirtschaftlich effizienten Teilabschnitten verlangen. Die neue Regelung gilt jedoch nicht, soweit das Vorhaben in der Trasse einer bestehenden oder bereits zugelassenen Hoch- oder Höchstspannungsfreileitung errichtet oder geändert werden soll.

S. 54

S. 54

Ergänzend wird derzeit der Referentenentwurf zur Änderung der **AusglMechV** und der AusglMechAV konsultiert. Hierdurch soll u. a. die Abwicklung der EEG-Umlage für den Eigenverbrauch nach § 61 EEG 2014 durch die Verteilnetzbetreiber stattfinden, die Transparenzvorschriften für die EEG-Umlage weiter verbessert und inhaltlich sowie zeitlich gebündelt werden.

S. 54

Geschäftsverlauf

Netzgeschäft

S. 54/55

Die Netzentgelte werden nach den Vorgaben des **EnWG**, der **ARegV** und der StromNEV kalkuliert. Die Erlösobergrenze sowie die Netzentgelte werden seit dem 1. Januar 2009 im Wege der Anreizregulierung bestimmt. Die Festlegung der Erlösobergrenze für die 2. Regulierungsperiode auf Basis der Kosten des Jahres 2011 (Basisjahr) ist mit Beschluss vom 3. Juli 2014 durch die Bundesnetzagentur (**BNetzA**) erfolgt. Amprion kann gemäß §§ 4 Abs. 3 i. V. m. 34 Abs. 1 ARegV eine Anpassung der Erlösobergrenze und damit in der Konsequenz auch eine Anpassung der Netzentgelte jeweils zum 1. Januar eines Kalenderjahres vornehmen. Anpassungen können nur bei einer Änderung der sogenannten dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten durch den Netzbetreiber vorgenommen werden, wobei die BNetzA über diese Anpassungen entsprechend zu informieren ist. Seit Beginn der Anreizregulierung werden Mehr- oder Mindererlöse gemäß § 5 ARegV auf dem Regulierungskonto erfasst, wodurch die maßgebliche Erlösobergrenze in der Regel erst in der folgenden Regulierungsperiode verändert wird.

S. 54

Zum 1. Januar 2014 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 nur geringfügig von +0,1 % bis zu –4,5 %. Kostensteigerungen aufgrund der Weitergabe von Kapitalkosten aus genehmigten Investitionsmaßnahmen und Kosten für die Netzanbindung von Offshore-Windanlagen im Jahr 2014 (Plankosten t–0) konnten durch Entfall der im Jahr 2013 letztmals berücksichtigten Kosten mit einem zweijährigen Zeitversatz (Istkosten t–2) kompensiert werden.

Bei den Kunden von Amprion handelt es sich um direkt an das 380/220-kV-Netz angeschlossene Industrieunternehmen, Verteilernetzbetreiber sowie Kraftwerke. Der Kundenanschluss erfolgt teilweise über singulär genutzte bzw. gepachtete Betriebsmittel in der 110-kV-Spannungsebene. Die Absatz- und Erlösstruktur wird wesentlich durch die großen Verteilernetzbetreiber geprägt, von denen Amprion rund 85 % seiner Netzentgelte erhält. Etwa 9 % der Netzentgelte stammen von der Chemie-, Stahl- und Aluminiumindustrie. Die restlichen Netzentgelte resultieren aus dem Eigenbedarf der im Übertragungsnetz angeschlossenen Kraftwerke.

Kostenprüfung für die 2. Regulierungsperiode

Gemäß § 6 Abs. 1 **ARegV** ermittelt die **BNetzA** das Ausgangsniveau für die Bestimmung der Erlösobergrenzen für die 2. Regulierungsperiode von 2014 bis 2018 auf Basis einer Kostenprüfung nach den Vorschriften der StromNEV. Die Kostenprüfung erfolgt auf Grundlage der Daten des Geschäftsjahres 2011, in die neben den aufwandsgleichen Kosten nach § 5 StromNEV auch die kalkulatorischen Kosten (Abschreibungen, Eigenkapitalzinsen, Steuern) nach §§ 6 – 8 StromNEV unter Abzug der kostenmindernden Erlöse und Erträge nach § 9 StromNEV einfließen. Die erforderlichen Daten und Unterlagen wurden zum 30. Juni 2012 an die BNetzA versandt. Amprion hat im November 2013 eine Anhörung zu einem vorläufigen Kostenbescheid von der BNetzA erhalten, in dem 93 % der beantragten Kosten anerkannt wurden. Mit Kostenbescheid vom 3. Juli 2014 wurde die Kostenkürzung von 7 % durch die BNetzA bestätigt. Damit sind die Kostenprüfung und der Benchmarkingprozess für die 2. Regulierungsperiode abgeschlossen.

S. 54

Internationaler Benchmark

Das von den europäischen Regulatoren unter Leitung der BNetzA durchgeführte Projekt „Internationaler Benchmark“ zur Bestimmung eines Effizienzwertes aus dem Vergleich europäischer ÜNB hat für Amprion einen Effizienzwert von 100 % ermittelt. Im Benchmarkingprozess wurde Amprion als übereffizient identifiziert. Der Effizienzwert wurde somit von der BNetzA auf 100 % gesetzt und im Kostenbescheid bestätigt.

EEG-Abwicklung

Seit dem 1. Januar 2010 erfolgt der **EEG**-Ausgleichsmechanismus auf Basis der **AusglMechV** und der AusglMechAV. Die außerhalb der Direktvermarktung eingespeisten EEG-Mengen werden von den ÜNB an der Strombörse vermarktet und die Differenz aus den Stromerlösen und den Aufwendungen für die EEG-Einspeisemengen über die EEG-Umlage an die Energieversorgungsunternehmen weitergegeben. Der EEG-Prozess ist grundsätzlich für die ÜNB ergebnisneutral.

S. 54

Am 15. Oktober 2014 wurde die EEG-Umlage für 2015 fristgerecht veröffentlicht. Demnach kam es zu einem leichten Rückgang der EEG-Umlage um rund 1 % von 6,24 ct/kWh auf 6,17 ct/kWh. Hauptgründe hierfür waren der nur moderat prognostizierte weitere Ausbau von erneuerbaren Energien und der positive EEG-Kontostand zum 30. September 2014. Es wurde die bundesweite maximal zulässige Liquiditätsreserve in Höhe von 2.136,0 Mio. € (entspricht 10 % der Deckungslücke) in die EEG-Umlage eingerechnet. Sowohl die für die Berechnung der EEG-Umlage zugrunde zu legenden EEG-Einspeise- und Letztverbrauchsprognosen als auch die Deckungslücke und die Liquiditätsreserve sind mit der BNetzA abgestimmt.

Abschaltbare Lasten

Im Februar und April 2014 wurden erste operative Einsätze der abschaltbaren Lasten durchgeführt. Das Kontrahierungsvolumen von deutschlandweit bis zu 3.000 MW wurde zwar nicht vollständig ausgeschöpft, jedoch konnte für Lasten in Höhe von 979 MW eine prinzipielle Eignung durch das Präqualifikationsverfahren bescheinigt werden. Auf die Regelzone Amprion entfielen 715 MW Abschaltleistung.

Freiwillige Selbstverpflichtungen Systemdienstleistungen

S. 54

Die Freiwilligen Selbstverpflichtungen (FSV) für Regelleistung, Netzverluste und Redispatch für die 2. Regulierungsperiode wurden mit Beschluss der **BNetzA** vom 1. Oktober 2014 als wirksam verfahrensreguliert festgelegt. Die Kosten für die Beschaffung dieser Systemdienstleistungen gelten somit als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten und können mit Plankosten in der Erlösobergrenze angesetzt werden.

In der FSV Regelleistung werden für die Plankosten die durchschnittlichen Mengen und Preise aus dem Zeitraum September (t–2) bis August (t–1) angesetzt. In der Abrechnung im Folgejahr wird ein Bonus bzw. Malus für die ÜNB ermittelt, wobei diese nur gegenüber der tatsächlich beschafften Menge gespiegelt werden. Lediglich 25 % der erzielten Kostenersparnisse oder -erhöhungen beeinflussen bis zu einer absoluten Obergrenze das Ergebnis von Amprion. Da die Preisentwicklung aufgrund der von der BNetzA festgelegten Ausschreibungsbedingungen nicht zu beeinflussen ist, wird der Preiseffekt bei der Bestimmung des Bonus bzw. Malus ausgeblendet.

Die FSV Netzverluste teilt die 2. Regulierungsperiode in zwei Zeitbereiche auf. Die Aufwendungen für 2014 wurden mit Plankosten in der Erlösobergrenze angesetzt. Die Differenz aus Istkosten und Plankosten wird vollständig in der Erlösobergrenze im Jahr t+2 berücksichtigt. Die Preise für die Beschaffung der Mengen in den Jahren 2015 bis 2018 werden aufgrund von Basiswerten festgelegt. Sofern Amprion die Verlustenergiemengen zu geringeren Preisen als den festgelegten Basiswerten beschaffen kann, erzielt Amprion einen Bonus, anderenfalls einen Malus. Mengenabweichungen sind hiervon unberührt.

In der FSV Redispatch werden die Aufwendungen mit Plankosten in der Erlösobergrenze angesetzt. Die Differenz aus Istkosten und Plankosten zuzüglich Verzinsung wird vollständig in der Erlösobergrenze im Jahr t+2 berücksichtigt.

Reservekraftwerke

Mit Feststellung vom 2. Mai 2014 hat die **BNetzA** die Kraftwerksreservebedarfe für zukünftige Winterperioden auf Basis von Bedarfsanalysen der ÜNB öffentlich ausgewiesen. Im kommenden Winterhalbjahr 2014/2015 werden Reservekraftwerke mit einer Erzeugungsleistung in Höhe von 3.091 MW benötigt. Hiervon sind 350 MW in der Regelzone von Amprion installiert. Diese sind über Interessenbekundungsverfahren (IBV) zu decken, die bereits im Dezember 2013 und Mai 2014 gestartet wurden. Für die IBVs wurden ausreichend Angebote zur Bedarfsdeckung abgegeben und entsprechende Kontrahierungsvorschläge der BNetzA unterbreitet. Basierend auf der Entscheidung der BNetzA wurden Vertragsverhandlungen gestartet und abgeschlossen, so dass eine Erzeugungsleistung in Höhe von 3.027 MW gesichert werden konnte. Die durch den Einsatz der Reservekraftwerke entstehenden Kosten können aufgrund der am 24. Februar 2014 durch die BNetzA beschlossenen FSV als Plankosten in der Erlösobergrenze berücksichtigt werden.

S. 54

Mit Schreiben vom 26. September 2014 hat die BNetzA einen zusätzlichen Kraftwerksreservebedarf in Höhe von 545 MW für das Winterhalbjahr 2014/2015 festgestellt. Grund hierfür ist der geplante Streckbetrieb des Kernkraftwerks Grafenrheinfeld, in dem die maximale Erzeugungsleistung kontinuierlich bis zur endgültigen Stilllegung am 31. Mai 2015 reduziert wird. Durch diese fehlende Erzeugungsleistung in Süddeutschland entsteht ein zusätzlicher Netzreservebedarf, der ebenso kontrahiert worden ist. Die gemäß Reservekraftwerksverordnung abzuschließende FSV zur Deckung der Kosten befindet sich derzeit in Abstimmung mit der BNetzA.

Systemführung

Das Winterhalbjahr 2013/2014 war geprägt durch moderate Temperaturen. Wetterlagen mit extrem hoher Windeinspeisung bei gleichzeitig sehr hoher Last waren nicht zu verzeichnen. Wesentliche außerplanmäßige Nichtverfügbarkeiten von Kraftwerken traten ebenfalls nicht auf. Somit lag keine Situation vor, in der die Reservekraftwerke zum Einsatz kamen. Im Dezember 2014 wurde von den vier deutschen ÜNB auf Basis von Netzsicherheitsprognosen jedoch die Notwendigkeit des Einsatzes von Reservekraftwerken an zwei Tagen festgestellt. Hierzu wurden erstmals das Reservekraftwerk KMW 2 (Kraftwerke Mainz Wiesbaden) in der Regelzone von Amprion sowie weitere Reservekraftwerke in den Netzgebieten von TenneT TSO GmbH und TransnetBW GmbH sowie in Österreich und Italien mit einer Leistung von insgesamt bis zu 1.164 MW angefahren. Aufgrund der sich weiterhin ändernden Erzeugungslandschaft mit zunehmend lastferner Erzeugung bleibt die Situation für die Übertragungsnetze weiterhin angespannt.

Personal

Im Geschäftsjahr wurde der Personalaufbau kontinuierlich fortgesetzt. Die Anzahl der beschäftigten Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter stieg im Vergleich zum Vorjahr um 11,8 % von 961 FTE (Full Time Equivalent) auf 1.075 FTE. Darüber hinaus haben zwölf Auszubildende in kaufmännischen und technischen Berufen ihre Ausbildung begonnen. Insgesamt absolvieren derzeit 35 Auszubildende ihre Ausbildung bei Amprion. In 2014 haben zehn Auszubildende ihre Ausbildung erfolgreich beendet. Allen Ausgebildeten wurde ein Übernahmeangebot unterbreitet, welches in acht Fällen angenommen wurde. Damit leistet die Gesellschaft Vorsorge zur Deckung des zukünftigen Personalbedarfs und kommt ihrer sozialen Verpflichtung gegenüber jungen Menschen nach. Ausgehend von prozessbezogenen Aufgabenzuwächsen wurde der in 2013 auf Basis einer prozessbasierten Stellenplanung ermittelte Personalbedarf für 2015 im Geschäftsjahr auf 1.130 FTE aktualisiert.

Die Belegschaft von Amprion ist gekennzeichnet durch eine lange Berufserfahrung und große Bindung zum Unternehmen. Dieses wird deutlich an einer durchschnittlichen Betriebszugehörigkeit von rund 16 Jahren und einer geringen Fluktuationsrate von 0,7 %.

Das 2011 eingeführte Programm der Mitarbeiterkapitalbeteiligung durch die Ausgabe von Genussrechten wurde fortgeführt. Die Beteiligungsquote von rund 81 % lag auf Vorjahresniveau. Dies spiegelt weiterhin das hohe Vertrauen der Belegschaft in das Unternehmen wider.

Wirtschaftliche Lage

Ertragslage

IN MIO. €	01.01.–31.12.2014	01.01.–31.12.2013	VERÄNDERUNG
Umsatzerlöse und Erträge	11.322,2	10.817,2	505,0
Operative Aufwendungen	–11.023,7	–10.478,2	–545,5
Betriebsergebnis	**298,5**	**339,0**	**–40,5**
Finanzergebnis	–29,2	–42,1	12,9
Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit	**269,3**	**296,9**	**–27,6**
Steuerergebnis	–118,9	–92,5	–26,4
Jahresüberschuss	**150,4**	**204,4**	**–54,0**

Die Umsatzerlöse sind um 5 % gestiegen und liegen somit auf dem im Lagebericht des Vorjahres erwarteten Niveau. Es wurden Umsatzerlöse in Höhe von 11.241,2 Mio. € (Vorjahr: 10.675,3 Mio. €) erzielt, die im Wesentlichen die ergebnisneutrale Abwicklung des **EEG**-Ausgleichsmechanismus in Höhe von 9.360,6 Mio. € (Vorjahr: 8.834,5 Mio. €) betreffen. Ursache für den Anstieg der EEG-Erlöse in Höhe von 526,1 Mio. € ist die höhere EEG-Umlage in 2014. Die Umsatzerlöse aus dem Netzgeschäft betragen 1.741,4 Mio. € (Vorjahr: 1.645,3 Mio. €). Der Anstieg der Netzerlöse in Höhe von 96,1 Mio. € beruht auf höheren Erlösen aus der Weitergabe der Anbindungskosten für Offshore-Windanlagen und weiter gestiegenen Erlösen aus KWK-Aufschlägen. Gegenläufig wirken geringere Erlöse aus dem Aufschlag nach § 19 StromNEV. Diesen Aufschlägen stehen Aufwendungen in gleicher Höhe gegenüber.

S. 54

Ursächlich für den Rückgang des Betriebsergebnisses um 40,5 Mio. € ist im Wesentlichen der systembedingte Entfall der Kapitalkosten für Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen mit zweijährigem Zeitversatz (t–2). Die in den Netzentgelten berücksichtigten Kapitalkosten wurden im Geschäftsjahr nur noch mit den Plankosten (t–0) angesetzt.

Die Verbesserung im Finanzergebnis in Höhe von 12,9 Mio. € resultiert im Wesentlichen aus dem Entfall der im Vorjahr angefallenen Abschluss- und Bereitstellungsgebühren für die Ausweitung der EEG-Kreditlinie.

Das Steuerergebnis beinhaltet Aufwendungen für Ertragssteuern des laufenden Geschäftsjahres, latente Steuern sowie Vorsorgen für noch nicht endgültig abgeschlossene Besteuerungszeiträume.

Infolge der vorgenannten Effekte ist ein Rückgang des Jahresüberschusses um 26 % auf 150,4 Mio. € zu verzeichnen; dieser entspricht dem im Lagebericht 2013 prognostizierten Niveau.

Finanzlage

IN MIO. €	01.01.–31.12.2014	01.01.–31.12.2013	VERÄNDERUNG
Cashflow aus laufender Geschäftstätigkeit	1.341,8	1.494,8	–153,0
Cashflow aus der Investitionstätigkeit	–647,9	–275,5	–372,4
Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit	–208,7	–881,0	672,3
Veränderung des Finanzmittelfonds	**485,2**	**338,3**	**146,9**
Finanzmittelfonds am Ende der Periode	906,9	421,7	485,2

S. 54

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

Der Cashflow aus der Investitionstätigkeit ist durch die Investitionen in das Übertragungsnetz geprägt, die um 26 % gestiegen sind. Zusätzlich führte der Kauf von Wertpapieren des Umlaufvermögens in Höhe von 240,0 Mio. € zu einem größeren Mittelabfluss. Diese Wertpapiere sind zur Deckung zukünftiger Belastungen aus dem EEG-Ausgleichsmechanismus gebunden.

Der Anstieg des Cashflows aus der Finanzierungstätigkeit ergibt sich im Wesentlichen aus der Veränderung des EEG-Bankkontos in Höhe von 146,1 Mio. €. Ursächlich dafür ist die gestiegene EEG-Umlage für 2014. Weiterhin wurde eine Dividende in Höhe von 70,0 Mio. € für das Geschäftsjahr 2013 an die Gesellschafter ausgezahlt.

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

Finanzierung

Im Geschäftsjahr wurden die Investitionen vollständig innenfinanziert. Zur Finanzierung von Investitionen besteht über einen Konsortialkreditvertrag eine Kredittranche in Höhe von 250,0 Mio. € mit einer Laufzeit bis August 2016. Die Verzinsung richtet sich nach dem Referenzzinssatz EURIBOR zzgl. laufzeitabhängiger Marge. Weiterhin besteht ein im Geschäftsjahr 2011 abgeschlossenes festverzinsliches Schuldscheindarlehen in Höhe von 185,0 Mio. € mit einer Laufzeit bis März 2021.

Die Refinanzierung des **EEG**-Ausgleichsmechanismus ist über einen Konsortialkreditvertrag gesichert. S. 54
Es besteht eine Kredittranche mit einem aus sechs Banken bestehenden Kernbankenkreis in Höhe von 1.800,0 Mio. € 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.

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 sichert somit als ein wichtiger Bestandteil den Zugang zu den Kapitalmärkten für zukünftige Finanzierungen.

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 in die Maßnahmen zur Steigerung der Transportkapazität, aber auch in Projekte zur Stabilisierung des Übertragungsnetzes investiert. 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. In diesem Jahr entfielen die größten Investitionen auf die Projekte Dortmund–Frankfurt, Münsterland–Westfalen und Wesel–Meppen. Ende 2014 wurde

S. 54 der zweite Abschnitt des im **EnLAG** als vordringlich ausgewiesenen Freileitungsprojektes Gütersloh–Bechterdissen in Betrieb genommen.

Darüber hinaus werden zur Steigerung der Energietransporte und Erhöhung der grenzüberschreitenden Netzkapazitäten bestehende Netzengpässe in das benachbarte Ausland verringert. Die Realisierung der beiden Interkonnektorprojekte nach Belgien und in die Niederlande wurde 2014 fortgesetzt und bildet einen wichtigen Baustein zur Weiterentwicklung der europäischen Marktintegration.

Amprion hat im Februar 2014 die öffentlich-rechtliche Genehmigung zum Bau des Teilabschnittes Raesfeld der Leitungsverbindung Dörpen–Wesel erhalten. Dieser Teilabschnitt beinhaltet eine unterirdische 380-kV-Teilverkabelung mit einer Länge von 3,4 km. Es handelt sich hierbei um die erste Genehmigung einer Teilverkabelung, die ein deutscher ÜNB auf Grundlage des EnLAG erhalten hat. Die Arbeiten haben Mitte 2014 begonnen und sollen bis Mitte 2015 abgeschlossen sein. Der Einsatz von Kabeln im Höchstspannungsnetz ist weltweit noch nicht Stand der Technik. Im Betrieb dieses Pilotprojektes wird sich zeigen, wie sich die Kabeltechnologie im Höchstspannungsnetz bewährt.

Das Gesamtvolumen der Investitionen belief sich 2014 auf 412,8 Mio. € und lag somit auf dem Niveau des in 2013 prognostizierten Wertes. Von den Investitionen entfielen 319,6 Mio. € auf Erweiterungs- und 93,2 Mio. € auf Erneuerungsinvestitionen in das Übertragungsnetz.

S. 54 Amprion hat im Zeitraum von 2008 bis 2014 insgesamt 85 Investitionsanträge bei der **BNetzA** gestellt, die Investitionen bis 2028 betreffen. Mit den 75 bisher genehmigten Anträgen ist ein Großteil der geplanten Erweiterungsinvestitionen für die nächsten Jahre abgesichert. Die Investitionsmaßnahmen werden fort-
S. 55 laufend an den Netzentwicklungsplan (**NEP**) gemäß § 12a bis d **EnWG** angepasst.

Vermögenslage

AKTIVA

IN MIO. €	31.12.2014	31.12.2013	VERÄNDERUNG
Langfristige Vermögenswerte	2.163,5	1.909,7	253,8
Kurzfristige Vermögenswerte	2.255,9	1.530,0	725,9
	4.419,4	**3.439,7**	**979,7**

PASSIVA

IN MIO. €	31.12.2014	31.12.2013	VERÄNDERUNG
Eigenkapital	1.079,1	997,4	81,7
Langfristiges Fremdkapital	643,4	679,5	– 36,1
Kurzfristiges Fremdkapital	2.696,9	1.762,8	934,1
	4.419,4	**3.439,7**	**979,7**

Das Sachanlagevermögen bildet mit 49 % (Vorjahr: 54 %) den wesentlichen Teil des Vermögens und ist mit 80 % (Vorjahr: 89 %) durch Eigenkapital und langfristiges Fremdkapital gedeckt. Der Rückgang der Sachanlagenquote resultiert überwiegend aus den gestiegenen kurzfristigen Vermögenswerten aus dem **EEG**-Geschäft. Die Eigenkapitalquote beträgt 24 % (Vorjahr: 29 %). Der Rückgang resultiert im Wesentlichen aus der starken Erhöhung des kurzfristigen Fremdkapitals durch Aufbau der Verbindlichkeiten aus dem EEG-Geschäft.

S. 54

Gesamtaussage zur Geschäftsentwicklung und wirtschaftlichen Lage

Die Geschäftsführung von Amprion beurteilt den Geschäftsverlauf und die wirtschaftliche Lage positiv. Das Geschäftsergebnis wurde beeinflusst durch den systembedingten Entfall der Kapitalkosten für Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen nach dem bisherigen zweijährigen Zeitversatz (t–2). 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. 54 Die Fortschreibung der Erlösobergrenzen nach § 4 Abs. 1 und 2 **ARegV** für den Zeitraum der 2. Regulierungs-
S. 54 periode 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 2015, die am 18. Dezember 2014 veröffentlicht wurden. Sie erhöhen sich aufgrund folgender Änderungen:

- starker 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
- deutlich geringere Kosteneinsparungen für Systemdienstleistungen aus dem Jahr 2013

Somit verändern sich in der Höchstspannungsnetzebene in dem für den Großteil der Kunden relevanten Benutzungsstundenbereich zwischen 5.000 und 8.760 Stunden die Netzentgelte stark von +20,7 % bis zu +24,6 %.

Systemdienstleistungen

Die Regelleistung wird unverändert nach den Vorgaben der BNetzA gemeinsam mit den deutschen ÜNB beschafft. Die Auslandskooperation bei der Beschaffung von Primärregelleistung hat weiterhin Bestand und ein weiterer Ausbau ist zurzeit in Prüfung. Es wird erwartet, dass die Kosten für Redispatcheinsätze auf dem geringen Vorjahresniveau verbleiben. Die Ausschreibung der Langfristkomponente für Netzverluste für die Jahre 2015 und 2016 ist bereits abgeschlossen, wobei die Preise im Vergleich zum Geschäftsjahr gesunken sind.

Investitionen

S. 55 Der 2. Entwurf des **NEP** Strom 2014 wurde am 4. November 2014 durch die ÜNB veröffentlicht. Für das Netzgebiet von Amprion weist der NEP bis 2024 über 2.300 km zusätzliche Stromkreislänge durch Leitungsneubau, Ersatzneubau, Zu- und Umbeseilung aus und umfasst alle wesentlichen Investitionsmaßnahmen
S. 54 der nächsten zehn Jahre. Das **EnLAG** und das **BBPlG** sichern rund 3,6 Mrd. € der Erweiterungsinvestitionen von Amprion für die kommenden zehn Jahre ab und stellen somit die Investitionsplanung auf eine rechtlich sichere Grundlage. Sie bestätigen den Projekten von Rechts wegen die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und ihren vordringlichen Bedarf. Die Projekte des BBPlG unterliegen zudem einem beschleunigten Genehmigungsverfahren.

Das bis 2024 geplante Investitionsvolumen von Amprion liegt bei 5,4 Mrd. €. Davon entfallen auf 2015 rund 498 Mio. €.

Umsatz und Ergebnis

Im Geschäftsjahr 2015 werden insgesamt leicht steigende Umsatzerlöse, insbesondere aus dem für Amprion ergebnisneutralen **EEG**-Geschäft, erwartet. Wesentliche Ursache hierfür ist die mit 6,17 ct/kWh nahezu auf Vorjahresniveau verbleibende EEG-Umlage. Die Umsatzerlöse aus dem Netzgeschäft steigen aufgrund höherer Anbindungskosten für Offshore-Windanlagen sowie höherer Kapitalkosten für Investitionsmaßnahmen hingegen deutlich.

S. 54

Für das Geschäftsjahr 2015 wird mit einem leicht rückläufigen Jahresüberschuss gerechnet, da das Geschäftsjahr 2014 von Einmaleffekten wie dem Bonus nach der FSV Regelleistung und mengenbedingt höheren Netzentgelten geprägt war.

Gesamtaussage zur zukünftigen Entwicklung

Die Geschäftsführung erwartet für das Geschäftsjahr 2015 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 Vermeidung und Steuerung von Risiken, die zu wirtschaftlichen Ergebnis- und Liquiditätsbelastungen führen oder gar den Unternehmensbestand gefährden können, sowie 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 KonTraG Rechnung. Die Risikoidentifikation beinhaltet die strukturierte Bestandsaufnahme von möglichen Risiken aller betrieblichen Prozesse und Funktionsbereiche. Im Rahmen der Risikoanalyse werden die identifizierten Risiken hinsichtlich 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 -erhöhungen beeinflussen bis zu einer absoluten Obergrenze das Ergebnis von Amprion.

  S. 54

  Im Fall der FSV Netzverluste besteht ein geringfügiges Risiko bzw. eine Chance aus der Preisentwicklung, weil der Beschaffungspreis vorgegeben ist. Risiken bzw. Chancen aus der Beschaffung der Verlustenergiemengen bestehen hingegen nicht.

Die FSV Redispatch beinhaltet ein marginales Risiko bzw. eine 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, dem durch das Vorhalten einer ausreichenden Kreditlinie begegnet wird. S. 54

  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 realisieren 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. 54

  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 kann. Durch Kostenkontrolle und -nachweis der Investitionen gegenüber der BNetzA wird diesem Risiko entgegengewirkt.

- **Gesamtaussage zu Risiken**
  Im Geschäftsjahr 2014 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.

Dortmund, 18. März 2015

Die Geschäftsführung

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

JAHRESABSCHLUSS

32
–
Bilanz

33
–
Gewinn- und Verlustrechnung

34
–
Entwicklung des Anlagevermögens

36
–
Anhang

49
–
Aufsichtsrat

50
–
Geschäftsführung

52
–
Bestätigungsvermerk des Abschlussprüfers

Bilanz

DER AMPRION GMBH ZUM 31. DEZEMBER 2014

AKTIVA

	ANHANG	31.12.2014 IN MIO. €	31.12.2013 IN MIO. €
Anlagevermögen	(1)		
Immaterielle Vermögensgegenstände		4,0	3,2
Sachanlagen		2.157,7	1.867,5
Finanzanlagen		2,1	2,4
		2.163,8	**1.873,1**
Umlaufvermögen			
Vorräte	(2)	45,2	39,1
Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände	(3)	1.000,5	1.005,1
Wertpapiere	(4)	300,1	60,1
Flüssige Mittel	(5)	906,9	421,7
		2.252,7	**1.526,0**
Rechnungsabgrenzungsposten		**2,9**	**3,6**
Aktive latente Steuern		**–**	**37,0**
		4.419,4	**3.439,7**

PASSIVA

	ANHANG	31.12.2014 IN MIO. €	31.12.2013 IN MIO. €
Eigenkapital	(6)		
Gezeichnetes Kapital		10,0	10,0
Genussrechtskapital		4,5	3,2
Kapitalrücklage		603,0	603,0
Gewinnrücklagen		311,2	176,8
Jahresüberschuss		150,4	204,4
		1.079,1	**997,4**
Sonderposten	(7)	**37,7**	**39,7**
Rückstellungen	(8)	**623,7**	**656,7**
Verbindlichkeiten	(9)	**2.505,0**	**1.649,8**
Rechnungsabgrenzungsposten	(10)	**87,6**	**96,1**
Passive latente Steuern	(11)	**86,3**	**–**
		4.419,4	**3.439,7**

Gewinn- und Verlustrechnung

DER AMPRION GMBH VOM 1. JANUAR BIS 31. DEZEMBER 2014

	ANHANG	01.01.–31.12.2014 IN MIO. €	01.01.–31.12.2013 IN MIO. €
Umsatzerlöse	(13)	11.241,2	10.675,3
Andere aktivierte Eigenleistungen		51,6	60,1
Sonstige betriebliche Erträge	(14)	29,4	81,8
Materialaufwand	(15)	–10.729,6	–10.184,9
Personalaufwand	(16)	–111,5	–108,3
Abschreibungen		–112,5	–107,1
Sonstige betriebliche Aufwendungen	(17)	–70,1	–77,9
Finanzergebnis	(18)	–29,2	–42,1
Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit		**269,3**	**296,9**
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	(19)	–118,9	–92,5
Jahresüberschuss		**150,4**	**204,4**

Entwicklung des Anlagevermögens

DER AMPRION GMBH VOM 1. JANUAR BIS 31. DEZEMBER 2014

	ANSCHAFFUNGS- UND HERSTELLUNGSKOSTEN IN MIO. €				
	STAND 01.01.2014	ZUGÄNGE	UMBUCHUNGEN	ABGÄNGE	STAND 31.12.2014
Immaterielle Vermögensgegenstände					
Entgeltlich erworbene Konzessionen, gewerbliche Schutzrechte und ähnliche Rechte und Werte sowie Lizenzen an solchen Rechten und Werten	21,2	2,1	1,2	*	24,5
Geleistete Anzahlungen	1,2	0,1	–1,2		0,1
	22,4	**2,2**	**–**	*****	**24,6**
Sachanlagen					
Grundstücke, grundstücksgleiche Rechte und Bauten einschließlich der Bauten auf fremden Grundstücken	319,5	17,9	0,2	2,1	335,5
Technische Anlagen und Maschinen	5.605,1	327,9	25,0	47,6	5.910,4
Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	38,5	3,5	*	1,0	41,0
Geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau	32,2	61,3	–25,2	0,2	68,1
	5.995,3	**410,6**	**–**	**50,9**	**6.355,0**
Finanzanlagen					
Beteiligungen	0,3	0,1			0,4
Sonstige Ausleihungen	2,1			0,4	1,7
	2,4	**0,1**		**0,4**	**2,1**
	6.020,1	**412,9**		**51,3**	**6.381,7**

* Betrag in geringer Höhe.

	KUMULIERTE ABSCHREIBUNGEN IN MIO. €					BUCHWERTE IN MIO. €	
	STAND 01.01.2014	ABSCHREIBUNGEN DES BERICHTS-ZEITRAUMS	UMBUCHUNGEN	ABGÄNGE	STAND 31.12.2014	STAND 31.12.2014	STAND 31.12.2013
	19,2	1,4		*	20,6	3,9	2,0
						0,1	1,2
	19,2	**1,4**		*****	**20,6**	**4,0**	**3,2**
	167,0	4,1	*	0,9	170,2	165,3	152,5
	3.936,6	103,8	*	39,7	4.000,7	1.909,7	1.668,5
	24,2	3,2		1,0	26,4	14,6	14,3
						68,1	32,2
	4.127,8	**111,1**	**–**	**41,6**	**4.197,3**	**2.157,7**	**1.867,5**
						0,4	0,3
						1,7	2,1
						2,1	**2,4**
	4.147,0	**112,5**		**41,6**	**4.217,9**	**2.163,8**	**1.873,1**

Anhang

DER AMPRION GMBH ZUM 31. DEZEMBER 2014

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. 55

Die Gliederung der Gewinn- und Verlustrechnung wurde aufgrund der Übersichtlichkeit geändert. Der im Vorjahr nach den Umsatzerlösen ausgewiesene Stromsteueraufwand wird unter den sonstigen betrieblichen Aufwendungen ausgewiesen. Für Vergleichszwecke wurden die Vorjahreswerte angepasst.

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 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 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.

Passiva

Sonderposten

Im Sonderposten werden die nach dem 31. Dezember 2002 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 mit einem auf Basis des von der Deutschen Bundesbank veröffentlichten durchschnittlichen Marktzinssatzes zum 31. Oktober 2014 hochgerechneten durchschnittlichen Marktzinssatz zum 31. Dezember 2014 von 4,54 % 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 einem auf Basis des von der Deutschen Bundesbank veröffentlichten durchschnittlichen Marktzinssatzes zum 31. Oktober 2014 hochgerechneten durchschnittlichen Marktzinssatz zum 31. Dezember 2014 von 4,54 % 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 einem auf Basis des von der Deutschen Bundesbank veröffentlichten durchschnittlichen Marktzinssatzes zum 30. September 2014 hochgerechneten durchschnittlichen Marktzinssatz zum 31. Dezember 2014 von 3,09 % 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 vollständig 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 Pensionsicherungs-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 einem auf Basis des von der Deutschen Bundesbank veröffentlichten durchschnittlichen Marktzinssatzes zum 30. September 2014 hochgerechneten durchschnittlichen Marktzinssatz zum 31. Dezember 2014 von 2,82 % 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 2014 sind auf der Seite 32 dargestellt.

(2) Vorräte

Die Vorräte beinhalten Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe.

(3) Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände

IN MIO. €	31.12.2014	31.12.2013
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	960,4	999,8
Forderungen gegen Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht	*	0,5
– davon gegen Gesellschafter	(–)	(0,5)
Sonstige Vermögensgegenstände	40,1	4,8
	1.000,5	1.005,1

* Betrag in geringer Höhe

Die sonstigen Vermögensgegenstände beinhalten überwiegend Forderungen gegen das Finanzamt.

(4) Wertpapiere

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

(5) Flüssige Mittel

Die flüssigen Mittel betreffen im Wesentlichen Guthaben bei Kreditinstituten.

(6) 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.

Die Gewinnrücklagen betreffen andere Gewinnrücklagen.

Mit Beschluss des Aufsichtsrats vom 8. April 2014 wurde der Jahresüberschuss für das Geschäftsjahr 2013 in Höhe von 204,4 Mio. € zu einem Teilbetrag in Höhe von 70,0 Mio. € an die Gesellschafter ausgeschüttet. Der verbleibende Betrag in Höhe von 134,4 Mio. € wurde in die anderen Gewinnrücklagen eingestellt.

Der ausschüttungsgesperrte Gesamtbetrag gemäß § 268 Abs. 8 HGB in Höhe von 5,1 Mio. € betrifft 7,4 Mio. € aus der Bewertung des Deckungsvermögens gemäß § 246 Abs. 2 Satz 2 HGB zum beizulegenden Zeitwert abzüglich der hierauf entfallenden passiven latenten Steuern in Höhe von 2,3 Mio. €. Die frei

verfügbaren Rücklagen in Höhe von 914,2 Mio. € übersteigen diesen Gesamtbetrag, so dass in Bezug auf den Jahresüberschuss in Höhe von 150,4 Mio. € keine Ausschüttungssperre besteht.

(7) Sonderposten

Im Sonderposten für Investitionszuwendungen zum Anlagevermögen werden die nach dem 31. Dezember 2002 und bis zum 31. Dezember 2010 erhaltenen Anschlusskosten und Baukostenzuschüsse ausgewiesen.

(8) Rückstellungen

IN MIO. €	31.12.2014	31.12.2013
Steuerrückstellungen	75,7	92,1
Sonstige Rückstellungen	548,0	564,6
	623,7	**656,7**

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	98,9	106,3	
Sonstige Vermögensgegenstände	(*)	(*)	
	98,9	**106,3**	
Verrechnete Schulden			
Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen			106,3
			106,3
Unterschiedsbetrag aus der Verrechnung			–

* Betrag in geringer Höhe

Der beizulegende Zeitwert entspricht dem Marktwert zum 31. Dezember 2014. Die entsprechende Verrechnung der Aufwendungen und Erträge ist unter dem Finanzergebnis dargestellt.

Die Steuerrückstellungen beziehen sich auf noch nicht endgültig abgeschlossene Besteuerungszeiträume.

Die sonstigen Rückstellungen sind im Wesentlichen für Verpflichtungen aus der Sanierung von Masten, Ansprüche nach dem KWKG alt, Verpflichtungen aus dem Personalbereich sowie für regulatorische Verpflichtungen gebildet.

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

IN MIO. €	HISTORISCHE AK	ZEITWERT	ERFÜLLUNGSBETRAG
Verrechnete Vermögensgegenstände			
Sonstige Vermögensgegenstände	9,6	9,6	
	9,6	**9,6**	
Verrechnete Schulden			
Rückstellungen für Altersteilzeitleistungen und Langzeitarbeitszeitkonten			24,8
			24,8
Unterschiedsbetrag aus der Verrechnung			**15,2**

Der beizulegende Zeitwert entspricht dem Marktwert zum 31. Dezember 2014. Die entsprechende Verrechnung der Aufwendungen und Erträge ist unter dem Finanzergebnis dargestellt.

(9) Verbindlichkeiten

IN MIO. €	31.12.2014	DAVON RESTLAUFZEIT ≤ 1 JAHR	DAVON RESTLAUFZEIT > 5 JAHRE	31.12.2013	DAVON RESTLAUFZEIT ≤ 1 JAHR	DAVON RESTLAUFZEIT > 5 JAHRE
Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	191,2	6,2	185,0	331,0	146,0	185,0
Erhaltene Anzahlungen	14,2	8,7	–	7,2	2,7	–
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	2.163,8	2.163,8	–	1.113,4	1.113,4	–
Verbindlichkeiten gegenüber Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht	–	–	–	*	*	–
Sonstige Verbindlichkeiten	135,8	79,3	0,2	198,2	149,5	0,3
– davon aus Steuern	(14,3)	(14,3)	(–)	(13,7)	(13,7)	(–)
– davon im Rahmen der sozialen Sicherheit	(1,2)	(0,7)	(0,2)	(2,3)	(1,6)	(0,3)
	2.505,0	**2.258,0**	**185,2**	**1.649,8**	**1.411,6**	**185,3**

* Betrag in geringer Höhe

Die Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten betreffen im Wesentlichen ein langfristiges Schuldscheindarlehen in Höhe von 185,0 Mio. €.

Die sonstigen Verbindlichkeiten enthalten überwiegend Verbindlichkeiten für regulatorische Verpflichtungen.

(10) Rechnungsabgrenzungsposten

Der passive Rechnungsabgrenzungsposten beinhaltet bis zum 31. Dezember 2002 und ab dem 1. Januar 2011 vereinnahmte Anschlusskosten und Baukostenzuschüsse in Höhe von 34,5 Mio. € (Vorjahr: 40,2 Mio. €) und verschiedene Vorauseinnahmen in Höhe von 53,1 Mio. € (Vorjahr: 55,9 Mio. €) für Erträge in Folgejahren.

(11) 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 31,11 % (Vorjahr: 31,02 %) zugrunde gelegt.

(12) Haftungsverhältnisse, sonstige finanzielle Verpflichtungen

Die Haftungsverhältnisse beinhalten ausschließlich Verbindlichkeiten aus Gewährleistungsverträgen in Höhe von 136,1 Mio. € (Vorjahr: 128,3 Mio. €) und betreffen in Höhe von 135,3 Mio. € (Vorjahr: 127,4 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 452,4 Mio. € und betrifft folgende Sachverhalte:

Für die Strombeschaffung zum marktorientierten Ausgleich von Verlustenergie wurden Abnahmeverpflichtungen für 2015 und 2016 in Höhe von 157,1 Mio. € eingegangen.

Aus erteilten Investitions- und Instandhaltungsaufträgen besteht ein Bestellobligo in Höhe von 270,4 Mio. €.

Aus überwiegend langfristigen Mietverträgen bestehen nicht abgezinste finanzielle Verpflichtungen in Höhe von 24,9 Mio. € (davon < 1 Jahr: 7,1 Mio. €).

Aufgrund der in früheren Jahren erfolgten Übertragung von bestimmten Altersversorgungsverpflichtungen auf die RWE Pensionsfonds AG besteht für den Fall einer möglichen zukünftigen Unterdeckung des Pensionsfonds eine gesetzliche Nachschusspflicht der Gesellschaft in ihrer Eigenschaft als Arbeitgeber. Diese finanzielle Verpflichtung ist derzeit nicht quantifizierbar.

Erläuterungen zur Gewinn- und Verlustrechnung

(13) Umsatzerlöse

IN MIO. €	01.01.–31.12.2014	01.01.–31.12.2013
Strom	11.226,1	10.653,5
Sonstiges	15,1	21,8
	11.241,2	**10.675,3**

S. 54

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

(14) Sonstige betriebliche Erträge

IN MIO. €	01.01.–31.12.2014	01.01.–31.12.2013
Auflösung von Rückstellungen	5,2	57,1
Gewinne aus Anlageabgängen	2,0	6,2
Übrige	22,2	18,5
	29,4	**81,8**

In den sonstigen betrieblichen Erträgen sind periodenfremde Erträge in Höhe von 10,7 Mio. € (Vorjahr: 67,1 Mio. €) enthalten. Erträge aus der Währungsumrechnung sind in Höhe von 39,1 T€ (Vorjahr: 3,2 T€) angefallen.

(15) Materialaufwand

IN MIO. €	01.01.–31.12.2014	01.01.–31.12.2013
Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe und für bezogene Waren	–10.141,5	–9.698,7
Aufwendungen für bezogene Leistungen	–588,1	–486,2
	–10.729,6	**–10.184,9**

Im Materialaufwand sind im Wesentlichen Belastungen aus **EEG**-Strombezügen und Aufwendungen für Systemdienstleistungen sowie ergebnisneutrale Umlagen enthalten. S. 54

(16) Personalaufwand

IN MIO. €	01.01.–31.12.2014	01.01.–31.12.2013
Löhne und Gehälter	–88,4	–80,7
Soziale Abgaben und Aufwendungen für Altersversorgung und Unterstützung	–23,1	–27,6
– davon für Altersversorgung	(–10,2)	(–15,9)
	–111,5	**–108,3**

	01.01.–31.12.2014	01.01.–31.12.2013
Leitende Angestellte	30	30
Außertarifliche Mitarbeiter	200	192
Tarifliche Mitarbeiter	804	729
	1.034	**951**

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

(17) Sonstige betriebliche Aufwendungen

IN MIO. €	01.01.–31.12.2014	01.01.–31.12.2013
Dienstleistungen	–28,7	–30,9
Verluste aus Anlageabgängen	–7,4	–2,4
Wertminderungen oder Verluste aus dem Abgang von Gegenständen des Umlaufvermögens	–2,5	–10,7
Übrige	–31,5	–33,9
	–70,1	**–77,9**

Die sonstigen betrieblichen Aufwendungen beinhalten periodenfremde Aufwendungen in Höhe von 9,9 Mio. € (Vorjahr: 13,1 Mio. €) und sonstige Steuern in Höhe von 1,7 Mio. € (Vorjahr: 1,4 Mio. €). Verluste aus der Währungsumrechnung sind in Höhe von 2,4 T€ (Vorjahr: < 1 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.

(18) Finanzergebnis

IN MIO. €	01.01.–31.12.2014	01.01.–31.12.2013
Erträge aus anderen Wertpapieren und Ausleihungen des Finanzanlagevermögens	*	*
Sonstige Zinsen und ähnliche Erträge	5,9	0,9
Zinsen und ähnliche Aufwendungen	–35,1	–43,0
– davon Vergütung für Genussrechtskapital	(–0,3)	(–0,1)
– davon aus Aufzinsung	(–19,6)	(–15,5)
	–29,2	**–42,1**

* Betrag in geringer Höhe

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

	IN MIO. €
Verrechnete Erträge	
Sonstige betriebliche Erträge	4,2
Sonstige Zinsen und ähnliche Erträge	0,1
	4,3
Verrechnete Aufwendungen	
Zinsen und ähnliche Aufwendungen	–13,1
	–13,1
Unterschiedsbetrag aus der Verrechnung	**–8,8**

(19) Steuern vom Einkommen und vom Ertrag

Der Aufwand aus Steuern vom Einkommen und vom Ertrag betrifft die Veränderung latenter Steuern in Höhe von 123,3 Mio. €, Steuern für das aktuelle Geschäftsjahr sowie noch nicht endgültig abgeschlossene Besteuerungszeiträume. 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.

Im Geschäftsjahr wurden von der Geschäftsführung noch bestehende zinslose Baudarlehen in Höhe von 4,7 T€ vollständig zurückgezahlt.

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
  • seit 26. November 2014

- **Hubert Fester***
  Betriebsratsvorsitzender der Amprion GmbH am Standort Brauweiler
  • bis 26. November 2014

- **Christian Fuhrmann**
  Vorstandsmitglied der Evangelischen Zusatzversorgungskasse; Ressort Finanzen

- **Malte Glasneck***
  Betriebsratsvorsitzender der Amprion GmbH am Standort Hoheneck
  • seit 26. November 2014

- **Stephan Illsinger**
  Geschäftsführer der Swiss Life Asset Management GmbH

* Arbeitnehmervertreter.

- **Natalie Kornowski***
  Betriebsratsvorsitzende der Amprion GmbH am Standort Brauweiler
  • seit 26. November 2014

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

- **Fred Riedel**
  Wirtschaftsprüfer, Steuerberater
  • seit 8. April 2014

- **Hartmut Schauerte**
  Rechtsanwalt, Parlamentarischer Staatssekretär des Ministeriums für Wirtschaft und Technologie a. D.
  • bis 8. April 2014

- **Pino Stumpp***
  Betriebsratsvorsitzender der Amprion GmbH am Standort Hoheneck
  • bis 26. November 2014

- **Peter Thomas***
  Stellvertretender Betriebsratsvorsitzender der Amprion GmbH am Standort Dortmund
  • bis 26. November 2014

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

* Arbeitnehmervertreter.

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 364,5 T€ und verteilt sich wie folgt:

	IN T€	DAVON FÜR VORJAHRE
Abschlussprüfungsleistungen	110,1	–
Andere Bestätigungsleistungen	165,3	21,6
Sonstige Leistungen	89,1	17,4
	364,5	**39,0**

Angaben nach EnWG

S. 55

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, 18. März 2015

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 2014 bis zum 31. Dezember 2014 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, 18. März 2015

BDO AG
Wirtschaftsprüfungsgesellschaft

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

Glossar

ARegV

Die Anreizregulierung (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 Wettbewerbs auf dem Energiemarkt. Das Gesetz beinhaltet außerdem Regelungen zur Überwachung des Netzbetriebs durch die Regulierungsbehörden.

Erdkabel

Der Einsatz von unterirdisch verlegten Kabeln ist bei den Leitungen zur Ortsversorgung und in regionalen Stromnetzen sehr verbreitet. Bei Abschnitten mit 380 Kilovolt sind Erdkabel hingegen 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 dazwischen liegende 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 Verbrauchs entwickelt, dem Szenariorahmen. Der Plan entstand erstmals 2012 und wird seitdem jährlich 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

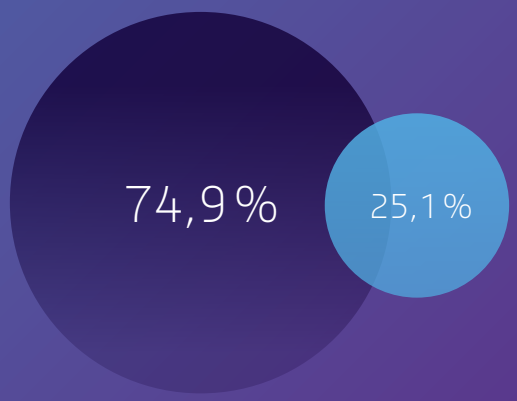
MIX
Papier aus verantwortungsvollen Quellen
FSC® C002727
FSC
www.fsc.org

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.

STRUKTUR DER ANTEILSEIGNER



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

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

KENNZAHLEN 2014

9.361 MIO. €

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

1.741 MIO. €

betrugen die Umsatzerlöse aus dem Netzgeschäft.

413 MIO. €

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

150 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.

CASC.EU

–

Gemeinsam mit 13 europäischen Übertragungsnetzbetreibern ist Amprion am Luxemburger Unternehmen CASC.EU beteiligt. Das Unternehmen fungiert als zentrale Auktionsplattform und Anlaufstelle für die langfristige Bereitstellung von Übertragungskapazitäten für den Stromhandel in Zentral- und Westeuropa.

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

Mai 2015