



50Hertz Geschäftsbericht 2011



Die Energiewende – unsere Gegenwart und Zukunft

Die beschleunigte Energiewende ist angestoßen. Bis zum Jahr 2020 müssen in Deutschland mindestens 30 Prozent der Stromerzeugung durch erneuerbare Energien gedeckt werden. Das aktuelle Atomgesetz sieht den kompletten Ausstieg aus der Kernkraft in Deutschland bis 2022 vor.

Als systemverantwortlicher Übertragungsnetzbetreiber im Norden und Osten Deutschlands nehmen wir gemäß dem Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (EEG) den gesamten Strom aus erneuerbaren Energien in unserem Netzgebiet vorrangig auf. Längst sind wir dabei »Europameister« – denn in unserem Netzgebiet werden bereits mehr als 18 Prozent des Stromverbrauchs durch volatile erneuerbare Energien produziert.

Das stellt uns jedoch vor die große Herausforderung, das elektrische System bei dynamischen Marktentwicklungen und wachsenden EEG-Strommengen rund um die Uhr sicher und anforderungsgerecht zu gewähr-

leisten. Hinzu kommt, dass dem enormen Zuwachs an Windenergie in unserem Netzgebiet ein Stromverbrauch von lediglich 19 Prozent gegenübersteht.

Folglich muss eine große Menge Strom sicher aufgenommen und in die Verbrauchszentren im Süden und Südwesten Deutschlands transportiert werden. Dafür werden wir in den kommenden zehn Jahren über 3,6 Milliarden Euro in unser Übertragungsnetz investieren.

Der Ausbau der Stromübertragungsnetze ist eine der dringenden energiewirtschaftlichen Aufgaben auf dem Weg zu einer klimafreundlichen und nachhaltigen Energieversorgung. Der Netzausbau kann nur mit einer breiten gesellschaftlichen Akzeptanz gelingen – als Ergebnis eines umfassenden Dialogs in der Öffentlichkeit. Netzbetreiber, Politik, Wirtschaft, Wissenschaft und die Bevölkerung sind gleichermaßen gefordert.

50Hertz auf einen Blick

Stand: Ende 2011

	Wert (Anteil an Deutschland)
Fläche	109.360 km² (31 %)
Leitungslänge	9.840 km (28 %)
Maximale Last	ca. 17 GW (20 %)
Stromverbrauch	ca. 98 TWh (20 %)
Installierte Leistung	ca. 37.400 MW (~ 35 %)
– davon Erneuerbare	16.750* MW (~ 29 %)
– davon Wind	11.570* MW (~ 41 %)
Mitarbeiter	694
Umsatz	6,9 Mrd. €
– davon Netz	0,6 Mrd. €
Umspannwerke und Schaltanlagen	65

* vorläufige Zahlen

Bilanz und Gewinn- und Verlustrechnung

50Hertz* (pro forma konsolidiert nach HGB)

Bilanz		50Hertz 31.12.2011 Mio. €	50Hertz 31.12.2010 Mio. €
Aktiva			
A.	Anlagevermögen	1.540,9	1.370,0
B.	Umlaufvermögen	1.142,6	1.063,9
C.	Rechnungsabgrenzungsposten	3,4	4,0
D.	Sonderverlustkonto aus Rückstellungsbildung	4,1	4,2
E.	Aktiver Unterschiedsbetrag aus Vermögensverrechnung	1,5	0,2
		2.692,5	2.442,3
Passiva			
A.	Eigenkapital	857,2	717,9
B.	Sonderposten	7,9	8,4
C.	Rückstellungen	1.010,1	656,3
D.	Verbindlichkeiten	596,6	840,0
E.	Rechnungsabgrenzungsposten	220,7	219,7
		2.692,5	2.442,3
Gewinn- und Verlustrechnung		50Hertz 01.01. – 31.12.2011 Mio. €	50Hertz 01.01. – 31.12.2010 Mio. €
1.	Umsatzerlöse	6.948,5	5.595,3
2.	Sonstige Erträge	80,6	74,8
3.	Materialaufwand	-6.714,9	- 5.318,7
4.	Personalaufwand	- 58,9	- 50,8
5.	Abschreibungen	- 60,7	- 69,9
6.	Sonstige betriebliche Aufwendungen	- 112,1	- 102,9
7.	Zinsergebnis	- 25,8	- 23,2
8.	Außerordentliches Ergebnis	-	- 1,9
9.	Ergebnis vor Steuern (EBT)	56,7	102,7

* Der Konzern 50Hertz umfasst die 50Hertz Transmission GmbH und die 50Hertz Offshore GmbH.

Organe der Gesellschaft

Die 50Hertz Transmission GmbH ist eine 100-prozentige Tochtergesellschaft der Eurogrid GmbH (Eurogrid) und hat ihren Sitz in Berlin. Der börsennotierte belgische Stromübertragungsnetzbetreiber Elia System Operator NV/SA (Elia) und der australische Infrastrukturfonds Industry Funds Management (IFM) sind an der Eurogrid GmbH über die Eurogrid International CVBA/SCRL mit Sitz in Belgien mittelbar beteiligt. 50Hertz wird von der Eurogrid GmbH und einem mitbestimmten Aufsichtsrat, der aus sechs Mitgliedern besteht, kontrolliert und überwacht. Gemäß der 50Hertz-Satzung werden zwei Aufsichtsratsmandate von den Arbeitnehmern bestimme. Die übrigen vier Mitglieder werden von den Aktionären gewählt, wobei eines der Mitglieder von der Industriegewerkschaft Bergbau, Chemie, Energie (IG BCE) vorgeschlagen wird. Das auf Vorschlag der IG BCE gewählte Aufsichtsratsmitglied gilt im Übrigen als Vertreter der Arbeitnehmer im Aufsichtsrat.

+ Geschäftsführung

Das Unternehmen 50Hertz wird durch zwei Geschäftsführer gemeinsam nach außen vertreten oder durch einen Geschäftsführer zusammen mit einem Prokuristen. Die Geschäftsführer werden durch den 50Hertz-Aufsichtsrat bestellt und abberufen.

+ Mitglieder der Geschäftsführung

Boris Schucht, Berlin, Vorsitzender
(seit 1. Januar 2012; bis 31. Dezember 2011 Sprecher)

Lars Bespolka, Berlin, kaufmännisches Ressort
(bis 28. Februar 2011; seit 10. Januar 2011 ohne Ressort)

Hans-Jörg Dorny, Neuenhagen bei Berlin, Personalressort

Udo Giegerich, Berlin, kaufmännisches Ressort
(bis 9. Januar 2011 ohne Ressort)

Dr. Frank Golletz, Dresden, technisches Ressort
(seit 1. April 2011)

Wolfgang Neldner, Berlin, technisches Ressort
(bis 31. März 2011)

+ Mitglieder des Aufsichtsrats

Daniel Dobbeni
Vorsitzender des Executive Committee der Elia System Operator NV/SA, Braine-l'Alleud/Belgien
Vorsitzender

Ulrich Freese*
Stellvertretender Vorsitzender der Industriegewerkschaft Bergbau, Chemie, Energie, Spremberg
stellvertretender Vorsitzender

Florian Guddat*
Meister für Elektrische Energieanlagen,
Großschwabhausen

Werner Kerschl
Investment Director der Industry Funds Management (UK) Ltd,
London/Großbritannien

Dr. Lutz Pscherer*
Elektroingenieur, Berlin

Jacques Vandermeiren
Stellvertretender Vorsitzender des Executive Committee der Elia System Operator NV/SA, Antwerpen/Belgien

*Arbeitnehmerverepreter



50Hertz
Geschäftsbericht 2011





Inhalt

	+ Überblick	5
1	Olivier Feix im Gespräch mit dem Vorsitzenden der Geschäftsführung von 50Hertz, Boris Schucht	6
	Unser Profil	10
	Grußwort des Vorsitzenden des Aufsichtsrats	12
	Bericht des Aufsichtsrats 2011	13
	Meilensteine 2011	17
		+ Unser Beitrag zur Energiewende
2	Wir sind Wegbereiter der Energiewende – Die Kernaufgaben von 50Hertz	23
	Verantwortung ist unser Geschäft	25
	Wir bringen uns ein – Energiepolitik und Energierecht	29
	Kernaufgabe – Systemsteuerung	35
	Kernaufgabe – Infrastruktur	41
	Kernaufgabe – Marktentwicklung	49
	Kernaufgabe – EEG- und KWKG-Abwicklung und Management von Systemdienstleistungen	53
	Finanzierung	59
	Unsere Mitarbeiter	63




	+ 50Hertz-Almanach	67
3	Basisdaten 50Hertz	68
	Leistung/Erzeugung	69
	EEG-Kosten	74
	Last/Verbrauch	76
	Betrieb	78
	Austausch und Transport	79
	Großhandelsmarkt	82
	+ Lagebericht und Jahresabschluss	85
4	Geschäft und Rahmenbedingungen	86
	Jahresabschluss	102
	Bilanz	102
	Gewinn- und Verlustrechnung	104
	Kapitalflussrechnung	105
	Entwicklung des Anlagevermögens	106
	Anhang	109
Bestätigungsvermerk des Abschlussprüfers	124	



Überblick

Olivier Feix im Gespräch mit dem Vorsitzenden der Geschäftsführung von 50Hertz, Boris Schucht	6
Unser Profil	10
Grußwort des Vorsitzenden des Aufsichtsrats	12
Bericht des Aufsichtsrats 2011	13
Meilensteine 2011	17

A man in a dark suit and red and black striped tie is sitting at a table. He is looking to his right with a slight smile. In front of him is a white coffee cup on a saucer. The background is a bright, out-of-focus interior.

*»Wir sind gut gerüstet
für die spannenden
Aufgaben, die vor uns
liegen.«*

Olivier Feix im Gespräch mit dem Vorsitzenden der Geschäftsführung von 50Hertz, Boris Schucht

Olivier Feix: Herr Schucht, 2011 war ein turbulentes Jahr. Was waren die größten Herausforderungen für 50Hertz?

Boris Schucht: Mit dem von der Bundesregierung beschlossenen Kernkraft-Moratorium im März 2011 wurde eines der industriepolitisch größten Projekte der Bundes-

republik gestartet: die beschleunigte Energiewende. Und 50Hertz ist dabei in einer Schlüsselrolle. Der Netzausbau ist ein zentraler Punkt der Energiewende. Ich spreche daher gerne von der »Dekade der Netze«, die 2011 endgültig angebrochen ist. Mit dem Moratorium haben sich die Stromflüsse in Deutschland schlagartig verändert, die



Werkzeuge und Reserven für den Erhalt des sicheren Systembetriebs sind weiter geschrumpft, die Herausforderungen hingegen gewachsen. Als Folge hatten wir im operativen Betrieb einen deutlich höheren Koordinationsaufwand, um schwierigen Netzsituationen entgegenzuwirken. In unserem Netzgebiet waren die Folgen insbesondere im Raum Hamburg zu spüren. Dort haben wir für den Winter ein Maßnahmenpaket entwickelt, um kritischen Netzzuständen jederzeit begegnen zu können.

Dies konnte nur in enger Zusammenarbeit mit benachbarten Netzen, Energieerzeugern und Industriegroßkunden bewerkstelligt werden. Die Kosten für den Erhalt der

Systemsicherheit erreichten 2011 aber Rekordhöhen und lagen weit über der Prognose. Sie haben unser Ergebnis ungerechtfertigt belastet, dennoch war es insgesamt, auch aus finanzieller Sicht, ein sehr zufriedenstellendes Jahr für 50Hertz.

Feix: Was hat 50Hertz getan, um das Übertragungsnetz auf die beschleunigte Energiewende vorzubereiten?


Schucht: Die Energiewende wird immer noch sehr stark auf den Umbau der Erzeugung reduziert. Dabei wird sie nur gelingen, wenn auch die notwendige Netzinfrastruktur schnell entwickelt wird und Technologien zur Energiespei-

cherung entwickelt werden. Die Netze wurden 2011 zur Integration der Erneuerbaren, aber auch zur kostengünstigen Versorgung Süddeutschlands an der Grenze ihrer Belastbarkeit gefahren. Schon heute hält der Infrastrukturausbau mit dem erfolgreichen Umbau der Energieversorgung kaum Schritt. Vernünftige gesetzliche und regulatorische Rahmenbedingungen sind die wichtigste Voraussetzung für den Netzausbau. Wir brauchen eine Entschlackung und Beschleunigung der Planungs- und Genehmigungsverfahren, bundesweit möglichst einheitliche Regelungen und ein unabhängiges Monitoring, welches das Ganze auf Einhaltung der Zeitpläne überwacht und Probleme frühzeitig erkennt. Und schließlich müssen wir als transparenter und neutraler Akteur im Strommarkt um Verständnis und Akzeptanz für die Entwicklung der Netze werben.

Mit dem im Sommer 2011 in Kraft getretenen deutschen Energiepaket stärkte die Politik die Rolle der Übertragungsnetzbetreiber als Hüter der Systemsicherheit, stellte neue Instrumente zur Sicherung der Systemstabilität bereit und beschloss erste Schritte für die Heranführung der erneuerbaren Energien an den Markt. Nun bleibt abzuwarten, wie der neue gesetzliche Rahmen auf die Beschleunigung des Netzausbaus wirkt. Wir betrachten die neue Gesetzgebung erst einmal als eine sehr gelungene Grundlage für eine effektive Beschleunigung der Genehmigungsverfahren.

Feix: Eine zentrale Voraussetzung für den raschen Ausbau der Netze ist also ein Rahmen, der Netzinvestitionen befördert. Wurden Ihre Erwartungen erfüllt und was hat 50Hertz in Sachen Netzentwicklung 2011 erreicht?

Schucht: Die Defizite der Regulierung sind noch nicht ausgeräumt. Die ambitionierten Ziele der Energiewende können nur erreicht werden, wenn Regulierungshemmnisse weiter konsequent abgebaut werden. Wir sehen in Deutschland für die kommenden Jahre einen milliardenschweren Investitionsbedarf in die Übertragungsnetze. Dieses Kapital können wir nur an den Finanzmärkten akquirieren, wenn die Regulierung eine dem Risiko angemessene und kapitalmarktorientierte Verzinsung ermöglicht, insbesondere bei Offshore-Netzanbindungen. Bisher war es selbst hoch-effizienten Netzbetreibern wie 50Hertz in der Realität nicht möglich, die vorgegebene Verzinsung auch nur annähernd zu erreichen. Seit Einführung der Regulierung, also im Schnitt der letzten sechs Jahre, konnte 50Hertz sogar nur eine negative Eigenkapitalverzinsung von -1,4 Prozent



»Angesichts der vielfältigen Herausforderungen, die wir gemeistert haben, können wir stolz auf unsere Arbeitsergebnisse im letzten Jahr sein.«

erwirtschaften. Aber auch das hat die Politik in 2011 richtig erkannt und 50Hertz vertraut darauf, dass der eingeschlagene Weg 2012 konsequent weitergegangen wird – spricht, dass sich der gesetzliche Rahmen und die Regulierung fortentwickeln, so wie sich die energiepolitischen Herausforderungen durch die Energiewende auch entwickelt haben.

Unsere Investitionen beliefen sich 2011 auf 245 Millionen Euro, sie erreichten damit Rekordniveau. Das zeigt, dass 50Hertz bereit ist, massiv zu investieren, speziell um die weiterhin stark wachsenden erneuerbaren Energien im Norden und Osten Deutschlands sicher zu integrieren und in die Verbrauchsregionen im Westen und Süden zu transportieren.

Wir sind unter anderem stolz darauf, dass wir 2011 den Offshore-Windpark EnBW Baltic 1 in der Ostsee an unser Netz angeschlossen und das neue »Transmission Control Center« als topmoderne Leitwarte vor den Toren Berlins in Betrieb genommen haben. Unsere Entwicklungsprojekte



für das Onshore-Netz haben wir planmäßig weitergeführt, mit Ausnahme der sogenannten Windsammelschiene zwischen Schwerin und Hamburg, die auch 2011 leider noch nicht in Betrieb gehen konnte, da das Genehmigungsverfahren in Schleswig-Holstein immer wieder in die Länge gezogen wurde. Doch wir sind zuversichtlich, den Bau 2012 beginnen zu können.

Feix: Ist denn 50Hertz in der Lage, auch weiterhin solche großen Veränderungen zu bewältigen?

Schucht: Um 50Hertz auf lange Sicht fit für die Umsetzung des enormen Investitionsprogramms zu machen und auf die Dynamik der Entwicklungen am Strommarkt in den kommenden zehn Jahren vorzubereiten, haben wir 2011 unsere Organisationsstruktur grundlegend überarbeitet, Verfahren und Schnittstellen verbessert sowie Maßnahmen zur Entwicklung der Mitarbeiter und Führungskräfte eingeleitet. Das war neben dem Tagesgeschäft wirklich nicht ganz einfach, aber gemeinsam haben wir die Grundlagen

für effizientes Wachstum bei 50Hertz geschaffen. Angesichts der vielfältigen Herausforderungen, die wir gemeinert haben, können wir stolz auf unsere Arbeitsergebnisse im letzten Jahr sein. Diese wären ohne die außerordentlichen Anstrengungen der 50Hertz-Mitarbeiter und ihrem bemerkenswerten Engagement für das Unternehmen und die Elia-Gruppe nicht möglich gewesen. Zudem möchte ich mich auch bei unseren Gesellschaftern von Elia und IFM für die konstruktive Zusammenarbeit, ihr ergiebiges Feedback, die Unterstützung und ihre Inspiration danken, die zu einer Verbesserung der Leistungsfähigkeit und der Unternehmensergebnisse von 50Hertz geführt haben.

Das kommende Jahr wird uns abermals fordern und unsere ganze Kraft benötigen, da wir uns viel vorgenommen haben. Ein besonderer Fokus wird wiederum auf den Investitionen liegen. Dennoch bin ich optimistisch, was unsere Bemühungen hinsichtlich der gewünschten Ergebnisse und der Zukunft von 50Hertz angeht, denn wir sind gut gerüstet für die spannenden Aufgaben, die vor uns liegen.

Unser Profil

+ 50Hertz – Energie für eine Welt in Bewegung

Als Übertragungsnetzbetreiber im Zentrum Europas stehen wir für die sichere Integration der erneuerbaren Energien, die Entwicklung des europäischen Strommarkts und den Erhalt eines hohen Versorgungssicherheitsstandards.

Wir sorgen für den Betrieb, die Instandhaltung, die Planung und den Ausbau des 380/220-Kilovolt-Übertragungsnetzes im Norden und Osten Deutschlands. Unser Netz erstreckt sich über eine Fläche von 109.360 Quadratkilometern und hat eine Länge von rund 9.840 Kilometern. Das entspricht etwa der Strecke von Berlin nach Rio de Janeiro.

Wir sichern die Netzintegration von mehr als 40 Prozent der in Deutschland installierten Windkraftleistung, indem wir den Strom aus Windenergieanlagen in unser Netz aufnehmen und an die Verbrauchszentren weiterleiten. Unser Netz bildet das Rückgrat für die sichere Stromversorgung von mehr als 18 Millionen Menschen – 24 Stunden am Tag, 7 Tage die Woche, 365 Tage im Jahr.

Unser Name ist Programm. »50 Hertz« ist die Soll-Frequenz im Stromnetz und bildet damit die Basis einer zuverlässigen Stromversorgung. Kernaufgabe eines jeden Übertragungsnetzbetreibers ist es, diese Netzfrequenz permanent stabil zu halten. Wir halten die 50 Hertz, den Puls der europäischen Stromversorgung, gemeinsam mit unseren in- und ausländischen Partnern konstant. Darüber hinaus treiben wir die Entwicklung des Strommarkts voran, indem wir alle erneuerbaren Energien sicher ins Netz integrieren und unser Netz dafür bedarfsgerecht ausbauen. Wir arbeiten transparent und diskriminierungsfrei, ganz im Sinne der von der Europäischen Union geforderten Unabhängigkeit und Neutralität der Netze.

Wir sind ein unabhängiger Übertragungsnetzbetreiber und zugleich Teil der internationalen Elia-Gruppe. Unsere Anteilseigner sind der belgische Übertragungsnetzbetreiber Elia System Operator NV/SA (Elia), der 60 Prozent der Anteile hält, sowie der australische Infrastrukturfonds Industry Funds Management (IFM) mit 40 Prozent.

Als europäischer Übertragungsnetzbetreiber sind wir Mitglied im Verband »European Network of Transmission System Operators for Electricity« (ENTSO-E).

50Hertz hat seinen Unternehmenssitz in Berlin. Herzstück unseres Unternehmens ist die Netzleitwarte in Neuenhagen bei Berlin. Hier werden der Energiefluss durch die Netze überwacht und Maßnahmen für ein stabiles Energiesystem ergriffen, um jederzeit die Balance zwischen Erzeugung und Verbrauch zu halten. Die Instandhaltung unseres Übertragungsnetzes in den Bundesländern Berlin, Brandenburg, Hamburg, Mecklenburg-Vorpommern, Sachsen, Sachsen-Anhalt und Thüringen sowie der Umspannwerke und Schaltanlagen wird in sechs Regionalzentren organisiert: Regionalzentrum Nord in Güstrow, Regionalzentrum Mitte in Neuenhagen bei Berlin, Regionalzentrum Ost in Lübbenau, Regionalzentrum Süd in Röhrsdorf (Ortsteil von Chemnitz), Regionalzentrum Südwest in Bad Lauchstädt und Regionalzentrum West in Wolmirstedt.



+ Unsere Geschichte im Überblick

- 1887: Die Stadt Hamburg startet die öffentliche Stromversorgung
- 1894: Die neu gegründete Aktiengesellschaft »Hamburgische Electricitätswerke« (HEW) übernimmt das errichtete Verbundnetz der Stadt Hamburg
- 1909: AEG und Siemens starten die Stromversorgung der Mark Brandenburg
- 1915: Die »Berliner Städtische Elektrizitätswerk AG« (BEWAG) entsteht
- 1917: Die »Elektrizitätswerk Sachsen-Anhalt AG« wird gegründet
- 1934: Die »Berliner Kraft- und Licht-Aktiengesellschaft« (BKL), die in den 1930er Jahren entstand, wird mit der BEWAG zur »Berliner Kraft- und Licht (BEWAG)-AG« zusammengefasst
- 1954: Das DDR-Verbundnetz wird vom westdeutschen Netz getrennt
- 12. Dezember 1990: Gründung der »Vereinigten Energiewerke AG« (VEAG) als neues Verbundunternehmen auf Grundlage des sogenannten Stromvertrages vom 22. August 1990
- 1. Januar 1994: Verkauf der VEAG an ein Unternehmenskonsortium, bestehend aus den deutschen Energieversorgern Preussen-Elektra, Rheinisch-Westfälische Elektrizitätswerke und Bayernwerk, mit 75 Prozent Beteiligung sowie an die EBH, eine Holding in Besitz von BEWAG, VEW, Badenwerk, EVS und HEW, mit 25 Prozent Beteiligung
- 1995: Die »elektrische Wiedervereinigung« zwischen Ost- und Westdeutschland: Das VEAG-Netz wird an den westeuropäischen UCTE-Verbund angeschlossen
- 2001: Die HEW erwirbt die Aktienmehrheit an der VEAG
- Juni 2002: Das Übertragungsnetz wird als erste Tochtergesellschaft (Vattenfall Europe Transmission GmbH) der Vattenfall Europe AG aus der VEAG ausgegründet
- September 2002: Die VEAG wird mit den Unternehmen HEW, LAUBAG und BEWAG in der neuen Gesellschaft Vattenfall Europe zusammengeführt
- 2003: Die BEWAG wird von der schwedischen Vattenfall AB gekauft und am 1. Januar 2006 in Vattenfall Europe Berlin umbenannt
- 2006: Asset-Übergang des Übertragungsnetzeigentums in Hamburg und Berlin an die Vattenfall Europe Transmission GmbH
- 2008: Die Vattenfall Europe AG gibt die geplante Trennung von seinem Übertragungsnetz bekannt
- 5. Januar 2010: Das Unternehmen Vattenfall Europe Transmission GmbH wird in 50Hertz Transmission GmbH umbenannt
- 9. Mai 2010: Verkauf der 50Hertz Transmission GmbH an die neuen Anteilseigner Elia System Operator NV/SA (Elia) und an den australischen Infrastrukturfonds Industry Funds Management (IFM)



Grußwort des Vorsitzenden des Aufsichtsrats

Seit der Übernahme durch Elia und IFM hat 50Hertz das Tempo nochmals beschleunigt. Das Unternehmen hatte bereits zuvor als unabhängiger Übertragungsnetzbetreiber damit begonnen, sich von den anderen Übertragungsnetzbetreibern abzuheben und sich als Vorreiter in Europa zu profilieren.

Dies belegen die Windpark-Anschlüsse in der Ostsee – Baltic 1 wurde im Mai 2011 eingeweiht und Baltic 2 befindet sich in der Durchführungsphase – sowie die Integration eines sehr großen Anteils erneuerbarer Energien in unser Hochspannungsnetz: 40 Prozent der in Deutschland erzeugten erneuerbaren Energien werden in der 50Hertz-Regelzone eingespeist. Trotz der drastischen Verringerung der verfügbaren Erzeugungskapazitäten und des zunehmenden grenzüberschreitenden Handels gelingt es uns, den Bedarf unserer Kunden zu decken und ihre Versorgung zu gewährleisten. Bedeutsam ist ebenfalls unser Engagement im Rahmen überregionaler Initiativen wie Coreso und »TSO Security Cooperation« für einen sicheren Energiefluss im europäischen Netz oder der Erfolg der Kopplungsmechanismen auf den Tages- oder Spotmärkten in neun Ländern, die schrittweise Integration der Intraday-Märkte sowie der Einsatz von modernsten Technologien wie zum Beispiel Hochleistungsleitern.

Das alles sind Bereiche, in denen 50Hertz sich hervortut, vor allem auch dank der Synergien, die wir innerhalb der Elia-Gruppe in Sachen Effizienz, Ausbau von Fachkenntnissen, Forschung und Entwicklung, Unterstützung der regionalen, nationalen und europäischen Politik sowie bei der Zusammenarbeit innerhalb des »European Network of Transmission System Operators for Electricity« (ENTSO-E) nutzen können.

Unser Ziel ist ehrgeizig: Sieben Tage die Woche rund um die Uhr effizient und sicher auf die Erwartungen der verschiedenen Stakeholder eingehen, darunter Kunden, Verbraucher, politische Entscheidungsträger auf allen Regierungsebenen und die Gesellschaft. Das ist unsere Vision von unserem öffentlichen Auftrag und unserer Verantwortung gegenüber der Gesellschaft!



Durch die finanzielle und technische Unterstützung von Entwicklungsprojekten im 50Hertz-Netz stellen die Aktionäre Elia und IFM sicher, dass 50Hertz jetzt und vor allem zukünftig seine Aufgabe uneingeschränkt erfüllen kann und den zu erwartenden Entwicklungen in der deutschen Energielandschaft gewachsen ist, insbesondere im Zusammenhang mit der Energiewende, dem größten Modernisierungsprojekt der Wirtschaft zu Beginn des neuen Jahrtausends.

In diesem sich radikal ändernden Umfeld beabsichtigt 50Hertz, die Herausforderungen zu meistern und die Chancen wahrzunehmen, um so einen wichtigen Beitrag zur Entwicklung und zum Management eines sicheren Energiemixes, wie ihn Deutschland und Europa für das Jahr 2025 anstreben, zu leisten.

Als Aufsichtsratsvorsitzender und im Namen aller seiner Mitglieder bin ich stolz darauf und freue mich darüber, dass 50Hertz zur Verwirklichung dieser Vision auf die Unterstützung seiner Aktionäre sowie aller seiner Mitarbeiter zählen kann!

Daniel Dobbeni
Vorsitzender des Aufsichtsrats

Bericht des Aufsichtsrats 2011

Sehr geehrte Damen und Herren,

nach der Satzung der 50Hertz Transmission GmbH und dem Gesetz hat der bei der Gesellschaft fakultativ gebildete, mitbestimmte Aufsichtsrat die Aufgabe, die Geschäftsführung bei der Leitung des Unternehmens regelmäßig zu beraten und zu überwachen. Der Aufsichtsrat ist in Entscheidungen von grundlegender Bedeutung für das Unternehmen einzubinden. Im Berichtszeitraum, der das Kalenderjahr 2011 umfasst, hat der Aufsichtsrat seine Aufgabe in folgender Weise wahrgenommen:

Der Aufsichtsrat hat am 8. März, 23. September und am 15. Dezember 2011 jeweils am Sitz der Gesellschaft getagt und über Angelegenheiten des Unternehmens beraten. Zur Vorbereitung der Sitzungen erhielt der Aufsichtsrat einen ausführlichen schriftlichen Bericht zur Lage der Gesellschaft sowie Erläuterungen zu den gemäß der Tagesordnung zu verhandelnden Gegenständen. Vor jeder dieser Sitzungen fand eine Vorbesprechung mit den Vertretern der Arbeitnehmerschaft im Aufsichtsrat statt, in der der Lagebericht und die Beschlussgegenstände erörtert wurden. Die Geschäftsführung hat in den Sitzungen über die geschäftliche Entwicklung, wesentliche Geschäftsvorfälle sowie über die Strategie und die Planung informiert. In den Sitzungen bestand ausreichend Gelegenheit zu kritischen Fragen, Anregungen und sonstigen Hinweisen an die Geschäftsführung. Zwischen den Sitzungsterminen standen der Vorsitzende und der Stellvertretende Vorsitzende des Aufsichtsrats mit der Geschäftsführung in regelmäßigem Informations- und Gedankenaustausch und haben mit der Geschäftsführung die Strategie, die Geschäftsentwicklung und das Risikomanagement des Unternehmens beraten. Der Aufsichtsratsvorsitzende und der stellvertretende Aufsichtsratsvorsitzende wurden über wichtige Ereignisse, die für die Beurteilung der Lage und Entwicklung sowie für die Leitung des Unternehmens von wesentlicher Bedeutung sind, unverzüglich vom Sprecher der Geschäftsführung informiert.

Alle Angelegenheiten, die der Zustimmung des Aufsichtsrats bedurften, sowie weitere wichtige Angelegenheiten wurden dem Aufsichtsrat zur Beschlussfassung vorgelegt und sind von ihm eingehend beraten worden. Die Beschlüsse wurden in der Regel in den ordentlichen Sitzungen gefasst. Die Beschlüsse über personelle Änderungen in der Geschäftsführung wurden in außerordentlichen Sitzungen des Aufsichtsrats im Anschluss an die ordentlichen Sitzungen am 8. März und am 15. Dezember 2011 gefasst. Darüber hinaus erfolgten drei Beschlussfassungen aufgrund ihrer Dringlichkeit im schriftlichen Verfahren. Der Aufsichtsrat hat die der Beschlussfassung unterliegenden Angelegenheiten auf Rechtmäßigkeit, Ordnungsmäßigkeit und Wirtschaftlichkeit geprüft. Interessenskonflikte wurden von den Mitgliedern des Aufsichtsrats weder angezeigt, noch sind Umstände bekannt geworden, die das Bestehen eines Interessenskonfliktes nahegelegt hätten.

+ Schwerpunkte der Beratungen

Schwerpunkte der Beratungen des Aufsichtsrats im Berichtszeitraum waren der Abschluss einer Vereinbarung zwischen der Gesellschaft und dem Seekabel-Hersteller nkt cables GmbH über die Bezahlung von Mehrkosten im Zusammenhang mit der Errichtung des Netzanschlusses für den Offshore-Windpark Baltic 1, der Abschluss einer Vereinbarung zwischen der Gesellschaft und der Firma EnBW Baltic 1 GmbH & Co. KG über Erwerb von Nutzungsrechten an der Offshore-Plattform für den Windpark Baltic 1 sowie der Abschluss von Vereinbarungen mit Kreditinstituten über die Änderung der Finanzierungsstruktur einschließlich der Gestellung von Sicherheiten. Des Weiteren hat der Aufsichtsrat über die Erteilung von Mandaten zum Abschluss eines Vergleichs mit der Bundesnetzagentur zu Genehmigungen von Investitionsbudgets sowie über die Erhebung einer Klage gegen die Bundesnetzagentur bezüglich der Festlegung der regulatorisch zulässigen Eigenkapitalrenditen für die zweite Regulierungsperiode beraten. Gegenstand der Information und Beratung war der Fortschritt eines Projekts zur Restrukturierung und Aufstellung der Gesellschaft für die Bewältigung des großen Investitionsprogramms.

Hierzu fasste der Aufsichtsrat mehrere Beschlüsse, die organisatorische und personelle Änderungen betrafen. Ferner ließ sich der Aufsichtsrat umfassend über die Entwicklung des Regulierungsrahmens berichten und unterstützte die Geschäftsführung in ihrem Bemühen, im politischen Umfeld auf Verbesserungen dieser Rahmenbedingungen hinzuwirken. Schließlich hat der Aufsichtsrat über den Businessplan für das Jahr 2012 beraten. Dieser weist die Besonderheit auf, dass insbesondere der Investitionsplan für die Jahre 2012 bis 2021 in einem von erheblichen Unsicherheiten geprägten Geschäftsumfeld aufgestellt ist und über die Anpassung des Planes mit Blick auf die Entwicklung des Regulierungsrahmens im Jahr 2012 erneut zu entscheiden ist.

+ Jahresabschluss 2011

In seiner Sitzung am 8. März 2012 hat der Aufsichtsrat den Jahresabschluss für das Geschäftsjahr 2011 und den Lagebericht geprüft. Der Aufsichtsrat hat sich hierbei auf den Prüfbericht des gewählten Abschlussprüfers, der Ernst & Young Wirtschaftsprüfungsgesellschaft, gestützt. Der Abschlussprüfer hat den Jahresabschluss unter Einbeziehung der Buchführung und den Lagebericht geprüft und einen uneingeschränkten Bestätigungsvermerk erteilt. Die Prüfungsergebnisse hat der Prüfungsleiter in der Sitzung am 8. März 2012 mündlich erläutert und die hierzu vom Aufsichtsrat gestellten Fragen beantwortet. Der Aufsichtsrat hat keine Umstände festgestellt, die Einwände gegen den Jahresabschluss und den Lagebericht sowie die in diesem Zusammenhang von der Geschäftsführung abgegebenen Erklärungen begründen könnten.

+ Bestellung von Geschäftsführern und Prokuristen

Auf Vorschlag der Gesellschafterversammlung hat der Aufsichtsrat im Wege schriftlichen Verfahrens unter Bezugnahme auf seinen Beschluss vom 2. Dezember 2010 beschlossen, Herrn Udo Giegerich vorsorglich mit sofortiger Wirkung bis zum 31. Dezember 2013 zum Geschäftsführer der 50Hertz Transmission GmbH zu bestellen. Nachdem Herr Wolfgang Neldner sein Amt als Geschäftsführer zum 31. März 2011 niedergelegt hatte, hat der Aufsichtsrat auf Vorschlag der Gesellschafterversammlung Herrn Dr. Frank Golletz mit Wirkung vom 1. April 2011 für einen Zeitraum von 3 Jahren zum Geschäftsführer bestellt. Ferner hat der Aufsichtsrat Herrn Dr. Dirk Biermann zum 1. April 2012 für einen Zeitraum von 3 Jahren zum Geschäftsführer bestellt. Schließlich hat der Aufsichtsrat Herrn Boris Schucht zum Vorsitzenden der Geschäftsführung ernannt. Der Aufsichtsrat hat der Erteilung von Prokuren für die Gesellschaft an Herrn Jochen Müller, Herrn Dr. Lorenz Müller, Frau Dr. Yvonne Saßnick zugestimmt. Der Aufsichtsrat hat ferner der Erteilung von Prokuren für die Gesellschaft an Herrn Wolfgang Bogenrieder und Herrn Gert Schwarzbach zugestimmt und der Geschäftsführung das Mandat erteilt, die Prokuren nach pflichtgemäßem Ermessen zu erteilen.

Der Aufsichtsrat hat der Bestellung von Herrn Udo Giegerich und Herrn Dr. Frank Golletz zu Geschäftsführern der 50Hertz Offshore GmbH sowie der Erteilung von Prokura an Herrn Uwe Herzfeld zugestimmt.

+ Geschäftsführerangelegenheiten

Der Aufsichtsrat hat in seinen Sitzungen am 8. März und am 15. Dezember 2011 jeweils Änderungen der Organisationsstrukturen und damit Änderungen des Geschäftsverteilungsplans zugestimmt. Die am 15. Dezember 2011 beschlossenen Änderungen treten zum 1. April 2012 in Kraft.

Der Aufsichtsrat hat mit Herrn Wolfgang Neldner einen Vertrag über die Aufhebung seines Geschäftsführer-Anstellungsvertrags abgeschlossen und mit Herrn Dr. Frank Golletz sowie Herrn Dr. Dirk Biermann jeweils einen Geschäftsführer-Anstellungsvertrag für die Dauer ihrer Bestellung abgeschlossen.

Des Weiteren hat der Aufsichtsrat die Erfüllung der persönlichen und der Unternehmensziele der Geschäftsführer überwacht und die für das Jahr 2010 getroffenen Zielvereinbarungen mit Herrn Boris Schucht, Herrn Lars Bespolka und Herrn Hans-Jörg Dorny abgerechnet. Die Abrechnung der Zielvereinbarung für Herrn Wolfgang Neldner war Gegenstand des Aufhebungsvertrags. Der Aufsichtsrat hat einer Anpassung des Zielvereinbarungssystems für Geschäftsführer, das neben der Erreichung persönlicher und Unternehmensziele nunmehr auch die nachhaltige Erreichung von Unternehmenszielen honoriert, zugestimmt. Das Zielvereinbarungssystem findet auf das Geschäftsjahr 2011 Anwendung. Schließlich hat der Aufsichtsrat der Anpassung der Vergütung für Geschäftsführer und einigen weiteren Änderungen der Verträge zugestimmt. Die die Geschäftsführer betreffenden Angelegenheiten wurden zunächst im Aufsichtsratspräsidium beraten und anschließend vom gesamten Aufsichtsrat beschlossen.



+ Sonstiges

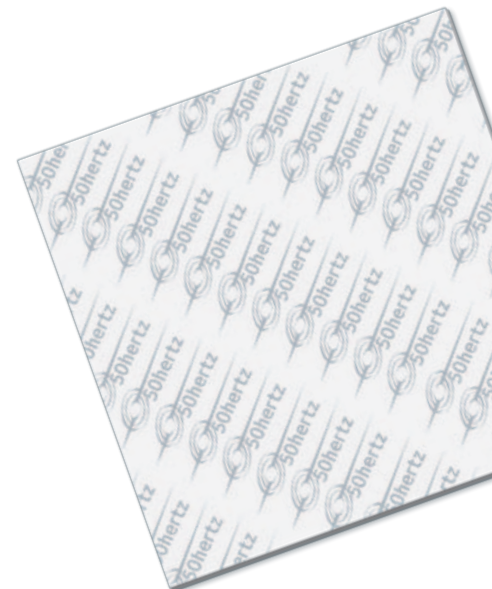
Andere als die vorgenannten Rechtsgeschäfte zwischen der Gesellschaft und mit ihr verbundener Unternehmen und Geschäftsführern oder deren Angehörigen wurden nicht abgeschlossen. Es wurden keine Verträge zwischen der Gesellschaft und Mitgliedern des Aufsichtsrats abgeschlossen und keine Kredite an Aufsichtsratsmitglieder gewährt. Der Aufsichtsrat hat auch anderweitig keine Kenntnis von Rechtsgeschäften erlangt, zu deren Vertretung er berufen gewesen wäre oder die seiner Zustimmung bedurft hätten.

Der Aufsichtsrat dankt der Unternehmensleitung, den Betriebsräten und allen Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern für ihre engagierte und erfolgreiche Arbeit im Jahr 2011.

Berlin, im März 2012

Für den Aufsichtsrat

Daniel Dobbeni
Vorsitzender





Meilensteine 2011

19. und 20. Januar 2011 – Netzregelverbund

Der Netzregelverbund-Vertrag ist besiegelt. Alle vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber haben diesem Vertrag zugestimmt und ihn unterzeichnet. Dadurch werden bei der Regelenergie jährlich rund 300 Millionen Euro zugunsten der Netznutzer eingespart.

Februar 2011 – Abschluss Phase 1 Projekt zur Entwicklung von 50Hertz

Phase 1 des Unternehmensprojekts ist erfolgreich abgeschlossen. Das Projekt verfolgt das Ziel, die strategische Ausrichtung von 50Hertz weiterzuentwickeln, um als Übertragungsnetzbetreiber mit zwei Eigentümern und als Teil der Elia-Gruppe für das künftige Wachstumsprogramm gerüstet zu sein.

14. April 2011 – Abschluss des Raumordnungsverfahrens für den dritten Teilabschnitt der Südwest-Kuppelleitung

Das Raumordnungsverfahren des dritten Teilabschnitts des europäischen Vorrangprojekts »Verbindungsleitung Halle (Saale)-Schweinfurt« (Südwest-Kuppelleitung) ist abgeschlossen. Diese Entscheidung ist ein weiterer wichtiger Schritt, um den hohen und weiter wachsenden Anteil der erneuerbaren Energien im Nordosten Deutschlands auch künftig ins Netz integrieren zu können.

Mai 2011 – Energiewende und Kernkraft-Moratorium

Die deutschen Übertragungsnetzbetreiber als Verantwortliche für die Systemsicherheit innerhalb ihrer Regelzonen nehmen zur geplanten Energiewende und zum Kernkraft-Moratorium Stellung.

2. Mai 2011 – Netzanbindung des ersten kommerziellen Windparks EnBW Baltic 1 in der Ostsee

Mit EnBW Baltic 1 ist der erste kommerzielle deutsche Offshore-Windpark in Betrieb. Die Eröffnung findet im Beisein von Bundeskanzlerin Dr. Angela Merkel und Mecklenburg-Vorpommerns Ministerpräsident Erwin Sellering statt.

14. Juni 2011 – Eurogrid GmbH unterzeichnet neue Kreditvereinbarung zu verbesserten Konditionen

Die Muttergesellschaft von 50Hertz, die Eurogrid GmbH, vereinbart eine neue Kreditlinie in Höhe von 350 Millionen Euro mit einer Laufzeit von fünf Jahren zur Absicherung der Netzausbauinvestitionen und zur Stärkung des Finanzierungsprofils.

11. März 2011 – Erdbeben und Reaktorkatastrophe in Fukushima

14. März 2011 – Kernkraft-Moratorium der deutschen Bundesregierung

Die Bundesregierung verkündet ein dreimonatiges Kernkraft-Moratorium zur Sicherheitsüberprüfung und lässt die sieben ältesten Meiler abschalten.

15. April 2011 – Beschleunigte Energiewende

Die Bundesregierung beschließt die Ausarbeitung eines umfangreichen Gesetzespakets für eine beschleunigte Energiewende hin zu erneuerbaren Energien.

6. Juni 2011 – Ausstieg Deutschlands aus der Kernenergie

Das Bundeskabinett verabschiedet das Gesetzespaket, das neben dem vorzeitigen Ausstieg Deutschlands aus der Kernenergie eine umfangreiche Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes und des Gesetzes für den Vorrang Erneuerbarer Energien (EEG), ein neues Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz sowie eine Vielzahl weiterer Neuregelungen auf dem Gebiet des Energierechts enthält.

17. Juni 2011 – Start der Pilotanlage zur Erprobung von Hochtemperaturseilen

50Hertz startet die praktische Erprobung der neuesten Generation von Hochtemperaturseilen (ACCR – Aluminium Conductor Composite Reinforced – mit Aluminium-Oxid-Matrix) in einem Pilotprojekt im Umspannwerk Güstrow (Mecklenburg-Vorpommern). Mit der Pilotanlage werden wertvolle betriebliche Erkenntnisse für zukünftige Einsatzmöglichkeiten im Netz von 50Hertz gewonnen, beispielsweise im Hinblick auf eine temporäre Erhöhung der Auslastung einzelner Leitungsabschnitte.

27. Juni 2011 – Modernstes Netzmanagement in neuer Schaltwarte

50Hertz weiht sein neues »Transmission Control Center« in Neuenhagen bei Berlin ein. Gäste aus Politik, Energiewirtschaft, Behörden, Verbänden und Medien sind der Einladung gefolgt. Ehrengäste sind Günther H. Oettinger, EU-Kommissar für Energie, und Jochen Homann, Staatssekretär im Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie.

August 2011 – 50Hertz ist Reihenpartner von »Artist in Residence« am Konzerthaus Berlin

Das Programm »Artist in Residence« nimmt am Konzerthaus in Berlin eine besondere Stellung ein. 50Hertz unterstützt diese Programmreihe in der Saison 2011 / 12. In jeder Spielzeit wird ein Künstler in den Mittelpunkt gestellt und mit einer Vielzahl von Konzerten und Projekten dem Publikum vorgestellt. 2011 / 12 ist die Cellistin Sol Gabetta »Artist in Residence«.

30. August 2011 – Abschluss des Raumordnungsverfahrens für den 380-kV-Nordring Berlin

Das Raumordnungsverfahren zur 380-Kilovolt-Freileitung Neuenhagen–Wustermark–Hennigsdorf (380-kV-Nordring Berlin) wird mit der landesplanerischen Beurteilung durch das Ministerium für Infrastruktur und Landwirtschaft des Landes Brandenburg abgeschlossen.

31. August 2011 – Sicherheit des elektrischen Systems und die Energiewende

Bei der Vierten Sicherheitskonferenz von 50Hertz diskutieren Vertreter aus den Bereichen Stromerzeugung, -übertragung und -verteilung sowie Repräsentanten von Universitäten, Verbänden, Behörden und Beratungsunternehmen in Cottbus gemeinsam über die Sicherheit der Elektrizitätsversorgung vor dem Hintergrund der beschleunigten Energiewende.

5. Juli 2011 – Plenum der Gesprächsplattform »Zukunftsfähige Energienetze«

Die deutsche Energiewirtschaft unterbreitet der deutschen Regierung gemeinsam mit Wissenschaft, Politik und den Bundesländern erste Vorschläge zur Beschleunigung der Energiewende.

19. Juli 2011 – Netzentwicklungsplan

Nach Beschluss des Deutschen Bundestags erhalten die Übertragungsnetzbetreiber den Auftrag, einen Plan für den Ausbau der Übertragungsnetze zu erarbeiten.

7. September 2011 – Zukünftige Eigenkapitalverzinsung

Beginn der Konsultation zur Festlegung der Eigenkapitalzinssätze ab 2013: Die Bundesnetzagentur schlägt für Stromnetze zunächst eine Absenkung von 9,29 Prozent auf 8,2 Prozent vor und beschließt schließlich eine Verzinsung von 9,05 Prozent (alle Zahlen vor Körperschaftsteuer).

Oktober 2011 – 50Hertz ist Hauptsponsor der Sonderausstellung »Windstärken« des Deutschen Technikmuseums Berlin

Als Hauptsponsor der Sonderausstellung »Windstärken« im Deutschen Technikmuseum Berlin macht 50Hertz das Thema Wind, seine Energie und die Rolle der Netze greif- und erlebbar. Die Sonderausstellung läuft bis Februar 2013.

1. Oktober 2011 – Netzregelverbund wird international

Der dänische Übertragungsnetzbetreiber Energinet.dk tritt dem Netzregelverbund der deutschen Übertragungsnetzbetreiber bei. Damit ist der erste Schritt zu einer internationalen Erweiterung des von 50Hertz maßgeblich mitgestalteten Netzregelverbunds getan.

9. Oktober 2011 – 50Hertz unterstützt den »GutsMuths-Rennsteiglauf«

Der Rennsteiglauf-Verein veranstaltet die Neuauflage des traditionsreichen Rennsteig-Herbstlaufs in Thüringen. 50Hertz ist als wichtiger Unterstützer des Crosslaufs dabei.

14. Oktober 2011 – EEG-Umlage 2012

50Hertz und die anderen deutschen Übertragungsnetzbetreiber veröffentlichen die EEG-Umlage für das Jahr 2012. Die Umlage beträgt 3,592 Cent pro Kilowattstunde.

10. November 2011 – Europäische Netzerklärung zu Netzausbau und Naturschutz

Die »Renewables Grid Initiative« überreicht in Brüssel eine »Europäische Netzerklärung zu Netzausbau und Naturschutz« an EU-Energiekommissar Günther Oettinger. In der »Gemeinsamen Netzerklärung« verpflichten sich Nichtregierungsorganisationen und Übertragungsnetzbetreiber, zusammen den für die Energiewende notwendigen Netzausbau voranzutreiben.

18. November 2011 – Webpräsenz zum Netzentwicklungsplan

Mit dem gemeinsamen Webauftritt bieten die vier Übertragungsnetzbetreiber Deutschlands, 50Hertz, Amprion, EnBW Transportnetze und TenneT TSO, umfassende Informationen und schaffen Transparenz rund um die Erstellung des Netzentwicklungsplans.

23. November 2011 – EEG-Konferenz von 50Hertz im Zeichen der Marktintegration von erneuerbaren Energien

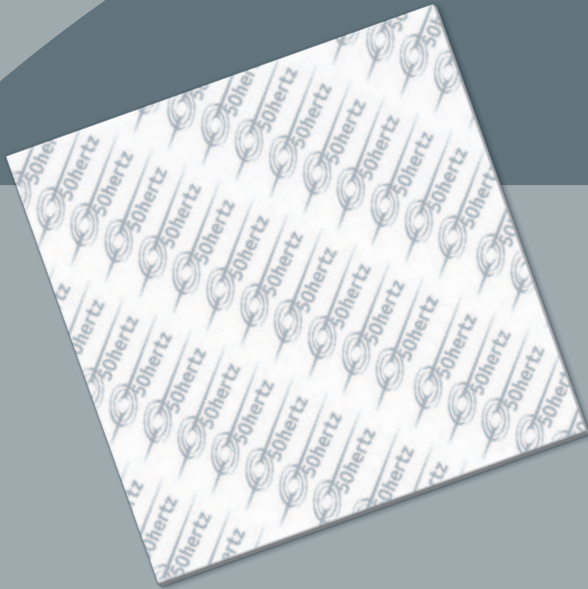
50Hertz veranstaltet die dritte Konferenz zur Vermarktung und Kostenwälzung von erneuerbarem Strom mit rund 260 Teilnehmern. An der Konferenz in Berlin nehmen neben der deutschen Bundesnetzagentur Netzbetreiber, Stromhändler, Stromvertriebe, Börsenexperten, Anlagenbetreiber, IT-Experten und Wirtschaftsprüfer aus Deutschland, Österreich und der Schweiz teil.

6. Oktober 2011 – Anhebung der Redispatch-Kosten

Die Bundesnetzagentur veröffentlicht ihre Prognose für die Redispatch-Kosten des Jahres 2012. Diese verdoppeln sich gegenüber dem Jahr 2011.

7. Dezember 2011 – Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan

Die Bundesnetzagentur genehmigt den Szenariorahmen zur energiewirtschaftlichen Entwicklung der nächsten Jahre. Auf dieser Grundlage sollen die Übertragungsnetzbetreiber nun den ersten nationalen Netzentwicklungsplan erstellen.



Unser Beitrag zur Energiewende

Die Kernaufgaben von 50Hertz	23
Verantwortung ist unser Geschäft	25
Energiepolitik und Energierecht	29
Kernaufgabe – Systemsteuerung	35
Kernaufgabe – Infrastruktur	41
Kernaufgabe – Marktentwicklung	49
Kernaufgabe – EEG- und KWKG-Abwicklung und Management von Systemdienstleistungen	53
Finanzierung	59
Unsere Mitarbeiter	63



Wir sind Wegbereiter der Energiewende – Die Kernaufgaben von 50Hertz

Als Übertragungsnetzbetreiber ist es unser Auftrag, ein »sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz diskriminierungsfrei zu betreiben, zu warten und bedarfsgerecht zu optimieren, zu verstärken und auszubauen.« So ist es im § 11 des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) verankert.

Unser Geschäft haben wir in vier Hauptaufgaben zusammengefasst:

1) Systemsteuerung

Verantwortlich für den sicheren Betrieb des gesamten elektrischen Systembetriebs, 24 Stunden am Tag



3) Marktentwickler

Katalysator für die Entwicklung des Strommarkts, insbesondere in Nord- und Zentralosteuropa



2) Infrastruktur

Betrieb, Instandhaltung, Planung und Ausbau der Infrastruktur On- und Offshore für den Stromtransport



4) Treuhänder

Zuständig für die finanzielle Abwicklung für erneuerbare Energien (gemäß EEG) und für die Kraft-Wärme-Kopplung (gemäß KWKG)



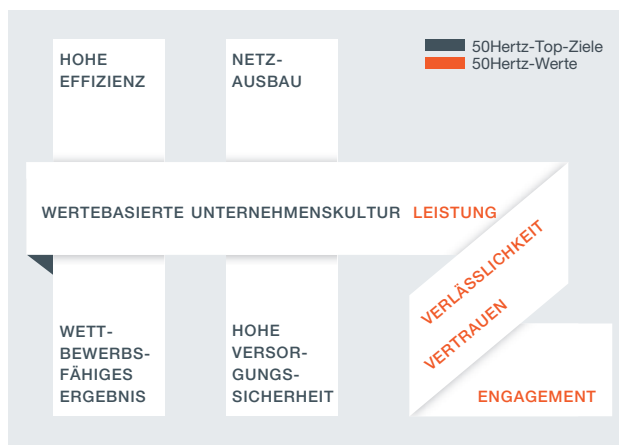
Übertragungsnetze: Das deutsche Stromnetz besteht aus unterschiedlichen Spannungsebenen. Das Rückgrat der Energieinfrastruktur bilden die Übertragungsnetze, die sogenannten Stromautobahnen. Sie transportieren große Strommengen – auf der Höchstspannungsebene mit 220 beziehungsweise 380 Kilovolt – über weite Distanzen, direkt von den Großkraftwerken zu den Verteilungsnetzen in den Regionen. Darüber hinaus verbinden die Übertragungsnetze das deutsche Stromnetz mit denen der Nachbarländer und ermöglichen so den länderübergreifenden Energieaustausch in Europa.



Verantwortung ist unser Geschäft

Als Übertragungsnetzbetreiber haben wir eine besondere Verantwortung. Wir handeln nicht nur im Auftrag unserer Kunden und Geschäftspartner, sondern verstehen uns in gleichem Maße als Dienstleister für die Gesellschaft und Wirtschaft. Dabei steht das Wohlergehen der heutigen wie der zukünftigen Generationen im Vordergrund.

Die vier zentralen Werte Leistung, Verlässlichkeit, Vertrauen und Engagement haben wir in unserer Unternehmenskultur fest verankert. Sie prägen unsere Haltung und leiten unser Denken und Handeln.



Leistung steht nicht nur als physikalische Größe (Energie pro Zeit) im Mittelpunkt unseres Wirkens. Wir wollen Bestleistungen für unsere Kunden, Geschäftspartner und die Gesellschaft erbringen, indem wir unsere Kompetenzen und Fähigkeiten zielorientiert und effizient einsetzen und mit Disziplin, Mut und Kreativität weiterentwickeln. Verlässlichkeit ist eine Grundvoraussetzung, um integer und verantwortlich zu handeln und andere zur Übernahme von Verantwortung zu befähigen. Wir stehen zu unserem Wort und handeln aufrichtig und transparent. Eine verlässliche Versorgung ist für uns selbstverständlich. Wir nehmen die Bedenken und Bedürfnisse der Menschen ernst und berücksichtigen diese frühzeitig bei der Lösungsfindung. Dabei bestimmt Beständigkeit unser Vorgehen. Ohne Verlässlichkeit und ein respektvolles Miteinander kann kein Vertrauen entstehen. Vertrauen und Offenheit sind uns wichtig. Dabei pflegen wir einen konstruktiven und kritischen Dialog auf Augenhöhe. Mit Engagement möchten wir die Zukunft mitgestalten. Begeistert und entscheidungsfreudig stellen wir

uns unseren Aufgaben. Mut und Enthusiasmus, aber auch das permanente Hinterfragen unserer Entscheidungen sind Eigenschaften, die unser Handeln begleiten.

50Hertz unterstützt und achtet die Erklärung und ethischen Prinzipien des »Globalen Pakts« der Vereinten Nationen (UN Global Compact).

Als Übertragungsnetzbetreiber haben wir uns der transparenten und diskriminierungsfreien Ausgestaltung und Abwicklung des Netzbetriebs verschrieben und garantieren dies den verschiedenen Marktteilnehmern.

+ Engagement aus Überzeugung

Als Dienstleister für die Gesellschaft engagieren wir uns auch über die gesetzlich verpflichtenden Maßnahmen hinaus aktiv und vorausschauend im Einklang mit unserem gesetzlichen Auftrag. Dabei legen wir den Schwerpunkt auf die Wertschöpfung in unserer Region, für die Menschen und den gesellschaftlichen Zusammenhalt. In unserem Netzgebiet unterstützen wir herausragende und unverwechselbare Projekte, die eine vielfältige Kulturlandschaft fördern oder dem Schutz der Natur dienen, sowie soziale Anliegen. Dabei liegen uns das Wohl und die Förderung von Kindern und Jugendlichen besonders am Herzen.

Sonderausstellung »Windstärken« im Deutschen Technikmuseum Berlin

Junge Menschen für den naturwissenschaftlich-technischen Bereich zu begeistern, ist uns ein wichtiges Anliegen. Als Hauptsponsor der Sonderausstellung »Windstärken« im Deutschen Technikmuseum Berlin machen wir das Thema Wind und seine Energie greifbar und erlebbar – vor allem für Kinder und Jugendliche. Auf 1.050 Quadratmetern wird die ganze Vielfalt des Phänomens Wind anschaulich präsentiert – von seinem Einfluss auf Natur, Kunst und Kultur bis hin zur Idee, die Kraft des Windes für die Energieversorgung zu nutzen. Zu dieser ersten großen Ausstellung gibt es ein umfangreiches Begleitprogramm mit verschiedenen kostenfreien Angeboten für Schulklassen und Kindergärten, Gruppenführungen für Erwachsene und speziellen Führungen für Blinde und Sehbehinderte. Auch nehmen wir an Diskussionsrunden und Podien rund um die Sonderausstellung aktiv teil.

GutsMuths-Rennsteiglauf

Der GutsMuths-Rennsteiglauf in Thüringen gilt als einer der größten Landschaftsläufe in Deutschland. Er führt über den Höhenweg Rennsteig des Thüringer Waldes. Etwa 15.000 Läufer, Nordic Walker und Wanderer nehmen daran teil. Am 9. Oktober 2011 veranstaltete der Rennsteiglauf-Verein die Neuauflage des Rennsteig-Herbstlaufs. Dieser Crosslauf auf dem ersten Teilstück der Rennsteiglauf-Marathon-Strecke führt 20,5 Kilometer von Neuhaus nach Masserberg. Wir waren als maßgeblicher Unterstützer dieser Veranstaltung dabei. Zudem gingen laufbegeisterte Mitarbeiter von 50Hertz mit an den Start und bekennen sich damit zur Region.

Reihenpartner von »Artist in Residence« am Konzerthaus Berlin

Das Konzerthaus steht im Zentrum des traditionsreichen Gendarmenmarkts in Berlin und bildet zusammen mit dem Französischen und Deutschen Dom eines der schönsten architektonischen Ensembles Europas. In den vier Spielstätten des Konzerthauses Berlin wird mit mehr als 500 Veranstaltungen Musik in all ihren Facetten dargeboten – von Sinfoniekonzerten über Kammermusik bis hin zu Neuer Musik. Dabei nimmt das Programm »Artist in Residence« eine besondere Stellung ein. 50Hertz unterstützt diese Programmreihe, bei der in jeder Spielzeit ein Künstler in den Mittelpunkt gestellt und mit einer Vielzahl von Konzerten und Projekten dem Publikum vorgestellt wird. In der Saison 2011 / 12 ist die Cellistin Sol Gabetta »Artist in Residence«.

Spenden

Förderaktivitäten in Form von gezielten Spenden haben bei 50Hertz eine lange Tradition. Im Jahr 2011 haben wir beispielsweise die »Mobile Jugendarbeit MAILÄR« des Valtenbergwichtel e.V. in der Lausitz unterstützt, die »Bibliotheksschatzsuche für Kinder« der Kinderuni der Technischen Universität Ilmenau, das Dorf- und Kinderfest 2011 des Sächsischen Heimatvereins Lippitsch e.V., das Dorffest der Gemeinde Streumen anlässlich der 750-Jahrfeier, den Neubau des Sportzentrums Vieselbach des SV 1899 Vieselbach e.V. und die Aktion »96 Stunden« in Wendemark des rbb Rundfunk Berlin-Brandenburg.

+ Regionale und lokale Wertschöpfung

Auch bei unseren Netzausbauvorhaben setzen wir auf die regionale und lokale Wertschöpfung. Wir beziehen lokale Unternehmen ein, um wichtige Impulse für die Entwicklung der entsprechenden Region zu setzen. Erd- und Fundamentarbeiten, Forstarbeiten, Tätigkeiten im Landschafts-, Tief- und Wasserbau sowie weitere Arbeiten werden an Unternehmen vor Ort vergeben. Des Weiteren ermöglichen wir jungen Wissenschaftlern, neue Ideen – etwa zum Einsatz von ökologischem Schneisenmanagement – zu entwickeln und in die Vorhaben einzubringen.

+ Herausforderungen von heute und morgen im Blick

Die Energiewende erfordert das aktive Zusammenwirken von Wirtschaft und Wissenschaft und den offenen Austausch untereinander. Mit unserem Beitrag zu Forschung und Entwicklung wollen wir effiziente Energietechniken und den Umbau der Energielandschaft hin zu einer klimafreundlichen, sicheren und zugleich wirtschaftlichen Energieversorgung vorantreiben. Insbesondere für den Netzausbau und eine ungehinderte Nutzung und Entwicklung von Speicherkapazitäten für Elektrizität setzen wir uns ein. Dafür haben wir bereits vor vielen Jahren ein wissenschaftliches Netzwerk geknüpft.

Im Jahr 2011 waren wir an rund 30 Forschungs- und Entwicklungsprojekten beteiligt. Zu diesen zählen an Universitäten und Institute vergebene Auftragsstudien und Beteiligungen an Demonstrations- und europäischen Verbundprojekten. Der Fokus dieser Studien beziehungsweise Projekte lag insbesondere auf Aspekten der Systemsicherheit, Erzeugung und Last sowie zunehmend auf Netzentwicklung (Overlaynetz) und Speichertechniken. Die Tätigkeitsfelder Forschung und Entwicklung sowie Beratung werden in Form einer Elia-Gruppenfunktion koordiniert. Denn hier gilt es besonders, Synergien und Erkenntnisgewinne gruppenweit zu nutzen und einen europäischen Blickwinkel einzunehmen.

Als Lotse der ENTSO-E-Arbeitsgruppe »2050 Electricity Highways« ist es uns gelungen, die Arbeitsgruppe gegenüber der EU-Kommission und externen Bezugsgruppen als Vorreiter zum Thema »Elektrizitätssystem 2050« zu positionieren. 2011 hat die Arbeitsgruppe ein umfassendes Studienprogramm entworfen und mit allen relevanten Anspruchsgruppen, inklusive einer öffentlichen Konsultation, abgestimmt. Die EU-Kommission hat eine Förderbereitschaft in Höhe von mehreren Millionen Euro im Rahmen des Siebten Europäischen Forschungsrahmenprogramms (FP7) signalisiert. Alle relevanten Anspruchsgruppen konnten wir für eine Beteiligung an dem dreijährigen Studienprojekt »e-HIGHWAY2050« gewinnen. Wir sind über die Elia-Gruppe an diesem Studienprojekt beteiligt.

Im Kontext der »Energy Roadmap 2050« der EU-Kommission ist es das Hauptziel des Studienprojekts, den »Modular Development Plan on a pan-European Electricity Highways System 2050« (MoDPEHS) zu erstellen. Dieser soll langfristige Tendenzen in der Netzentwicklung aufzeigen und baut auf dem europäischen Zehn-Jahres-Netzentwicklungsplan (TYNDP) von ENTSO-E auf, mit der Maßgabe, die erforderlichen Maßnahmen für ein europäisches »Overlaynetz« in Fünf-Jahres-Schritten bis 2050 aufzuzeigen. Die im Rahmen des MoDPEHS identifizierten Maßnahmen werden in einem verbindlichen »Masterplan« der EU-Kommission münden.

Als Konsortialpartner der »Regenerativen Modellregion Harz« engagieren wir uns in unserem Netzgebiet für eine Beispiellösung, um die Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit sowie die Klima- und Umweltverträglichkeit in der Stromversorgung zu erhöhen. Die Regenerative Modellregion Harz ist eines von sechs Modellprojekten, das im Rahmen der Initiative »E-Energy – IKT-basiertes Energiesystem der Zukunft« des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie in Partnerschaft mit dem Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit gefördert wird. Durch die Koordination von Erzeugung, Speicherung und Verbrauch will die Region zeigen, dass mit einem maximalen Anteil erneuerbarer Energieträger eine stabile, zuverlässige und verbrauchernahe Versorgung mit elektrischer Energie möglich ist.

Zur Intensivierung unserer Hochschulkontakte haben wir vor drei Jahren einen wissenschaftlichen Beirat für Energieinfrastrukturen ins Leben gerufen. Zu diesem Netz-

werk gehören mehrere Partneruniversitäten, die in unserem Netzgebiet ansässig sind. Die Mitglieder sind Professoren, die sich durch herausragendes Wissen, unter anderem in den Bereichen Stromnetze, Hochspannungstechnik, Energie- und Regulierungsrecht, auszeichnen. Besonders eng sind die Partnerschaften mit den Technischen Universitäten in Berlin, Magdeburg und Cottbus. 2011 haben wir mit dieser Runde die Gespräche über die operativen und strategischen Herausforderungen fortgesetzt und offiziell eine Initiative zur Nachwuchsgewinnung aus dem Hochschulumfeld gestartet.

+ Transparenz

Über die Erfüllung der gesetzlichen und regulatorischen Transparenzanforderungen hinaus bekennen wir uns auch in Datenfragen zu einem offenen, fairen und sachlichen Umgang mit allen unseren Anspruchsgruppen. Dazu gehört die proaktive Schaffung von Datentransparenz überall dort, wo durch die Veröffentlichung keine Gefährdung der Systemsicherheit besteht und keine wettbewerbsrechtlichen Einschränkungen gelten. Aus dieser Überzeugung heraus prüfen wir im Rahmen des Transparenzprozesses kontinuierlich, welche ergänzenden Daten für die Öffentlichkeit von Interesse sind und dieser zugänglich gemacht werden können. Dabei legen wir großen Wert auf eine für die Anspruchsgruppen verständliche und nutzerfreundliche Datenbereitstellung. Alle dafür notwendigen Prozesse und Aktivitäten werden zentral von unserem »Transparency Officer« gesteuert.





Wir bringen uns ein – Energiepolitik und Energierecht

Unser gesellschaftlicher Auftrag wird durch eine Vielzahl rechtlicher Rahmenbedingungen – Gesetze, Verordnungen und Richtlinien auf nationaler und europäischer Ebene – maßgeblich bestimmt. Die zentralen Regelungen für Übertragungsnetzbetreiber sind im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) und den dazugehörigen Verordnungen, wie der Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (StromNZV) und der Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (StromNEV) sowie im Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (EEG) und den dazugehörigen Verordnungen, im Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen (EnLAG) und im Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz (NABEG) verankert. Das EnWG und das EEG mit ihren Verordnungen setzen eine Vielzahl europäischer Vorgaben um. Andere energierechtliche Vorgaben der Europäischen Union gelten unmittelbar in Deutschland, etwa die Verordnung über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel (VO (EG) Nr. 714/2009) und die Verordnung zur Gründung einer Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (VO (EG) Nr. 713/2009).

Um auf politischer Ebene zu einem besseren Verständnis der betrieblichen Praxis und des Stromsystems beizutragen, begleiten wir gesetzgeberische Prozesse, indem wir frühzeitig Vorschläge einbringen und transparent informieren. Auch sprechen wir gegenüber Behörden und Politikern regelmäßig wichtige Punkte zum Regulierungsrahmen, zu Genehmigungsverfahren und Investitionsbedingungen an. Zudem pflegt der Bereich Öffentlichkeitsarbeit einen intensiven Dialog mit Partnern und Entscheidungsträgern. Hierzu finden Workshops auf regionaler, nationaler und europäischer Ebene statt sowie politische Gesprächsrunden mit allen Parteien.

Im Jahr 2011 stand die beschleunigte Energiewende und damit insbesondere die Sicherung einer hohen Versorgungsqualität, die Verbesserung der regulatorischen Rahmenbedingungen für Investitionen, das sogenannte Korridormodell für Systemdienstleistungen, die Entwicklung der Netznutzungspreise, das EEG beziehungsweise die Fördermechanismen, die europäische Marktintegration sowie der Netzentwicklungsplan für Deutschland und die Regulierung im Vordergrund.

Das **Energiewirtschaftsgesetz (EnWG)** bildet die gesetzliche Grundlage für die deutsche Energiewirtschaft. Es legt fest, dass Netzbetreiber ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz diskriminierungsfrei betreiben, warten und bedarfsgerecht optimieren, verstärken und ausbauen müssen. Betreiber von Übertragungsnetzen haben die Energieübertragung durch das Netz unter Berücksichtigung des Austauschs mit anderen Verbundnetzen zu regeln. Mit der Bereitstellung und dem Betrieb ihrer Übertragungsnetze im nationalen und internationalen Verbund leisten sie einen Beitrag zu einem sicheren und zuverlässigen Elektrizitätsversorgungssystem in ihrem Netzgebiet (Regelzone) und damit zu einer sicheren Energieversorgung. Darüber hinaus tragen die Übertragungsnetzbetreiber die sogenannte Systemverantwortung, das heißt, sie sind berechtigt und verpflichtet, alle erforderlichen Maßnahmen zur Abwehr von Gefährdungen oder Störungen der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems zu ergreifen.

Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz (NABEG): Das 2011 verabschiedete Gesetz enthält zusätzliche Maßnahmen zur Beschleunigung des Ausbaus der Höchstspannungsnetze und gibt klare Vorgaben für den Einsatz neuer Techniken, wie der Hochspannungsgleichstrom-Übertragung (HGÜ). Das NABEG ergänzt das Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen (EnLAG) und gilt für alle künftigen Netzausbaumaßnahmen. Es knüpft dabei an den nach dem EnWG zu erstellenden Netzentwicklungsplan an.

Das deutsche **Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (EEG)** soll den Ausbau von Energieversorgungsanlagen vorantreiben, die sich aus regenerativen Quellen speisen. Das EEG dient vorrangig dem Klimaschutz und soll dazu beitragen, die Abhängigkeit von fossilen Energieträgern und Energieimporten zu senken. Es legt fest, dass EEG-Anlagen vorrangig an das Netz angeschlossen und Strom aus erneuerbaren Energien vorrangig von den Netzbetreibern abgenommen, übertragen und verteilt werden muss. Bei Bedarf ist das Höchstspannungsnetz unverzüglich auszubauen.

Die **EU-Richtlinie über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt** (2009/72/EG) legt fest, dass das Höchstspannungsnetz den ungehinderten Stromhandel, den freien Netzzugang und die diskriminierungsfreie Netznutzung gewährleisten muss.

+ Europäische Energiepolitik

Die europäische Energiepolitik verfolgt folgende strategische Ziele: die Funktionsfähigkeit des Energiemarkts, Energieversorgungssicherheit, Förderung der Energieeffizienz, Entwicklung erneuerbarer Energiequellen und das Zusammenwachsen der nationalen Energienetze. Diese Ziele wurden seit der Veröffentlichung einer umfassenden europäischen Energiestrategie für 2011 bis 2020 im November 2010 durch verschiedene Initiativen der Europäischen Kommission umgesetzt.

Am 28. Dezember 2011 ist die Verordnung über die Integrität und Transparenz des Energiemarkts (REMIT) in Kraft getreten. Diese reguliert den Energiegroßhandel in der Europäischen Union, insbesondere Liefer- und Transportverträge von Erdgas und Elektrizität und deren Derivate. Die neuen Vorschriften untersagen unter anderem den Gebrauch von Insiderinformationen sowie Marktmanipulationen. Die Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) wird in Kooperation mit den nationalen Regulierungsbehörden alle Geschäfte überwachen und den Mitgliedsstaaten Daten bereitstellen, um sie bei der Untersuchung von Verstößen gegen die Verordnung zu unterstützen und Sanktionen durchzusetzen. Ferner werden sich die Marktteilnehmer zukünftig staatlich registrieren lassen müssen. 50Hertz fällt in den Anwendungsbereich der Verordnung, da das Unternehmen an Energiegroßhandelsmärkten tätig ist und sowohl Verträge über den Transport von Strom abschließt als auch am EPEX-Spotmarkt unter anderem Derivate zur Erfüllung seiner Aufgaben als Übertragungsnetzbetreiber handelt.

Am 19. Oktober 2011 hat die EU-Kommission einen Verordnungsentwurf mit Leitlinien für die transeuropäischen Energienetze (EU-Energieinfrastrukturpaket) veröffentlicht. Die Verordnung zielt darauf ab, Strom- und Gasnetzausbauprojekte von europäischem Interesse zu identifizieren und zu fördern und zugleich die rechtlichen Rahmenbedingungen für den europaweiten Netzausbau zu verbessern, indem Genehmigungsverfahren vereinfacht und beschleunigt sowie die Kostenverteilung bei grenzüberschreitenden Projekten festgelegt wird.

Zur Finanzierung von Netzausbauprojekten hat die EU-Kommission vorgeschlagen, einen Infrastrukturfonds »Connecting Europe Facility« zu schaffen, der für den Energiebereich mit EU-Haushaltsmitteln in Höhe von rund neun Milliarden Euro für den Zeitraum von 2014 bis 2020 ausgestattet werden soll.

Im Bereich des Energiemarkts hat das »European Network of Transmission System Operators for Electricity« (ENTSO-E) auf der Basis unverbindlicher Rahmenrichtlinien der europäischen Regulierungsagentur ACER verschiedene Netzkodizes in Angriff genommen, unter anderem zu Kapazitätsmanagement und Engpassvergabe, Netzanschluss und Netzsicherheit. Die Netzkodizes sollen als EU-Verordnung erlassen werden und damit für alle Marktteilnehmer unmittelbare Verbindlichkeit entfalten. Im Rahmen von ENTSO-E und als Teil der Elia-Gruppe beteiligen wir uns aktiv an der Erstellung der Netzkodizes.

+ Energiepolitik in Deutschland

Die Katastrophe im japanischen Atomkraftwerk Fukushima gab den Anstoß für eine beschleunigte Energiewende in Deutschland. Die Bundesregierung entschied mit dem »Kernkraftwerk-Moratorium« vom 14. März 2011, kurzfristig alle deutschen Kernkraftwerke einer Sicherheitsüberprüfung zu unterziehen. In der Folge wurden die acht ältesten Kernkraftwerke endgültig stillgelegt. Die Stilllegung veränderte die Stromflüsse in Deutschland. Da die Kernkraftwerke Brunsbüttel und Krümmel bei Inkrafttreten des Moratoriums instandhaltungsbedingt außer Betrieb waren, wirkte sich die Abschaltung der übrigen Kernkraftwerke vor allem auf die Einspeisesituation außerhalb des 50Hertz-Netzgebiets aus, aber insbesondere im Raum Hamburg waren auch im 50Hertz-Netzgebiet die Folgen zu spüren. Daher musste 50Hertz im Jahr 2011 besonders häufig Maßnahmen zur Erhaltung der Systemstabilität ergreifen, hat einen detaillierten Notfallplan für den Winter 2011/2012 ausgearbeitet und eine Reihe weiterer kurz-, mittel- und langfristiger Maßnahmen entwickelt, um schwierigen Netzsituationen entgegenzuwirken.

+ Gesetzespaket zur Energiewende

Am 15. April 2011 beschloss die Bundesregierung, ein umfangreiches Gesetzespaket für eine beschleunigte Energiewende hin zu erneuerbaren Energien und den beschleunigten Ausstieg Deutschlands aus der Kernenergie auszuarbeiten. Am 6. Juni 2011 verabschiedete das Bundeskabinett das Gesetzespaket, das neben dem Atomausstieg eine umfangreiche Novellierung des EnWG und des EEG, ein neues NABEG sowie eine Vielzahl weiterer Neuregelungen auf dem Gebiet des Energierechts enthält. Einige dieser Regelungen müssen noch durch Verordnungen konkretisiert und weiter ausgestaltet werden. Die Neuregelungen sind mit ihrer Verkündung am 4. August 2011 in Kraft getreten. Die Änderungen im EEG und den zugehörigen Verordnungen treten am 1. Januar 2012 in Kraft.

Wir begrüßen das Gesetzespaket, da es die Rolle der Übertragungsnetzbetreiber als Hüter der Systemsicherheit stärkt, verschiedene neue Instrumente zur Sicherung der Systemstabilität bereitstellt sowie erste Schritte für die Heranführung der erneuerbaren Energien an den Markt enthält.

+ Die wichtigsten Neuerungen für 50Hertz

Zertifizierung

Um die Vorgaben aus dem Dritten EU-Energiepaket umzusetzen, müssen die Übertragungsnetzbetreiber bis zum März 2012 eine Genehmigung beantragen, die bestätigt, dass sie nach den gesetzlichen Vorgaben als Übertragungsnetzbetreiber organisiert sind. 50Hertz beantragte eine Zertifizierung als eigentumsrechtlich entflochtener Übertragungsnetzbetreiber.

Erneuerbare Energien

Bei der Ermittlung der EEG-Umlage darf nun eine Liquiditätsreserve in Höhe von bis zu zehn Prozent der Differenz zwischen den prognostizierten Einnahmen und Ausgaben berücksichtigt werden. Diese wurde bereits auf die Berechnung der EEG-Umlage für das Jahr 2012 angewendet, allerdings mit einem sehr moderaten Prozentsatz. Künftig kann darüber hinaus die Führung des EEG-Anlagenregisters auf die deutschen Übertragungsnetzbetreiber übertragen werden. Damit würden sie schnellere und bessere

Erkenntnisse über die installierten EEG-Anlagen erhalten. Neu ist auch eine Marktprämie, die EEG-Anlagenbetreibern ausgezahlt wird, die ihren Strom nicht an die Netzbetreiber gegen EEG-Vergütung liefern, sondern eigenverantwortlich am Markt verkaufen (sogenannte Direktvermarktung).

Netzanbindung von Offshore-Windkraftanlagen

Die Küsten-Übertragungsnetzbetreiber haben den Auftrag, die Offshore-Windparks auch über 2015 hinaus an ihre Netze anzubinden. Somit ist 50Hertz auch langfristig uneingeschränkt für die Offshore-Anbindungen der deutschen Ostsee zuständig. Netzanbindungen sollen künftig in der Regel als Sammelanbindung ausgeführt werden. Zu diesem Zweck erstellt das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrografie jährlich einen Offshore-Netzplan für die ausschließliche Wirtschaftszone, in dem die für eine Sammelanbindung geeigneten Offshore-Anlagen identifiziert werden.

Netzausbau

Die Übertragungsnetzbetreiber haben jährlich – erstmals zum 3. Juni 2012 – einen gemeinsamen nationalen Netzentwicklungsplan zu erstellen und mit der Öffentlichkeit zu beraten. Der auf diese Weise entwickelte Bundesbedarfsplan wird gesetzlich festgelegt, die darin enthaltenen Vorhaben unterliegen den Beschleunigungsmaßnahmen des neu geschaffenen NABEG. Das NABEG sieht eine Beschleunigung und Vereinfachung der Genehmigungsverfahren für den Bau bedeutender Höchstspannungsleitungen vor. Die Zuständigkeit für die sogenannte Fachplanung dieser Leitungen, die die Raumordnungsverfahren ersetzt, geht in Zukunft von den bislang verantwortlichen Landesbehörden auf die Bundesnetzagentur über. Die Bundesnetzagentur wird künftig auch für die Planfeststellungsverfahren zuständig sein, das NABEG enthält eine entsprechende Verordnungsermächtigung für die Bundesregierung. Ein solcher Beschluss bedarf der Zustimmung des Bundesrats.

Systemsicherheit

Energieerzeuger, einschließlich Erzeuger von Energie aus erneuerbaren Energiequellen, werden im Sinne der Systemsicherheit stärker in die Pflicht genommen. So müssen Anlagen, für die es technisch möglich ist, Redispatch anbieten. Übertragungsnetzbetreiber müssen diese Leistungen marktadäquat abnehmen. Bei der Anwendung von Notfallmaßnahmen zur Vermeidung von Netzengpässen haben die Übertragungsnetzbetreiber vorrangig vor dem § 13 Absatz 2 EnWG entschädigungspflichtige Maßnahmen nach § 11 EEG durchzuführen; die dadurch entstehenden Mehrkosten dürfen die Übertragungsnetzbetreiber über die Netzentgelte weiterwälzen. Das Gesetz verpflichtet zudem Verteilnetzbetreiber, Energieerzeuger und Industriekunden, die Voraussetzungen für eine Datenübermittlung in Echtzeit zu schaffen. Viele EEG-Anlagenbetreiber müssen ihre Anlagen nunmehr mit Fernzugriffsmöglichkeiten ausstatten.

Netzentgelte / Regulierung

Übertragungsnetzbetreiber können Gemeinden künftig Ausgleichszahlungen für den Bau von Freileitungen in Höhe von bis zu 40.000 Euro pro Kilometer Leitungslänge auszahlen und diese als »dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten« in der Erlösbergrenze ansetzen. Das EnWG enthält eine Verordnungsermächtigung dafür, dass Netzbetriebskosten, die mit der Integration von Strom aus erneuerbaren Energien in Zusammenhang stehen, bundesweit gewälzt werden können. Wir setzen uns für den Erlass einer solchen Verordnung ein. Stromintensive sowie atypische Verbraucher sind in Zukunft ganz beziehungsweise teilweise von der Netzentgeltverpflichtung befreit, entstehende Mindererlöse sind als bundesweite Umlage auf alle übrigen Netzkunden umzulegen.

Investitionsrahmen

Eine zentrale Voraussetzung für den raschen Ausbau der Netze ist ein anforderungsgerechter Investitionsrahmen. Insofern wurde mit der Abschaffung des Zweijahresverzugs bei der Kostenanerkennung von Investitionsbudgets ein Meilenstein erreicht. Diese Regelung wurde Ende 2011 mit einer Änderung der Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze (ARegV) von der Bundesregierung beschlossen.

Erdverkabelung

Eine weitere für 50Hertz bedeutsame Neuerung war die Änderung des EnLAG, die der Deutsche Bundestag am 27. Januar 2011 beschlossen hat. In den in § 2 Absatz 2 EnLAG genannten vier Pilotprojekten zur Erdverkabelung muss eine Höchstspannungsleitung auf einem technisch und wirtschaftlich effizienten Teilabschnitt als Erdkabel errichtet und betrieben oder geändert werden, wenn dies die für die Zulassung des Vorhabens zuständige Behörde verlangt. Dies gilt nach § 2 Absatz 2 Satz 2 EnLAG auch für den Pilotkabelabschnitt auf der Thüringer Südwest-Kuppelleitung. Damit wird die bisherige optionale Verkabelung gegebenenfalls zu einer bedingten Verpflichtung.

+ Regulatorischer Rahmen

Die Regulierung dient der »Sicherstellung eines wirksamen und unverfälschten Wettbewerbs bei der Versorgung mit Elektrizität und Gas und der Sicherung eines langfristig angelegten leistungsfähigen und zuverlässigen Betriebs von Energieversorgungsnetzen«. So steht es im novellierten EnWG.

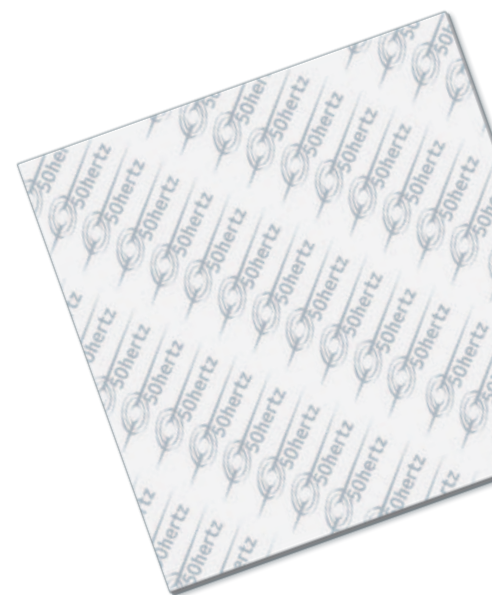
2011 war ein sogenanntes Basisjahr der Anreizregulierung. Es bildet die Grundlage für die Ermittlung der Kostenbasis für die zweite Periode der Anreizregulierung von 2014 bis 2018.

Die Regulierungsoberbehörde **Bundesnetzagentur** hat im Sommer 2005 mit dem novellierten Energiewirtschaftsgesetz die Zuständigkeit für die Regulierung der Gas- und Stromnetze für die Übertragungsnetzbetreiber in Deutschland erhalten.

Seit dem 1. Januar 2009 gilt für die deutschen Netzbetreiber die ARegV, ein Regulierungsinstrument für die Netzentgelte. Die ARegV soll Anreize für eine effiziente Leistungserbringung setzen. In ihr ist festgelegt, dass eine Regulierungsperiode fünf Jahre dauert und die erste Regulierungsperiode am 1. Januar 2009 beginnt. Jeweils für die Dauer einer Regulierungsperiode legt die Bundesnetzagentur – welche die Erlöse für die Netze vorgibt – eine Erlösobergrenze fest. Die Erlösobergrenze für das Jahr 2011 wurde zum 1. Januar 2011 nach den Vorgaben der ARegV ermittelt.

In dem vor dem Oberlandesgericht Düsseldorf geführten Musterverfahren zur von der Bundesnetzagentur praktizierten Ausgestaltung der Investitionsbudgetgenehmigungen hat 50Hertz einen wichtigen Erfolg erzielen können. Das Oberlandesgericht Düsseldorf sah in seinem Beschluss vom 23. März 2011 den von der Bundesnetzagentur eingeführten sogenannten Betrag zur Vermeidung von Doppelerkennungen (BVD) sowie die Nichtberücksichtigung von Änderungen bei den Fremdkapitalzinsen als rechtswidrig an und folgte damit der Argumentation von 50Hertz. Zur auch rückwirkenden Ausgestaltung der Investitionsbudgetgenehmigungen durch die Bundesnetzagentur wurden Vergleichsgespräche geführt, die voraussichtlich im Februar 2012 abgeschlossen werden.

Bis zum 31. Dezember 2011 haben wir zu den 75 aktiven Anträgen auf die Genehmigung von Investitionsbudgets (seit 2008) insgesamt 44 Genehmigungen erhalten. Bezogen auf das Gesamtantragsvolumen von 6,1 Milliarden Euro wurde von der Bundesnetzagentur bis zum vorgeannten Zeitpunkt ein Investitionsvolumen von 2,5 Milliarden Euro genehmigt. Mit Einführung von t-0 werden – anstelle von Investitionsbudgets – in Zukunft Investitionsmaßnahmen durch die Bundesnetzagentur dem Grunde nach genehmigt. Das Budget ist dann nicht mehr Gegenstand der Genehmigung, der Umfang der mit den Maßnahmen verbundenen Investitionen wird hierdurch jedoch voraussichtlich nicht geändert.

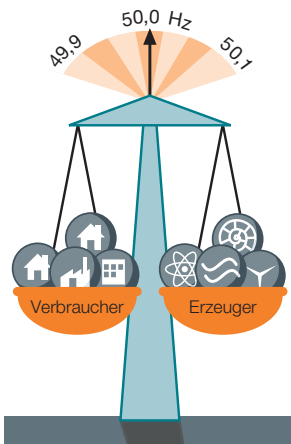


»Ich bin stolz, in einer sich schnell ändernden Energielandschaft Verantwortung dafür zu tragen, dass heute und morgen ausreichend und sicher Energie dort zur Verfügung steht, wo sie gebraucht wird.«

Hans-Peter Erbring,
Leiter Systemführung 50Hertz



Kernaufgabe – Systemsteuerung



Die Wahrnehmung der Systemverantwortung wird im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) geregelt. Kernaufgabe eines jeden Übertragungsnetzbetreibers ist es, die Netzfrequenz permanent stabil bei 50 Hertz zu halten. Wir regeln das Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch und halten Reserven bereit, um Abweichungen jederzeit ausgleichen zu können.

Unsere vordringliche Aufgabe ist es, die Energiewende so umzusetzen, dass die Versorgungssicherheit und der europäische Elektrizitätshandel bei gleichzeitiger Integration der erneuerbaren Energien gewährleistet werden können. Mit der Inbetriebnahme unserer neuen Schaltwarte, dem »Transmission Control Center« (TCC) in Neuenhagen bei Berlin, haben wir dafür die besten Voraussetzungen geschaffen. Von dort aus steuern wir das rund 9.840 Kilometer lange Übertragungsnetz und stellen sicher, dass immer genau so viel Strom produziert und ins Netz eingespeist wird, wie die Verbraucher gerade benötigen.

Dies erfolgt in erster Linie in enger Zusammenarbeit mit den deutschen und europäischen Übertragungsnetzbetreibern im Netzverbund der »Regional Group Continental Europe« des Verbandes »European Network of Transmission System Operators for Electricity« (ENTSO-E) sowie mit den Verteilnetzbetreibern und Erzeugern in unserem Netzgebiet.

Im Zentrum unseres Wirkens stehen unsere Kunden, die in unserem Netzgebiet ansässig und mit ihren Anlagen direkt an das Übertragungsnetz angeschlossen sind. Dazu gehören die Verteilnetzbetreiber der regionalen Energieversorgungsunternehmen, die Betreiber der an das Übertragungsnetz angeschlossen Kraftwerke, Pumpspeicherwerke, Windparks, industrielle Großverbraucher

Über 1.500 Systemakteure für unser Netzgebiet:

4 benachbarte Übertragungsnetzbetreiber
6 Windparks
12 konventionelle Kraftwerke
8 Verteilnetzbetreiber (VNB)
~ 1.200 Windparkbetreiber
Diverse Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen und Industriekraftwerke
141 Weiterverteiler-VNB/Stadtwerke
~ 200 Windparkbetreiber
Diverse Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen und Industriekraftwerke

sowie Transit-, Bilanzkreis-, EEG-Kunden und Kunden gemäß dem Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (KWKG). Das mit den Verteilnetzbetreibern und unterlagerten Netzbetreibern vertraglich vereinbarte »Kaskadierungsprinzip« ermöglicht eine schnelle, koordinierte und angemessene Reaktion auf die von uns angeforderten Anpassungen zur Systemsicherheit in unserem Netzgebiet.

Darüber hinaus wirken wir aktiv in den Sicherheitsinitiativen TSC (TSO Security Cooperation) und Coreso mit und sind beim Verband ENTSO-E Mitglied der »Regional Group Continental Europe« und des »System Operation Committee«.

+ Sicherheitsinitiative TSC

Die Sicherheitsinitiative »TSO Security Cooperation« (TSC) ist eine Kooperation von zwölf europäischen Übertragungsnetzbetreibern; zu ihnen gehört 50Hertz als Gründungsmitglied. TSC hat sich zum Ziel gesetzt, durch eine Intensivierung der Koordinierung und Kooperation zwischen den beteiligten Übertragungsnetzbetreibern die Systemsicherheit in Zentraleuropa weiter zu erhöhen. Die Partner der TSC-Initiative sind für die Energieversorgung von 180 Millionen Europäern verantwortlich. Die Initiative besteht aus einem permanent arbeitenden Gremium von Experten (SPE), hat ein Echtzeit-Informationssystem (Real-time Awareness and Alarming System – RAAS) entwickelt sowie eine IT-Plattform, auf der gemeinsame Sicherheitsberechnungen laufen und deren regionenweite Ergebnisse allen Teilnehmern gleichberechtigt zur Verfügung stehen. Damit ist es den Netzbetreibern möglich, kritische Situationen im

Verbundsystem Zentraleuropas im Vorfeld zu erkennen und geeignete Gegenmaßnahmen rechtzeitig miteinander abzustimmen und effektiv einzusetzen.

+ Coreso

Darüber hinaus sind wir mit zehn Prozent an Coreso, der unabhängigen Sicherheitszentrale in Mittel- und Westeuropa mit Sitz in Brüssel beteiligt. Als eigenständiges Unternehmen gewährleistet Coreso die Systemsicherheit und Netzstabilität der europäischen Marktregionen »Central West Europe« und treibt den Ausbau der erneuerbaren Energien voran – Themen, die für uns von großer Bedeutung sind. Des Weiteren sind die Netzbetreiber Elia System Operator S.A., National Grid Electricity Transmission PLC., RTE EDF Transport S.A. sowie Terna S.p.A. an der Sicherheitszentrale beteiligt.

+ Neues »Transmission Control Center«

Rund 150 Gäste aus Politik, Energiewirtschaft, Behörden, Verbänden und Medien waren unserer Einladung zur Einweihung des neuen »Transmission Control Center« (TCC) am 27. Juni 2011 gefolgt. Ehrengäste waren Günther Oettinger, EU-Kommissar für Energie, und Jochen Homann, Staatssekretär im Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie.

Das neue TCC, das mit einem Investitionsvolumen von rund 30 Millionen Euro von Mai 2009 bis November 2010 gebaut wurde, löste die bisherige Schaltwarte in Berlin-Marzahn ab. Das neue TCC am Standort Neuenhagen bei Berlin ist mit modernster Technik ausgestattet, damit das Operativpersonal das Energieversorgungssystem in unserem Netzgebiet optimal steuern und somit die Versorgungssicherheit auch weiterhin auf hohem Niveau gewährleisten kann.

+ Die Herausforderungen

Windenergie

Die Aufrechterhaltung der Systemsicherheit in unserem Netzgebiet stellt uns vor immer größere Herausforderungen. Ende 2011 waren Windenergieanlagen mit einer installierten Leistung von rund 11.520 Megawatt in unserem Netzgebiet vorhanden. Das entspricht 40,3 Prozent der in Deutschland installierten Kapazität. Mit der Inbetriebnahme des Windparks EnBW Baltic 1 im Mai 2011 beträgt die installierte Leistung von Offshore-Windkraftanlagen in unserem Netzgebiet rund 50 Megawatt. Der Anteil an der deutschlandweit installierten Kapazität aus Offshore-Windkraftanlagen liegt damit bei 24 Prozent.

An einem sehr windstarken Tag im Februar 2011 waren es 9.591 Megawatt, die maximal zeitgleich aus Windkraftanlagen im 50Hertz-Netzgebiet eingespeist wurden.

Photovoltaik

Die in unserem Netzgebiet installierte Photovoltaik-Leistung stieg im Vergleich zum Jahresende 2010 um rund 60 Prozent auf nunmehr 3.540 Megawatt. Die so eingespeiste Energie muss sicher aufgenommen und – wegen des relativ geringen Stromverbrauchs im Norden und Osten Deutschlands und des daraus resultierenden massiven Erzeugungsüberschusses – in großen Teilen in die Verbrauchszentren im Westen und Süden Deutschlands transportiert werden. Die maximale Netzeinspeisung in unserem Netzgebiet, eingetreten am 19. Januar 2011 (18.00 bis 18.15 Uhr), betrug 14.715 Megawatt.

Ausstieg aus der Kernkraft

Eine weitere Herausforderung für die Systemführung war das Inkrafttreten des von der Bundesregierung beschlossenen Kernkraft-Moratoriums. Mit der beschlossenen vorzeitigen Abschaltung der acht Kernkraftwerke haben sich die Bedingungen für einen sicheren Systembetrieb in Deutschland und Europa verändert. Die endgültige Abschaltung betraf auch die zwei im 50Hertz-Netzgebiet gelegenen Kernkraftwerke Brunsbüttel und Krümmel sowie das ebenfalls in Norddeutschland befindliche Kernkraftwerk Unterweser. Da die Kernkraftwerke Brunsbüttel und Krümmel bei Inkrafttreten des Moratoriums instandhaltungsbedingt außer Betrieb waren, wirkte sich die Abschaltung der übrigen Kernkraftwerke vor allem auf die Einspeisesituation außerhalb des 50Hertz-Netzgebiets aus.

Als direkte Auswirkungen in unserem Netzgebiet haben sich erhöhte Nord-Süd- und Ost-West-Lastflüsse eingestellt, die zu einer höheren Grundauslastung des Übertragungsnetzes führten und im Raum Hamburg insbesondere bei geringer Last (Feiertage/Wochenende) ein sehr hohes Spannungsniveau erzeugten. Für den Winter 2011/2012 mussten spezielle Vorsorgemaßnahmen im Raum Hamburg ergriffen werden, um auch in extremen Wetterlagen eine sichere Versorgung gewährleisten zu können.

Im Juni 2011 entschied die Bundesregierung, dass bis zum Jahr 2022 alle Kernkraftwerke in Deutschland vom Netz gehen werden. Die Bundesnetzagentur legte anschließend auf Basis der Untersuchungen und eigener Studien fest, dass zur Stützung der Leistungsbilanz im Winter 2011/2012 keines der im Rahmen des Kernkraft-Moratoriums außer Betrieb genommenen Kernkraftwerk temporär am Netz bleiben kann, sondern andere Erzeugungskapazitäten in Deutschland oder den Nachbarstaaten aktiviert werden sollen.

Die Maßnahmen

Zur Vermeidung von sogenannten (n-1-)Verletzungen in unserem Übertragungsnetz war es seit Jahresbeginn 2011 notwendig, an 213 Tagen Maßnahmen nach § 13 EnWG anzuweisen. An 45 Tagen im Berichtszeitraum war es unter anderem notwendig, sowohl globale Maßnahmen mit allen Verteilnetzbetreibern als auch lokale Maßnahmen gemäß § 13 Absatz 2 EnWG mit den Verteilnetzbetreiber E.ON edis und WEMAG Netz anzuweisen. Die Umsetzung erfolgte auf Basis der geschlossenen Kaskadierungsverträge. Gegenüber dem Jahr 2010 hat sich die Anzahl der Tage, an denen Maßnahmen nach § 13 Absatz 1 EnWG notwendig gewesen sind, um 53 erhöht. Dies ist bemerkenswert, denn aufgrund der lang anhaltenden ruhigen Wetterlage im Herbst haben die in unserem Netzgebiet installierten Windkraftanlagen nur moderat in die Stromnetze eingespeist.

Als Folge der beschleunigten Energiewende hatten wir im operativen Betrieb einen deutlich höheren Koordinationsaufwand und mussten in wesentlich größerem Umfang sogenannte Redispatch-Maßnahmen zur Sicherung der Systemstabilität durchführen. Die damit verbundenen Kosten in Höhe von über 100 Millionen Euro überstiegen die geplanten und von der Bundesnetzagentur genehmigten Kosten

um mehr als das Doppelte. Unmittelbar nach der Verkündung des Kernkraft-Moratoriums haben wir gemeinsam mit den anderen deutschen Übertragungsnetzbetreibern umfangreiche Untersuchungen zu den Auswirkungen im Sommer- und insbesondere im Winterbetrieb durchgeführt.

Für den Winter 2011/2012 erwarteten wir beispielsweise, dass die in Deutschland verfügbare Kraftwerksleistung voll eingesetzt wird, dass Importe aus dem benachbarten Ausland an kalten Tagen nicht sicher sind und es damit in Süddeutschland zu kritischen Last- und Spannungsverhältnissen kommen könnte. Im Raum Hamburg könnte an kalten Wintertagen (hoher Verbrauch) ohne Wind- und Photovoltaik-Einspeisung das Spannungsniveau sehr niedrige Werte erreichen, wodurch die Gefahr eines Spannungskollapses bei einem Ausfall des letzten großen Kraftwerks in der Region (Brokdorf) besteht. Insgesamt kann festgestellt werden, dass das System näher am Limit betrieben wird und die Sicherheitsreserven zunehmend aufgebraucht sind.

Wir haben uns auf diese Situation vorbereitet und uns mit den benachbarten Übertragungs- beziehungsweise Verteilnetzbetreibern TenneT TSO, Vattenfall Europe Distribution Hamburg und E.ON Netz auf einen verbindlichen Maßnahmenplan verständigt, um kritischen Netzzuständen im Hamburger Raum begegnen zu können. Die Maßnahmen beinhalten unter anderem das koordinierte Ein- und Ausschalten von Betriebsmitteln (Kompensationsspulen, Transformatoren und Leitungen) der Netzbetreiber und großer Industriekunden, direkte Anweisungen einer Blindleistungsfahrweise bestimmter Kraftwerke im Großraum Hamburg, die Zu- und Abschaltung vertraglich vereinbarter Lasten, Eingriffe in die konventionelle Erzeugung sowie als letztes Mittel die Einspeisung erneuerbarer Energien. Diese und weitere Maßnahmen des »Winterkonzepts für den Großraum Hamburg« ermöglichten es dem Operativpersonal, die erwarteten kritischen Netzsituationen zu beherrschen. Ein Kommunikationskonzept für den Fall spürbarer Versorgungsstörungen rundete die Vorbereitungen auf den Winterbetrieb ab.

Zu den **präventiven oder kurativen Maßnahmen** zur Wahrnehmung und Anpassungen der Systemverantwortung zählen »Redispatch« und »Countertrading«, aber auch regelzoneninterne Sicherheitseingriffe zur Anpassung von Stromeinspeisungen. Lässt sich eine Gefährdung oder Störung durch diese Maßnahmen nicht oder nicht rechtzeitig beseitigen, so ist der Netzbetreiber berechtigt und verpflichtet, sämtliche Stromeinspeisungen, Stromtransite und Stromabnahmen den Erfordernissen eines sicheren und zuverlässigen Betriebs anzupassen oder diese Anpassung zu verlangen (§ 13 Absatz 2 EnWG).

Redispatch ist ein Verfahren, das den verstärkten Eingriff in die Fahrweise von Erzeugungsanlagen vorsieht, um kurzfristig auftretende Engpässe im Netz zu vermeiden oder zu beseitigen. Durch die Senkung der Einspeiseleistung eines oder mehrerer Kraftwerke bei gleichzeitiger Steigerung der Einspeiseleistung eines oder mehrerer weiterer Kraftwerke in einer anderen Region bleibt in Summe die gesamte Einspeiseleistung unverändert.

Aufgrund der guten Vorbereitung, der Umsetzung von zusätzlichen systemsichernden Maßnahmen und moderater Wetterbedingungen (hohe Photovoltaik-Einspeisung) konnte der sichere Systembetrieb in der Sommer- und Herbstperiode auch in verbrauchsarmen Zeiträumen (zum Beispiel Oster- und Pfingstfeiertage) gewährleistet werden. Die Bundesnetzagentur und das Bundeswirtschaftsministerium wurden konsequent und regelmäßig über die Untersuchungen und Analysen, festgelegten Maßnahmen und Anforderungen der deutschen Übertragungsnetzbetreiber informiert. Unter anderem konnten wir die Bundesnetzagentur im Zusammenhang mit der Anpassung der Erlösobergrenze für die zusätzlichen Kosten der Übertragungsnetzbetreiber für Sondermaßnahmen (zum Beispiel Redispatch) sensibilisieren.

+ Vierte Sicherheitskonferenz

Im Zeichen der Energiewende und der damit verbundenen Herausforderungen für die Systemsicherheit stand auch die Vierte Sicherheitskonferenz von 50Hertz. Knapp 200 Vertreter aus den Bereichen Stromerzeugung, Stromübertragung und Stromverteilung sowie Repräsentanten von Universitäten, Verbänden, Behörden und Beratungsunternehmen kamen am 31. August 2011 in Cottbus zusammen. Vor allem künftige Anforderungen an konventionelle und

erneuerbare Erzeugungsanlagen für den Erhalt der Systemsicherheit, zu- und abschaltbare Lasten sowie Maßnahmen nach dem Kernkraftwerksausstieg standen auf der Tagesordnung. Die Konferenz machte erneut deutlich, wie wichtig das enge Zusammenspiel zwischen den Netzbetreibern und weiteren Systempartnern wie Stromerzeugern und Großverbrauchern ist, um das Energieinformationssystem der Zukunft weiterzuentwickeln, insbesondere im Hinblick auf abgestimmte Maßnahmen im Netzbetrieb, auf gemeinsame Trainings zur Beherrschung möglicher kritischer Netzsituationen und auf einen Datenaustausch in Echtzeit zwischen allen Partnern im elektrischen System.

+ Europäisches Trainings- und Forschungszentrum GridLab

In dem europäischen Trainings- und Forschungszentrum GridLab, das wir gemeinsam mit der Brandenburgischen Technischen Universität in Cottbus auf den Weg gebracht haben, können wir unser Personal auf Extremsituationen im Netz vorbereiten und das Zusammenspiel mit anderen Systempartnern unter realen Bedingungen, analog zu einem Flugsimulator, in Echtzeit üben. Die Verhinderung von kritischen Netzsituationen wird vor dem Hintergrund des zu langsam voranschreitenden Ausbaus der Netze und der großen Menge an erzeugten erneuerbarer Energien immer wichtiger. Das Trainings- und Forschungszentrum in Cottbus wird von der 2011 gegründeten GridLab GmbH betrieben und vermarktet. Die Einrichtung ist seit 2010 im Trainingsbetrieb, in den Spannungsebenen von 20 bis 380 Kilovolt einbezogen werden können. Jede denkbare Netz-situation vom Orkan im Netzgebiet bis zum Inselbetrieb ist darstellbar. Mit dieser Ausrichtung ist das Zentrum in Deutschland einmalig.

Im November 2011 hat GridLab den Zertifizierungsprozess des Qualitätsmanagementsystems nach DIN EN ISO 9001 für das Angebot von Dienstleistungen in Bezug auf die »Entwicklung von Standards zur Krisenprävention und -behebung in der Elektrizitätsversorgungswirtschaft sowie Planung, Konzeption und Durchführung von Trainings und Schulungen der entwickelten Standards« mit Erfolg abgeschlossen. Dies ist ein wichtiger Schritt im Hinblick auf die Entwicklung des Unternehmens zu einer anerkannten Akkreditierungsstelle, die selbst Zertifikate über vermittelte Kenntnisse und Fertigkeiten ausstellen kann.

+ »Compliance Monitoring Audit« der ENTSO-E

Während einer zweitägigen Konformitätsprüfung wurde 50Hertz im »Transmission Control Center« (TCC) einem »Compliance Monitoring Audit« der »Regional Group Continental Europe« von ENTSO-E unterzogen. Alle überprüften Standards des ENTSO-E-Regelwerks für Übertragungsnetzbetreiber (Operation Handbook) wurden vollumfänglich erfüllt. Die Auditkommission hat festgestellt, dass die Vorbereitung und Leistung der 50Hertz-Betriebsexperten hervorragend war. Dies war das zweite erfolgreiche Audit für 50Hertz, nachdem das Unternehmen im Jahr 2008 als erster Kandidat das europäische Auditverfahren durchlaufen hatte.

+ Systemausgleich durch Regelenergieeinsatz

Wind- und Solarstrom stehen naturbedingt in schwankender Höhe zur Verfügung. Dies stellt hohe Anforderungen an das Management der Bilanzkreise, da Bilanzkreisverantwortliche ihre Bilanzkreise jederzeit ausgeglichen halten müssen. Aber auch andere unvorhergesehene Abweichungen von Einspeisungen oder Entnahmen, beispielsweise aufgrund von Erzeugungsausfällen oder geändertem Verbrauchsverhalten, führen zu Bilanzabweichungen. In Summe betrachtet ergibt sich aus der Lage der einzelnen Bilanzkreise das Systemverhalten. Auch hier muss immer genau so viel Energie erzeugt werden, wie gerade verbraucht wird, da anderenfalls die Frequenzstabilität nicht gewährleistet ist und sich Abweichungen im Leistungsaustausch ergeben, die mit anderen Netzgebieten vereinbarten sind.

Verbleibende Ungleichgewichte werden durch sogenannte Regelenergie ausgeglichen. Im Wesentlichen wird Regelenergie von Kraftwerken beschafft, die sich speziell dafür Reserven frei halten. Dabei wird zwischen Primärregelleistung, Sekundärregelleistung und Minutenreserve unterschieden, die sich hinsichtlich des Abrufprinzips und ihrer zeitlichen Aktivierung unterscheiden. 50Hertz beschafft die Regelleistung auf einem offenen, transparenten und diskriminierungsfreien Markt. Die Beschaffung erfolgt in Form von Ausschreibungen am deutschen Regelleistungsmarkt.

Regelenergie: Der Markt für Regelenergie gewährleistet, dass Regelenergie mit hoher Effizienz und Transparenz beschafft werden kann. Regelenergie ist erforderlich, um den Verbraucher mit der benötigten Menge elektrischer Energie in ausreichender Qualität, das heißt mit einer Frequenz von 50 Hertz (mit geringen zulässigen Abweichungen), trotz unvorhergesehener Ereignisse im Stromnetz versorgen zu können. **Ausgleichsenergie:** vom prognostizierten Verbrauch abweichende elektrische Energie in einem Bilanzkreis. Die Ausgleichsenergie ist das Gegenstück zur Regelleistung.

Netzfrequenz: Bezeichnung für die Frequenz im Stromnetz zur elektrischen Energieversorgung mittels Wechselspannung. Die Einheit der Frequenz ist Hertz (Hz), benannt nach dem deutschen Physiker Heinrich Hertz (1857–1894). Ein Hertz entspricht einem kompletten Schwingungszyklus pro Sekunde. In Europa wird für das Verbundnetz eine Netzfrequenz von 50 Hertz verwendet. Die zulässige Schwankung liegt zwischen 49,8 und 50,2 Hertz.

Seit dem 1. Mai 2010 arbeiten alle vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber im Netzregelverbund zusammen, in dem die einzelnen Netzgebiete geregelt werden. Das spart Regelleistung und macht die Stromversorgung in Deutschland noch sicherer.

+ Deutscher Netzregelverbund wird international

Im Oktober 2011 wurde Energinet.dk als erster ausländischer Übertragungsnetzbetreiber in den deutschen Netzregelverbund eingebunden, an dessen Entstehung wir maßgeblich beteiligt waren. Der Netzregelverbund optimiert den Einsatz von Regelleistung, indem beispielsweise das Gegeneinanderregeln zwischen den beteiligten Netzgebieten reduziert wird. Nach den positiven Erfahrungen innerhalb Deutschlands ist dies nun auch über nationale Grenzen hinweg möglich. Mit der Erweiterung der Partner im Netzregelverbund werden jährlich rund 300 Millionen Euro an Kosten – zugunsten der Netznutzer – bei Regelenergie eingespart. Mit der internationalen Erweiterung des Netzregelverbundes leisten die deutschen Übertragungsnetzbetreiber einen wichtigen Beitrag zum europäischen Binnenmarkt.

»Mit Energie treiben wir den Netzausbau voran. Besonders stolz sind wir auf den Anschluss des ersten kommerziellen Offshore-Windparks Deutschlands, EnBW Baltic 1, in der Ostsee. Denn der Strom aus Offshore-Windenergieanlagen wird ebenfalls einen wichtigen Beitrag zur Energiewende leisten.«

Dr. Frank Golletz, Geschäftsführer Technik



Kernaufgabe – Infrastruktur

Der Ausbau der Stromübertragungsnetze ist eine der Grundvoraussetzungen, um die klimapolitischen Ziele Deutschlands und Europas zu erreichen. Bis zum Jahr 2020 müssen mindestens 30 Prozent der Stromerzeugung durch erneuerbare Energien gedeckt werden. Im Jahr 2050 soll der Anteil der Erneuerbaren am gesamten Energieverbrauch 60 Prozent, am Stromverbrauch sogar 80 Prozent betragen. Die Offshore-Windenergie soll bis zum Jahr 2030 auf 25 Gigawatt ausgebaut werden.

Wurde Strom bisher verbrauchernah erzeugt, so muss er heute und in Zukunft zunehmend aus erzeugungsstarken, aber verbrauchsschwachen Regionen über weite Strecken in die Verbrauchszentren transportiert werden. Der Neubau von Höchstspannungsfreileitungen ist deshalb vor allem zum Abtransport von Windstrom aus windintensiven Gebieten in die Verbrauchszentren in Mittel- und Süddeutschland erforderlich. Laut der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena) müssen bis 2015 bundesweit 850 Trassenkilometer neu gebaut werden, um die Klimaschutzziele in Deutschland und Europa zu erreichen (dena-Netzstudie I). Diese Verbindungen wurden in den Bedarfsplan des Gesetzes zum Ausbau von Energieleitungen (EnLAG) aufgenommen. Hinzu kommt, dass elektrische Energie sich nicht in größeren Mengen speichern lässt. Aus diesem Grund muss immer so viel Strom erzeugt werden, wie gerade benötigt wird. Die Leitungsnetze müssen deshalb dafür ausgelegt sein, dass auch der höchste zu erwartende Energiebedarf sicher und zuverlässig gedeckt werden kann.



50Hertz wird in den kommenden zehn Jahren mehrere Milliarden Euro in sein Übertragungsnetz investieren. Sowohl für die Netzanbindungen von Offshore-Windparks in der Ostsee als auch für Umspannwerke und Freileitungen an Land wird sich 50Hertz engagieren. Für die sichere Stromversorgung planen wir derzeit den Neubau von vier 380-Kilovolt-Höchstspannungsfreileitungen:

- die »Windsammelschiene« zwischen Schwerin in Mecklenburg-Vorpommern und Hamburg,
- die »Uckermarkleitung«, die künftig Strom aus dem Raum Prenzlau in Brandenburg nach Neuenhagen bei Berlin transportieren wird,
- die »Südwest-Kuppelleitung« von Halle (Saale) in Sachsen-Anhalt nach Schweinfurt in Bayern sowie
- den »380-kV-Nordring Berlin«.

Infrastrukturprojekte können in der Bevölkerung Sorgen und Bedenken auslösen. Dabei steht häufig der Wunsch nach mehr Information und einer stärkeren Beteiligung am Planungs- und Genehmigungsprozess im Vordergrund. Wir betrachten es als unsere Aufgabe, Lösungen zu finden, die sowohl den übergeordneten Zielen des Klimaschutzes und der Versorgungssicherheit als auch den lokalen Anliegen gerecht werden. Wir legen großen Wert darauf, dass auch die Bürger der betroffenen Gemeinden von Beginn an über Netzausbauprojekte, deren Notwendigkeit und Varianten informiert werden. Darum sind wir vor Ort präsent, stellen uns den Fragen und sind offen für den konstruktiven und auch kritischen Dialog. Wir beziehen bei unserer Auftragsvergabe die lokalen Unternehmen mit ein, um für die wirtschaftliche Entwicklung der jeweiligen Region Impulse zu setzen. 10 bis 15 Prozent der Investitionssummen kommen zumeist direkt den Regionen zugute. Erd- und Fundamentarbeiten, Forstarbeiten, Tätigkeiten im Landschafts-, Tief- und Wasserbau sowie weitere Arbeiten werden in der Regel an Unternehmen in der Region vergeben.

+ Wesentliche Projekte

Windsammelschiene

Die sogenannte Windsammelschiene ist erforderlich, um den überwiegend durch Windkraft erzeugten Strom von der verbrauchsschwachen Küstenregion einzusammeln und über die knappen Nord-Süd-Trassen zu verbrauchsstarken Regionen im Landesinneren zu transportieren. Damit ermöglichen wir den weiteren Ausbau der Windkraft an Land und auf See. Aber auch anderen regenerativen Energieträgern wird die Windsammelschiene die notwendige Netzkapazität zur Verfügung stellen – etwa für Biomasse, deren Bedeutung im Agrar-Flächenland Mecklenburg-Vorpommern stetig steigt. In Mecklenburg-Vorpommern wird die Windsammelschiene außerdem eine erhebliche Verbesserung der 380-Kilovolt-Infrastruktur mit sich bringen. Durch den Anschluss des 380/110-Kilovolt-Umspannwerks Görries über dann zwei unabhängige Freileitungen verbessert sich nicht nur die Versorgungssicherheit für die Landeshauptstadt Schwerin – die Infrastruktur erhöht zugleich auch die Versorgungssicherheit im gesamten Nordwesten des Landes. Eine besondere Bedeutung hat die Leitung ebenso für die Versorgungssicherheit Hamburgs. Nach dem Kernkraft-Moratorium ist der Großraum Hamburg vermehrt auf die Versorgung aus anderen Regionen angewiesen.

Der Teilabschnitt in Mecklenburg-Vorpommern ist seit Juli 2010 fertiggestellt und die mitgeführte 110-Kilovolt-Leitung ist in Betrieb. Im Teilabschnitt Schleswig-Holstein ist die öffentliche Anhörung zur zweiten Planänderung abgeschlossen. Die erhobenen Einwendungen haben wir fristgerecht erwidert. Der Planfeststellungsbeschluss wurde noch nicht erteilt.

Südwest-Kuppelleitung

In Sachsen-Anhalt und Thüringen entsteht eine etwa 210 Kilometer lange Höchstspannungsleitung, die sogenannte Südwest-Kuppelleitung. Sie wird von Halle an der Saale (Sachsen-Anhalt) bis nach Schweinfurt (Bayern) führen. Ausgehend von 2011 erwarten wir in unserem Netzgebiet eine Verdoppelung der installierten Leistung von Erneuerbare-Energie-Anlagen in den kommenden zehn Jahren. Die Südwest-Kuppelleitung wird vor allem dem Abtransport stark steigender Strommengen aus erneuerbaren Quellen dienen sowie den europäischen Stromhandel stärken.

Den ersten Abschnitt zwischen Lauchstädt und Vieselbach haben wir im Dezember 2008 in Betrieb genommen. Für den zweiten Abschnitt zwischen Vieselbach und Altenfeld erwarten wir den Beschluss der Planfeststellungsbehörde zum 31. Januar 2012. Wir gehen davon aus, noch im Jahr 2012 Baurecht zu erhalten. Für den dritten Abschnitt zwischen Altenfeld und der Landesgrenze wurde das Raumordnungsverfahren im März 2011 abgeschlossen. Die Eröffnung des Planfeststellungsverfahrens erwarten wir für 2012.

Die Südwest-Kuppelleitung ist ein zentrales Projekt für die nachhaltige Integration erneuerbarer Energien, sowohl für die Region als auch für Deutschland und ganz Europa. Mit dem Bau einer weiteren elektrischen Verbindung mit Süd- und Westdeutschland werden Wertschöpfungspotenziale in der gesamten Region erschlossen. Auch die in Thüringen erzeugte erneuerbare Energie profitiert von den neuen Transportkapazitäten, gerade auch im Hinblick auf den Stromexport in die verbrauchsstarken Regionen in Südwestdeutschland – der Netzausbau setzt damit wichtige Impulse für das weitere Wachstum dieser Branche.

380-kV-Nordring Berlin

Der »380-kV-Nordring Berlin« zwischen den Umspannwerken Neuenhagen bei Berlin und Wustermark in Brandenburg führt EEG-Strom aus dem Nordosten um Berlin herum. Er erhöht zudem die Versorgungssicherheit im Großraum Berlin und stärkt die Netzanbindung des Stahlwerks im brandenburgischen Hennigsdorf. Das Raumordnungsverfahren wurde im August 2011 mit der landesplanerischen Beurteilung erfolgreich abgeschlossen. Das Planfeststellungsverfahren soll 2012 beginnen.



Günther H. Oettinger,
EU-Kommissar für Energie

»Der Ausbau der Netzinfrastruktur muss Vorrang haben, um die Energiewende so umzusetzen, dass Versorgungssicherheit und europäischer Elektrizitätshandel bei gleichzeitiger Integration der erneuerbaren Energien gewährleistet werden können.«

Uckermarkleitung

Die »Uckermarkleitung« wird Berlin mit Strom aus den brandenburgischen Biomasse- und Windkraftwerken versorgen. Dies stärkt vor allem die Infrastruktur für die Energieregion Uckermark-Barnim. Aber auch Unternehmen aus der Region werden – durch Beteiligungen an einzelnen Maßnahmen – vom Bau der Uckermarkleitung profitieren. Für den Trassenverlauf wurden im Raumordnungsverfahren verschiedene Varianten geprüft. Nach dem Prinzip der Trassenbündelung verläuft die beschlossene Trassenvariante überwiegend entlang bestehender 110-Kilovolt- und 220-Kilovolt-Freileitungen. Das Planfeststellungsverfahren soll 2012 abgeschlossen werden. Die nationale Bedeutung der Uckermarkleitung wurde 2009 im Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen (EnLAG) vom Bundestag festgestellt. Mit ihr wird regenerativ erzeugter Strom aus dem dünn besiedelten Nordosten in Richtung Berlin transportiert. Mit der Energiewende und dem unverzichtbaren Ausbau der erneuerbaren Energien hat die Bedeutung dieser Leitung für die Versorgungssicherheit in Deutschland noch weiter zugenommen.

Hochspannungsleitung von Bärwalde nach Schmölln

Die bestehende 45,9 Kilometer lange 380-Kilovolt-Leitung von Bärwalde (Sachsen) nach Schmölln (Thüringen) soll netzverstärkend durch eine moderne leistungsfähigere Hochspannungsleitung ersetzt werden. Dazu haben wir die Trassierungsunterlagen fertiggestellt und die Umweltplanung erarbeitet. Den Antrag auf Planfeststellung reichen wir voraussichtlich im zweiten Quartal 2012 ein.

+ Renewables Grid Initiative

Unser Engagement für den Ausbau der Stromübertragungsnetze im gesellschaftlichen Einvernehmen spiegelt sich in unserer Beteiligung an der »Renewables Grid Initiative« (RGI) wider, die den Ausbau von Transportnetzen zur vollständigen Integration von erneuerbarer Energie fördert. In der Initiative engagieren sich bedeutende Nichtregierungsorganisationen und Übertragungsnetzbetreiber für ein gemeinsames Anliegen. Die RGI überreichte am 10. November 2011 in Brüssel eine »Europäische Netzerklärung zu Netzausbau und Naturschutz« an EU-Energiekommissar Günther H. Oettinger. In der »Gemeinsamen Netzerklärung« verpflichten sich Nichtregierungsorganisationen, wie die Umweltverbände WWF, Germanwatch und Greenpeace, und Übertragungsnetzbetreiber, gemeinsam den für die Energiewende notwendigen Netzausbau voranzubringen. Insgesamt 24 Unternehmen und Organisationen haben im Sitzungssaal des Europäischen Parlaments in Brüssel ihre Unterschrift unter die Erklärung gesetzt.

Raumordnungsverfahren: Die Phase eines Genehmigungsverfahrens beginnt üblicherweise mit einer sogenannten Antragskonferenz bei der raumordnenden Behörde. Dabei werden den Behörden und Trägern öffentlicher Belange das Projekt und die Planungen vorgestellt. Als Ergebnis dieser Konferenz wird durch die jeweilige raumordnende Behörde ein Festlegungsprotokoll erstellt, in dem die Anforderungen an die Planunterlagen des Vorhabensträgers fixiert sind. Das offizielle Verfahren beginnt mit der öffentlichen Auslegung der vom Vorhabensträger erarbeiteten Unterlagen (beispielsweise Umweltverträglichkeitsstudie, Kartenmaterial und Projektbeschreibung) bei Ämtern und Behörden der betroffenen Gemeinden. Den Abschluss bildet die landesplanerische Beurteilung, mit der die raumordnende Behörde einen Korridor zur weiteren »Feinrassierung« (also der Planung einer präzisen Trasse für die Leitung) empfiehlt. Ziel des Raumordnungsverfahrens ist es, aus mehreren möglichen Leitungsverläufen für die geplante Freileitung den sogenannten Planungskorridor auszuwählen, der mit den geringsten Beeinträchtigungen der Schutzgüter Mensch, Natur und Umwelt verbunden ist.

Planfeststellungsverfahren: Das Planfeststellungsverfahren schließt an das Raumordnungsverfahren an. Der Plan mit der konkreten Leitungstrasse des Vorhabensträgers wird öffentlich ausgelegt. Während der Auslegungsfrist besteht für Betroffene die Möglichkeit, schriftlich Einwendungen geltend zu machen. Die planfeststellende Behörde versucht dann, eine Klärung herbeizuführen. Sie sammelt dafür die Einwendungen und legt sie dem Vorhabensträger vor, der wiederum dazu schriftlich Stellung nimmt. Zum Abschluss dieses Verfahrens wägt die Behörde alle Einwendungen und Stellungnahmen gegeneinander ab, erteilt Auflagen und erlässt schließlich den Planfeststellungsbescheid. Damit darf die Leitung gebaut werden.

Netzanbindung deutscher Offshore-Windparks: Seit dem 17. Dezember 2006 sind die deutschen Übertragungsnetzbetreiber gesetzlich verpflichtet, die Netzanbindungen der geplanten deutschen Offshore-Windparks bis zur Inbetriebnahme der Offshore-Windparks zu errichten und nach der Errichtung zu betreiben. Diese Verpflichtung gilt seit dem 1. Januar 2009. Das Energiewirtschaftsgesetz regelt, welcher Übertragungsnetzbetreiber für den Anschluss der Offshore-Windparks zuständig ist.



+ Rahmen für dritten Interkonnektor zwischen Polen und Deutschland gesteckt

Mit dem polnischen Übertragungsnetzbetreiber PSE Operator planen wir eine dritte Höchstspannungsverbindung zwischen Deutschland und Polen. Am 11. März 2011 haben die Unternehmensleitungen von 50Hertz und PSE Operator in Anwesenheit des EU-Koordinators für die Integration von Offshore-Windparks in das Übertragungsnetz, von Vertretern der EU-Kommission, der Ministerien und der entsprechenden deutschen und polnischen Regulierungsbehörden die Rahmenvereinbarung über den dritten Interkonnektor zwischen Polen und Deutschland unterzeichnet. Die Vereinbarung legt die Regeln zur Zusammenarbeit zwischen 50Hertz und PSE Operator fest, um eine gemeinsame Projektstruktur für die Vorbereitungs- und Baumaßnahmen einer dritten Verbindungsleitung, auch bekannt als »Ger-Pol Power Bridge«, zu bilden. Die Unterzeichnung dieser Rahmenvereinbarung ist ein weiterer Schritt zu einer intensiveren Zusammenarbeit beider Übertragungsnetzbetreiber. Die neue Leitung soll den Stromtransport zwischen beiden Ländern verbessern. Es gibt bereits zwei Leitungen zwischen 50Hertz und PSE Operator – eine bei Vierraden im Norden Brandenburgs und eine in Ost-Sachsen.

+ Netzentwicklungsplan erhöht Transparenz

Gemeinsam mit den anderen deutschen Übertragungsnetzbetreibern haben wir am 19. Juli 2011 mit der Erarbeitung des bundesweiten, sogenannten nationalen Netzentwicklungsplans begonnen. Der Netzentwicklungsplan ist ein zentrales Dokument auf dem Wege in das neue Energiezeitalter. Er wird die zu erwartende Entwicklung der deutschen Strominfrastruktur für die nächsten zehn Jahre abbilden und darüber hinaus konkrete Handlungsempfehlungen für den Aus- und Neubau der Stromtransportnetze in Deutschland geben. Dazu gehören Maßnahmen für Optimierung, Verstärkung und Ausbau der Netze sowie die Betrachtung von technologischen Alternativen. Den gesetzlichen Rahmen für die Erstellung eines gemeinsamen deutschen Netzentwicklungsplans durch die Übertragungsnetzbetreiber bilden §§ 12a bis 12d des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG). Der Netzentwicklungsplan spiegelt unsere Prinzipien der größtmöglichen Transparenz und Offenheit im Planungsprozess, einer kontinuierlichen, schnellen und sachgerechten Information der Öffentlichkeit und der Partizipation aller relevanten gesellschaftlichen Gruppen über Konsultationsverfahren wider.

In einem ersten Schritt wurden die Erzeugungsszenarien festgelegt. Deren Erstellung und das dazugehörige Konsultationsverfahren durch die Bundesnetzagentur wurde Ende August 2011 abgeschlossen. Auf Basis des durch die Bundesnetzagentur genehmigten Szenariorahmens entwerfen die vier Übertragungsnetzbetreiber im nächsten Schritt den Netzentwicklungsplan. Für die Berechnungen und das Verfassen des Netzentwicklungsplans sind die Wintermonate 2011 sowie das Frühjahr 2012 vorgesehen. Die öffentliche Konsultation des daraus resultierenden Entwurfs schließt sich dann im Juni 2012 an. Der Netzentwicklungsplan wird von allen vier deutschen Übertragungsnetzbetreibern gemeinsam erstellt und erstmalig im Jahr 2012 der Bundesnetzagentur als zuständiger deutscher Regulierungsbehörde vorgelegt.

+ Erster kommerzieller deutscher Offshore-Windpark am Netz

Der Strom aus Offshore-Windenergieanlagen wird einen wichtigen Beitrag zur Energiewende leisten. Unsere Aufgabe ist es, alle Offshore-Windenergieanlagen vor der deutschen Ostseeküste an unser Netz anzuschließen – den Strom vom Meer an Land zu bringen, ihn von den Erzeugungsanlagen in das Übertragungsnetz zu befördern. Seit dem 2. Mai 2011 ist mit EnBW Baltic 1 der erste kommerzielle Offshore-Windpark in der Ostsee offiziell in Betrieb. Dieser liegt rund 15 Kilometer nördlich der Halbinsel Fischland-Darß-Zingst und ist an das nächstgelegene Umspannwerk Bentwisch bei Rostock angeschlossen. 21 Windkraftanlagen mit 2,3 Megawatt geben eine Leistung von rund 50 Megawatt ab. Damit können rund 50.000 Haushalte mit Strom versorgt werden.

Im Juli 2009 begannen wir die Bauarbeiten für den Netzanschluss des Offshore-Windparks EnBW Baltic 1. Besonders robuste und leistungsfähige Kabel im Meer und auf dem Land sichern nun den Transport des Stroms von der Umspannwerkplattform auf hoher See. Um eine effizientere Übertragung zu ermöglichen, transformiert das Umspannwerk die elektrische Energie von allen Offshore-Windkraftanlagen von 33 Kilovolt auf 150 Kilovolt. Durch den Zuwachs von rund 75 Kilometern hat unser Netz nun eine Gesamtlänge von rund 9.840 Kilometern erreicht.

Insgesamt 19 Offshore-Windparks haben 2011 einen Netzananschluss bei 50 Hertz beantragt. Diese könnten künftig eine Leistung von mehr als 5.000 Megawatt erbringen – das entspricht in etwa fünf konventionellen Großkraftwerken. Die Projekte haben wir in die »Region West« mit dem 380-Kilovolt-Anschlusspunkt Bentwisch und die »Region Ost« mit dem 380-Kilovolt-Anschlusspunkt Lubmin unterteilt. An beiden Anschlusspunkten laufen Vorarbeiten, um die Windenergie in unser Übertragungsnetz integrieren zu können.

+ Umweltschutz

Unsere Infrastrukturvorhaben stehen im Wesentlichen mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien im Zusammenhang. Sie leisten damit einen wichtigen Beitrag für den Klimaschutz, stellen aber auch einen Eingriff in die jeweilige Region dar. Unser Ziel ist es daher, die Trassen in Abwägung aller Schutzgüter zu optimieren und die Beeinträchtigungen für Mensch und Natur so gering wie möglich zu halten. Dabei arbeiten wir eng mit den örtlichen Umwelt- und Forstbehörden zusammen. Dicht besiedelte Gebiete meiden wir und der Landschaftsschutz hat bei der sogenannten Korridorplanung eine hohe Priorität. Wo es möglich ist, sehen wir daher Trassenbündelungen mit schon bestehenden Freileitungstrassen vor. Ebenso versuchen wir bei der Planung, Trassen mit anderen Infrastrukturen wie beispielsweise Bahntrassen und Autobahnen zu bündeln. Um das Landschaftsbild nicht unnötig zu beeinträchtigen, planen wir die Strecken so, dass sie sich den Gegebenheiten der Landschaft anpassen.

Wir unterstützen verschiedene Maßnahmen für einen besseren Schutz der Vögel. Durch den großen Isolationsabstand bei den geplanten 380-Kilovolt-Leitungen sind Stromschläge bei Vögeln ausgeschlossen. Zudem verwenden wir Bündelleiter, die aus mehreren Leiterseilen bestehen. Sie werden von Vögeln besser wahrgenommen als Einzelseile. Zusätzlich bringen wir an ökologisch besonders sensiblen Stellen, wie zum Beispiel an Gewässerkreuzungen oder in Flusstälern, Markierungen an den Erdungsseilen an. Die Sichtbarkeit dieser Seile wird so deutlich erhöht.

Zudem bieten Strommasten den Vögeln zusätzliche Brutmöglichkeiten. Im Nordosten Deutschlands brüten Fischadler inzwischen häufiger auf Masten als auf Bäumen. Unter anderem Falken und Rabenvögel nutzen die Masten.

In ausgedehnten Waldgebieten sind Leitungsschneisen oftmals Orte mit einer großen Artenvielfalt und Refugien für seltene Tier- und Pflanzenarten. Sie tragen so zur Entstehung wertvoller, oftmals schützenswerter Biotope und Habitats für Insekten, Reptilien, Vögel und Säugetiere bei. In diesen neu geschaffenen Lebensräumen lassen sich anspruchsvolle Pflanzen, die auf eine extensive Bewirtschaftung und regelmäßige Freihaltung angewiesen sind – wie zum Beispiel viele der heimischen Orchideen –, nieder. In den umgebenden Waldgebieten und auf den angrenzenden Landwirtschaftsflächen sind in der Regel wesentlich weniger Pflanzen- und Tierarten vertreten. Daher haben wir die Trassenfreihaltung auf ein langfristiges Biotopmanagement umgestellt. Die Flächen unter unseren Leitungsmasten bilden mit ihrem Altgras-, Stauden- und teilweisen Gehölzbestand Rückzugsinseln und Trittsteinbiotope in der Agrarlandschaft. Im Rahmen des technisch Möglichen respektieren wir diesen sich natürlich einstellenden Bewuchs. Zur Kompensation des nicht unerheblichen Eingriffs in Natur und Landschaft durch den Neubau von Freileitungen bieten wir weiterhin Ausgleichsflächen an.

Das hohe Niveau im Umweltschutz sichern wir durch die stetige Schulung und Weiterbildung unserer Mitarbeiter, die dadurch für dieses Thema sensibilisiert werden.

Eine Ausgleichsmaßnahme stellt beispielsweise unsere Beteiligung an dem Artenschutzprojekt »Kreuzkröte in Schleswig-Holstein« dar. Insgesamt 9.500 der europaweit streng geschützten Kreuzkröten wurden in den vergangenen drei Jahren auf einer 45 Hektar großen Weidelandschaft im Stiftungsland Glasmoor angesiedelt. Wissenschaftler der Kieler Universität haben die Kröten aufgezogen, bevor sie im Glasmoor ausgesetzt wurden. Dieses Artenschutzprojekt ist eine vorgezogene Maßnahme für den Eingriff ins Kampmoor, der Erweiterungsfläche des Umspannwerks Hamburg/Nord. 50Hertz finanziert dieses Vorhaben fünf Jahre lang.

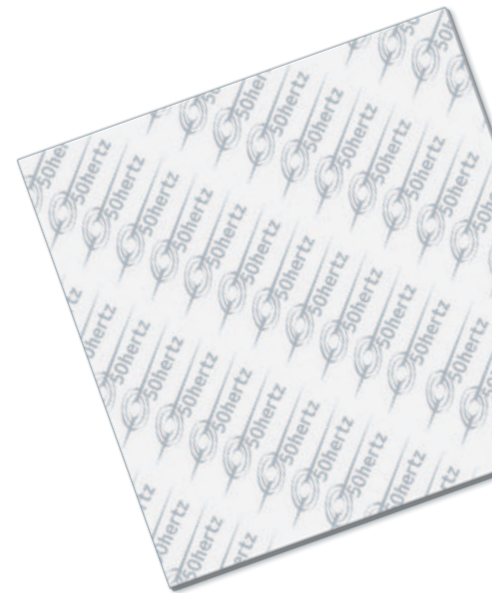
+ Ökologisches Schneisenmanagement

Im Jahr 2010 haben wir die Studie »Ökologisches Schneisenmanagement«, die durch Mittel der Europäischen Kommission unterstützt wurde, veröffentlicht. Die Studie wurde in Zusammenarbeit mit Partnern vor Ort durchgeführt, um Erkenntnisse über ein regional differenziertes Schneisenmanagement zu erlangen. Anlass für diese Studie bildete der geplante Bau der Südwest-Kuppelleitung zwischen Halle (Saale) und Schweinfurt. Mithilfe der Studienergebnisse sollen Eingriffe in die Landschaft durch die Entwicklung von Landschaftsschutzmaßnahmen minimiert und Wege aufgezeigt werden, wie wertvolle Kultur- und Naturgüter bestmöglich bewahrt werden können. Das ökologische Schneisenmanagement wird künftig auch als Auflage der landesplanerischen Beurteilung der Thüringer Landesverwaltung für den dritten Abschnitt der Südwest-Kuppelleitung in Planung und Praxis umgesetzt und Bestandteil der einzureichenden Planfeststellungsunterlagen sein.



+ ACCR – die neueste Generation von Hochtemperaturseilen

Mitte Juni 2011 haben wir mit der Erprobung der neuesten Generation von Hochtemperaturseilen (ACCR – Aluminium Conductor Composite Reinforced – mit Aluminium-Oxid-Matrix) in einem Pilotprojekt im Umspannwerk Güstrow (Mecklenburg-Vorpommern) begonnen. Mit dieser Pilotanlage erproben wir die neue Technik im laufenden Betrieb – in einer gesicherten Anlage an einem nicht systemkritischen Abschnitt. Der rund 200 Meter lange Testabschnitt ist zugleich Teil des Gesamtnetzes, sodass die neuen Seile unter realen Bedingungen des Höchstspannungsnetzes erprobt werden. Mit der Pilotanlage werden wertvolle betriebliche Erkenntnisse für zukünftige Einsatzmöglichkeiten im Netz von 50Hertz zur temporären Erhöhung der Auslastung einzelner Leitungsabschnitte gewonnen.





»Mit Nachdruck treiben wir den europäischen Strombinnenmarkt voran und unterstützen mit vollem Einsatz die Integration der erneuerbaren Energien.«

Dr. Dirk Biermann, Leiter Energy Management

Kernaufgabe – Marktentwicklung

Mit der Lage unseres Netzes im Zentrum Europas übernehmen wir eine Schlüsselrolle im europäischen Stromaustausch. Wir verbinden die Netze von Dänemark, Polen und Tschechien mit Deutschland. Damit alle Akteure in der Gesellschaft vom freien Wettbewerb profitieren können, engagieren wir uns für einen transparenten und diskriminierungsfreien Netzzugang und die Entwicklung koordinierter und harmonisierter Marktmechanismen auf europäischer Ebene. Als Teil der europäischen Elia-Gruppe und gemeinsam mit unseren Nachbarn entwickelten wir die Marktmechanismen in den europäischen Marktregionen weiter, um den grenzüberschreitenden Stromhandel zu erleichtern und Wettbewerb zu schaffen. An der Schnittstelle zwischen der zentralwesteuropäischen, der nordeuropäischen und der zentralosteuropäischen Region leisten wir einen wichtigen Beitrag zur Konvergenz der Märkte – hin zu einem gemeinsamen europäischen Binnenmarkt.

Als europäischer Übertragungsnetzbetreiber sind wir Mitglied im Verband »European Network of Transmission System Operators for Electricity« (ENTSO-E, Verband der europäischen Stromübertragungsnetzbetreiber). Im Rahmen der Verbandsarbeit entwickeln wir den europäischen Markt mittels einheitlicher Methoden weiter, die den grenzüberschreitenden Handel vereinfachen.



+ Grenzüberschreitender Stromhandel

Seit Ende der 1990er Jahre wird Strom in zunehmendem Maße grenzüberschreitend gehandelt. Allerdings sind die Übertragungskapazitäten an den Grenzkupplstellen zu den europäischen Nachbarn, historisch bedingt, begrenzt. Vielerorts überschreiten deshalb die nachgefragten Kapazitäten die Übertragungsmöglichkeiten – es kommt zu Engpässen. Mit dem sogenannten Engpassmanagement soll dem vorgebeugt werden. Ziel des Engpassmanagements ist es, mit den begrenzt verfügbaren Übertragungskapazitäten präventiv und kurativ zu wirtschaften und dabei die technischen Sicherheitsvorgaben wie Frequenz- und Spannungserhaltung zu berücksichtigen.

Die Übertragungskapazitäten im grenzüberschreitenden Verkehr werden mit marktbasierter Verfahren, wie expliziten Auktionen oder Marktkopplung im Zusammenspiel mit den Strombörsen, versteigert. Dabei gelten für alle Unternehmen die gleichen Kriterien und Voraussetzungen. Auf den engpassbehafteten Kuppelleitungen zu unseren Nachbarn wenden wir sowohl explizite Auktionen als auch Marktkopplung an.

+ Marktkopplung

In der Nordeuropäischen Region, mit der wir über das Kontek-Gleichstromkabel verbunden sind, werden die Strommärkte in Deutschland und Skandinavien miteinander gekoppelt.

Grenzüberschreitender Stromhandel: Gemäß § 15 der Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (StromNZV) vom 25. Juli 2005 und entsprechend der Verordnung über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel (VO (EG) Nr. 714/2009) sind Betreiber von Übertragungsnetzen verpflichtet, im Falle von Netzengpässen die verfügbaren Leitungskapazitäten nach marktorientierten und transparenten Verfahren diskriminierungsfrei zu bewirtschaften, sofern die Entstehung solcher Engpässe nicht mithilfe von netz- und marktbezogenen Maßnahmen im Rahmen des wirtschaftlich Zumutbaren verhindert werden kann.

»Market Coupling« (Marktkopplung): eine Methode zur effizienten Bewirtschaftung von grenzüberschreitenden Engpässen, bei dem ein Stromhandelsgeschäft und die Vergabe der grenzüberschreitenden Stromtransportkapazitäten gleichzeitig stattfinden. Daher wird dieses Verfahren – im Gegensatz zur **»expliziten Auktion«**, bei der die Übertragungskapazitäten getrennt voneinander durchgeführt werden, – als »implizite Auktion« bezeichnet und erfolgt im Zusammenspiel mit den Strombörsen. Damit wird der Stromhandel erleichtert, eine optimale Ausnutzung der internationalen Verbindungen ermöglicht und die Integration der europäischen Strommärkte gefördert.



Die Marktkopplung zwischen den Regionen Nordeuropa und Zentralwesteuropa wird von der European Market Coupling Company GmbH (EMCC) mit Sitz in Hamburg durchgeführt. EMCC ist ein Joint Venture der Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz (20 Prozent), Energinet.dk und TenneT TSO GmbH sowie der Strombörsen European Energy Exchange AG (EEX) und Nord Pool Spot AS. EMCC führt implizite Auktionen zwischen den Regionen Nordeuropa und Zentralwesteuropa in Form eines sogenannten Interim Tight Volume Couplings (ITVC) über die Interkonnektoren zwischen den Regionen durch. Das ITVC basiert auf dem bereits an der schwedisch-dänisch-deutschen Grenze existierenden »Tight Volume Coupling«-Modell.

Mit der EMCC unterstützen wir einen effizienten, regionsübergreifenden Strommarkt und fördern die Integration eines europaweiten Strom-Großhandelsmarkts.

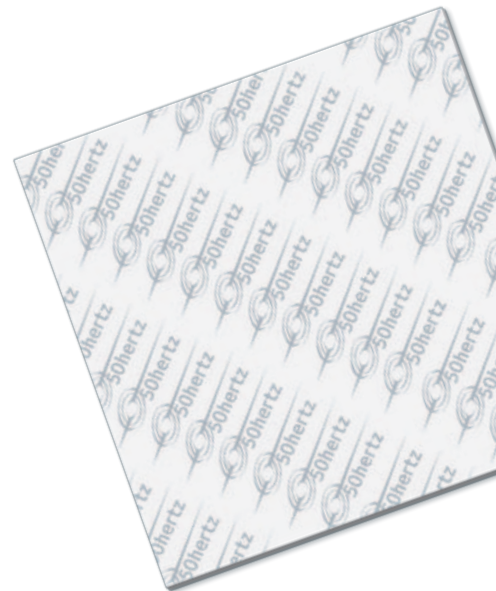
In der Zentralosteuropäischen Region (CEE) haben wir mit sieben weiteren Übertragungsnetzbetreibern ein gemeinsames Verfahren zur Vergabe begrenzter Übertragungskapazitäten mittels koordinierter expliziter Auktionen entwickelt. Die Auktionen werden hier durch die Central Allocation Office GmbH (CAO) mit Sitz in Freising durchgeführt, an der wir mit 12,5 Prozent beteiligt sind. Die Einführung sogenannter lastflussbasierter expliziter Auktionen in der CEE-Region, die ein Zwischenschritt auf dem Weg zum Zielmodell für den europäischen Binnenmarkt – den lastflussbasierten impliziten Auktionen – darstellen, musste zunächst ausgesetzt werden. Grund hierfür war, dass dies von drei Übertragungsnetzbetreibern der CEE-Region abgelehnt wurde.

+ Sicherheit und Transparenz

Wir sind Mitbegründer der Sicherheitsinitiative TSC (TSO Security Cooperation). Die gemeinsame IT-Plattform der Initiative verschafft den beteiligten europäischen Übertragungsnetzbetreibern – auf Basis regionaler zentralisierter Datensätze – einen Überblick über das Systemverhalten und aufkommende Engpässe. Somit kann die Zusammenarbeit der Leitstellen in Echtzeit optimiert werden und in kritischen Situationen können die Maßnahmen besser aufeinander abgestimmt werden. Damit stärken wir gemeinsam die regionale sowie die europäische Systemsicherheit.

Auf der EEX-Transparenzplattform »Transparency in Energy Markets« (www.transparency.eex.com) – die wir im Oktober 2009 gemeinsam mit den anderen drei deutschen Übertragungsnetzbetreibern und der European Energy Exchange AG (EEX) sowie in intensiver Zusammenarbeit mit dem Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft, dem Verband kommunaler Unternehmen, dem Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft, der Bundesnetzagentur und dem Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie geschaffen haben – veröffentlichen wir marktnah an zentraler und neutraler Stelle marktrelevante Erzeugungs- und Verbrauchsdaten. Damit setzen wir sowohl gesetzliche Veröffentlichungspflichten als auch freiwillige Selbstverpflichtungen um und treiben die Transparenz auf dem Großhandelsmarkt voran. Das Zusammenspiel und die Bedeutung der verschiedenen Energieträger im deutschen Energiemix, insbesondere der Stromerzeugung aus Windenergie und Photovoltaik, werden stundenscharf transparent dargestellt. Seit Dezember 2010 beteiligt sich auch der österreichische Übertragungsnetzbetreiber Austrian Power Grid AG an der Transparenzplattform.

Die neuen Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom (MaBiS) haben wir mit dem Abrechnungsmonat Juni 2011 umgesetzt. Die MaBiS legt neue Marktregeln bei der Bilanzkreisabrechnung Strom fest, unter anderen Umstellungen im Bilanzkreis- und Datenmanagement, in den IT-Systemen und bei der Bilanzkreisabrechnung.





»Das Front Office stellt den eigenständigen Zugang zur Strombörse sicher. Die Strombeschaffung und -vermarktung am börslichen Markt erfolgt rund um die Uhr – allein nach wirtschaftlichen Kriterien unter den gegebenen netztechnischen Randbedingungen und somit vollkommen diskriminierungsfrei.«

Reiner Ciesiolka, Leiter Front Office

Kernaufgabe – EEG- und KWKG-Abwicklung und Management von Systemdienstleistungen

Zu unseren Aufgaben im Rahmen der treuhänderischen Abwicklung des Gesetzes für den Vorrang Erneuerbarer Energien (EEG) und des Gesetzes für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (KWKG) gehören beispielsweise:

- die Erstellung von Prognosen zur Ermittlung der bundesweit einheitlichen EEG-Umlagen und KWKG-Aufschläge,
- die Aufnahme der EEG-Strommengen von Anlagenbetreibern und Verteilnetzbetreibern,
- die Durchführung des horizontalen Belastungsausgleichs mit den anderen deutschen Übertragungsnetzbetreibern,
- die Vermarktung der verbleibenden Strommengen an der Strombörse,
- die Abwicklung der Zahlungsflüsse einschließlich der EEG-Umlageerhebung gegenüber Vertrieben und Letztverbrauchern,
- die Abwicklung der KWKG-Aufschläge mit Verteilnetzbetreibern,
- die Sicherstellung der Veröffentlichungspflichten gemäß der gesetzlichen Vorgaben und
- die Wahrnehmung der Schnittstellenfunktion zu den anderen deutschen Übertragungsnetzbetreibern, Verbänden und der Bundesnetzagentur.

Als verantwortlicher Übertragungsnetzbetreiber in unserem Netzgebiet nehmen wir den gesamten Strom aus erneuerbaren Energien, der unter die Festvergütung des EEG fällt, vorrangig auf, gleichen den aufgenommenen Strom im Rahmen des horizontalen Belastungsausgleichs »unverzüglich vorläufig« unter den vier deutschen Übertragungsnetzbetreibern aus und vermarkten den für uns verbleibenden Strom gemäß den gesetzlichen Regelungen an der Strombörse.

Der horizontale Belastungsausgleich für die Erzeugungsart Wind erfolgt über eine Hochrechnung auf Basis von Referenzmesswerten je Netzgebiet. Die voraussichtliche Stromerzeugung in Windkraftwerken wird bei jedem Übertragungsnetzbetreiber – bezogen auf sein Netzgebiet – am Vortag und mehrfach am laufenden Tag prognostiziert.

Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus (AusglMechV): Sie regelt die Vermarktung von erneuerbarem Strom (EEG-Strom). Gemäß AusglMechV wird der EEG-Strom seit dem 1. Januar 2010 von den deutschen Übertragungsnetzbetreibern zu 100 Prozent an der Strombörse vermarktet. Dort verkaufen die Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen einer Auktion am Day-ahead-Markt die gesamten am Vortag prognostizierten Mengen an EEG-Strom. Abweichungen von dieser Prognose nach der Auktion werden über den Intraday-Handel ausgeglichen (Kauf oder Verkauf).

Analog zum Belastungsausgleich für Wind haben wir zur Weiterentwicklung des bundesweiten Belastungsausgleichs gemeinsam mit den anderen deutschen Übertragungsnetzbetreibern die technischen und vertraglichen Voraussetzungen zur Einführung eines fortlaufenden physikalischen Belastungsausgleichs für Strom aus Photovoltaik geschaffen. Der Routinebetrieb wird Anfang Januar 2012 aufgenommen.

+ Vermarktung des EEG-Stroms an der Strombörse

Bei 50Hertz ist das Front Office verantwortlich für den direkten Zugang zum börslich organisierten Day-ahead- und Intraday-Markt. Ein wichtiger Handelsplatz für Deutschland ist die Strombörse European Energy Exchange (EEX) in Leipzig. Mit der Nutzung des standardisierten Markts der EEX schaffen wir Transparenz und fördern durch die zusätzliche Liquidität den Wettbewerb auf dem Strommarkt.

Bereits seit 2008 sind wir an der EEX und der EPEX Spot, einem Tochterunternehmen von EEX und der französischen Powernext SA, zugelassen und tätigen Day-ahead-Geschäfte. Möglich wurde die Ausweitung auf den inner-täglichen Handel durch die organisatorische Trennung von Systemführung und Energiemanagement.

Strombörse: Die European Energy Exchange AG (EEX) mit Sitz in Leipzig entstand im Jahr 2002 durch die Fusion der deutschen Strombörsen Frankfurt am Main und Leipzig. Im Stromhandel arbeitet die EEX seit 2008 eng mit der französischen Powernext SA zusammen, im Rahmen dieser Kooperation legten beide Börsen ihre Strom-Spot- und -Terminmärkte zusammen. Die EEX hält 50 Prozent an der gemeinsamen Gesellschaft EPEX Spot SE mit Sitz in Paris, die den sogenannten Spotmarkt für Deutschland, Frankreich, Österreich und die Schweiz betreibt. Der deutsche und französische Terminhandel für Strom ist in der EEX Power Derivatives GmbH, einer mehrheitlichen EEX-Tochtergesellschaft mit Sitz in Leipzig, gebündelt. Das sogenannte Clearing und Settlement aller Spot- und Termingeschäfte in Strom erfolgt durch die European Commodity Clearing AG (ECC).

Strommarkt: Es gibt verschiedene Arten, Strom zu handeln. Auf dem sogenannten Spotmarkt wird Strom gehandelt, der in naher Zukunft geliefert werden soll (kurzfristiger Stromhandel). Zum Spotmarkt gehören der Day-ahead-Markt sowie der Intraday-Markt. Am Day-ahead-Markt werden jeweils die 24 Stunden des folgenden Tages gehandelt. Demgegenüber werden am Intraday-Markt Stromhandelsgeschäfte getätigt, die bis zum nächsten Day-ahead-Handelstag zu erfüllen sind, also denselben Tag bzw. den Folgetag nach Schluss des Day-ahead-Handels betreffen. Hierbei stellen die Marktteilnehmer überschüssigen Strom zur Verfügung oder kaufen zusätzliche Strommengen ein. Beim Intraday-Handel wird Strom bis eine Stunde vor Lieferung gehandelt. Der Intraday-Handel ermöglicht, kurzfristig Abweichungen der Last von Verbrauchsprognosen auszugleichen, also »Fahrplanabweichung« zu reduzieren und somit die Kosten für Ausgleichs- und Regelenergie zu reduzieren. Der Terminmarkt schließlich ist der Markt für Strom, der in fernerer Zukunft geliefert werden soll.

Berechnung der EEG-Umlage: Die EEG-Umlage wird auf Basis von Verordnungen aus der Differenz zwischen den prognostizierten Einnahmen für das folgende Kalenderjahr und den prognostizierten Ausgaben für das folgende Kalenderjahr sowie der Differenz zwischen den tatsächlichen Einnahmen und den tatsächlichen Ausgaben zum Zeitpunkt der Festlegung der EEG-Umlage berechnet (Stand: 14. Oktober 2011).

Damit konnte die von der Börse geforderte Anonymität der Handelspartner gewährleistet werden. Auch damit waren wir Vorreiter bei der Umsetzung der vom Gesetzgeber geforderten Aufgaben, insbesondere bei der Aufnahme, Veredelung und dem Transport des aus erneuerbaren Energien eingespeisten Stroms gemäß dem EEG.

Den Marktzugang stellen wir als Dienstleister auch anderen Netzbetreibern ermöglichen. Hervorzuheben ist die Kooperation mit TenneT TSO – insbesondere in Bezug auf die Beschaffung und Vermarktung von Strompositionen am Spotmarkt der EPEX. Diese haben wir im Jahr 2011 durch die Aufnahme weiterer Strompositionen vertieft. Ab Januar 2012 ist außerdem die Nutzung des sogenannten ¼h-Intraday-Handels an der EPEX Spot geplant. Alle hierfür erforderlichen organisatorischen Voraussetzungen haben wir in 2011 geschaffen.

+ EEG-Umlage

Die Erlöse aus der Vermarktung des EEG-Stroms decken jedoch die Kosten, die durch die Förderung der Einspeisung erneuerbarer Energien entstehen, nur zu einem geringen Teil. Seit dem 1. Januar 2010 müssen die Elektrizitätsversorgungsunternehmen gemäß der am 25. Juli 2009 in Kraft getretenen Ausgleichsmechanismusverordnung (AusglMechV) für jede an Letztverbraucher (Endverbraucher) gelieferte Kilowattstunde Strom eine EEG-Umlage an die Übertragungsnetzbetreiber entrichten. Mit diesen Zahlungen soll die Differenz aus den Einnahmen und den Ausgaben der Übertragungsnetzbetreiber bei der EEG-Umsetzung gedeckt werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber veröffentlichen die EEG-Umlage bis zum 15. Oktober eines Kalenderjahres. Die Ermittlung der EEG-Umlage erfolgt im Auftrag des Gesetzgebers auf Basis von Prognosen unabhängiger Gutachter und in Abstimmung mit der Bundesnetzagentur.

Im Jahr 2012 werden die Verbraucher mit 3,592 Cent pro Kilowattstunde zur Förderung der erneuerbaren Energien beitragen. Damit liegt die EEG-Umlage im Jahr 2012 mit einer Steigerung um 0,062 Cent pro Kilowattstunde nur unwesentlich über dem Vorjahresniveau (3,530 Cent pro Kilowattstunde). Diese EEG-Umlage ist ab dem 1. Januar 2012 für jede von Letztverbrauchern bezogene Kilowattstunde zu entrichten.

Aufgrund einer neu geschaffenen gesetzlichen Regelung enthält die Umlage erstmals eine sogenannte Liquiditätsreserve in Höhe von drei Prozent. Die Liquiditätsreserve, die nach der gesetzlichen Regelung bis zu zehn Prozent betragen kann, soll verhindern, dass bei den Übertragungsnetzbetreibern durch hohe Zahlungsverpflichtungen an Anlagenbetreiber eine wirtschaftliche Schieflage entsteht.

Die von den Kunden einbehaltene EEG-Umlage fließt auf ein separates EEG-Konto, das die Übertragungsnetzbetreiber getrennt vom Kerngeschäft führen. Auch die Erlöse, welche die Übertragungsnetzbetreiber durch die Börsenvermarktung des EEG-Stroms erhalten, fließen auf dieses Konto. Bezahlt wird aus dem Konto die EEG-Förderung für den eingespeisten EEG-Strom. Salden werden entsprechend verzinst.

+ Prognosen

Am 15. November 2011 haben wir gemeinsam mit den anderen deutschen Übertragungsnetzbetreibern die EEG-Mittelfristprognose und Prognose der realistischen Bandbreite der EEG-Umlage 2013 veröffentlicht. Demnach wird die EEG-Umlage 2013 zwischen 3,66 Cent pro Kilowattstunde und 4,74 Cent pro Kilowattstunde betragen.

Mit der Veröffentlichung zur Einspeisung aus regenerativen Stromerzeugungsanlagen nach dem EEG werden zugleich Prognosen für die Entwicklung in den nächsten fünf Jahren abgegeben. Gemäß den gesetzlichen Vorgaben werden unter anderem Prognosedaten zu der installierten Leistung, der eingespeisten Jahresarbeit, der an die Anlagenbetreiber auszahlenden Vergütungen sowie zum Letztverbraucherabsatz veröffentlicht. Für das Jahr 2016 erwarten wir eine installierte Leistung von rund 94 Gigawatt aus erneuerbaren Energiequellen, wovon über 91 Prozent auf Solar- und Windenergie (Solar rund 44 Gigawatt und Wind rund 42 Gigawatt) entfallen. Bei einer prognostizierten Jahres-

arbeit von 101 Terrawattstunden werden nach Abzug der Direktvermarktung im Jahr 2016 Vergütungen von rund 19 Milliarden Euro an die Anlagenbetreiber zu zahlen sein. Zusätzlich werden 2016 für die im Marktprämienmodell befindlichen Anlagen (mit einer prognostizierten Erzeugungsmenge von 58 Terrawattstunden) Prämienzahlungen in Höhe von rund 4,6 Milliarden Euro erwartet. Zusätzlich werden 2016 prognostizierte 7,5 Terrawattstunden über das Grünstromprivileg vermarktet werden.

Die für die Berechnung notwendigen Werte der EEG-Mittelfristprognose und des umlagepflichtigen Letztverbrauchs wurden im Auftrag der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber von unabhängigen Gutachtern ermittelt.

+ EEG-Konferenz

Auch die dritte EEG-Konferenz von 50Hertz stand ganz im Zeichen der Marktintegration von erneuerbaren Energien. Rund 260 Teilnehmer sind unserer Einladung gefolgt. Es wurde intensiv über die anstehenden Veränderungen der gesetzlichen Rahmenbedingungen – insbesondere bei der EEG-Abwicklung und der Abwicklung des neuen § 19 der Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (StromNEV) ab dem 1. Januar 2012 – diskutiert und darüber, wie diese Änderungen zielgerichtet umgesetzt werden können. Im Mittelpunkt der Konferenz standen Themen zur Marktintegration der erneuerbaren Energien, zur Direktvermarktung und zur EEG-Umlage sowie zur Umsetzung des sogenannten Belastungsausgleichs. Neben der Information über die anstehenden Veränderungen ging es vor allem um die praktischen Auswirkungen für alle Marktteilnehmer. An der Konferenz in Berlin nahmen neben der Bundesnetzagentur, Netzbetreiber, Stromhändler, Stromvertriebe, Börsenexperten, Anlagenbetreiber, IT-Experten und Wirtschaftsprüfer aus Deutschland, Österreich und der Schweiz teil.

Die von uns seit 2009 durchgeführte EEG-Konferenz leistet als Dialog-, Informations- und Transparenzplattform für die Marktakteure einen wichtigen Beitrag zum reibungslosen Funktionieren der Märkte.

Kraft-Wärme-Kopplung (KWK): Bei der Kraft-Wärme-Kopplung wird sowohl Strom als auch die bei der Erzeugung von Strom anfallende Wärme gewonnen und genutzt, beispielsweise zur Beheizung von Räumen und zur Warmwasseraufbereitung. Damit ergeben sich in der Summe sehr hohe Nutzungsgrade, die zu einer Primärenergieeinsparung und Reduktion von CO₂-Emissionen gegenüber der getrennten Erzeugung von Wärme und Strom führen.

Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (KWKG): Das KWKG trat am 1. April 2002 in Kraft. Seitdem wird der sogenannte Belastungsausgleich zwischen den Übertragungsnetzbetreibern durchgeführt. KWK-Anlagenbetreiber haben nach Erfüllung der entsprechenden Voraussetzungen einen Anspruch auf die gesetzlichen Fördersätze für den in das Netz der allgemeinen Versorgung eingespeisten KWK-Strom.

Verlustenergie: Die Energiemenge, die physikalisch bedingt bei der Übertragung von Elektrizität in elektrischen Systemen, beispielsweise in Form von Stromwärmeverlusten, verloren geht. Betreiber von Energieversorgungsnetzen sind laut Energiewirtschaftsgesetz und Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen Strom verpflichtet, die in ihrem Netz entstehenden Verluste nach einem marktorientierten, transparenten und diskriminierungsfreien Verfahren zu beschaffen und in einem separaten Bilanzkreis zu erfassen.

+ KWKG-Aufschlag

Laut KWKG wird der Belastungsausgleich zwischen den Übertragungsnetzbetreibern durchgeführt. Zum 1. Januar 2009 wurde das Gesetz umfassend novelliert. Nach Meldungen durch die unterlagerten Netzbetreiber führen die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber die Daten für den bundesweiten Belastungsausgleich der Förderzahlungen nach KWKG zusammen. Auf Basis von gemeldeten Prognosewerten werden die zu erwartenden Belastungen gemäß KWKG identifiziert und die Aufschläge ermittelt und veröffentlicht.

Auf Grundlage der Mitte September 2011 bei den Übertragungsnetzbetreibern vorliegenden Prognosedaten über die Höhe der für 2012 erwarteten förderfähigen KWKG-Strommengen, der Wärmenetz-Förderzahlungen sowie der Stromabgabe an Letztverbraucher aus den Netzen für die allgemeine Versorgung, auf die die Belastungen umgelegt werden, ergibt sich für das Jahr 2012 ein Abschlagswert von 0,064 Cent pro Kilowattstunde für die Letztverbrauchskategorie A (Jahresverbrauch bis 100.000 Kilowattstunde je Abnahmestelle). Zusammenfassend ergibt sich ab 1. Januar 2012 im bundesweiten Durchschnitt ein Aufschlag auf die Netzentgelte für alle Letztverbräuche der Letztverbrauchskategorie A in Höhe von 0,002 Cent pro Kilowattstunde.



+ Gemeinsame Webpräsenz zur EEG- und KWKG-Abwicklung

Gemeinsam mit den drei weiteren Übertragungsnetzbetreibern Amprion GmbH, EnBW Transportnetze AG und TenneT TSO GmbH sorgen wir für mehr Datentransparenz bei der Umsetzung der Förderregime für Erneuerbare-Energie-Anlagen und Kraft-Wärme-Kopplung. Dazu haben wir die gemeinsame Webpräsenz www.eeg-kwk.net eingerichtet, die umfassende Informationen zur Abwicklung des EEG und KWKG, zur Systematik und zu den Vergütungssätzen enthält.

Seit September 2011 veröffentlichen wir dort die Vortagesprognose der erwarteten Einspeisung aus Wind- und Solarenergieanlagen sowie die auf einer Hochrechnung der Ist-Zahlen basierende tatsächliche Einspeisung für Deutschland. Zudem kann der Nutzer grafisch aufbereitete Daten zu den am untertägigen Spotmarkt der Strombörse beschafften und veräußerten Strommengen sowie zu der in Anspruch genommenen Energie zum Ausgleich des jeweiligen EEG-Bilanzkreises recherchieren. Mit dem in einem einheitlichen Format und anwenderfreundlich aufbereiteten Daten folgen wir einem Verordnungsauftrag der Bundesnetzagentur (§ 2 AusglMechAV).

Die auf der Webpräsenz veröffentlichten Wind- bzw. Solarhochrechnungen und -prognosen beinhalten die von Anlagen aus erneuerbaren Energien eingespeisten Strommengen abzüglich direkt vermarkteter Strommengen.

Die vertikale EEG-Stromaufnahme durch 50Hertz betrug im Zeitraum Januar bis Dezember 2011 28,2 Terrawattstunden und lag damit 13 Prozent über dem Niveau des Vorjahres. Der EEG-Kontostand bei 50Hertz betrug zum 31. Dezember 2011 43,8 Millionen Euro.

Die hohe Einspeisung insbesondere von Windenergie in unserem Netzgebiet – hier sind mehr als 40 Prozent der in Deutschland insgesamt vorhandenen Windleistung installiert – stellt uns dabei vor große Herausforderungen. Auch Photovoltaik spielt mittlerweile eine wesentliche Rolle. Ihre Einspeisung hat sich gegenüber dem Jahr 2010 um den Faktor 2,5 erhöht. Insgesamt hat das Aufkommen an EEG-Strom innerhalb unseres Netzgebiets gegenüber dem Vorjahr um rund neun Prozent zugenommen.

Der wachsende Stromhandel, der Ausbau der erneuerbaren Energien und die Zunahme der Erzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung erweitern das Handlungsspektrum der Übertragungsnetzbetreiber. Demgemäß muss die finanzielle Abwicklung von entsprechenden Einspeisungen sichergestellt werden.

+ Mehr Transparenz bei der Verlustenergiebeschaffung

Am 1. November 2011 haben wir den Handel am Terminmarkt der Strombörse EEX in Leipzig gestartet. Nachdem wir bereits seit mehreren Jahren erfolgreich und intensiv am Spotmarkt der EPEX die täglichen Anpassungen des Verlustprofils vornehmen, nutzen wir nun auch den börslichen Terminmarkt als Plattform für die langfristige Verlustenergiebeschaffung. Damit steht 50Hertz ein ergänzendes Instrument zu den bisherigen Ausschreibungen von Verlustenergie zur Verfügung, um die Transparenz bei der Beschaffung zu erhöhen und Kostenvorteile zu erzielen, von denen alle Netznutzer profitieren.

»Das ambitionierte Investitionsprogramm von 50Hertz hat 2011 Fahrt aufgenommen. Dennoch sind die notwendigen hohen Investitionen für den Strukturwandel hin zu einer klimafreundlichen Energieversorgung nur durch einen nachhaltigen Regulierungsrahmen, klare Haftungsregelungen und adäquate Investitionsanreize möglich.«

Udo Giegerich, Geschäftsführer Finanzen



Finanzierung

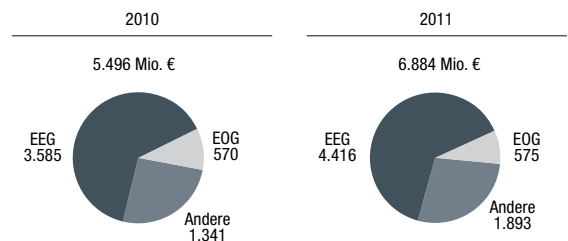
Die 50Hertz Transmission GmbH ist eine 100-prozentige Tochtergesellschaft der Eurogrid GmbH (Eurogrid). Da die Eurogrid im Wesentlichen der Finanzierung der 50Hertz dient, werden im Folgenden alle Finanzkennzahlen konsolidiert auf die Eurogrid GmbH dargestellt.

Am 14. Juni 2011 hat unsere Muttergesellschaft Eurogrid eine neue Kreditlinie in Höhe von 350 Millionen Euro mit einer Laufzeit von fünf Jahren zur Absicherung der Netzausbauinvestitionen der Gruppe und zur Stärkung des Finanzierungsprofils vereinbart. Die unterzeichnete längerfristige Kreditlinie ersetzt einen bestehenden Kreditvertrag aus der Akquisitionsphase von 50Hertz und erhöht die vertragliche Flexibilität bei einer deutlichen Kostenreduktion. Zu dem Konsortium aus insgesamt elf Banken gehören die BNP Paribas Fortis, Commerzbank Aktiengesellschaft, die HSBC Trinkaus & Burkhardt AG, die ING Bank N.V. (Niederlassung Frankfurt), die KBC Bank N.V., die Landesbank Hessen-Thüringen Girozentrale, die Morgan Stanley Bank International Ltd., die Rabobank International und The Royal Bank of Scotland sowie die Investitionsbank Berlin und die Investitionsbank des Landes Brandenburg.

50Hertz hat im Jahr 2011 seine Umsatzerlöse nach den internationalen Rechnungslegungsstandards IFRS gegenüber dem Jahr 2010 von 5,496 Milliarden Euro auf 6,884 Milliarden Euro gesteigert. Haupttreiber dafür waren die Erlöse aus dem Erneuerbare-Energien-Geschäft, die jedoch aufgrund der deutschen Vergütungs- und Umlage-mechanik nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) einen ergebnisneutralen durchlaufenden Posten darstellen.

Das HGB-Ergebnis nach Steuern sank im Jahr 2011 auf 47 Millionen Euro¹⁾ (2010: 57,4 Millionen Euro²⁾), im Wesentlichen aufgrund der stark erhöhten sogenannten Redispatch-Maßnahmen zur Stabilisierung des elektrischen Systems, speziell an windstarken Tagen. Diese Jahresergebnisse enthalten aufgrund der HGB-Rechnungslegungsprinzipien keine Erträge aus regulatorischen Ansprüchen, die erst mit einem Zweijahresversatz über die Netznutzungsentgelte zufließen. Insofern bauen sich hierdurch systembedingt stille Reserven über zukünftige Erträge aus Netznutzung auf, die die gegenwärtige Ertragslage verzerren.

Die Investitionen stiegen gegenüber dem Vorjahr um 39 Prozent auf 245,4 Millionen Euro (2010 noch 176,6 Millionen Euro). Hierbei nimmt der Anteil für die Netzanbindung von Offshore-Windparks mit rund 130 Millionen Euro deutlich zu.



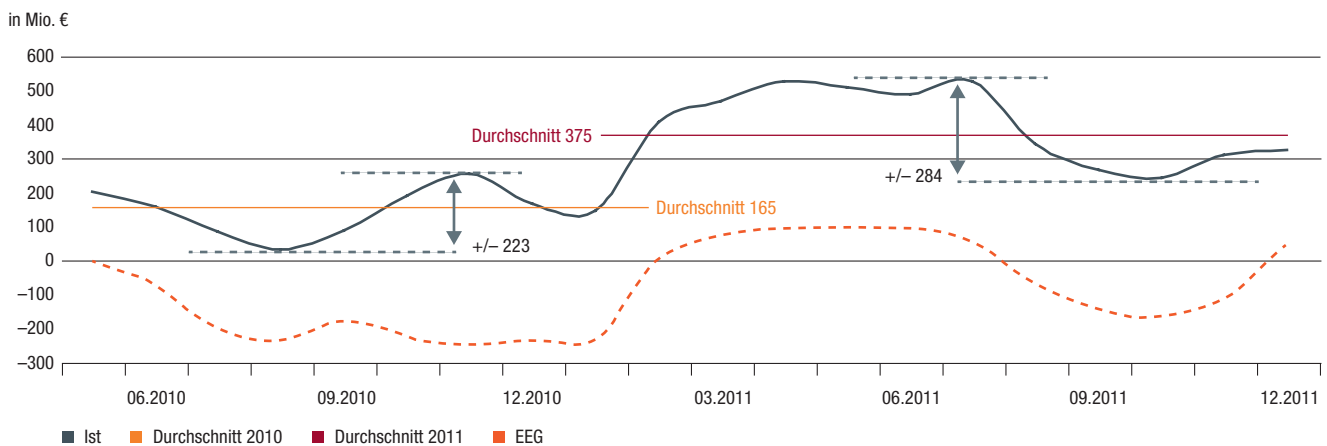
EEG – Erlöse aus Erneuerbare-Energien-Gesetz (Nonprofit)
 EOG – Erlösbergrenze (Erlöse aus anerkannten Netzentgelten inkl. Messung und Abrechnung)
 Andere – im Wesentlichen Dienstleistungen für Dritte (Nonprofit), EEG-Ausgleichsenergie und Bilanzkreismanagement



Umsatzerlöse (brutto)

Die Steigerung des EEG-Geschäfts ist der Haupttreiber für die Umsatzsteigerung.

¹⁾ Für den Eurogrid-Konzern, bestehend aus Eurogrid GmbH, 50Hertz Transmission GmbH und 50Hertz Offshore GmbH, bereinigt um die Konsolidierungseffekte 2010
²⁾ Pro-forma-Zahl der geprüften zusammengefassten Rumpf-Geschäftsjahre 2010



Liquidität Eurogrid GmbH, 50Hertz Transmission, 50Hertz Offshore (Total – inkl. EEG)

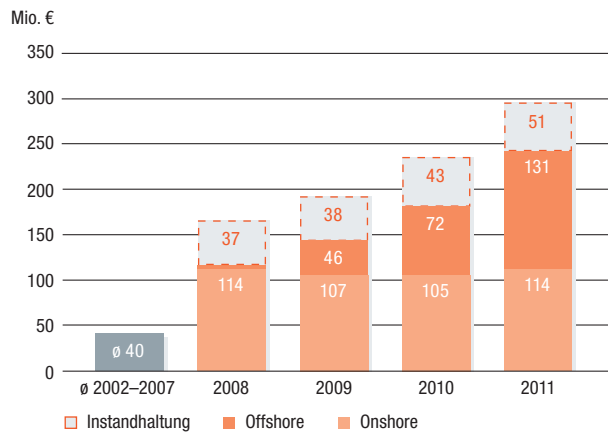
Starke periodische Schwankungen aufgrund des EEG-Geschäfts. Das EEG-Konto wurde 2011 wiederum erheblich unterdeckt.

Mit unserem umfangreichen Investitionsprogramm entwickeln wir unser Übertragungsnetz weiter, um die Basis für eine erfolgreiche Energiewende zu legen. Es dient vor allem der Aufnahme und dem Weitertransport des erneuerbar erzeugten Stroms, aber auch der Energieversorgungssicherheit. Zudem wird der europäische Strombinnenmarkt weiterhin gestärkt. Seit 2011 gibt es im 50Hertz-Netzgebiet erstmals mehr erneuerbare als konventionelle Erzeugungskapazitäten. Die Anlagen zur Erzeugung aus regenerativen Quellen entwickeln sich weiterhin positiv und erreichten Ende 2011 eine installierte Leistung von rund 16.700 Megawatt.

2011 haben wir unsere wesentlichen unternehmerischen Meilensteine erreicht. So haben wir den ersten kommerziellen Offshore-Windpark Deutschlands, EnBW Baltic 1, in der Ostsee angeschlossen, die neue Netzsteuerungswarte »Transmission Control Center« in Neuenhagen bei Berlin eröffnet. Bei einigen wichtigen Netzausbauprojekten wurden weitere Etappen in den Genehmigungsverfahren erreicht.

2011 mussten wir hingegen an 45 Tagen (gegenüber nur 6 Tagen in 2010) erneuerbare Anlagen anweisen, ihre Produktion zu drosseln, um Netzüberlastungen zu vermeiden. Dieses Instrument wird stets als letztes Werkzeug zur Systemstabilisierung angewendet. Das zeugt nicht nur von der regelmäßig sehr angespannten Situation im elektrischen System, sondern verdeutlicht auch die Dringlichkeit eines raschen Ausbaus des Netzes in Richtung der Verbrauchszentren im Süden und Westen Deutschlands zur weiteren Integration der erneuerbaren Energien.

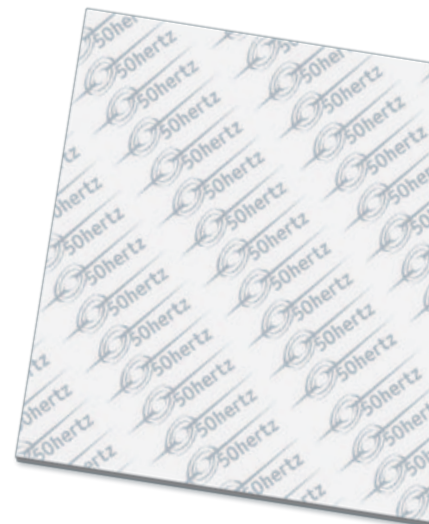
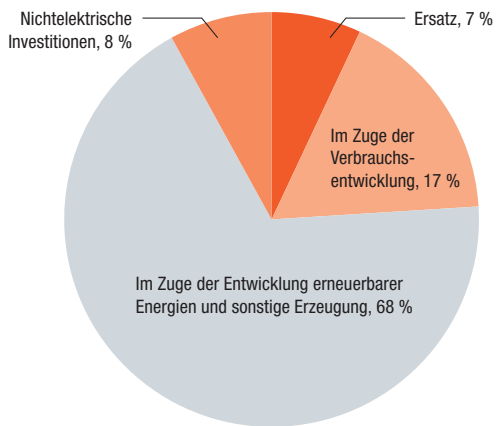
2011 wurden wesentliche Verbesserungen erreicht, um die notwendigen hohen Investitionen für den Strukturwandel hin zu einer klimafreundlichen Energieversorgung möglich zu machen. Dennoch sind einige weitere Punkte des regulatorischen und rechtlichen Umfelds zu präzisieren, damit die zugestandene Verzinsung auch tatsächlich erreicht werden kann. Speziell das Problem der bilanziellen Verzerrungen nach deutschem HGB wirkt sich hinderlich auf die Investitionen aus, da regulatorische Forderungen von 50Hertz, beispielsweise durch den erst zwei Jahre später erstatteten Ersatz von Redispatch-Kosten, derzeit unzureichend in der Bilanz berücksichtigt werden können.



Investitionsvolumen 2011 (gesamt)

245,4 Mio. €

Onshore:	114,5 Mio. €
Offshore:	130,9 Mio. €



Das Investitionsvolumen von 50Hertz steigt hauptsächlich aufgrund von Offshore-Investitionen

Das Investitionsprogramm von 50Hertz speziell zur Integration der erneuerbaren Energien und zur Entwicklung des europäischen Strommarkts wächst Jahr um Jahr.

*»Bei 50Hertz wird Zukunft
geschrieben und kann
Personalarbeit wirklich
gestaltet werden.«*

Cora Tellmann, Personalmanagement



Unsere Mitarbeiter

Bei 50Hertz arbeiten mehr als 650 Menschen an insgesamt acht Standorten für eine sichere und zuverlässige Stromversorgung. Chancengleichheit und die partnerschaftliche Zusammenarbeit verschiedener Nationalitäten und Kulturen prägen unsere Unternehmenskultur. Zum 31. Dezember 2011 beschäftigte 50Hertz 669 Mitarbeiter und 20 Auszubildende³⁾. Das Durchschnittsalter aller Beschäftigten lag zum Ende des Jahres bei 43,0 Jahren, der Frauenanteil bei 22,0 Prozent. Der Anteil der Mitarbeiter in Teilzeit lag bei 0,9 Prozent und der Anteil schwerbehinderter und ihnen gleichgestellter Mitarbeiter bei 3,3 Prozent.

+ Unternehmensprojekt zur Entwicklung von 50Hertz

Im November 2010 starteten wir ein Projekt zur strategischen Weiterentwicklung von 50Hertz, um als Übertragungsnetzbetreiber mit zwei Eigentümern und als Teil der Elia-Gruppe für das anstehende Wachstumsprogramm gerüstet zu sein. Dabei standen die Änderung der Eigentümerstruktur, das Investmentprogramm und die Analyse der Organisationskultur im Fokus. Phase 1, die analytische und konzeptionelle Phase, des Unternehmensprojekts wurde Anfang Februar 2011 erfolgreich abgeschlossen. Dafür wurde die Organisationskultur und -struktur von 50Hertz mittels verschiedenen Methoden analysiert und die Ergebnisse in einen Fahrplan für die kommenden zwei Jahre überführt.

Die Umsetzung der Projekte in Phase 2 wird zu einer mittel- und langfristigen Verbesserung der Leistungsfähigkeit und der Unternehmensergebnisse führen. Damit ist 50Hertz für weiteres Wachstum gerüstet.

Im Rahmen des Projekts veranstaltete 50Hertz im Dezember 2011 einen Personal-Infomarkt für Mitarbeiter. Im Fokus standen die Themen »Empowerment« und Entwicklungsmöglichkeiten für Mitarbeiter. Es ist uns ein besonderes Anliegen, Hierarchien flacher zu gestalten und Entscheidungswege zu beschleunigen. Das soll die Organisation und die Belegschaft entlasten und für Empowerment sorgen.

50Hertz möchte, dass Führungskräfte ihren Mitarbeitern mit Respekt, Vertrauen und Ermutigung begegnen und sie in ihrer Selbstverantwortung stärken, beispielsweise durch Delegation von Verantwortung in bestehenden oder auch erweiterten Freiräumen. Für Mitarbeiter bedeutet Empowerment, Eigenverantwortung für ihre Aufgabe übernehmen zu wollen und zu können und Gestaltungskraft in den übertragenen Freiräumen zu entwickeln. Ideen für »mehr Empowerment« im eigenen Aufgabenbereich sind von daher nicht nur gewünscht, sondern gefordert.

Im Rahmen des Projekts zur Entwicklung von 50Hertz haben wir gemeinsam mit unserer Muttergesellschaft Elia Instrumente definiert, die die Zusammenarbeit zwischen Elia und 50Hertz erleichtern und das Zusammenwachsen als Gruppe fördern. Im Einkaufsbereich haben wir beispielsweise Maßnahmen für eine gemeinsame Beschaffung festgelegt und umgesetzt.

+ Kompetenzmodell

Uns ist es wichtig, ein Arbeitsumfeld zu schaffen, das hochqualifizierte und engagierte Menschen anzieht, und wir wollen zugleich Entwicklungsmöglichkeiten aufzeigen.

Wir ermöglichen unseren Mitarbeitern, ihre Fähigkeiten und Kenntnisse kontinuierlich weiterzuentwickeln und auf diese Weise ihr Entwicklungspotenzial voll auszuschöpfen. Das von uns eingeführte »4 x 4-Kompetenzmodell« beschreibt die wesentlichen Anforderungen an die Kompetenzen von Mitarbeitern und Führungskräften und bildet die Grundlage für eine zielgerichtete Personalentwicklung hinsichtlich der Förderung von gewünschtem Verhalten, Transparenz, Prägung der Unternehmenskultur sowie zur Standardisierung von Personalmaßnahmen. Damit stellen wir uns auch den Herausforderungen des demografischen und gesellschaftlichen Wandels.

Das 4 x 4-Kompetenzmodell beschreibt die vier Dimensionen Management- und Methodenkompetenz, Ergebnisorientierung, persönliche Kompetenzen und Führungskompetenz, wobei Letztere nur bei Mitarbeitern mit Führungsaufgaben angewendet wird.

³⁾ Zahlen beinhalten auch die bei der Eurogrid GmbH Beschäftigten

+ Mitarbeiterbefragung

Nach der Ausgliederung aus der Vattenfall-Gruppe haben wir als unabhängiger Übertragungsnetzbetreiber und Teil der Elia-Gruppe erstmals eine Mitarbeiterbefragung ins Leben gerufen. Die Befragung mit dem Motto »Sag es« startete am 13. September 2011. Die Beteiligung der Mitarbeiter lag bei hohen 80 Prozent. Für jeden ausgefüllten Fragebogen haben wir jeweils einen Euro an den Verein Kindernotruf-Telefon Erfurt gespendet. Für jeden Online-Fragebogen haben wir noch einen weiteren Euro dazugegeben. Die Ergebnisse der Mitarbeiterbefragung werden im Unternehmen bis auf Fachgebietsebene analysiert, mit den Mitarbeitern besprochen und daraus Maßnahmen zur Verbesserung abgeleitet und systematisch verfolgt.

+ Nachwuchsprogramm

Mit unserem Traineeprogramm wollen wir (Fach-)Hochschulabsolventen den Einstieg in alle unternehmensrelevanten Bereiche an unseren verschiedenen Standorten ermöglichen. Das Programm dauert 18 Monate. In dieser Zeit durchlaufen die Kandidaten verschiedene Stationen und lernen auch verwandte Disziplinen, die mit ihrem Fachgebiet eng verknüpft sind, kennen.

Absolventen, die an einer Universität oder Fachhochschule ihr Vordiplom mit überdurchschnittlich gutem Ergebnis abgeschlossen haben, bieten wir ein mindestens dreimonatiges Praktikum an. Angehende Fachkräfte haben die Möglichkeit, ihre Bachelor-, Diplom- oder Masterarbeit bei 50Hertz zu erarbeiten. Werkstudenten können bei uns während des Semesters in Teilzeit und während der Semesterferien in Vollzeit arbeiten und neben dem Studium Praxiserfahrung sammeln. Referendaren, die ihr erstes juristisches Staatsexamen erfolgreich bestanden haben, bieten wir an, ihre Kenntnisse des Energierechts in der Praxis anzuwenden.

+ Tarifpolitik

Wir haben für 50Hertz eine eigenständige Tarifpolitik eingeleitet. Rückwirkend zum 1. Januar 2011 wurden die Gehälter um 4,4 Prozent erhöht und auf 18 Monate festgeschrieben. In der dritten Verhandlungsrunde hatten sich Arbeitgeber- und Arbeitnehmerseite am 16. Februar 2011 auf das Tarifpaket geeinigt. Zudem haben wir gemeinsam mit der Industriegewerkschaft Bergbau, Chemie, Energie (IG BCE) und dem Arbeitgeberverband die für 50Hertz geltenden Tarifverträge redaktionell überarbeitet. Die Tarifvertragsparteien haben am 15. August 2011 entsprechende Änderungstarifverträge abgeschlossen. Damit gilt für 50Hertz ein eigenes Tarifwerk.

Mit der betrieblichen Mitbestimmung haben unsere Mitarbeiter die Möglichkeit, bei der Willensbildung des Unternehmens 50Hertz mitzuwirken. Gemeinsam mit Elia wollen wir als Elia-Gruppe ebenfalls einen europäischen Betriebsrat aus der Taufe heben, zum Wohle der gesamten Belegschaft in der Gruppe.



+ Arbeits- und Gesundheitsschutz

Die Arbeitssicherheit genießt eine hohe Priorität bei 50Hertz und ist ein integraler Bestandteil unserer Unternehmenskultur. Im Jahr 2011 verzeichneten wir einen meldepflichtigen Arbeitsunfall und acht Dienstwegeunfälle. Damit setzt sich der positive Trend niedriger Unfallzahlen in unserem Unternehmen fort. 19 Mitarbeiter von für 50Hertz tätigen Fremdfirmen hatten sich während ihrer Arbeit leicht verletzt. Im Hinblick auf die stetige Verbesserung des Arbeits- und Gesundheitsschutzes hat der Arbeitssicherheitsausschuss von 50Hertz beschlossen, in den Regionalzentren auch diejenigen Ereignisse zu erfassen, zu bewerten und entsprechende Präventionsmaßnahmen daraus abzuleiten, die zu einem Arbeitsunfall hätten führen können (sogenannte Beinahe-Unfälle). Die arbeitsmedizinische Beratung und Betreuung unserer Mitarbeiter und Führungskräfte ist durch den Abschluss einer entsprechenden Vereinbarung mit einem qualifizierten Dienstleistungsunternehmen auch weiterhin gesichert. Aspekte des Sicherheits- und Gesundheitsschutzes von für 50Hertz tätigen Firmen werden künftig bei der Vergabe von Aufträgen in stärkerem Maße als bisher berücksichtigt. Hierzu passen wir beispielsweise die Vergabebedingungen an.

Für den Erhalt der Gesundheit bieten wir unseren Mitarbeitern ein vielfältiges Spektrum an präventiven Maßnahmen. Der Gesundheitsfonds ermöglichte Maßnahmen und Angebote, wie Massagen, Yoga, Beweglichkeit fördernde Übungen nach der Feldenkrais-Methode und die Mitarbeiterseminare »Wellness für die Augen«. Der traditionelle »Tag des Arbeits- und Gesundheitsschutzes« zur Verbesserung der Gesundheitsvorsorge und Ergonomie wurde auch 2011 in der Zentrale und in allen Regionalzentren organisiert und durchgeführt. Am 8. September 2011 fand der erste »Sport- und Fitnessstag« bei 50Hertz statt. Rund 350 Teilnehmer, davon rund 40 Kollegen von Elia, kamen nach Neuenhagen, um sich sportlich zu betätigen. Im Vordergrund standen der Breitensport und die Fitness der Mitarbeiter. Als Teil der internationalen Elia-Gruppe haben zehn Vierer-Teams von 50Hertz-Mitarbeitern an der »Elia Trophy 2011« in Koksijde an der Nordsee teilgenommen.





50Hertz- Almanach

Basisdaten 50Hertz	68
Leistung/Erzeugung	69
EEG-Kosten	74
Last/Verbrauch	76
Betrieb	78
Austausch und Transport	79
Großhandelsmarkt	82

Basisdaten 50Hertz

Das Geschäft von 50Hertz und den energiewirtschaftlichen Rahmen verstehen – dazu möchten wir mit diesem Sonderteil beitragen.

50Hertz sorgt für den Betrieb, die Instandhaltung, die Planung und den Ausbau des Übertragungsnetzes in den Bundesländern Berlin, Brandenburg, Hamburg, Mecklenburg-Vorpommern, Sachsen, Sachsen-Anhalt und Thüringen. Unser Übertragungsnetz bildet die technische Grundlage für die Integration der erneuerbaren Energien und die sichere Stromversorgung von mehr als 18 Millionen Menschen.

Über die gesetzlichen Anforderungen hinaus stehen wir für eine transparente und diskriminierungsfreie Ausgestaltung unserer gesellschaftlichen Aufgabe.

Mit unserem Sonderteil stellen wir einen kompakten Überblick zur Verfügung: mit den wichtigsten Daten und Fakten zum Übertragungsnetz und Netzgebiet von 50Hertz im gesamtdeutschen und europäischen Kontext.

Umrechnungstabelle

kV (Kilovolt)	1.000 Volt, Spannung
kW (Kilowatt)	1.000 Watt, Leistung
MW (Megawatt)	1.000 Kilowatt
kWh (Kilowattstunde)	1.000 Wattstunden, Arbeit
MWh (Megawattstunde)	1.000 Kilowattstunden
GWh (Gigawattstunde)	1 Mio. Kilowattstunden
TWh (Terawattstunde)	1 Mrd. Kilowattstunden

Leitungslänge	
Summe (km)	9.840 (~28,5%*)
380-kV-AC-Freileitungen	6.830 km
220-kV-AC-Freileitungen	2.862 km
380-kV-AC-Kabel	55 km
220-kV-AC-Kabel	3 km
400-kV-DC-Kabel (HGÜ)	15 km
Offshore-Anschlusskabel	75 km
Anzahl der Anlagen	
Umspannwerke	59
Schaltanlagen	6
Umspannwerke und Schaltanlagen Dritter	4
Transformatorenleistung	
Summe (MVA)	42.590 MVA
HöS/HöS	10.200 MVA
HöS/HS	32.390 MVA
Allgemeine Angaben	
geografische Fläche	109.360 km ² (~31%*)
Einwohner	18,2 Mio. (~22%*)

* deutschlandweiter Anteil

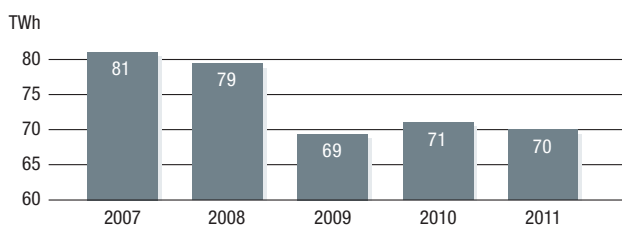
Leistung / Erzeugung

Installierte Bruttoleistung und Erzeugungsstruktur in der Regelzone von 50Hertz, Stand Ende 2011 (in MW)

	gesamt	Netzanschluss	
		380/220 kV	≤ 110 kV
Konventionelle Energieträger			
thermisch	17.750	10.650	7.100 **
davon Braunkohle	9.240	9.240	–
davon Steinkohle	1.155	1.155	–
davon Öl	255	255	–
Speicher/Wasserkraft	2.930	2.430	500 **
Erneuerbare Energien*			
Geothermie	0,2	0,0	0,2
Deponie-, Klär- und Grubengas	81	0	81
Wasser	155	4	151
Biomasse	1.382	21	1.361
Photovoltaik	3.568	4	3.564
Wind Offshore	48	48	0
Wind Onshore	11.509	1.049	10.460
Summe	37.423	14.206	23.217

* Quelle: EEG-Anlagenstammdaten von 50Hertz, vorläufige Werte, testierte Werte für 2011 liegen zum Juni 2012 vor
 ** Werte geschätzt

Entwicklung der Einspeisung aus konventionellen Energien in der Regelzone von 50Hertz



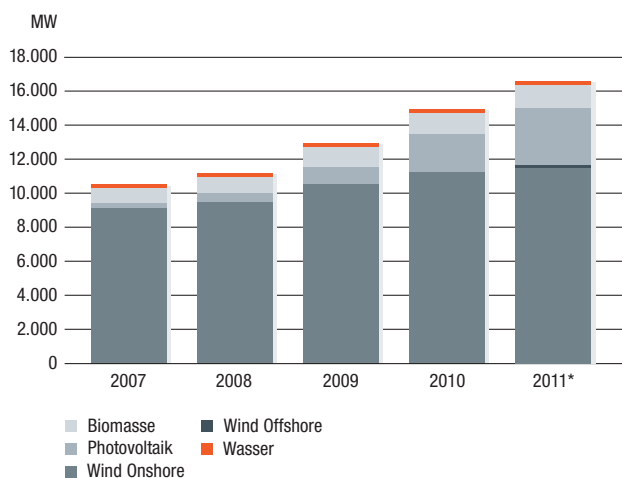
Installierte Leistung von EEG-Erzeugungsanlagen in der Regelzone von 50Hertz, Stand Ende 2011 (in MW)

Entwicklung der installierten Leistung von EEG-Erzeugungsanlagen in der Regelzone von 50Hertz (in Zahlen)

Energieträger	2007	2008	2009	2010	2011*
Geothermie	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Deponie- Klär- und Grubengas	107	100	97	94	81
Wasser	152	154	154	155	155
Biomasse	922	1.038	1.224	1.295	1.382
Photovoltaik	293	518	1.054	2.251	3.568
Wind Offshore	0	0	0	0	48
Wind Onshore	9.091	9.493	10.866	11.306	11.509
Summe	10.565	11.303	13.395	15.101	16.744

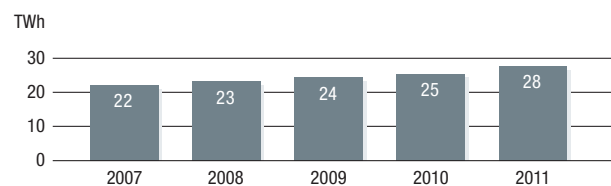
Quelle: EEG-Anlagenstammdaten von 50Hertz * vorläufige Werte, testierte Werte für 2011 liegen zum Juni 2012 vor

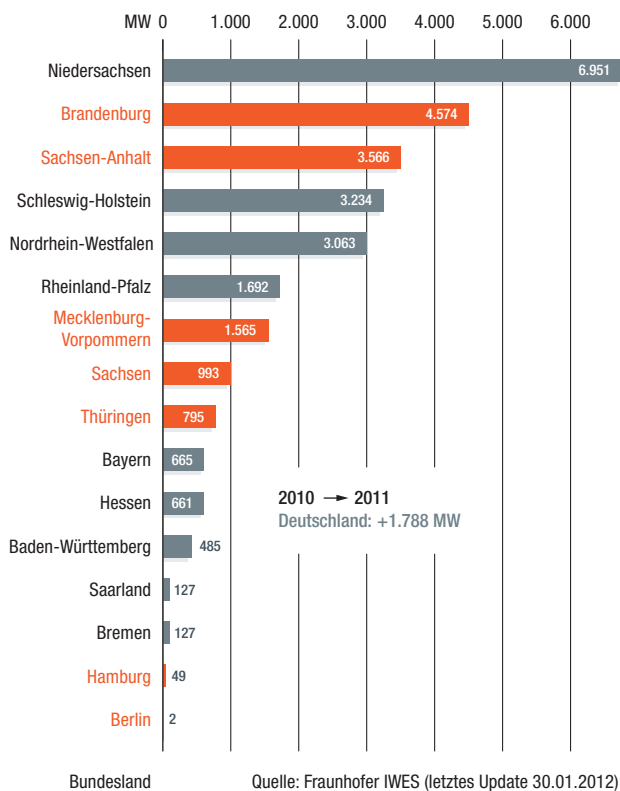
Entwicklung der installierten Leistung von EEG-Erzeugungsanlagen in der Regelzone von 50Hertz (als Diagramm)



Quelle: EEG-Anlagenstammdaten von 50Hertz;
Abbildung ohne Geothermie und Deponie-, Klär- und Grubengas
* vorläufige Werte, testierte Werte für 2011 liegen zum Juni 2012 vor

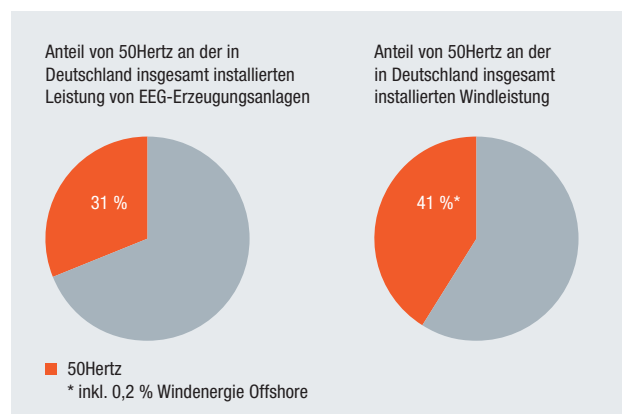
Entwicklung der Einspeisung aus erneuerbaren Energien in der Regelzone von 50Hertz



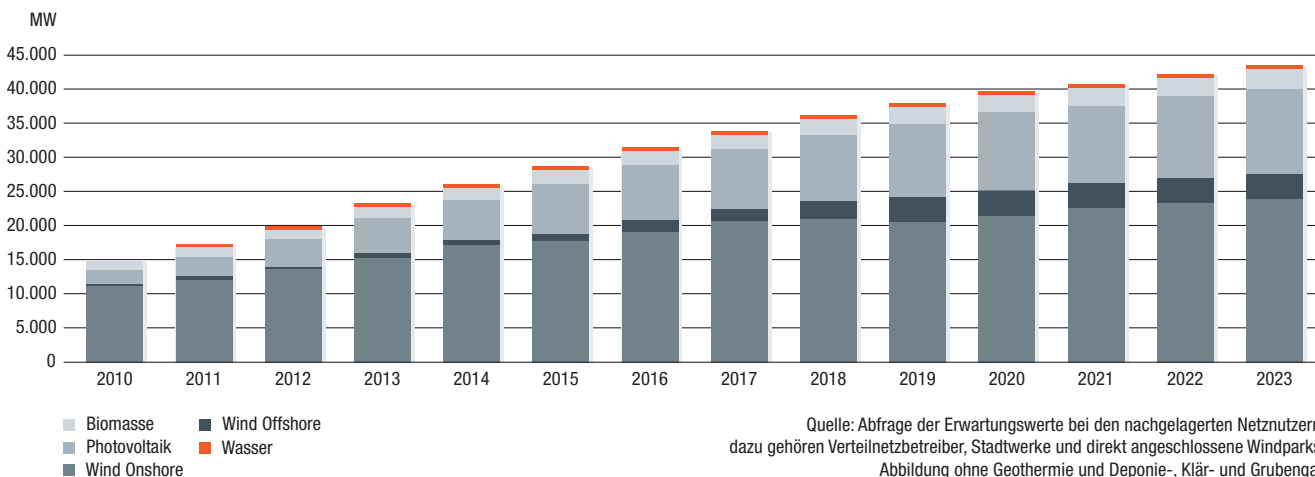


Räumliche Verteilung der installierten Windkraftleistung in Deutschland, 2011

Anteile von 50Hertz an der in Deutschland installierten Leistung von EEG-Erzeugungsanlagen, 2011

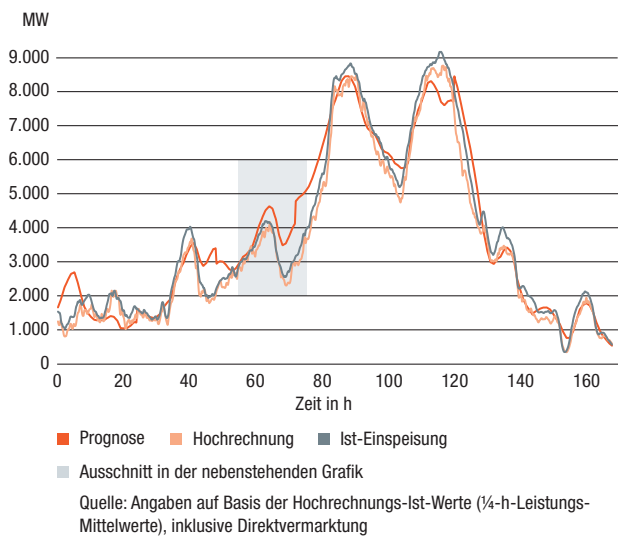


Prognose der Entwicklung der EEG-Erzeugungleistung in der Regelzone von 50Hertz

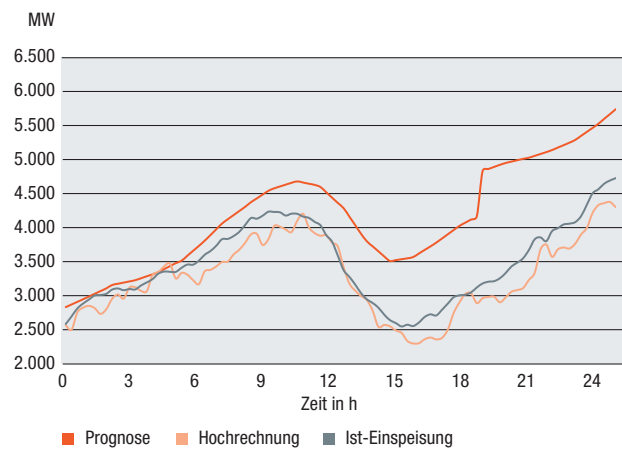


Hochrechnung, Prognose und Ist-Einspeisung für Windenergie

Windenergieeinspeisung in der Woche vom 04.04.2011 bis 10.04.2011



Windenergieeinspeisung vom 06.04.2011 (06:00 Uhr) bis 07.04.2011 (06:00 Uhr)

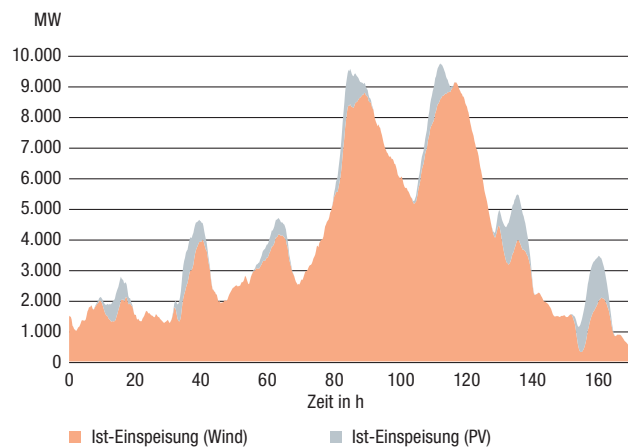


Eckzahlen zur Windenergie 2011 (in MW)

Max. Einspeisung von Windenergieanlagen (WEA)	9.883
Minimale Einspeisung von WEA	13
Größter Viertelstundensprung von WEA	+865 -826
Größter Stundensprung von WEA	+2.132 -2.101
Größter Tagessprung verursacht durch WEA	-9.186

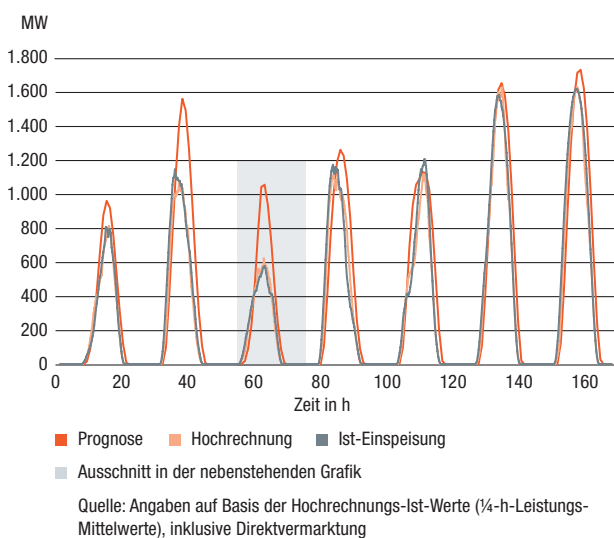
Die Prognose für die Einspeisung von Windenergie wird mittels einer Gewichtung der Prognosen von energy & meteo systems, EuroWind, Fraunhofer IWES, meteomedia und WEPROG erstellt. Die Hochrechnung wird durch Extrapolation von Mess- bzw. Zählwerten an repräsentativen Standorten, unter Verwendung eines vom Fraunhofer IWES entwickelten Algorithmus errechnet. Die Ist-Einspeisungen basieren auf Angaben der Verteilnetzbetreiber, die 50Hertz nach Monatsende zur Abrechnung von EEG-Stromeinspeisungen mitgeteilt werden.

Kumulierte Ist-Einspeisung von Windenergie und Photovoltaik (PV) in der Woche vom 04.04.2011 bis 10.04.2011

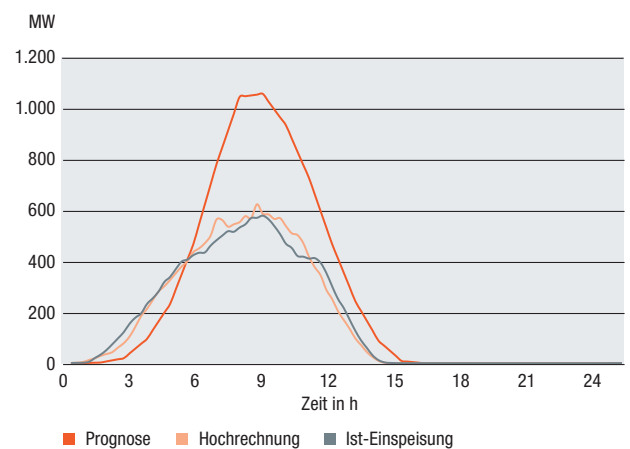


Hochrechnung, Prognose und Ist-Einspeisung für Photovoltaik

Photovoltaikeinspeisung in der Woche vom 04.04.2011 bis 10.04.2011



Photovoltaikeinspeisung vom 06.04.2011 (06:00 Uhr) bis 07.04.2011 (06:00 Uhr)



Eckzahlen zur Photovoltaik 2011 (in MW)

Max. Einspeisung von Photovoltaikanlagen (PVA)	1.831
Minimale Einspeisung von PVA	0
Größter Viertelstundensprung von PVA	+291 -184
Größter Stundensprung von PVA	+555 -499

Die Prognose für die Einspeisung von Photovoltaik wird durch eine Gewichtung zweier Prognosen der Anbieter Meteocontrol und energy & meteo systems erstellt. Die Hochrechnung wird ebenfalls mittels zweier Hochrechnungen der beiden Anbieter Meteocontrol und energy & meteo systems über ein gewichtetes Mittel bestimmt. Die Grundlage (Online-Messungen) für die Hochrechnung beziehen die Anbieter für ausgewählte Standorte von eigenen Anlagen bzw. von SMA Solar Technology AG. Die Ist-Einspeisungen basieren auf den Angaben der Verteilnetzbetreiber, die 50Hertz nach Monatsende zur Abrechnung von EEG-Stromeinspeisungen mitgeteilt werden.

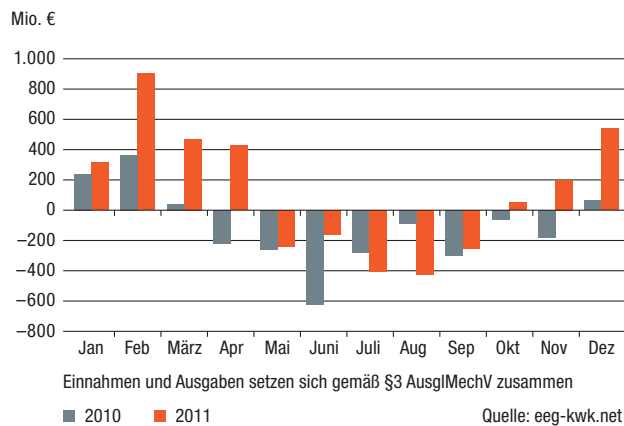
Alle unsere Prognoselieferanten können mittlerweile auf mehrjährige Erfahrungen beim Erstellen von Energieprognosen zurückgreifen. Dennoch treten bei einem Wetterwechsel häufig komplexe, nur schwer vorhersehbare Wettermodell-Konstellationen auf. Diese sind unter anderem Grund für teils große Abweichungen in Day-ahead-Prognosen, die anschließend im Intraday-Handel wieder ausgeglichen werden müssen. Auch für die Systemführung sind diese Abweichungen eine Herausforderung. Bei starken Abweichungen von Prognose und Hochrechnung muss durch das Ergreifen von netzbezogenen Maßnahmen die Systemstabilität zu jedem Zeitpunkt gewährleistet werden.

Die in den Grafiken ausgewählte Woche zeigt die hohe Volatilität von Wind und Photovoltaik. In Ausnahmefällen ist es sogar möglich, dass eine bereits hohe Einspeisung durch Wind zur Mittagszeit durch eine zusätzlich hohe Einspeisung der Photovoltaikanlagen verstärkt wird. Die daraus resultierende höhere Einspeisung in Verbindung mit großen Gradienten stellt für die Systemstabilität eine umso größere Herausforderung dar.

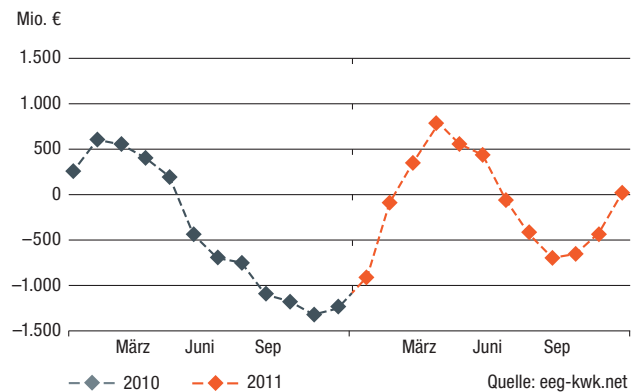
EEG-Kosten

Entwicklung des EEG-Kontos

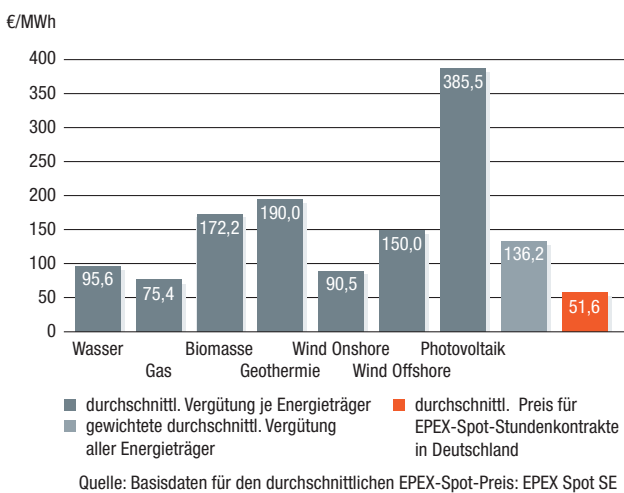
Monatlicher Saldo der Einnahmen und Ausgaben des EEG-Kontos



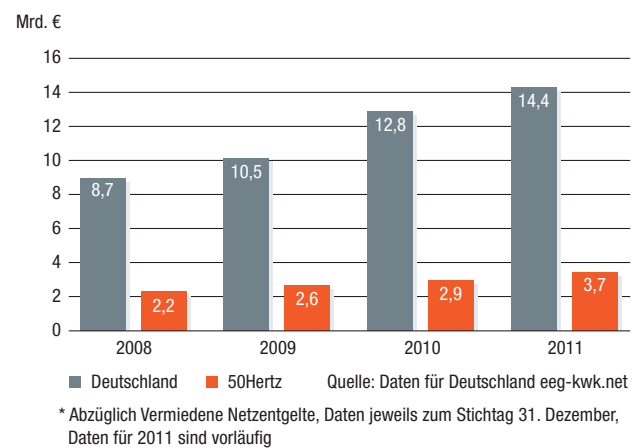
Entwicklung des EEG-Kontos von Januar 2010 bis Dezember 2011



Gewichtete durchschnittliche Vergütung für EEG-Anlagen in der Regelzone von 50Hertz

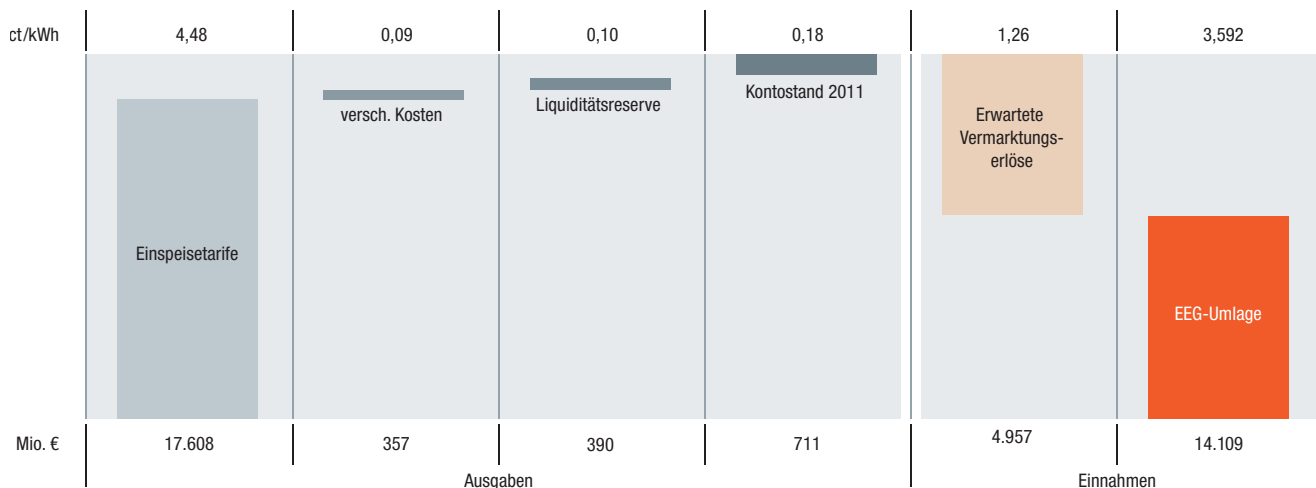


Summe der EEG-Vergütungen* für Anlagen in Deutschland und in der Regelzone von 50Hertz



Die gewichtete durchschnittliche Vergütung entspricht dem Verhältnis der in 2011 gezahlten EEG-Vergütungen zu dem in 2011 eingespeisten EEG-Strom je Energieträger in der Regelzone von 50Hertz zum Stichtag 31. Dezember 2011 (vorläufige Werte).

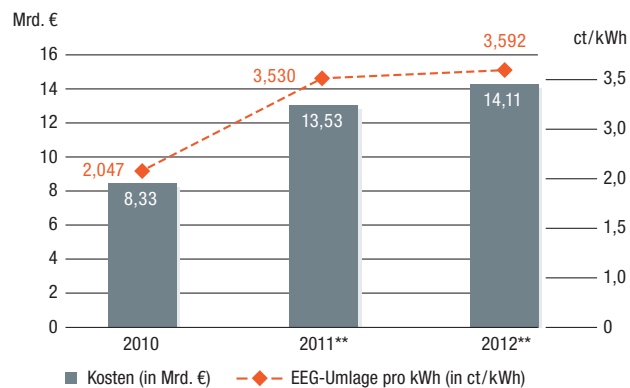
Ermittlung und Zusammensetzung der EEG-Umlage* für 2012



* die EEG-Umlage ist die Differenz der gesamten Ausgaben und der erwarteten Vermarktungserlöse gemäß AusglMechV

Quelle: eeg-kwk.net

Verlauf der EEG-Umlage*



* die EEG-Umlage ist die Differenz der gesamten Ausgaben und der erwarteten Vermarktungserlöse gemäß AusglMechV

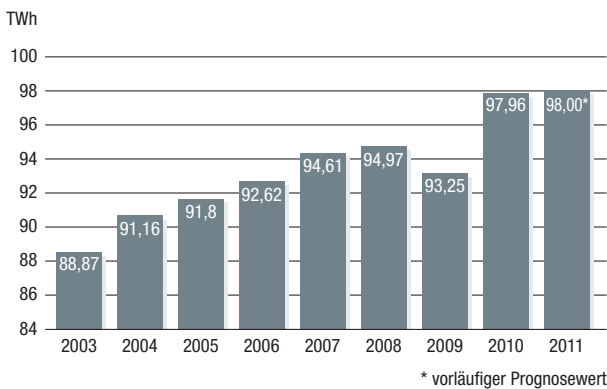
** Prognosewerte für die Gesamtförderung

Quellen: 50Hertz (2010), eeg-kwk.net (2011, 2012)

Einzelheiten über Art und Umfang der EEG-Umlageberechnungen für die Jahre 2010, 2011 und 2012 bzw. Informationen zur Prognose der EEG-Umlage für 2013 sind auf der Übertragungsnetzbetreiber-Internetplattform www.eeg-kwk.net unter dem Menüpunkt EEG-Umlage bzw. Jahres- /Mittelfristprognosen zu finden.

Last/Verbrauch

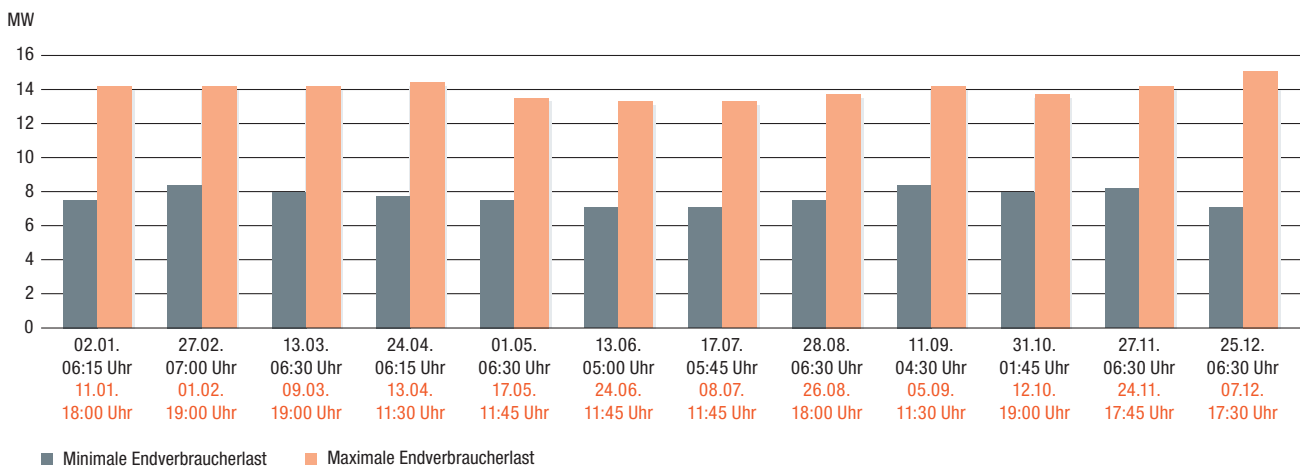
Entwicklung des Stromverbrauchs in der Regelzone von 50Hertz, 2003–2011



Der Stromverbrauch bezieht sich auf die Definition der Stromabgabe an Letztverbraucher laut Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG).

Der sprunghafte Anstieg von 2009 auf 2010 resultiert aus dem Aufschwung nach der Wirtschaftskrise und der erstmaligen Erfassung von Letztverbräuchen in nicht öffentlichen Netzen.

Monatliche maximale und minimale Endverbraucherlast in der Regelzone von 50Hertz im Jahr 2011



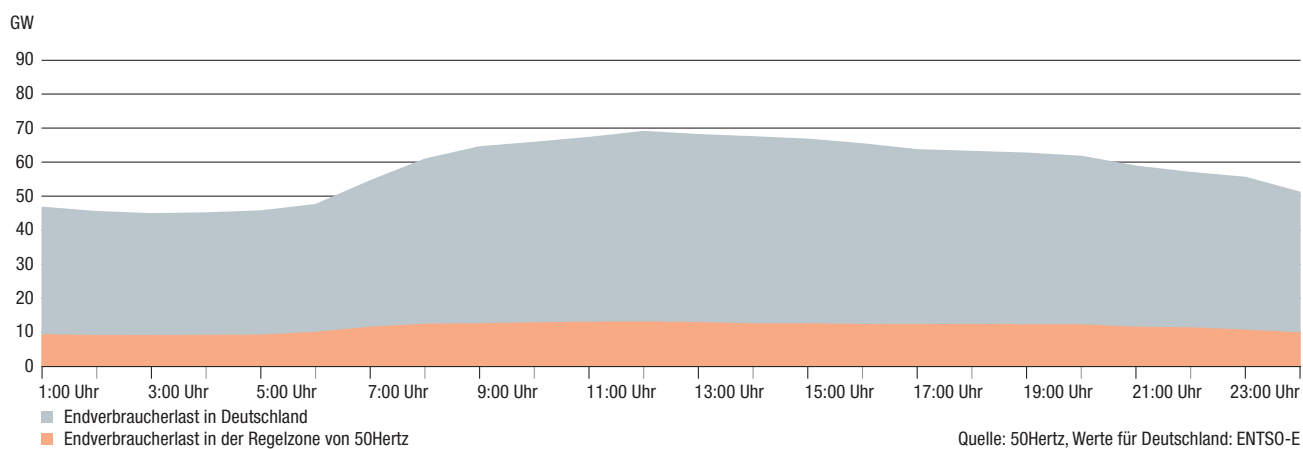
Maximum und Minimum der Endverbraucherlast 2011

Maximum	15.390 MW am 07.12.2011 um 17:30 Uhr
Minimum	7.292 MW am 17.07.2011 um 5:45 Uhr

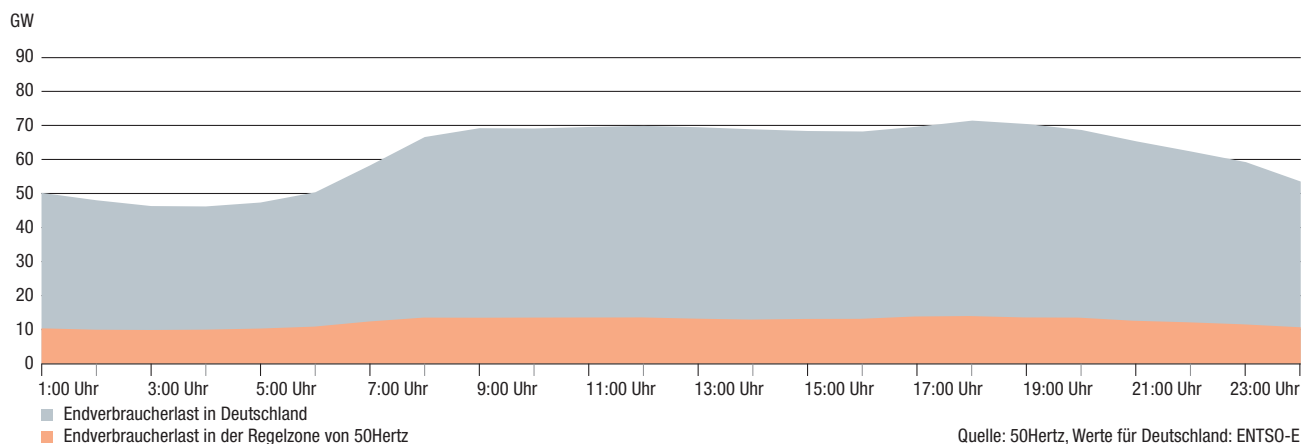
Die Endverbraucherlast setzt sich zusammen aus der Summe gesicherter Daten der vertikalen Netzlast (vorzeichenrichtige Summe aller Übergaben aus dem Übertragungsnetz über direkt angeschlossene Transformatoren und Leitungen zu Verteilungsnetzen und Endverbrauchern), EEG-Einspeisungen in den Verteilnetzen der Regelzone von 50Hertz sowie aus interpolierten KWK- und sonstigen Einspeisungen auf Basis historischer Datensätze.

Endverbraucherlast in der Regelzone von 50Hertz an zwei ausgewählten Tagen im Jahr 2011 und im Vergleich mit Gesamtdeutschland

15. Juni 2011

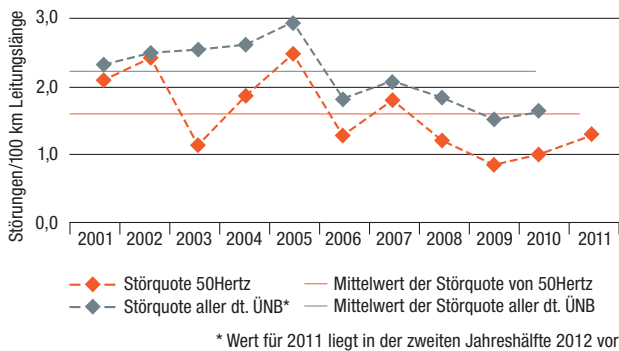


21. Dezember 2011



Betrieb

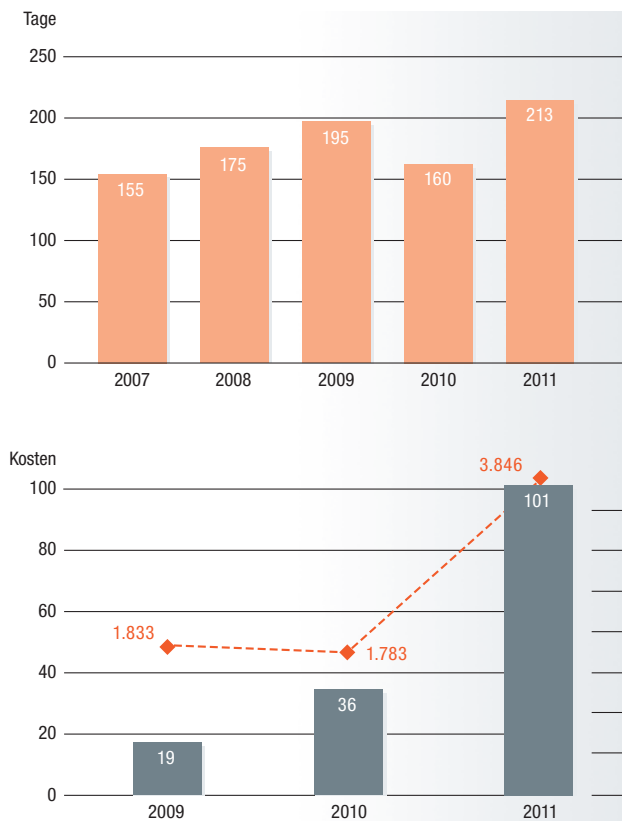
Vergleich der Störquote von 50Hertz mit der der deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) in den Jahren 2000–2010



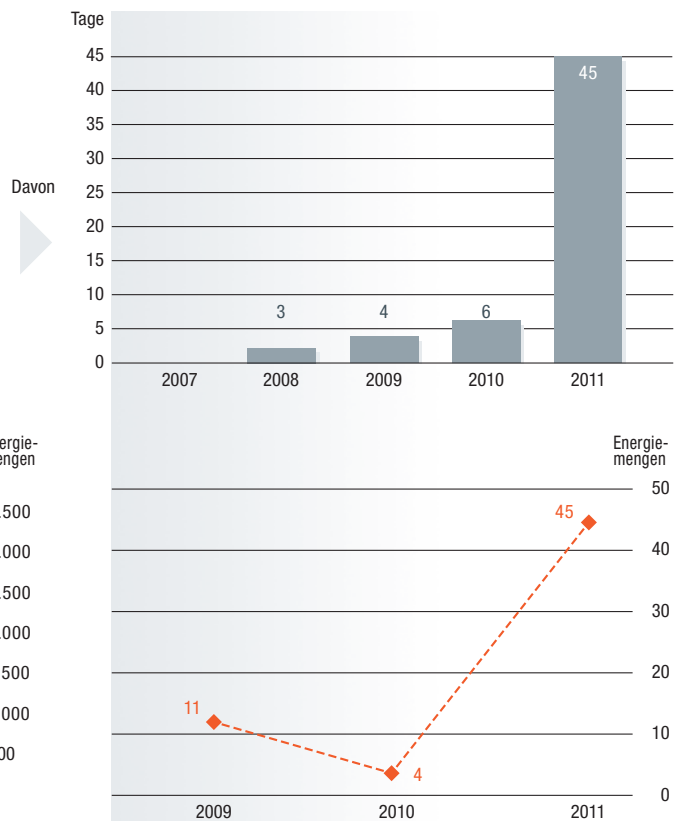
Die hier ausgewiesene Störquote beinhaltet Fehler am bzw. im Höchstspannungsnetz von 50Hertz. Zu Fehlern zählen Netz- und Gerätestörungen, die dazu führen, dass die Übertragungsfähigkeit eingeschränkt ist oder die Systembedingungen verletzt sind. Netzstörungen sind unter anderem Einwirkungen durch Unwetter, welche einen elektrischen Kurzschluss verursachen. Gerätestörungen werden nur berücksichtigt, wenn Netzelemente ausgelöst haben oder ausgeschaltet werden müssen. Netzelemente sind Leitungen, Transformatoren, Drosseln und Sammelschienen.

Tage mit Maßnahmen zur Gewährleistung der Systemsicherheit (§ 13 EnWG), Entwicklung der Redispatch-Kosten und verschobene GWh in der Regelzone von 50Hertz

Tage mit Maßnahmen nach § 13.1 EnWG (im Wesentlichen Redispatch)



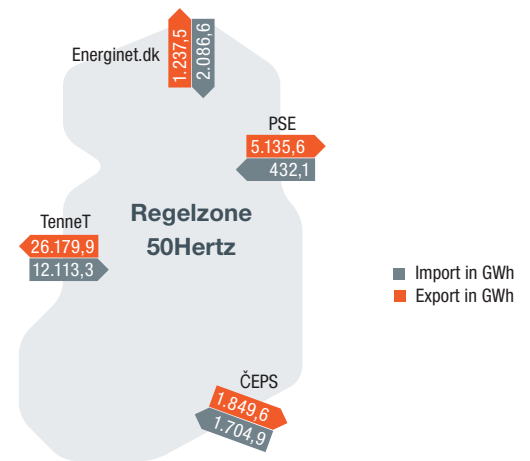
Tage mit Maßnahmen nach § 13.2 EnWG (im Wesentlichen Einsenkung EEG-Erzeugung)



Austausch und Transport

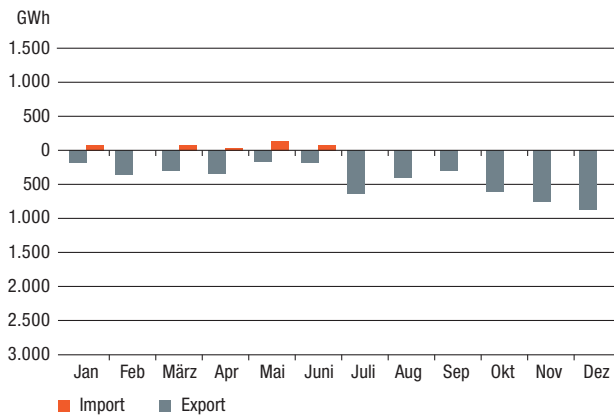
Jährlicher Ex- und Import an den Regelzongrenzen von 50Hertz

Im Jahr 2011 wurden in der Regelzone von 50Hertz insgesamt 34.402,6 GWh exportiert und 16.336,9 GWh importiert. In Summe ergibt dies einen Nettoexport aus der Regelzone von 50Hertz in Höhe von 18.065,7 GWh.

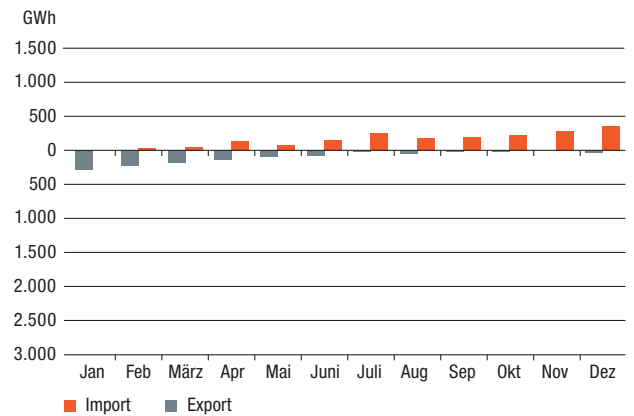


Monatlicher Ex- und Import an den Regelzongrenzen im Jahr 2011

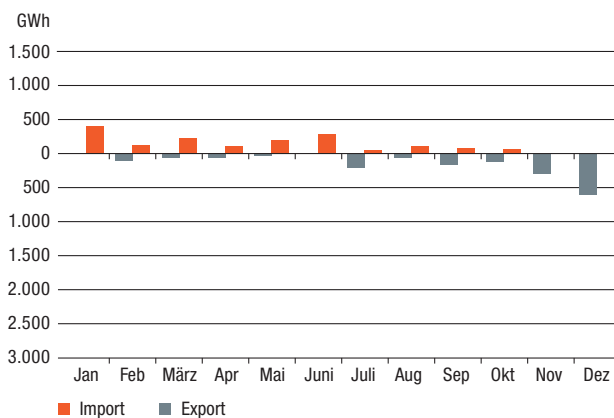
Regelzongrenze PSE (Polen)



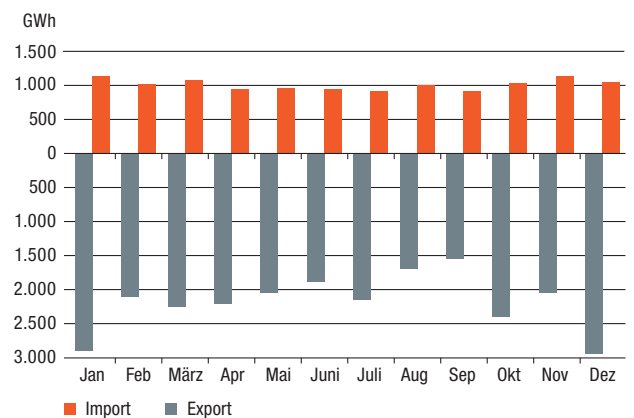
Regelzongrenze Energinet.dk (Dänemark)



Regelzongrenze ČEPS (Tschechien)

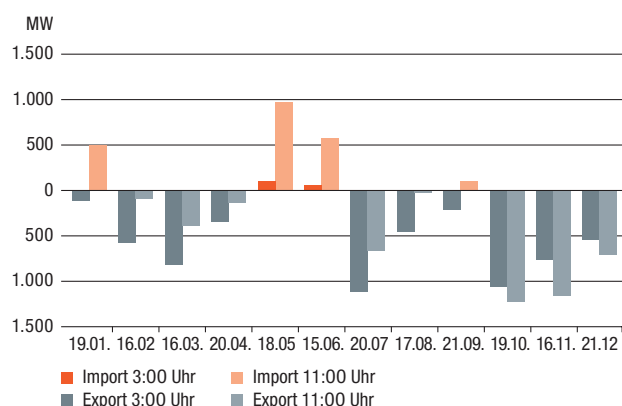


Regelzongrenze TenneT (Bundesländer Niedersachsen, Hessen und Bayern)

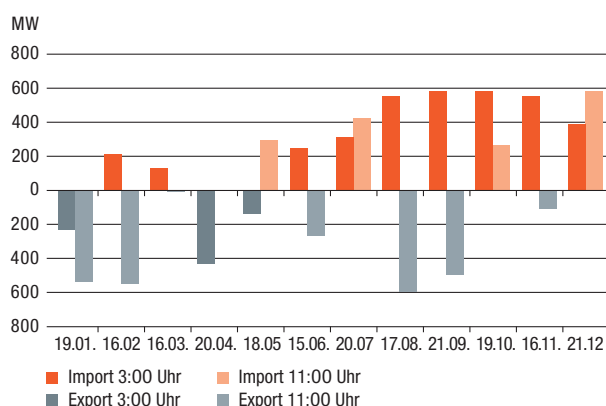


Lastflüsse an den Kuppelstellen der Regelzongengrenzen am dritten Mittwoch im Monat um jeweils 3 Uhr und 11 Uhr im Jahr 2011

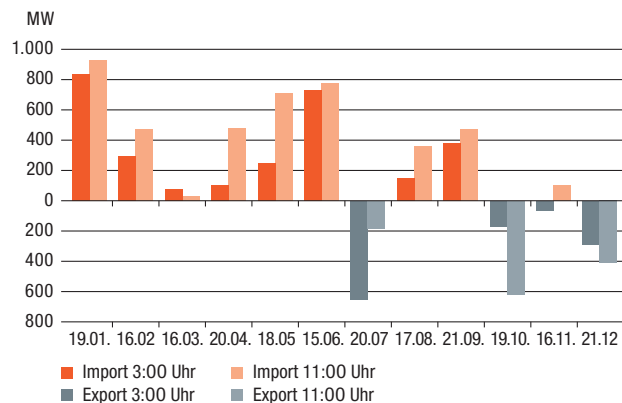
Regelzongengrenze PSE (Polen)



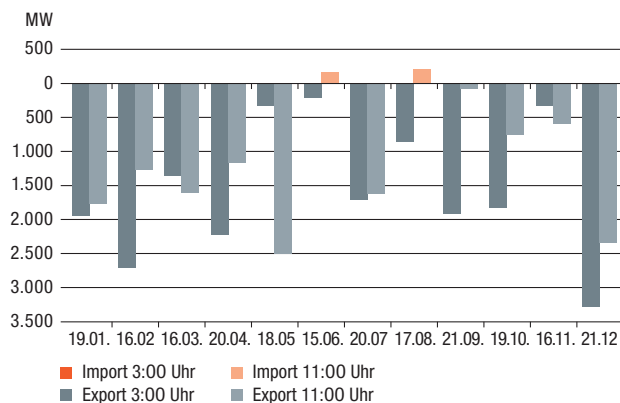
Regelzongengrenze Energinet.dk (Dänemark)



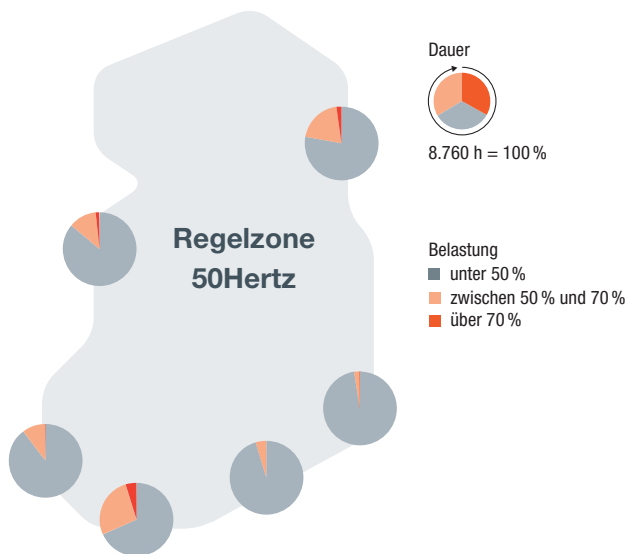
Regelzongengrenze ČEPS (Tschechien)



Regelzongengrenze TenneT (Bundesländer Niedersachsen, Hessen und Bayern)



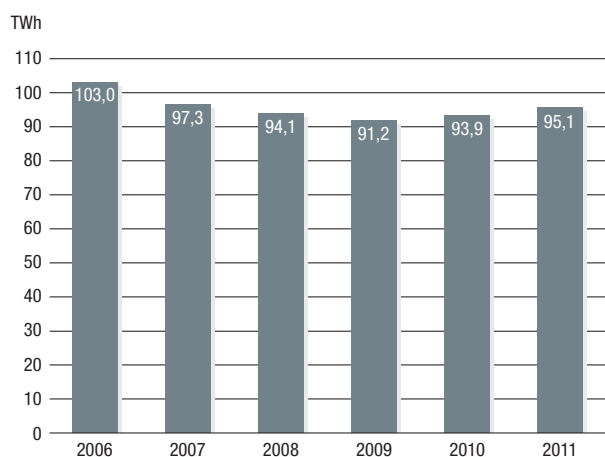
Belastung der Kuppelleitungen im Jahr 2011



Die Kreisdiagramme zeigen an, wie lange eine Kuppelleitung im Jahr 2011 zu wie viel Prozent belastet war. Die Einteilung spiegelt dabei die Auslastung der Leitung in Prozent wider und gibt Aufschluss über das Verhalten der Leitung im Fehlerfall. Fehlerfall heißt, dass ein technisches Element (zum Beispiel durch Blitzschlag) ausfällt und eine oder mehrere andere Elemente die übertragene Leistung zusätzlich aufnehmen müssen.

Der graue Bereich bedeutet, dass es in einem Fehlerfall keine Probleme geben würde. Hellorange zeigt, dass die Leitung im Fehlerfall nahe an der Grenze der Belastbarkeit ist, und rot heißt, dass die Leitung im Fehlerfall an der Belastungsgrenze ist.

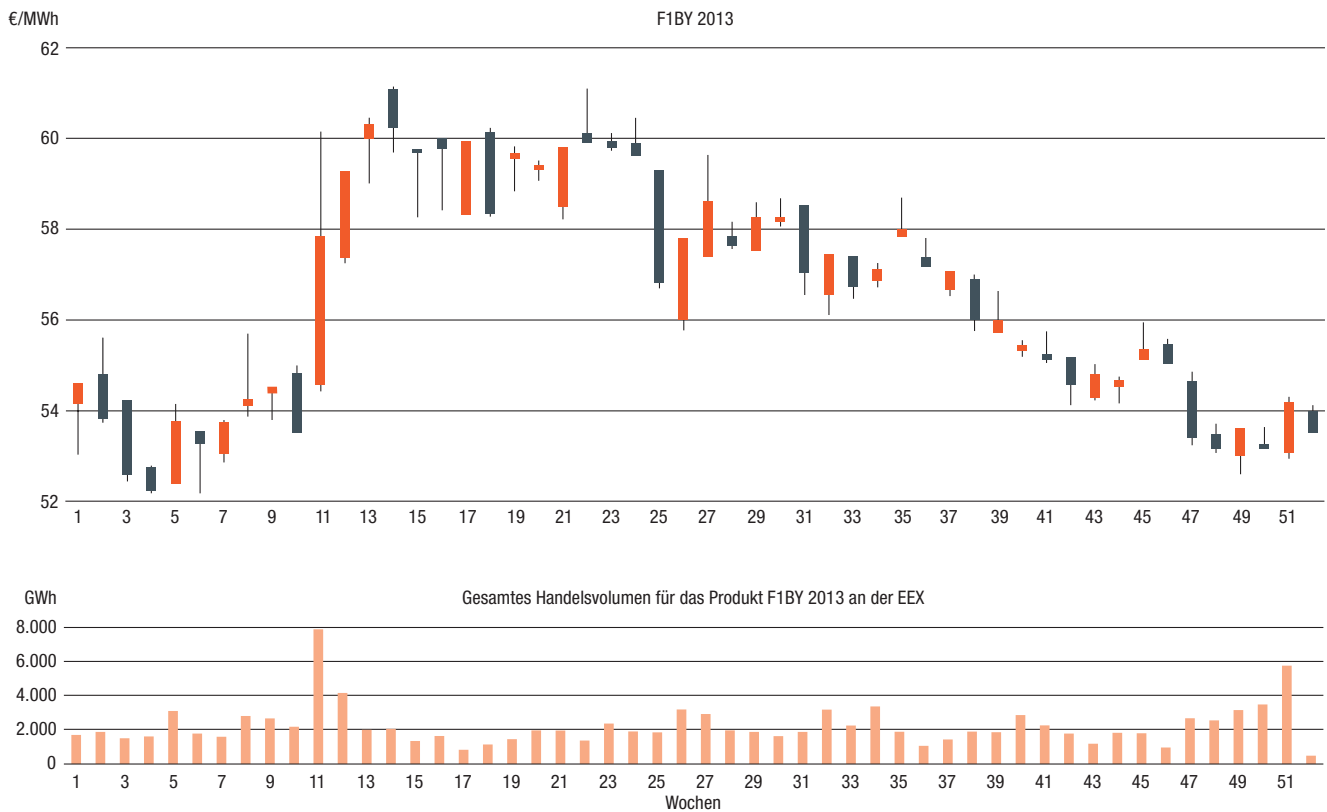
Entwicklung der von 50Hertz pro Jahr transportierten Strommenge



Die transportierte Strommenge ist die Summe der in das Übertragungsnetz von 50Hertz direkt aus Erzeugungseinheiten (Kraftwerke, Windkraftanlagen), Verteilnetzen (Rückspeisungen) und Verbundübergabestellen eingespeisten Energie in TWh innerhalb eines Jahres.

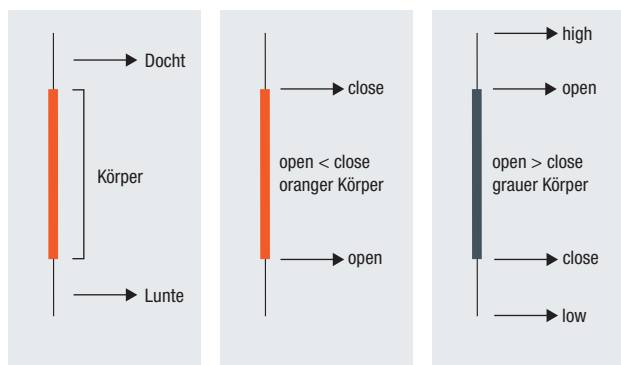
Großhandelsmarkt

Start-, Schluss-, Höchst- und Tiefstpreise Futures (Wochen-Chart)



Kerzenchart und Handelsvolumen für das Produkt »Kalenderjahr Base 2013 (F1BY 2013)« im Jahr 2011 von der EEX. 50Hertz sichert den Preis für einen Teil der Netzverlusteenergie über den Kauf dieses Produktes.

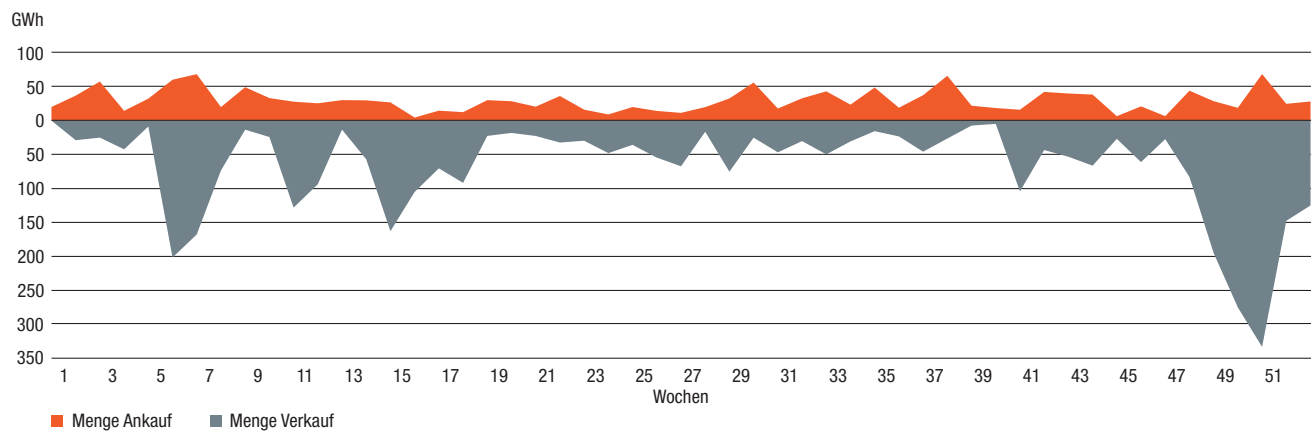
Quelle: EEX



Das obere (Docht) bzw. untere (Lunte) Ende der Kerze markiert den Höchst- bzw. Tiefstkurs. Der Körper der Kerze wird von Eröffnungs- und Schlusskurs begrenzt. Dabei bedeutet eine orange Kerze, dass der Eröffnungskurs niedriger ist als der Schlusskurs und der Markt entsprechend im Beobachtungszeitraum gestiegen ist. Bei einer grauen Kerze ist es umgekehrt.

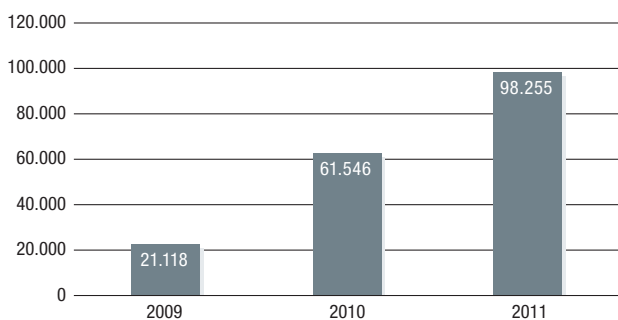
Beobachtungszeitraum ist hier eine Kerze pro Woche. Gemeinsam geben die Parameter einen Eindruck vom Preisverlauf, aber auch vom Ausmaß der Preisschwankungen. Das Handelsvolumen wiederum ist ein Maß für die Signifikanz des Preises.

Handelsvolumen Intraday von 50Hertz, 2011



Die Grafik zeigt die wöchentlich gehandelten Mengen getrennt nach Kaufs- und Verkaufsmengen. Die Handelsmengen setzen sich aus eigenen und für Dritte auf der Basis von Dienstleistungsverträgen durchgeführten Handelsgeschäften zusammen.

Anzahl der Intraday-Handelsgeschäfte von 50Hertz



Im Jahr 2009 hat der Börsenhandel im Februar begonnen, weshalb es im Januar noch keine Transaktionen gab.

Der Anstieg der Handelsgeschäfte ist auf die rasant gewachsene installierte Windkraftleistung zurückzuführen.



Lagebericht und Jahresabschluss

Geschäft und Rahmenbedingungen	86
Jahresabschluss	102
Bilanz	102
Gewinn- und Verlustrechnung	104
Kapitalflussrechnung	105
Entwicklung des Anlagevermögens	106
Anhang	109
Bestätigungsvermerk des Abschlussprüfers	124

Geschäft und Rahmenbedingungen

50Hertz ist die gemeinsame Bezeichnung für die 50Hertz Transmission GmbH (50Hertz Transmission) und die 50Hertz Offshore GmbH (50Hertz Offshore); beide Unternehmen sind eine Tochter- bzw. Enkelgesellschaft der Eurogrid GmbH (Eurogrid), Berlin, mit Sitz ebenfalls in Berlin. An der Eurogrid sind der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) Elia System Operator NV/SA (Elia) und der Infrastrukturfonds Industry Funds Management (IFM) Luxembourg No. 2 S.á.r.l. indirekt über die Eurogrid International CVBA/SCRL, Brüssel/Belgien, beteiligt.

+ Wirtschaftliches und politisches Umfeld

Die allgemeine wirtschaftliche Entwicklung in Deutschland war auch im Jahr 2011 aufwärts gerichtet; dies wird in dem Anstieg des Bruttoinlandsprodukts um 3 Prozent deutlich. Die weitgehend exportgetriebene konjunkturelle Erholung führte zu einer Stärkung der Binnenwirtschaft, was sich sowohl in zunehmenden Unternehmensinvestitionen als auch in leicht wachsenden Konsumausgaben niederschlagen hat. Insbesondere mittelständische Unternehmen trugen zum Beschäftigungsaufbau bei. Allerdings waren gegen Jahresende aufgrund der abgeschwächten Wachstumsaussichten der Weltwirtschaft und vor allem der Europäischen Union für die deutsche Wirtschaft erste Bremspuren festzustellen.

Trotz der positiven wirtschaftlichen Gesamtjahresentwicklung sind angesichts eines besonders milden Winters 2011/2012 Verbrauchsrückgänge im Energiesektor zu verzeichnen. Der Gesamtenergieverbrauch in Deutschland lag zum Ende des Jahres 2011 auf dem niedrigsten Stand seit 1990.

Dies wirkte sich auf das Netzgeschäft in der Regelzone der 50Hertz nicht negativ aus. Auch die Auswirkungen der erheblichen Turbulenzen auf den Finanzmärkten und die wachsende Unsicherheit um die Zukunft der Euro-Zone hielten sich in Grenzen. 50Hertz hat ihre Investitionen und Instandhaltungsmaßnahmen auf der Basis einer langfristigen Finanzierung wie geplant vorgenommen.

Die Katastrophe im japanischen Fukushima löste eine beschleunigte Energiewende in Deutschland ein. Die Bundesregierung entschied am 14. März 2011 kurzfristig über ein »Kernkraft-Moratorium«, in dessen Folge acht Kernkraftwerke Deutschlands stillgelegt wurden. Die vorzeitige Abschaltung erfasste auch die zwei in der 50Hertz-Regelzone gelegenen Kernkraftwerke Brunsbüttel und Krümmel sowie das ebenfalls im Großraum Hamburg gelegene Kernkraftwerk Unterweser. Auswirkungen für die Regelzone von 50Hertz ergaben sich daraufhin aus einer Zunahme der Lastflüsse von Nord nach Süd sowie von Ost nach West. Als Folge der beschleunigten Energiewende hat 50Hertz deutlich häufiger und in größerem Umfang Redispatchmaßnahmen zur Sicherung der Systemstabilität durchführen müssen, was mit einem entsprechenden Anstieg der Kosten und einer Belastung der Liquidität verbunden war.

+ Überblick über 50Hertz Transmission

50Hertz Transmission betreibt als ÜNB das Übertragungsnetz, das sich mit den Spannungsebenen 220 kV und 380 kV in den Bundesländern Berlin, Brandenburg, Hamburg, Mecklenburg-Vorpommern, Sachsen, Sachsen-Anhalt und Thüringen sowie in Teilen der Länder Schleswig-Holstein und Niedersachsen über eine Stromkreislänge von rund 9.840 km erstreckt. Kunden der 50Hertz Transmission sind die in der Regelzone ansässigen und mit ihren Anlagen direkt an das Übertragungsnetz angeschlossenen Verteilungsnetzbetreiber (VNB) der regionalen Energieversorgungsunternehmen, die Betreiber der an das Übertragungsnetz angeschlossenen Kraftwerke, Pumpspeicherkraftwerke, Windparks, industrielle Großverbraucher sowie Transit-, Bilanzkreis-, EEG- und KWKG-Kunden.

Als regelzonenverantwortlicher ÜNB ist 50Hertz Transmission zum einen für die sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche Vorhaltung des Übertragungsnetzes in der Gesamtheit von Betrieb, Wartung und bedarfsgerechtem Ausbau und zum anderen für die Kontrolle der Einhaltung der Balance von Erzeugung und Verbrauch innerhalb des gesamten Elektrizitätsversorgungssystems verantwortlich. Gemäß den europarechtlichen und nationalen Vorgaben sichert die Gesellschaft den freien Zugang zu ihrem Übertragungsnetz und dessen diskriminierungsfreie Nutzung.

50Hertz Transmission gewährleistet nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) die Aufnahme der regenerativen Energien in der Regelzone und deren Transport, die bundesweite Verteilung sowie ihre Vermarktung und den anforderungsgerechten Ausgleich von Einspeiseschwankungen. Aufgrund der zentralen Lage des Netzes in Europa leistet die Gesellschaft einen wichtigen Beitrag im europäischen Stromhandel. Dieses Netz stellt die Verbindung der Netze von Dänemark, Polen, Tschechien und Deutschland her. Schwerpunkte der Aktivitäten für 50Hertz Transmission bilden daher die Verstärkung und der Ausbau des 380-kV-Übertragungsnetzes sowie die Entwicklung des europäischen Energiemarktes zur vollständigen Integration der erneuerbaren Energien in die deutschen und europäischen Übertragungsnetze.

Seit Dezember 2006 – mit Inkrafttreten des Infrastrukturplanungsbeschleunigungsgesetzes – ist die 50Hertz Transmission verantwortlich für den Anschluss von Offshore-Windparks (OWP) in der Ostsee. Die in diesem Zusammenhang gegründete 50Hertz Offshore ist eine hundertprozentige Tochtergesellschaft von 50Hertz Transmission und hat von letzterer die Aufgabe der Errichtung und des Betriebs dieser Netzanbindungen übertragen bekommen. Das erste Projekt der Gesellschaft ist der Anschluss des OWP EnBW Baltic 1, der im zweiten Quartal 2011 seinen operativen Betrieb aufnahm. Das Projekt EnBW Baltic 2, der zweite OWP-Netzanschluss von 50Hertz, befindet sich in der Umsetzung.

+ Energierechtliche Rahmenbedingungen

Europarecht

Die strategischen Ziele der europäischen Energiepolitik (Funktionsfähigkeit des Energiemarktes, Energieversorgungssicherheit, Förderung der Energieeffizienz, Entwicklung erneuerbarer Energiequellen sowie Interkonnektion der Energienetze) wurden seit der Veröffentlichung einer umfassenden Energiestrategie für Europa im Zeitraum von 2011 bis 2020 im Oktober 2010 durch verschiedene Initiativen der Europäischen Kommission (EU-Kommission) umgesetzt.

Am 19. Oktober 2011 hat die EU-Kommission einen Verordnungsentwurf mit Leitlinien für die transeuropäischen Energienetze (EU-Energieinfrastrukturpaket) veröffentlicht. Die Verordnung zielt darauf ab, Strom- und Gasnetzausbauprojekte von europäischem Interesse zu identifizieren und zu fördern und zugleich die rechtlichen Rahmenbedingungen für den europaweiten Netzausbau durch Vereinfachung und Beschleunigung von Genehmigungsverfahren sowie durch Festlegung einer Kostenverteilung bei grenzüberschreitenden Projekten zu verbessern. Zur Finanzierung von Netzausbauprojekten hat die EU-Kommission einen Vorschlag für die Schaffung eines Infrastrukturfonds »Connecting Europe Facility« vorgelegt, der in Bezug auf den Energiebereich mit EU-Haushaltsmitteln in Höhe von rund 9 Mrd. Euro für den Zeitraum von 2014 bis 2020 ausgestattet werden soll.

Im Bereich des Energiemarktes hat das »European Network of Transmission System Operators for Electricity« (ENTSO-E) auf der Basis der unverbindlichen Rahmenrichtlinien der europäischen Regulierungsagentur ACER (Agency for the cooperation of European regulators) verschiedene Netzkodizes in Angriff genommen, unter anderem zu Kapazitätsmanagement und Engpassvergabe, Netzanschluss und Netzsicherheit. Die Netzkodizes werden als EU-Verordnung erlassen und für alle Marktteilnehmer unmittelbare Verbindlichkeit erlangen.

Nationales Recht

Am 15. April 2011 beschloss die Deutsche Bundesregierung die Ausarbeitung eines umfangreichen Gesetzespakets für eine beschleunigte Energiewende in das Zeitalter der erneuerbaren Energien und den endgültigen Ausstieg Deutschlands aus der Kernenergie sowie die Umsetzung des Dritten EU-Binnenmarktpakets in nationales Recht. Am 06. Juni 2011 verabschiedete das Bundeskabinett das Gesetzespaket, das neben dem Ausstieg Deutschlands aus der Kernenergie eine umfangreiche Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) und des EEG, ein neues Netzausbauplanungsbeschleunigungsgesetz (NABEG) sowie eine Vielzahl weiterer Neuregelungen auf dem Gebiet des Energierechts enthält; einige dieser Regelungen müssen noch durch Verordnungen konkretisiert und weiter ausgestaltet werden. Die Neuregelungen von EnWG und NABEG sind mit ihrer Verkündung im August 2011 in Kraft getreten; die Änderungen im EEG und den zugehörigen Verordnungen treten am 1. Januar 2012 in Kraft. Zu den wichtigsten Neuerungen für 50Hertz gehören:

- **Zertifizierung:** In Umsetzung der Vorgaben aus dem Dritten EU-Energiepaket müssen sich die ÜNB bescheinigen lassen, dass sie nach den gesetzlichen Vorgaben als ÜNB organisiert sind. 50Hertz strebt eine Zertifizierung als vollständig unabhängiger ÜNB an.
- **Erneuerbare Energien:** Bei der Ermittlung der EEG-Umlage darf künftig eine Liquiditätsreserve in Höhe von bis zu 10 Prozent der Differenz zwischen den prognostizierten Einnahmen und Ausgaben berücksichtigt werden. In der EEG-Umlage für das Jahr 2012 ist von allen vier ÜNB ein Liquiditätspuffer in Ansatz gebracht worden. Die Führung des EEG-Anlagenregisters kann auf die deutschen ÜNB übertragen werden. Diese würden damit schnellere und bessere Erkenntnisse über die installierten EEG-Anlagen erhalten.
- **Netzanbindung von Offshore-Windkraftanlagen:** Die Netzanbindung von OWP soll künftig in der Regel als Sammelanbindung ausgeführt werden. Zu diesem Zweck hat das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrografie jährlich einen Offshore-Netzplan für die ausschließliche Wirtschaftszone zu erstellen, in dem die für eine Sammelanbindung geeigneten Offshore-Anlagen identifiziert werden. In welchem Verhältnis dieser Offshore-Netzplan zum neuen Netzentwicklungsplan steht, ist noch ungeklärt. Die Befristung der Netzanbindungspflicht für OWP auf das Jahr 2015 ist entfallen; somit ist 50Hertz auch langfristig für die Offshore-Anbindungen in der deutschen Ostsee uneingeschränkt zuständig.
- **Netzausbau:** Die ÜNB haben jährlich einen gemeinsamen nationalen Netzentwicklungsplan zu erstellen und breit zu konsultieren. Das neu geschaffene NABEG sieht eine Beschleunigung und Vereinfachung der Genehmigungsverfahren für den Bau bedeutender Höchstspannungsleitungen vor. Für diese Leitungen geht in Zukunft die Zuständigkeit für die sogenannte Bundesfachplanung von den bislang für die Raumordnung zuständigen Landesbehörden auf die Bundesnetzagentur (BNetzA) über.
- **Systemsicherheit:** Energieerzeuger, einschließlich Erzeuger von Energie aus erneuerbaren Energiequellen, werden im Sinne der Systemsicherheit stärker in die Pflicht genommen. So müssen Anlagen, für die es technisch möglich ist, Redispatch anbieten. ÜNB müssen die Leistungen, wenn sie marktadäquat sind, abnehmen. Bei der Anwendung von Notfallmaßnahmen zur Erhaltung der Systemstabilität haben die ÜNB vorrangig vor dem § 13 Absatz 2 EnWG entschädigungspflichtige Maßnahmen nach § 11 EEG durchzuführen und können auf dieser Basis künftig auch nur mittelbar an ihr Netz angeschlossene EEG-Anlagen regeln; die dadurch entstehenden Mehrkosten dürfen die ÜNB bei ordnungsgemäßer Durchführung über die Netzentgelte weiterwälzen. Das Gesetz verpflichtet zudem VNB, Energieerzeuger und Industriekunden, die Voraussetzungen für eine Datenübermittlung in Echtzeit zu schaffen. Ein wesentlicher Anteil der EEG-Anlagen-Betreiber muss ihre Anlagen nunmehr mit Fernzugriffsmöglichkeiten ausstatten.

- Netzentgelte/Regulierung: Stromintensive Letztverbraucher sind infolge einer Änderung von § 19 StromNEV ab dem 1. Januar 2011 neben der bestehenden individuellen Netzentgeltregelung für atypische Letztverbraucher von der Netzentgeltverpflichtung befreit, was in der Gesamtschau zu einer deutlichen Mehrbelastung für alle übrigen Netzkunden führen wird. Weiterhin sind der Plankostenansatz für Investitionsbudgets und die klageweise Durchsetzung des Wegfalls des Betrags zur Vermeidung von Doppelanerkennungen (BVD) angegangen worden, mit deren Umsetzung entscheidende Verbesserungen des regulatorischen Rahmens verknüpft werden.

Bereits im Januar 2011 hatte der Bundestag einige für 50Hertz relevante Gesetzesänderungen beschlossen:

Der Bundestag hat am 27. Januar 2011 eine Änderung des Energieleitungsausbaugesetzes (EnLAG) beschlossen. In den in § 2 Absatz 2 EnLAG genannten vier Pilotprojekten zur Erdverkabelung muss eine Höchstspannungsleitung auf einem technisch und wirtschaftlich effizienten Teilabschnitt als Erdkabel errichtet und betrieben oder geändert werden, wenn dies die für die Zulassung des Vorhabens zuständige Behörde verlangt. Dies gilt nach § 2 Absatz 2 Satz 2 EnLAG auch für die Querung des Rennsteigs in Thüringen. Damit wird die bisherige optionale Verkabelung zu einer bedingten Verpflichtung.

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie hat im Februar 2011 vor dem Hintergrund des Ausbaus der Stromnetze als zentrales Anliegen der Energiepolitik die ständige Plattform »Zukunftsfähige Energienetze« ins Leben gerufen. Hier arbeitet 50Hertz gemeinsam mit den übrigen Netzbetreibern sowie Bund und Ländern und Verbänden an Lösungsvorschlägen zum Netzausbau und zur Modernisierung der Stromnetze.

+ Netzhaltung und Netzausbau

Die Vorhaltung und der Erhalt der 65 Umspannwerke und Schaltanlagen mit ihren 149 Transformatoren der 50Hertz Transmission erfolgen durch eine an den technischen, wirtschaftlichen und ökologischen Anforderungen orientierte Instandhaltung (Inspektion, Wartung und Instandsetzung). Während Wartung und Instandsetzung in überwiegenderem Umfang (ca. 80 Prozent) durch Fremdpersonal durchgeführt werden, werden die Inspektion und die Überwachung der Qualität und Sicherheit der beauftragten Dienstleistungen jederzeit durch eigenes und qualifiziertes Fachpersonal sichergestellt. Weiterhin wurde durch ein Bereitschaftssystem eine angemessene Reaktionsfähigkeit im Ereignisfall, jeweils im Zusammenwirken mit anderen Netzbetreibern und Netznutzern sichergestellt.

Ausgehend von den wachsenden Anforderungen an das Übertragungsnetz im Hinblick auf den bundesweiten Hochleistungstransport von regenerativen Energien und dem europaweiten Elektrizitätshandel lag der Schwerpunkt auch im Berichtszeitraum in der Durchführung von Baumaßnahmen und vorbereitenden Maßnahmen zur Netzverstärkung und zum Netzausbau. Der Planfeststellungsbeschluss zur 380-kV-Freileitung von Schwerin nach Hamburg steht auf dem Gebiet von Schleswig-Holstein noch aus. Genehmigungsverfahren für weitere Freileitungsprojekte insbesondere für das Europäische Vorrangprojekt Südwest-Kuppelleitung von Halle an der Saale (Sachsen-Anhalt) nach Schweinfurt (Bayern), haben sich aufgrund weiterer Planänderungserfordernisse, die zu einer größeren öffentlichen Akzeptanz des Projektes führen sollen, verzögert.

Dem Umweltschutz kommt in technischen Anlagen eine hohe Bedeutung zu. In diesem Zusammenhang wurden unter anderem weitere Ölauffangeinrichtungen an Transformatorstandorten saniert, Lärmschutzmaßnahmen realisiert und Altlasten im Zusammenhang mit Neubaumaßnahmen beseitigt. Das hohe Niveau im Umweltschutz wird durch die stetige Schulung, Weiterbildung und Sensibilisierung der Mitarbeiter gewährleistet. Zur Kompensation des nicht unerheblichen Eingriffes in Natur und Landschaft durch die Neubaufreileitungen wurde der geplante Kompensationsumfang durch den Nachweis weiterer Ausgleichsflächen gegenüber den Behörden erhöht.

+ Systemführung

Zum 31. Dezember 2011 waren in der 50Hertz-Regelzone Onshore-Windkraftanlagen mit einer installierten Leistung von insgesamt rund 11.520 MW errichtet. Das entspricht 40,3 Prozent der in Deutschland installierten Kapazität und einem Zubau von rund 2 Prozent gegenüber dem Stand zum Ende des Jahres 2010. Mit der Inbetriebnahme des Windparks EnBW Baltic 1 beträgt die installierte Leistung von Offshore-Windkraftanlagen derzeit rund 50 MW. Der Anteil an der deutschlandweit installierten Kapazität aus Offshore-Windkraftanlagen liegt damit bei 24 Prozent.

Die in der 50Hertz-Regelzone installierte Photovoltaik-(PV-)Leistung stieg im Vergleich zum Jahresende 2010 um rund 60 Prozent auf nunmehr 3.540 MW.

Am 05. Februar 2011 wurde in der Regelzone der 50Hertz die maximale zeitgleiche Einspeisung aus Windkraftanlagen im Berichtszeitraum in Höhe von 9.591 MW erreicht. Die maximale Netzeinspeisung in das Übertragungsnetz von 50Hertz – eingetreten am 19. Januar 2011 – betrug 14.715 MW (Minutenmomentanwert).

Zur Vermeidung der ausfallbedingten Überlastung von Netzelementen im 50Hertz-Übertragungsnetz war es seit Jahresbeginn 2011 notwendig, an 213 Tagen Maßnahmen nach § 13 EnWG (davon an 45 Tagen mit einer Einsenkung von regenerativ erzeugter Leistung) anzuweisen. Dies hat zu einer Redispatchmenge von 3,85 TWh und einem eingesenkten EEG-Energiedargebot in Höhe von 45 GWh geführt.

Am 27. Juni 2011 wurde das neue Transmission Control Center (TCC) im Beisein des EU-Kommissars für Energie Günther H. Oettinger und vielen Gästen aus Politik, Branche und Öffentlichkeit offiziell in Betrieb genommen.

Nach Inkrafttreten des von der Deutschen Bundesregierung beschlossenen Kernkraftwerks-Moratoriums (KKW-Moratorium) im März 2011 ist die Situation in der 50Hertz-Regelzone durch erhöhte Nord-Süd- und Ost-West-Lastflüsse gekennzeichnet. Zudem kommt es im Raum Hamburg insbesondere in Schwachlastzeiten zu einem sehr hohen und bei hohen Lasten und geringer Windeinspeisung zu einem sehr niedrigen Spannungsniveau.

50Hertz Transmission hat gemeinsam mit den anderen deutschen ÜNB unmittelbar nach der Verkündung des KKW-Moratoriums umfangreiche Untersuchungen zu den Auswirkungen im Sommer- und insbesondere im Winterbetrieb durchgeführt. Für den Winter 2011/2012 hat sich dabei ergeben, dass die verfügbaren Kraftwerksleistungen vollständig eingesetzt sein werden, Importe aus dem benachbarten Ausland an kalten Tagen nicht sicher sind und es damit in Süddeutschland zu kritischen Last- und Spannungsverhältnissen kommen könnte. Im Raum Hamburg kann an kalten Wintertagen (hoher Verbrauch) ohne Wind- und PV-Einspeisung das Spannungsniveau sehr niedrige Werte erreichen, wodurch die Gefahr eines Spannungskollapses steigt. Insgesamt kann festgestellt werden, dass das System näher am Limit betrieben wird und die Sicherheitsreserven zunehmend aufgebraucht sind. Im Ergebnis dieser regelzonenübergreifenden und interner eigener Untersuchungen sind eine Reihe von Maßnahmen festgelegt und zum Teil bereits umgesetzt worden, die geeignet sind, solche kritische Situationen, z. B. durch erhöhten Redispatcheinsatz, durch zusätzliche Drosselinstallationen und durch die Unterstützung von VNB und Kraftwerksbetreibern sowie durch die Nutzung der Kompensationsanlagen von Industriekunden in Hamburg sowie durch vertragliche Vereinbarungen über abschaltbare Lasten zu vermeiden.

Am 16. August 2011 und am 08. November 2011 informierten 50Hertz gemeinsam mit den anderen deutschen ÜNB im Rahmen von Workshops die europäischen Nachbar-ÜNB über ihr bisheriges Vorgehen und weitere, zum Teil gemeinsame Schritte zur Beherrschung der Auswirkungen des KKW-Ausstieges im Winter 2011/2012. Für die 50Hertz-Regelzone bestätigen sich im Wesentlichen die bisherigen Aussagen bezüglich erhöhter Lastflüsse von Nord nach Süd sowie von Ost nach West, eine damit verbundene insgesamt erhöhte Grundauslastung des Übertragungsnetzes und die Möglichkeit von akuten Spannungshaltungsproblemen im Raum Hamburg. 50Hertz Transmission hat in Abstimmung mit TenneT TSO, VE Distribution Hamburg und E.ON Netz einen abgestimmten Maßnahmenplan zum koordinierten Vorgehen bei steigender bzw. zu hoher oder sinkender bzw. zu niedriger Spannung erarbeitet und in Kraft gesetzt. Weiter sind interne Zusatzmaßnahmen entwickelt worden, die es dem Operativpersonal des TCC ermöglichen sollen, kritische Situationen im Winter zu beherrschen.

Netznutzung und Netzanschluss

Für die Netznutzung hat die BNetzA im September 2011 den sogenannten Pooling-Beschluss mit Wirkung ab dem 1. Januar 2012 veröffentlicht. Dieser Beschluss war bei der im Herbst 2011 durchgeführten Preiskalkulation für die Netznutzung des Jahres 2012 von 50Hertz Transmission zu berücksichtigen. Der Pooling-Beschluss führt im Ergebnis zu einer veränderten Aufteilung der Erlöse aus der vertikalen Netznutzung auf die Netzkunden.

50Hertz bearbeitet derzeit zehn Anträge gemäß Kraftwerks-Netzanschlussverordnung (KraftNAV) für den Anschluss konventioneller Kraftwerke und Speicher an das Übertragungsnetz sowie eines außerhalb des KraftNAV-Geltungsbereichs geplanten Druckluftspeichers. Die Vorhaben verteilen sich auf elf Standorte und haben zusammen eine Brutto-Nennleistung von rund 8.800 MW, von denen 50Hertz Netzan-schlusszusagen für rund 5.200 MW erteilt hat.

Im Verlauf des Jahres 2011 wurden zwei neue Netzan-schlussanträge für Speicherprojekte mit rund 1.100 MW bei 50Hertz gestellt. Zugleich sind vier Anträge für Kohle- bzw. Gas- und Dampfdruckturbinen (GuD)-Kraftwerksprojekte und für ein Speicherprojekt mit einer aufsummierten Leistung von rund 4.450 MW zurückgezogen bzw. die Netzan-schlussverfahren eingestellt worden. Im Berichtszeitraum ist damit die bei 50Hertz für einen Netzanschluss beantragte Brutto-Nennleistung konventioneller Kraftwerke und Speicher um rund 3.350 MW auf rund 8.800 MW gesunken.

In Bezug auf unter das EEG fallende Netzan-schlussanträge liegen 50Hertz für OWP in der Ostsee 19 Anträge mit bis zu 5.900 MW im beantragten Endausbau vor (davon fünf neue Anträge im Jahr 2011 mit rund 1.700 MW). Für Onshore-Windparks liegen sieben Anträge mit bis zu 1.100 MW, in Summe damit insgesamt Anträge über rund 7.000 MW für Offshore- und Onshore-Windparks vor. Dazu kommen drei Anträge von PV-Parks mit rund 500 MW. Im Berichtszeitraum ist damit – trotz Aufgabe einzelner Projekte – das Antragsvolumen für Wind- und PV-Parks mit Netzanschluss bei 50Hertz um rund 2.300 MW auf 7.500 MW gestiegen.

Regulatorische Angelegenheiten

Die Erlösobergrenze (EOG) für das Jahr 2011 wurde zum 1. Januar 2011 nach den Vorgaben der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) ermittelt. Gegenüber dem Vorjahr beträgt die Steigerung rund 3 Prozent. Die EOG des Jahres 2012 liegt demgegenüber um rund 15 Prozent höher und ist die Grundlage des seit dem 1. Januar 2012 gültigen Preisblattes.

Bis zum 31. Dezember 2011 hat 50Hertz Transmission zu den 75 aktiven Anträgen auf die Genehmigung von Investitionsbudgets, die seit 2008 beantragt wurden, 44 Genehmigungen erhalten. Bezogen auf das Gesamtantragsvolumen von 6,1 Mrd. € wurde bis zum vorgenannten Zeitpunkt ein Investitionsvolumen von 2,5 Mrd. € von der BNetzA genehmigt.

In dem vor dem Oberlandesgericht (OLG) Düsseldorf geführten Musterverfahren zur von der BNetzA praktizierten Ausgestaltung der Investitionsbudgetgenehmigungen hat 50Hertz einen wichtigen Erfolg erzielen können. Das OLG Düsseldorf sah in seinem Beschluss vom 23. März 2011 den sogenannten BVD sowie die Nichtberücksichtigung von Änderungen bei den Fremdkapitalzinsen als rechtswidrig an und folgte damit der Argumentation von 50Hertz. Zur auch rückwirkenden Ausgestaltung der Investitionsbudgetgenehmigungen durch die BNetzA sind Vergleichsgespräche geführt worden, die noch andauern und aller Voraussicht nach im ersten Quartal 2012 beendet werden können. Zur weiteren Verbesserung der regulatorischen Rahmenbedingungen für Netzinvestitionen wurde im Rahmen der »Netzplattform« unter anderem die Möglichkeit eines Plankostenansatzes (sog. t minus 0) anstatt des derzeit gültigen t minus 2-Verzuges für den Rückfluss der Kapitalkosten diskutiert, um einen schnelleren Mittelrückfluss für Neuinvestitionen zu ermöglichen.

50Hertz beteiligt sich im Rahmen von ENTSO-E aktiv an der Erstellung der gemäß EU-rechtlicher Vorgabe zu erstellenden Network Codes, die nach Durchlaufen des EU-Gesetzgebungsverfahrens in den Mitgliedsstaaten direkt geltendes Recht sein werden.

+ Energy Management

Bilanzkreismanagement

Die neuen Marktregeln für die Bilanzkreisabrechnung Strom wurden mit Wirkung ab dem Abrechnungsmonat Juni 2011 umgesetzt. Im Zusammenhang mit der Festlegung der BNetzA zum deutschlandweit einheitlichen Standard-Bilanzkreisvertrag wurden den Bilanzkreisverantwortlichen (BKV) mit 459 Altverträgen neue Vertragsangebote ausgereicht, die von allen BKV vertragskonform angenommen wurden.

50Hertz Transmission rechnet monatlich die fortlaufende Ausbilanzierung der Regelzone und damit alle Bilanzkreise, einschließlich der eigenen Bilanzkreise, ab. Zum Ende des Jahres 2011 hat 50Hertz Transmission für 459 der in der Regelzone tätigen Händler, Stromvertriebe und Netzbetreiber rund 1.140 Bilanzkreise geführt und abgerechnet. Die besondere Qualität der Bilanzkreisabrechnung der 50Hertz Transmission findet bei den Marktpartnern Anerkennung. Diese zeigt sich in der geringen Zahl von Rechnungsreklamationen und an der guten Zahlungsdisziplin der Kunden.

Im Dezember 2011 erhöhte sich die Zahl der aktiven Bilanzkreise um rund 150 im Zusammenhang mit der Vorbereitung der Umsetzung der Vorgaben aus dem EEG 2011 zur separaten Bilanzierung von Strom für das Marktprämienmodell und das Grünstromprivileg.

EEG / KWKG-Abwicklung

Das Aufkommen an EEG-Strom innerhalb der Regelzone hat sich im Berichtszeitraum gegenüber dem Vorjahr um rund 13 Prozent erhöht. Wesentliche Ursache dafür ist die erneute Steigerung der Einspeisung aus PV-Anlagen um den Faktor 2,5 gegenüber 2010.

Zur Weiterentwicklung des bundesweiten Belastungsausgleiches wurden zwischen den deutschen ÜNB die technischen und vertraglichen Voraussetzungen zur Einführung eines fortlaufenden physikalischen Belastungsausgleichs für Strom aus PV – analog zum Belastungsausgleich für Wind – geschaffen. Der Routinebetrieb wird ab dem 1. Januar 2012 aufgenommen.

Nach umfangreichen Diskussionen in den Medien über die Höhe der EEG-Umlage 2011 zeigte sich, dass die Umlage in Höhe von 3,53 ct/kWh gerechtfertigt war und insgesamt dazu führte, dass die eingetretene Kostenunterdeckung abgemildert werden konnte. Im Rahmen der Novellierung des EEG im Zuge des Energiewendepakets konnten daher die Entscheidungsträger in der Politik von der Notwendigkeit eines Liquiditätspuffers für die Folgejahre überzeugt werden. Damit soll verhindert werden, dass durch hohe Zahlungsverpflichtungen an Anlagenbetreiber eine wirtschaftliche Schieflage bei den ÜNB entsteht. Die Umlage für das Jahr 2012 in Höhe von 3,592 ct/kWh wurde fristgerecht veröffentlicht.

Internationaler Netzregelverbund (International Grid Control Cooperation)

Das Jahr 2011 stand im Zeichen der Vorbereitung der internationalen Erweiterung des Netzregelverbunds der deutschen ÜNB. Hierzu wurden die vertraglichen Grundlagen in Form eines Kooperationsvertrages geschaffen und die ersten Verträge mit Energinet.dk, TenneT Niederlande und CEPS ausgehandelt. Darüber hinaus sind der BNetzA und den weiteren betroffenen Regulatoren die Vorteile der Erweiterung dargelegt worden, um die Zustimmung zu erhalten sowie die indirekt betroffenen europäischen ÜNB mit einzubeziehen. Mit der internationalen Erweiterung des Netzregelverbundes leisten die deutschen ÜNB einen wichtigen Beitrag zum europäischen Binnenmarkt.

Gewinn- und Verlustrechnung (in Mio. €)

	01.01.–31.12. 2011	01.06.–31.12. 2010	01.01.–31.12. 2010* pro forma	Veränderung 2010/2011
Umsatzerlöse und Erträge	7.033,7	3.306,6	5.666,1	1.367,6
Operative Aufwendungen	–6.963,7	–3.251,2	–5.543,0	–1.420,7
Finanzergebnis	–13,3	–4,5	–18,6	5,3
Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit	56,7	50,9	104,5	–47,8

Deckung von Netzverlusten

Bei der Beschaffung von Energie zur Deckung der Netzverluste hat 50Hertz im Verlauf des Jahres 2011 die organisatorischen und technischen Voraussetzung zur Nutzung des Terminmarktes der European Energy Exchange AG zur Beschaffung der sogenannten »Langfristkomponente« geschaffen. Seit dem 1. November 2011 wurden jeweils 50 Prozent der monatlich zu beschaffenden Energiemengen am Terminmarkt beschafft. Aus der Analyse mit den weiterhin per Ausschreibung beschafften restlichen Mengen soll für die Zukunft ein weiterentwickeltes Modell hervorgehen, mit dem die Beschaffung weiter verbessert wird.

Kooperation mit TenneT TSO

Die Kooperation mit TenneT TSO insbesondere in Bezug auf die Beschaffung und Vermarktung von Strompositionen am Spotmarkt der European Power Energy Exchange (EPEX) wurde im Jahr 2011 weiter vertieft. Dazu gehört die Aufnahme weiterer Strompositionen sowie die Vorbereitung der Nutzung des ¼ h-Intraday-Handels an der EPEX Spot beginnend ab Januar 2012. Alle hierfür erforderlichen organisatorischen Voraussetzungen konnten im Jahr 2011 zum Abschluss gebracht werden.

Wirtschaftliche Lage der 50Hertz Transmission

Ertragslage

Das Geschäftsjahr 2010 teilte sich in zwei Rumpfgeschäftsjahre (1.1. bis 31.5.2010 und 1.6. bis 31.12.2010). Als Vorjahreswerte sind für die Gewinn- und Verlustrechnung und für die Kapitalflussrechnung die Werte des zweiten Rumpfgeschäftsjahres der 50Hertz Transmission vom 1. Juni bis 31. Dezember 2010 sowie für die Bilanz die Werte der 50Hertz Transmission zum 31. Dezember 2010 dargestellt. Zur besseren Vergleichbarkeit mit dem Geschäftsjahr 2011 wurden zusätzlich Pro-forma-Werte für zwölf Monate angegeben. Bei den nachfolgenden Erläuterungen wird als Vorjahresangaben jeweils auf den Zwölfmonatszeitraum des Jahres 2010 abgestellt.

Gewinn- und Verlustrechnung

Erträge und Aufwendungen der 50Hertz Transmission sind maßgeblich durch die ergebnisneutrale Abwicklung des EEG und des KWKG gekennzeichnet. Infolge des seit Jahresbeginn 2010 umgestellten Abrechnungsmechanismus vermarkten die ÜNB den von vorgelagerten Netzbetreibern und den direkt an das Übertragungsnetz angeschlossenen Erzeugern eingespeisten Strom an einer Strombörse. Neben diesen Vermarktungserlösen erheben die ÜNB von allen in der Regelzone aktiven Handels- und Vertriebsunternehmen eine Umlage, welche die nicht durch die Vermarktung gedeckten Kosten aus der Aufnahme und Vermarktung des regenerativ erzeugten Stroms decken soll.

Aus der Abwicklung des EEG wurden Umsatzerlöse in Höhe von 4.415,7 Mio. € (Vorjahr 3.585,8 Mio. €) erzielt; die Abwicklung des KWKG führte zu Erträgen von 45,6 Mio. € (Vorjahr 25,6 Mio. €). Den hierbei erzielten Erträgen stehen in gleicher Höhe Aufwendungen gegenüber.

Das Abrechnungsvolumen der Dienstleistungen gegenüber Dritten macht innerhalb der Umsatzerlöse und der Materialaufwendungen jeweils einen Anteil von 1.783,6 Mio. € (Vorjahr 1.267,5 Mio. €) aus.

Der Personalaufwand beträgt 57,8 Mio. € (Vorjahr 51,5 Mio. €); der Anstieg gegenüber 2010 beinhaltet eine erfolgte Tarifierung und repräsentiert im Weiteren den stetigen Zuwachs des Mitarbeiterbestandes infolge des steigenden Aufgabenumfanges.

Die Abschreibungen betragen 57,9 Mio. € (Vorjahr 69,9 Mio. €). Infolge der Umstellung der Nutzungsdauern auf die kalkulatorisch vorgegebenen Sätze ergeben sich tendenziell längere Nutzungsdauern und damit geringere Abschreibungen.

Bei den sonstigen betrieblichen Aufwendungen ergeben sich 110,8 Mio. € (Vorjahr 95,0 Mio. €). Hierin enthalten ist neben den Kosten für den Lastausgleich nach dem KWKG von 45,6 Mio. € (Vorjahr 25,6 Mio. €) auch die Zuführung zur Bildung einer Drohverlustrückstellung aus schwebenden Geschäften für Netzverlustenergie in Höhe von 4,5 Mio. € (Vorjahr 5,5 Mio. €) aufgrund des weiterhin geringen Marktpreisniveaus für Strom.

Der negative Saldo des Zinsergebnisses als Teil des Finanzergebnisses beträgt im Berichtszeitraum 21,6 Mio. € (Vorjahr 22,2 Mio. €). Aus der 50Hertz Offshore hat 50Hertz Transmission Erträge aus der Gewinnabführung von 8,3 Mio. € (Vorjahr 3,6 Mio. €) erzielt.

Das Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit beträgt 56,7 Mio. € (Vorjahr 104,5 Mio. €). Der Abzug der Steuern vom Einkommen und vom Ertrag (4,6 Mio. €) sowie sonstiger Steuern (0,5 Mio. €) führt für das Geschäftsjahr 2011 zu einem Jahresergebnis von 51,6 Mio. €. Das Ergebnis ist maßgeblich durch die wetterbedingt enorm gestiegenen Energiekosten im Zusammenhang mit der Aufrechterhaltung der Systemstabilität beeinflusst. Weiterhin ergeben sich für das Jahr 2011 Auswirkungen daraus, dass Aufwendungen aus der Netzanbindung von OWP entstanden sind bzw. abzugrenzen waren. Sowohl die Energiekosten wie auch die Offshoreaufwendungen werden unter dem gegebenen Regulierungsrahmen erst in der zweiten Folgeperiode über die Erlösobergrenze ertragswirksam vergütet werden.

Zur Erfüllung der Ausschüttungssperre nach § 268 Absatz 8 HGB wurde ein Betrag von 1,3 Mio. € in die anderen Gewinnrücklagen eingestellt; das verbleibende Jahresergebnis von 50,3 Mio. € wurde an die Eurogrid abgeführt.

Im gesamten Geschäftsjahr 2010 ergab sich nach Erfassung des Auflösungsbetrages aus latenten Steuern (38,2 Mio. €) infolge der seit 1. Juni 2010 begründeten Organschaft mit der Eurogrid im zweiten Rumpfgeschäftsjahr und dem demzufolge nur im ersten Rumpfgeschäftsjahr angefallenen Steueraufwand (15,7 Mio. €) sowie den sonstigen Steuern (0,4 Mio. €) und den außerordentlichen Aufwendungen (1,9 Mio. €) ein Jahresergebnis über beide Rumpfgeschäftsjahre von 124,7 Mio. €.

Vermögens- und Finanzlage

Bilanz

Das Anlagevermögen beinhaltet neben immateriellen Vermögensgegenständen (35,7 Mio. €) zum Großteil die technisch geprägten Netzanlagen der 50Hertz Transmission (1.254,3 Mio. €) sowie Finanzanlagen (243,2 Mio. €). Bei Letzteren entfällt der Hauptanteil auf die Beteiligung (109,0 Mio. €) sowie eine ausgereichte Ausleihung (133,3 Mio. €) an die 50Hertz Offshore.

Innerhalb des Umlaufvermögens entfallen 620,3 Mio. € (Vorjahr 551,2 Mio. €) auf Forderungen aus Lieferungen und Leistungen; sie unterstreichen die hohen Abrechnungsvolumina, die sich auch bei Betrachtung der Ertragslage für das netzwirtschaftliche, großteilig ergebnisneutrale Geschäft ergeben. Aus der Einbindung in den Cashpool mit der Eurogrid resultiert eine Forderung gegen verbundene Unternehmen von 230,6 Mio. € (Vorjahr 110,0 Mio. €). Die Sonstigen Vermögensgegenstände von 273,1 Mio. € (Vorjahr 384,9 Mio. €) entfallen maßgeblich auf anrechenbare Vorsteuern aus dem Aufkauf eingespeister EEG-Strommengen sowie Ausgleichsansprüche aus dem EEG-Prozess.

Das Eigenkapital erhöhte sich infolge der im Wege der Aufrechnung bewirkten Einzahlung in die Kapitalrücklage um 200,0 Mio. €. Gegenläufig wirkten dabei die erfolgte Ausschüttung der frei verfügbaren anderen Gewinnrücklagen (19,4 Mio. €) sowie der vorgetragenen Gewinne (42,5 Mio. €) an die Eurogrid. Die Fremdmittel haben sich durch die Umwandlung von Fremd- in Eigenkapital im Nachgang zu der erfolgten Dotierung der Kapitalrücklage deutlich reduziert.

Unter den langfristigen Fremdmitteln wird das Gesellschafterdarlehen der Eurogrid mit 300,0 Mio. € (Vorjahr 500,0 Mio. €) geführt. Weiterhin sind hier im Wesentlichen verschiedene Rückstellungen von 96,1 Mio. € (Vorjahr 93,9 Mio. €) und Rechnungsabgrenzungsposten von 128,0 Mio. € (Vorjahr 134,0 Mio. €) jeweils mit langer Laufzeit enthalten.

Die mittel- und kurzfristigen Fremdmittel beinhalten im Wesentlichen die übrigen Rückstellungen mit 909,0 Mio. € (Vorjahr 539,8 Mio. €), die wiederum hauptsächlich aus dem EEG und KWKG resultieren. Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen sind mit 184,0 Mio. € (Vorjahr 103,7 Mio. €) enthalten.

Bilanz (in Mio. €)

	31.12. 2011	31.12. 2010	Veränderung
Aktiva			
Anlagevermögen	1.533,2	1.350,5	182,7
Umlaufvermögen (einschließlich RAP)	1.141,4	1.067,5	73,9
	2.674,6	2.418,0	256,6
Passiva			
Eigenkapital	857,2	717,9	139,3
Langfristige Fremdmittel	573,6	770,7	-197,1
Mittel- und kurzfristige Fremdmittel	1.243,8	929,4	314,4
	2.674,6	2.418,0	256,6

Kapitalflussrechnung (Kurzfassung)

Der Cashflow aus laufender Geschäftstätigkeit hat sich gegenüber dem zweiten Rumpfgeschäftsjahr und bei nunmehr erfolgreicher Betrachtung eines ganzen Kalenderjahres gegenüber 2010 deutlich verbessert. Die saisonalen Effekte bei den Zahlungsflüssen ergeben sich maßgeblich aus der Wetterlage und der damit einhergehenden Belastung oder Entlastung bei zu zahlenden Einspeisevergütungen sowie den Energiekosten. Hierin zeigt sich zusätzlich der durch die Umwandlung von Fremd- in Eigenkapital wirkende Effekt von 200,0 Mio. €, der durch die Aufrechnung der Darlehensverbindlichkeit mit dem Zahlungsbetrag zur Dotierung der Kapitalrücklage zustande kam.

Der Cashflow aus der Investitionstätigkeit enthält neben Zugängen zum Sachanlagevermögen auch die Ausreichung einer Ausleihe von 80 Mio. € sowie die Dotierung der Kapitalrücklage von 60 Mio. € bei der 50Hertz Off-shore. Der Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit ergibt sich aus den Mittelabflüssen aus der Ergebnisabführung (50,3 Mio. €) sowie erfolgten Dividendenausschüttungen (61,9 Mio. €) jeweils an die Eurogrid.

Die Finanzierung der 50Hertz war während des gesamten Geschäftsjahres gesichert. Das Cashpooling mit der Eurogrid bestand im gesamten Geschäftsjahr fort. Seitens der Eurogrid wurde infolge der am 22. Oktober 2010 erfolgten Anleiheemission ein Gesellschafterdarlehen über insgesamt 500 Mio. € an 50Hertz Transmission gewährt. Zum 29. Dezember 2011 wurde dieses Gesellschafterdarlehen um 200 Mio. € reduziert; dieser Betrag wurde durch die Eurogrid zur Stärkung des Eigenkapitals der Gesellschaft im Wege der Aufrechnung mit einer korrespondierenden Darlehensverbindlichkeit in die Kapitalrücklage der 50Hertz Transmission eingezahlt.

Kapitalflussrechnung (Kurzfassung) (in Mio. €)

	01.01. – 31.12. 2011	01.06. – 31.12. 2010	pro forma 01.01. – 31.12. 2010	Veränderung 2011 / 2010 pro forma
Cashflow aus laufender Geschäftstätigkeit	458,9	-67,8	125,9	333,0
Cashflow aus der Investitionstätigkeit	-229,7	-139,4	-181,5	-48,2
Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit	-112,2	61,2	87,2	-199,4
Zahlungswirksame Veränderungen des Finanzmittelfonds	117,0	-146,0	31,6	85,4
Finanzmittelfonds am Ende der Periode	230,7	113,7	113,7	117,0

Im Geschäftsjahr 2011 bestand ein ertragsteuerliches Organschaftsverhältnis mit der Eurogrid. Weiterhin fungiert 50Hertz Transmission als Zwischenorganträgerin in ertrag- und umsatzsteuerlicher Hinsicht gegenüber 50Hertz Offshore.

Gesamtaussage zur wirtschaftlichen Lage

Die Veränderung des Ergebnisses der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit gegenüber dem Vorjahr (pro forma) reflektiert unmittelbar die hohe Abhängigkeit von den witterbedingt gestiegenen Energiekosten sowie den Aufwendungen aus der Netzanbindung von OWP, die nach dem bestehenden Regulierungsrahmen jeweils erst in der zweiten Folgeperiode über die Erlösobergrenze ertragswirksam vergütet werden. Die fälligen finanziellen Verpflichtungen des Geschäftsjahres 2011 waren durch die zur Verfügung stehende Liquidität und das Gesellschafterdarlehen gedeckt.

Beteiligungen

50Hertz Transmission ist an der CAO (Central Allocation Office GmbH) mit Sitz in Freising mit einem Anteil von 12,5 Prozent beteiligt. Diese Gesellschaft ist am 17. Juli 2008 mit dem Zweck gegründet worden, Engpassmanagement-Services für elektrische Übertragungsnetze bereitzustellen.

An EMCC (European Market Coupling Company GmbH) mit Sitz in Hamburg ist 50Hertz Transmission mit einem Anteil von 20 Prozent beteiligt. Die Gesellschaft wurde am 28. August 2008 mit dem Ziel gegründet, insbesondere unter Einbeziehung der Strombörsen Engpassmanagement-Services für elektrische Übertragungsnetze mittels Marktkopplung bereitzustellen.

Mit 10,1 Prozent ist 50Hertz Transmission an CORESO SA mit Sitz in Brüssel/Belgien beteiligt. CORESO ist das Koordinierungs- und Servicecenter für Lastprognosen und Lastflüsse der CWE-Region (Central Western Europe).

Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter

Die Anzahl der bei 50Hertz Transmission beschäftigten Mitarbeiter ist im Vergleich zum 31. Dezember 2010 von 622 auf 664 Mitarbeiter zum 31. Dezember 2011 und damit um etwas weniger als 7 Prozent angestiegen. Die Zahl der Auszubildenden beträgt zum Jahresende 2011 unverändert 20.

Arbeits- und Gesundheitsschutz

Oberstes Ziel ist es, die Bedingungen am Arbeitsplatz bzw. im Arbeitsumfeld so zu gestalten, dass sie die Anforderungen an den Schutz von Gesundheit und Sicherheit der Beschäftigten stets erfüllen. Im Berichtszeitraum ereignete sich ein meldepflichtiger Arbeitsunfall, 8 Dienstwege- und 17 Wegeunfälle mit insgesamt 9 Ausfalltagen.

+ Risikobericht

Risikomanagementsystem

Ziele des Risikomanagements sind das grundsätzliche Vermeiden von Risiken, die den Bestand der 50Hertz gefährden, die Reduzierung bestehender Risikopositionen sowie die Optimierung des Risiken-Chancen-Profiles. Risiken werden unter Anwendung der bestehenden Risikorichtlinie standardisiert ermittelt, erfasst, bewertet und überwacht. Die Beurteilung der potenziellen Schadenshöhe und Eintrittswahrscheinlichkeit erfolgt auf Basis von Szenarien. Dabei wird ein fortlaufendes Monitoring über die Risikosituation, insbesondere zur Früherkennung potenziell bestandsgefährdender Risiken sichergestellt sowie die Unterstützung bei Auswahl und Umsetzung von Bewältigungsmaßnahmen gewährleistet. Den Schwerpunkt der Weiterentwicklung des Risikomanagementsystems bildet die systematische Aufbereitung und zentrale Verfolgung von Maßnahmenplänen zur Bewältigung wesentlicher Unternehmensrisiken. Relevante Einzelrisiken und die Gesamtrisikolage werden regelmäßig an die Geschäftsführung, den Aufsichtsrat und die Gesellschafter berichtet. Bei wesentlichen Veränderungen werden die zuständigen Entscheidungsträger ad hoc informiert. Funktionsfähigkeit und Effektivität des Risikomanagementsystems unterliegen regelmäßigen Überprüfungen.

Chancen und Risiken

Die Chancen der 50Hertz Transmission bestehen vor allem darin, als eigenständiger ÜNB im europäischen Umfeld eine solide Position mit hoher Reputation zu erreichen und für die in der Regelzone versorgten Kunden ein verlässlicher und leistungsstarker Partner zu sein.

Nach wie vor bestehen Unsicherheiten bei der Verzinsung der Investitionen. Eine unzureichende Verzinsung des eingesetzten Kapitals stellt ein erhebliches wirtschaftliches Risiko im Hinblick auf die bisher getätigten und die zukünftigen Investitionen dar, die zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit erforderlich sind. Der von der BNetzA festgelegte Eigenkapitalzinssatz wird durch die restriktive Auslegung der regulatorischen Bestimmungen regelmäßig und systematisch nicht annähernd erreicht. Insbesondere der zeitliche Verzug und die Kürzung der Verzinsungsbasis in genehmigten Investitionsbudgets durch die Aufrechnung mit Amortisationen bereits getätigter Investitionen der Vergangenheit (sogenannter BVD) mindern die tatsächlich erzielbare Rendite erheblich. Die vollständige Anerkennung der eingereichten Investitionsbudgets ist wesentlich für die Investitionssicherheit der 50Hertz. Die nach einem Urteil des OLG Düsseldorf aufgenommenen Vergleichsverhandlungen mit der BNetzA können in einer Verbesserung des Regulierungsrahmens münden. Unsicher sind ebenfalls die Ergebnisse der Kostenprüfung des Basisjahres sowie des Effizienzvergleichs durch die BNetzA. Die genehmigten Kosten und der Effizienzwert bilden eine wesentliche Basis der EOG für die zweite Regulierungsperiode. Da bisher nur wenige Erfahrungen mit Kostenprüfungen und Effizienzvergleichen vorliegen, sind die damit verbundenen Chancen und Risiken schwer abschätzbar.

Risiken aus dem Energiegeschäft resultieren aus Kostensteigerungen und den Schwankungen insbesondere bei der Beschaffung von Regelleistung und Energiemengen zur Deckung der Netzverluste sowie aus den Kosten für Redispatch. Solche Kostensteigerungen können sich einerseits aus Mengeneffekten und/oder andererseits aus unvorhergesehenen Steigerungen der Marktpreise ergeben. Durch ein mit synchronen Anreizmechanismen ausgestattetes Modell (Bonus-Malus-Regelung im sogenannten Korridormodell) ist die langfristige Ergebniswirkung für 50Hertz Transmission begrenzt, aber durch den Zeitverzug von zwei Jahren kann die Ausschüttungsfähigkeit auf Basis des HGB-Ergebnisses belastet sein. Das betrifft sowohl die Risiken als auch die Chancen.

Um die Abhängigkeit von kurzfristigen Preisschwankungen zu reduzieren und um möglichst nahe an dem im Korridormodell vorgesehenen Zeitraum zur Preisermittlung für die Nullpunktbestimmung zu liegen, beschafft 50Hertz Transmission den erwarteten Energiebedarf zur Deckung der Netzverluste einerseits über öffentliche Ausschreibungen und andererseits über börsengehandelte Futures. Aufgrund vorgegebener Beschaffungsverfahren (insbesondere bei Regelenergie) können jedoch nicht alle Beschaffungsvorgänge langfristig abgesichert werden.

Ausgehend von den in den Vorjahren aufgetretenen Preispitzen vor allem am Minutenreservemarkt hat 50Hertz Transmission seit 2006 die kurzfristige Überwachung aller strompreisbedingten Risiken weitestgehend automatisiert. Über regelmäßig herausgegebene Statusberichte werden alle Entscheidungsträger und betroffenen Bereiche über den aktuellen Stand und die zu erwartende Entwicklung im Energiegeschäft informiert.

Grundsätzlich ist nach den Verordnungen zum EEG-Ausgleichsmechanismus seit dem 1. Januar 2010 eine ergebnisneutrale Abwicklung des EEG für den ÜNB vorgesehen. Aus der Verfahrensweise bei der Vermarktung der EEG-Einspeisung im Zuge der Umsetzung der Ausgleichsmechanismus-Verordnungen resultieren allerdings signifikante Liquiditätsrisiken für 50Hertz Transmission. Demnach ergibt sich für den Fall, dass die auf Prognosewerten basierende und jeweils auf ein Jahr bezogenen fixe EEG-Umlage sowie die erzielten Vermarktungserlöse nicht ausreichen, um die Differenz aus den Kosten der Einspeisevergütung und den erzielten Erlösen zu decken, ein Zwischenfinanzierungsbedarf, der – wie in den vergangenen beiden Jahren beobachtet – erheblich sein kann. Durch die gesetzlich vorgesehene Möglichkeit, einen Liquiditätspuffer in die Umlage einzukalkulieren, kann dieser Zwischenfinanzierungsbedarf künftig abgedeckt werden.

Ein wichtiger Aspekt der Geschäftstätigkeit von 50Hertz ist die Gewährleistung der gesetzlich geregelten Systemverantwortung für die Stromübertragung als Beitrag des ÜNB für ein sicheres und zuverlässiges Energieversorgungssystem. Haftungsrisiken aufgrund von Unterbrechungen bzw. Unregelmäßigkeiten der Stromversorgung sind zum großen Teil versichert. Unter Berücksichtigung des erheblichen und weiter zunehmenden Einflusses der fluktuierenden Einspeisung aus Windenergieanlagen liegt der Fokus von 50Hertz auf einer jederzeit zu gewährleistenden Systembalance zwischen Erzeugung und Verbrauch. Dies erfordert auch, dass als vorrangiges Ziel aller am Prozess beteiligten Parteien eine deutliche Beschleunigung der Genehmigungsverfahren erreicht wird, nicht zuletzt, um dem weiterhin stark voranschreitenden Ausbau der Erzeugungskapazitäten insbesondere aus Windenergieanlagen auch netzseitig Stand halten zu können. Den Risiken aus Verzögerungen beziehungsweise Mehrkosten bei der Erweiterung des Höchstspannungsnetzes begegnet 50Hertz Transmission durch frühzeitige, gezielte Öffentlichkeitsarbeit sowie offene Diskussionen mit Behörden, Naturschutzverbänden und den Anwohnern im Bereich der Leitungstrassen.

Einen Schwerpunkt bildet die Südwest-Kuppelleitung. Nach den europäischen Maßgaben, wonach jede Verzögerung meldepflichtig ist, wird jährlich an die Bundesregierung und an den zuständigen EU-Koordinator berichtet. Die fehlende Leitungskapazität in diesem Raum unserer Regelzone birgt das Risiko einer Systemstörung, dem durch umfangreiche temporäre Maßnahmen entgegengewirkt wird. Grundsätzliche Abhilfe garantiert nur die größtmögliche Beschleunigung von Genehmigung, Errichtung und Inbetriebnahme einschließlich der Ausgleichsmaßnahmen.

Die Bedingungen auf den Beschaffungsmärkten sind nach wie vor durch eine hohe Konzentration auf der Anbieterseite gekennzeichnet. Dies kann neben höheren Preisen auch zu längeren Lieferzeiten für Materialien und Leistungen führen. Die gezielte Beobachtung des Beschaffungsmarktes sowie ein professionelles Asset-Management begrenzen dieses Risiko.

Wesentliche Risiken resultieren vor allem auch aus der Verpflichtung zur Netzanbindung der OWP. Hier bestehen noch große rechtliche und technische Unsicherheiten. Bei schuldhafem Verzug bei der Errichtung der Netzanbindung von OWP sowie beim Ausfall der Anbindung ist gesetzlich unklar, wer für den entstandenen Schaden aufkommen muss. Neben der Überwachung der einzelnen Anschlussprojekte wurde zur Vermeidung des Risikos eine separate Projektdokumentation aufgebaut und umgesetzt. Gleichwohl können Verzögerungen aufgrund der sich noch in der Entwicklung befindlichen Seekabeltechnologie und damit einhergehender technischer Risiken sowie der Abhängigkeit insbesondere der maritimen Prozesse von der Witterung und dem Baugrund nicht ausgeschlossen werden.

50Hertz Transmission muss sich im Verbund mit der Muttergesellschaft Eurogrid selbst am Kapitalmarkt refinanzieren. Daraus können Finanzierungsengpässe aufgrund von Restriktionen an den Geld- und Kapitalmärkten resultieren.

Gesamtrisikolage

Für 50Hertz Transmission ergab sich im Berichtszeitraum weder durch Einzelrisiken noch durch die aggregierte Risikoposition eine Bestandsgefährdung. Auch für das nachfolgende Jahr 2012 bestehen unter Berücksichtigung der ergriffenen Maßnahmen keine derartigen Risiken.

+ Prognosebericht

50Hertz Transmission wird weiter in den Netzausbau investieren. Darüber hinaus setzt sich die Gesellschaft für eine ungehinderte Nutzung und Entwicklung von Speicherkapazitäten für Elektrizität ein. Die Realisierung dieser Projekte trägt dazu bei, die überproportional hohe Einspeisung von EEG-Strom in der Regelzone der 50Hertz Transmission in die Verbrauchszentren zu leiten. Die größten Projektvorhaben der 50Hertz Transmission sind an Land (onshore) der Bau der Nordleitung, der Uckermarkleitung und der weiteren Abschnitte der Südwest-Kuppelleitung sowie auf See (offshore) der Anschluss des OWP EnBW Baltic 2. Darüber hinaus werden insbesondere wegen der Netzanschlüsse der OWP Netzverstärkungs- und Netzerweiterungsmaßnahmen erforderlich. Die Investitionstätigkeit wird daher in den nächsten Jahren voraussichtlich deutlich zunehmen.

Die Gesellschaft ist aufgrund der physikalisch zwangsläufig ablaufenden Prozesse zum Ausgleich von Erzeugung und Last in ihrer Regelzone in hohem Maße von den Einsatzkosten für elektrische Energie und von Kosten für Redispatchmaßnahmen abhängig, die damit wiederum einen bestimmenden Einfluss auf die künftigen Jahresergebnisse haben werden. Die weitere Kostenentwicklung für den eigentlichen Netzbetrieb – also Instandhaltung, Personal, Verwaltung und Betrieb – wird im Wesentlichen von der Energiepolitik sowie den regulatorischen Rahmenbedingungen geprägt werden. Schon heute zeigt sich z. B. ein hoher Verwaltungsaufwand für die Koordinierung der BNetzA-Aktivitäten. Bei den Offshore-Netzkosten ist aus der Umsetzung des Infrastrukturplanungsbeschleunigungsgesetzes mit einem Kostenanstieg in den nächsten Jahren zu rechnen. Die Kosten für Systemdienstleistungen und Netzverlustenergie werden außerdem wesentlich von der Strompreisentwicklung beeinflusst. Der zunehmende Netzausbau wird mit dem damit einhergehenden wachsenden zu betreuenden Anlagenvolumen und dem zunehmenden Personalbedarf steigende Instandhaltungs- und Personalkosten nach sich ziehen. Für die beiden folgenden Geschäftsjahre wird unter der Annahme der Fortgeltung der bestehenden Rahmenbedingungen zwar mit positiven Jahresergebnissen gerechnet, eine Nachhaltigkeit der positiven Entwicklung erfordert allerdings einen verbesserten gesetzlichen Rahmen, wozu insbesondere der Plankostenansatz für Investitionsbudgets und der Wegfall des



v.l.n.r.: Dr. Frank Golletz, Udo Giegerich, Boris Schucht, Hans-Jörg Dorny

BVD (auch für die in der Vergangenheit beantragten Budgets) beitragen.

Aufgrund der steigenden Investitionstätigkeit und der vorzufinanzierenden Volumina aus dem EEG wird das Finanzierungsvolumen zunehmen, wobei sich die Liquiditätssituation für das EEG-Geschäft durch den Einfluss von Marktprämien und der Direktvermarktung weiter anspannen wird. Dies erfordert die Fortentwicklung unserer Finanzierungsinstrumente und ein intensiveres Cash-Management. Die Finanzierung wird weiterhin über die mit einem im Oktober 2011 bestätigten Baa1-Rating (nach Moody's) ausgestattete Muttergesellschaft Eurogrid sichergestellt.

50Hertz Transmission wird in jedem Fall die gesetzlich übertragenen Aufgaben zum Elektrizitätstransport in der Regelzone, zur Förderung der erneuerbaren Energien und des europäischen Binnenmarktes in hoher Qualität und vor allem im Interesse aller ihrer Kunden und europäischen Partner erfüllen und zu einem sicheren Elektrizitätsversorgungssystem beitragen. Damit leistet 50Hertz Transmission zugleich einen Beitrag zum Klimaschutz und zur Förderung der Wirtschaft insbesondere im ostdeutschen Wirtschaftsraum.

+ Nachtragsbericht

Im Zeitraum nach dem Bilanzstichtag bis zur Aufstellung des Jahresabschlusses der 50Hertz Transmission fielen keine Vorgänge von wesentlicher Bedeutung an.

Berlin, 15. Februar 2012

Die Geschäftsführung

Boris Schucht

Udo Giegerich

Dr. Frank Golletz

Hans-Jörg Dorny

Jahresabschluss

+ Bilanz (in Mio. €)

	Anhang	31.12. 2011	31.12. 2010
Aktiva			
Anlagevermögen	(1)		
Immaterielle Vermögensgegenstände		35,7	35,4
Sachanlagen		1.254,3	1.211,8
Finanzanlagen		243,2	103,3
		1.533,2	1.350,5
Umlaufvermögen			
Vorräte	(2)	6,8	4,3
Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände	(3)	1.125,8	1.051,1
Flüssige Mittel		0,0	3,7
		1.132,6	1.059,1
Rechnungsabgrenzungsposten		3,3	4,0
Sonderverlustkonto aus Rückstellungsbildung	(4)	4,1	4,2
Aktiver Unterschiedsbetrag aus der Vermögensverrechnung	(5)	1,4	0,2
		2.674,6	2.418,0

	Anhang	31.12. 2011	31.12. 2010
Passiva			
Eigenkapital	(6)		
Gezeichnetes Kapital		200,0	200,0
Kapitalrücklage		655,8	455,8
Andere Gewinnrücklagen		1,4	19,7
Gewinnvortrag		–	42,4
Jahresüberschuss		–	0,0
		857,2	717,9
Sonderposten	(7)	7,9	8,4
Rückstellungen	(8)	1.005,1	633,7
Verbindlichkeiten	(9)	583,8	838,3
Rechnungsabgrenzungsposten	(10)	220,6	219,7
Passive latente Steuern	(11)	–	–
		2.674,6	2.418,0

+ Gewinn- und Verlustrechnung (in Mio. €)

	Anhang	01.01. – 31.12.2011	01.06. – 31.12.2010	pro forma 01.01. – 31.12.2010
Umsatzerlöse	(12)	6.948,5	3.276,0	5.595,3
Bestandsveränderungen		2,5	0,8	-0,7
Andere aktivierte Eigenleistungen		2,2	1,2	2,0
Sonstige betriebliche Erträge	(13)	80,5	28,6	69,5
Materialaufwand	(14)	-6.737,2	-3.136,7	-5.326,6
Personalaufwand	(15)	-57,8	-28,6	-51,5
Abschreibungen	(16)	-57,9	-34,2	-69,9
Sonstige betriebliche Aufwendungen	(17)	-110,8	-51,7	-95,0
Beteiligungsergebnis	(18)	8,3	3,6	3,6
Zinsergebnis	(19)	-21,6	-8,1	-22,2
Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit		56,7	50,9	104,5
Außerordentliches Ergebnis		0,0	0,0	-1,9
Steuern	(20)	-5,1	37,9	22,1
Jahresergebnis		51,6	88,8	124,7
Einstellung in Gewinnrücklagen		-1,3	0,0	0,0
Ergebnisabführung		-50,3	-88,8	-124,7
Jahresüberschuss		0,0	0,0	0,0

+

Kapitalflussrechnung (in Mio. €)

	01.01. – 31.12.2011	01.06. – 31.12.2010	pro forma 01.01. – 31.12.2010
Jahresergebnis	51,6	88,8	124,7
Abschreibungen abzüglich Zuschreibungen auf Gegenstände des Anlagevermögens	57,9	34,2	69,9
Zunahme der Rückstellungen	371,4	30,0	134,6
Sonstige zahlungsunwirksame Aufwendungen abzüglich entsprechender Erträge	-0,6	1,0	-0,9
Verlust aus dem Abgang von Gegenständen des Anlagevermögens (Vorjahr: Gewinn)	-0,2	0,8	0,9
Zunahme der Vorräte	-2,5	-1,4	-0,1
Abnahme der Forderungen und sonstiger Aktiva (Vorjahr: Zunahme)	45,6	-303,3	-703,8
Abnahme der Verbindlichkeiten und sonstiger Passiva (Vorjahr: Zunahme)	-64,5	82,1	500,5
Cashflow aus der laufenden Geschäftstätigkeit	458,7	-67,8	125,8
Auszahlungen für Investitionen in das Anlagevermögen und immaterielle Vermögen	-100,5	-62,0	-104,1
Einzahlungen aus Baukostenzuschüssen	11,0	4,0	4,0
Ein- /Auszahlungen für Investitionen in das Finanzanlagevermögen	-140,1	-81,4	-81,4
Cashflow aus der Investitionstätigkeit	-229,6	-139,4	-181,5
Einzahlung Gesellschafterdarlehen	0,0	500,0	850,0
Auszahlung für Tilgung Verbindlichkeiten für Finanzgeschäfte der Gesellschafter	0,0	0,0	-4,0
Auszahlung an Unternehmenseigner (Ausschüttung aus den Rücklagen)	-61,9	0,0	0,0
Auszahlung für Tilgung Gesellschafterdarlehen	0,0	-350,0	-670,0
Auszahlung aus der Ergebnisabführung	-50,3	-88,8	-88,8
Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit	-112,2	61,2	87,2
Zahlungswirksame Veränderungen des Finanzmittelfonds	116,9	-146,0	31,5
Finanzmittelfonds am Anfang der Periode	113,7	259,7	82,1
Finanzmittelfonds am Ende der Periode	230,6	113,7	113,6

+ Entwicklung des Anlagevermögens (in Mio. €)

	Anschaffungs- und Herstellungskosten				31.12. 2011
	01.01. 2011	Zugänge	Umbuch- ungen	Abgänge	
Immaterielle Vermögensgegenstände					
Entgeltlich erworbene Software, Lizenzen, sonstige Anlagenrechte	48,1	2,8	–	–	50,9
Geleistete Anzahlungen	–	–	–	–	–
	48,1	2,8	–	–	50,9
Sachanlagen					
Grundstücke, grundstücksgleiche Rechte und Bauten einschließlich der Bauten auf fremden Grundstücken	115,4	2,6	1,0	0,2	118,8
Technische Anlagen und Maschinen	2.512,0	23,8	19,1	11,0	2.543,9
Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	58,7	4,5	1,0	1,3	62,9
Geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau	97,7	81,6	–21,1	12,9	145,3
	2.783,8	112,5	–	25,4	2.870,9
Finanzanlagen					
Anteile an verbundenen Unternehmen	49,0	60,0	–	–	109,0
Ausleihungen an verbundene Unternehmen	53,3	80,0	–	–	133,3
Beteiligungen	0,3	–	–	–	0,3
Sonstige Beteiligungen	0,1	0,1	–	–	0,2
Sonstige Ausleihungen	0,5	–	–	0,1	0,4
	103,2	140,1	–	0,1	243,2
Anlagevermögen	2.935,1	255,4	–	25,5	3.165,0

	01.01. 2011	Abschreibungen			31.12. 2011
		Zugänge	Umbuch- ungen	Abgänge	
Immaterielle Vermögensgegenstände					
Entgeltlich erworbene Software, Lizenzen, sonstige Anlagenrechte	12,7	2,5	–	–	15,2
Geleistete Anzahlungen	–	–	–	–	–
	12,7	2,5	–	–	15,2
Sachanlagen					
Grundstücke, grundstücksgleiche Rechte und Bauten einschließlich der Bauten auf fremden Grundstücken	39,2	1,6	–0,3	0,2	40,9
Technische Anlagen und Maschinen	1.490,5	49,5	0,3	9,3	1.530,4
Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	42,3	4,3	–	1,3	45,3
Geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau	–	–	–	–	–
	1.572,0	55,4	–	10,8	1.616,6
Finanzanlagen					
Anteile an verbundenen Unternehmen	–	–	–	–	–
Ausleihungen an verbundene Unternehmen	–	–	–	–	–
Beteiligungen	–	–	–	–	–
Sonstige Beteiligungen	–	–	–	–	–
Sonstige Ausleihungen	–	–	–	–	–
	–	–	–	–	–
Anlagevermögen	1.584,7	57,9	–	10,8	1.631,8

	Buchwert	
	31.12. 2011	31.12. 2010
Immaterielle Vermögensgegenstände		
Entgeltlich erworbene Software, Lizenzen, sonstige Anlagenrechte	35,7	35,4
Geleistete Anzahlungen	-	-
	35,7	35,4
Sachanlagen		
Grundstücke, grundstücksgleiche Rechte und Bauten einschließlich der Bauten auf fremden Grundstücken	77,9	76,2
Technische Anlagen und Maschinen	1.013,5	1.021,5
Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	17,6	16,4
Geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau	145,3	97,7
	1.254,3	1.211,8
Finanzanlagen		
Anteile an verbundenen Unternehmen	109,0	49,0
Ausleihungen an verbundene Unternehmen	133,3	53,3
Beteiligungen	0,3	0,3
Sonstige Beteiligungen	0,2	0,1
Sonstige Ausleihungen	0,4	0,5
	243,2	103,2
Anlagevermögen	1.533,2	1.350,4

Anhang

+ Allgemeine Vorbemerkungen

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

Der Jahresabschluss der 50Hertz Transmission wurde nach den handelsrechtlichen Rechnungslegungsvorschriften, den ergänzenden Vorschriften des GmbH-Gesetzes und unter Beachtung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) aufgestellt. Alle Werte sind in Millionen Euro ausgewiesen. Zur übersichtlicheren Darstellung sind in der Bilanz sowie Gewinn- und Verlustrechnung Posten zusammengefasst und im Anhang gesondert ausgewiesen und erläutert. Die Gewinn- und Verlustrechnung ist nach dem Gesamtkostenverfahren aufgestellt.

50Hertz Transmission ist nach den Größenkriterien des § 267 Absatz 3 HGB eine große Kapitalgesellschaft und hat den Jahresabschluss den Anforderungen für diese Gesellschaftsform entsprechend aufgestellt.

Die 50Hertz Transmission wird in den Konzernabschluss der Eurogrid mit Sitz in Berlin und in den Konzernabschluss der Elia System Operator NV/SA mit Sitz in Brüssel/Belgien einbezogen. Der Konzernabschluss der Elia System Operator NV/SA mit dem größten Kreis von Unternehmen ist bei Elia System Operator NV/SA, Boulevard de l'Empereur 20, 1000 Brussels/Belgien erhältlich. Der von der Eurogrid aufgestellte Konzernabschluss beinhaltet den kleinsten Kreis von Unternehmen und ist beim elektronischen Bundesanzeiger (www.ebundesanzeiger.de) erhältlich. Die Gesellschaft ist beim Amtsgericht Berlin-Charlottenburg in das Handelsregister unter der Nummer HRB 130427 B eingetragen. Infolge des Einbezugs in den Konzernabschluss der Eurogrid besteht keine eigenständige Verpflichtung zur Aufstellung eines Teilkonzernabschlusses aus 50Hertz Transmission und 50Hertz Offshore GmbH (50Hertz Offshore).

Zwischen Eurogrid und 50Hertz Transmission wurde beginnend ab dem 1. Juni 2010 ein Gewinnabführungsvertrag geschlossen. Zum gleichen Zeitpunkt wurde ein ertragsteuerliches Organschaftsverhältnis mit der Eurogrid als Organträgerin begründet.

Aufgrund des zwischen 50Hertz Transmission und der 50Hertz Offshore GmbH (50Hertz Offshore) bestehenden Beherrschungs- und Gewinnabführungsvertrages fungiert 50Hertz Transmission als Zwischenorganträgerin gegenüber 50Hertz Offshore. Zwischen diesen beiden Gesellschaften besteht ein ertragsteuerliches und umsatzsteuerliches Organschaftsverhältnis.

+ Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden

AKTIVA

Anlagevermögen

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

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

Abschreibungen für Sachanlagen, die vor dem 1. Januar 2008 angeschafft oder hergestellt wurden, werden nach der degressiven Methode vorgenommen. Ein Übergang auf die lineare Methode erfolgt, sobald diese zu höheren Abschreibungsbeträgen führt. Für ab dem 1. Januar 2008 angeschaffte oder hergestellte Sachanlagen wird die lineare Abschreibungsmethode angewandt.

Für die Bemessung der Nutzungsdauer wurden bis zum 31. Mai 2010 grundsätzlich die amtlichen AfA-Tabellen für allgemein verwendbare Anlagegüter sowie wirtschaftszweigspezifische AfA-Tabellen zugrunde gelegt. Im zweiten Rumpfgeschäftsjahr ab dem 1. Juni 2010 erfolgte die einheitliche Umstellung der Nutzungsdauern auf die Vorgaben der Bundesnetzagentur (BNetzA), um den zunehmenden regulatorischen Bedürfnissen an die Rechnungslegung besser Rechnung tragen zu können und die Aussagekraft des Jahresabschlusses mit Blick auf den geltenden Regulierungsrahmen zu erhöhen. Die Verwendung der kalkulatorischen Nutzungsdauern spiegelt den tatsächlichen Werteverzehr des Anlagevermögens in zutreffender Weise wider. Bilanzbestände, die aus der D-Markeröffnungsbilanz (DMEB) resultieren, wurden in diese Bewertungsänderung nicht einbezogen, sondern werden auf Basis der »Neubewertung 1990« fortgeführt.

Außerplanmäßige Abschreibungen werden nur vorgenommen, wenn der Ansatz mit einem niedrigeren beizulegenden Wert erforderlich ist.

Finanzanlagen sind zu Anschaffungskosten oder dem niedrigeren beizulegenden Wert unter Beachtung des Wertaufholungsgebots bilanziert. Außerplanmäßige Abschreibungen aufgrund vorübergehender Wertminderung werden nicht vorgenommen.

Ausleihungen werden mit ihrem Nennwert angesetzt beziehungsweise, soweit erforderlich, auf den Bilanzstichtag abgezinst.

Umlaufvermögen

Die Vorräte sind zu Anschaffungs- bzw. Herstellungskosten unter Anwendung zulässiger Bewertungsvereinfachungsverfahren und unter Beachtung des Niederstwertprinzips bewertet. Bestandsrisiken, die sich aus der geminderten Verwertbarkeit ergeben, werden durch angemessene Wertabschläge berücksichtigt.

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

Sonderverlustkonto aus Rückstellungsbildung

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

Bei der Ermittlung des wirtschaftlichen Eigenkapitals ist das Sonderverlustkonto als Korrekturposten zum Eigenkapital anzusetzen. Es wird dabei keine Aufteilung in einen Eigenkapitalanteil und einen Anteil für latente Steuern vorgenommen.

Unterschiedsbetrag aus der Vermögensverrechnung

Gemäß § 246 Absatz 2 Satz 2 und Satz 3 HGB erfolgt ein aktivischer Ausweis eines am Bilanzstichtag bestehenden positiven Unterschiedsbetrages zwischen dem beizulegenden Zeitwert des Deckungsvermögens und den bestehenden Altersversorgungs- bzw. vergleichbaren langfristigen Verpflichtungen der Gesellschaft. Dieser Betrag ergibt sich aus der vollständigen Insolvenzsicherung der Rückstellung für Mitarbeiteransprüche aus Langzeitarbeitszeitkonten. Ein aktiver Unterschiedsbetrag aus der Vermögensverrechnung unterliegt gemäß § 268 Absatz 8 Satz 3 HGB einer Ausschüttungssperre.

PASSIVA**Sonderposten**

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

Rückstellungen

Bei der Bemessung der Rückstellungen wird allen erkennbaren Risiken und ungewissen Verbindlichkeiten nach vernünftiger kaufmännischer Beurteilung in notwendigem Umfang Rechnung getragen.

Zur Bewertung der Pensionsverpflichtungen und der Jubiläumsverpflichtungen wurde als versicherungsmathematisches Verfahren die projizierte Einmalbeitragsmethode (Projected Unit Credit Method) gewählt. Für die Abzinsung wurde pauschal der durchschnittliche Marktzinssatz bei einer restlichen Laufzeit von 15 Jahren von 5,13 Prozent p. a. gemäß der Verordnung über die Ermittlung und Bekanntgabe der Sätze zur Abzinsung von Rückstellungen (RückAbzinsV) verwendet. Für die Bewertung der Verpflichtungen aus Langzeitarbeitskonten wurde ebenfalls der Zinssatz von 5,13 Prozent p. a. verwendet. Den Berechnungen liegen die Richttafeln 2005 G von Prof. Dr. Klaus Heubeck zugrunde. Künftige Lohn- und Gehaltssteigerungen wurden mit 3,5 Prozent p. a. zugrunde gelegt. Erwartete Rentensteigerungen werden grundsätzlich mit Sätzen zwischen 1,0 und 3,0 Prozent p. a. berücksichtigt.

Unter die Pensionsverpflichtungen der Gesellschaft fallende Rückstellungen für die betriebliche Altersversorgung sind vollständig kongruent rückgedeckt. Die Höhe der Rückstellungen entspricht der Höhe des Deckungsvermögens. Der beizulegende Zeitwert des Deckungsvermögens entspricht dabei jeweils dem seitens der Rückdeckungsversicherung mitgeteilten Aktivwert am Bilanzstichtag. Rückstellungen für Mitarbeiteransprüche aus Langzeitarbeitszeitkonten sind vollständig insolvenzgesichert; die Rückstellungen für Altersteilzeitverpflichtungen sind regelungsgemäß nur zum Teil insolvenzgesichert. Gemäß § 246 Absatz 2 Satz 2 HGB wird das jeweilige Deckungsvermögen mit den Rückstellungen für betriebliche Altersversorgung, Langzeitarbeitszeitkonten und Altersteilzeitverpflichtungen im Jahresab-

schluss saldiert dargestellt; Zinsaufwendungen aus der Rückstellungsaufzinsung werden mit Zinserträgen aus der Aufstockung des Deckungsvermögens saldiert.

Die unter den sonstigen Rückstellungen erfassten Verpflichtungen aus Altersteilzeit- und Vorruhestandsregelungen werden auf der Grundlage von versicherungsmathematischen Gutachten unter Anwendung eines Rechnungszinssatzes von 4,09 Prozent p. a. gemäß RückAbzinsV bei einer durchschnittlichen Laufzeit von drei Jahren passiviert. Ermittelt und bewertet wurde dabei der versicherungsmathematische Barwert der künftigen Zahlungsverpflichtungen. Diesen Berechnungen liegen ebenfalls die Richttafeln 2005 G von Prof. Dr. Klaus Heubeck zugrunde. Künftige Lohn- und Gehaltssteigerungen wurden mit 3,5 Prozent p. a. zugrunde gelegt.

Andere langfristige Rückstellungen wurden gemäß RückAbzinsV abgezinst.

Der Zinsanteil aus der Zuführung zu den Personalrückstellungen wird im Zinsergebnis erfasst.

Die Rückstellungen für drohende Verluste aus schwebenden Beschaffungsgeschäften wurden auf der Grundlage von Marktpreisen zum Bilanzstichtag bewertet. In der Bewertung zum Bilanzstichtag wurden die erwartbaren Erlöse aus der Nullpunktfestsetzung zum Korridormodell (freiwillige Selbstverpflichtung Systemdienstleistungen) durch die BNetzA berücksichtigt.

Verbindlichkeiten

Verbindlichkeiten werden mit ihrem Erfüllungsbetrag angesetzt.

Als erhaltene Anzahlungen werden Kundenzahlungen ausgewiesen, die im Zusammenhang mit der Prüfung und Vorbereitung von Netzanschlüssen (Anschlusszusagen) nach § 4 Kraftwerks-Netzanschlussverordnung erhoben wurden. Weiterhin werden Kundenzahlungen im Zusammenhang mit der Errichtung gemeinschaftlich genutzter Anlagen ausgewiesen. Erhaltene Zuschüsse werden so lange als Anzahlungen ausgewiesen, wie das zugrunde liegende Projekt nicht abgeschlossen ist.

Rechnungsabgrenzungsposten

Erhaltene Baukostenzuschüsse werden als passive Rechnungsabgrenzungsposten ausgewiesen und linear aufgelöst. Bis zum 31. Dezember 2002 erhaltene Baukostenzuschüsse werden über 20 Jahre ertragswirksam aufgelöst, sofern nicht eine kürzere Laufzeit vereinbart ist. Ab dem 1. Januar 2003 erhaltene Baukostenzuschüsse werden entsprechend der Nutzungsdauer des Vermögensgegenstandes ertragswirksam aufgelöst.

Seit 2007 wurden als Rechnungsabgrenzungsposten auch Beträge ausgewiesen, die 50Hertz Transmission in Vorjahren aus dem grenzüberschreitenden Engpassmanagement zuflossen. Diese werden für Investitionen in den Erhalt oder Ausbau von Verbindungskapazitäten verwendet. Damit ist 50Hertz Transmission zu einer Gegenleistung für die zugeflossenen Erlöse verpflichtet und passiviert sie wie einen Baukostenzuschuss. Die in 2007 abgegrenzten horizontalen Netzerlöse werden über 30 Jahre entsprechend der Festlegung der BNetzA bei der Kalkulation der Netznutzungsentgelte vereinnahmt. Zuflüsse aus der Versteigerung (Auktionierung) von Engpässen der Folgejahre wurden ebenfalls als passiver Rechnungsabgrenzungsposten bilanziert. Die Zuflüsse werden als Minderung der Umsatzerlöse erfasst; sie werden in dem Jahr ertragswirksam, in dem seitens der Regulierungsbehörde eine Gegenrechnung bei den Netznutzungsentgelten erfolgt. Neben den Einnahmen aus dem Engpassmanagement werden seit diesem Jahr auch erstmals angefallene sonstige Einnahmen im Zusammenhang mit weiteren freiwilligen Selbstverpflichtungen (FSV'en) als passive Rechnungsabgrenzungsposten gezeigt. Die Gegenrechnung erfolgt auch hier über eine Korrektur zu den Netznutzungsentgelten in Folgejahren.

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

EEG und Bilanzkreisabrechnung

Bei der Aufstellung des Jahresabschlusses wurden Aufwendungen und Erträge und damit zusammenhängend Forderungen und Verbindlichkeiten für die Abwicklung des EEG-Prozesses sowie für die Abrechnung der Bilanzkreise auf Basis der von Dritten gelieferten vorläufigen Daten und teilweise auf der Basis von Prognosen bestimmt.

Eine abschließende Aussage über die tatsächlich angefallenen Aufwendungen und Erträge des EEG-Prozesses kann erst dann vorgenommen werden, wenn für die aus EEG-Anlagen eingespeisten Strommengen Wirtschaftsprüferatteste vorliegen. Bezüglich der Abrechnung der Bilanzkreise ist 50Hertz Transmission auf die vollständigen Daten aller Bilanzkreise angewiesen. Diese Daten liegen zum Zeitpunkt der Erstellung des Jahresabschlusses naturgemäß nicht vollständig vor, so dass Unsicherheiten hinsichtlich der Höhe der Aufwendungen und Erträge in diesen Bereichen bestehen. Die diesbezüglichen Posten des Jahresabschlusses wurden auf der Grundlage vorhandener Daten sowie aufgrund von Schätzungen ermittelt und berücksichtigen den Kenntnisstand zum Zeitpunkt der Erstellung des Jahresabschlusses.

WÄHRUNGSUMRECHNUNG

Auf fremde Währung lautende Vermögensgegenstände und Verbindlichkeiten werden zum Devisenkassamittelkurs am Abschlussstichtag umgerechnet.

Erläuterungen zur Bilanz

(1) Anlagevermögen

Die Aufgliederung der in der Bilanz zusammengefassten Anlageposten und ihre Entwicklung sind in der Entwicklung des Anlagevermögens dargestellt. Die gezeigten Abgänge auf Anlagen im Bau (12,9 Mio. €) entfallen auf Vermögensgegenstände, die entgegen der ursprünglichen Verwendungsabsicht vor erfolgter Inbetriebnahme veräußert wurden.

Anteilsbesitz

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

	Beteiligungsanteil (in %)	Eigenkapital (in Mio. €)	Ergebnis (in Mio. €)
1. Verbundene Unternehmen			
50Hertz Offshore GmbH, Berlin ¹⁾	100,0	109,0	– ¹⁾
2. Beteiligungen			
European Market Coupling Company GmbH, Hamburg	20,0	–0,1	–0,5 ³⁾
Central Allocation Office GmbH, Freising	12,5	1,1	0,2 ²⁾
CORES0 SA, Brüssel / Belgien	10,1	1,3	0,1 ³⁾

1) Ergebnisabführungsvertrag 2) Geprüfter Jahresabschluss zum 31. Dezember 2010 3) Jahresabschluss zum 31. Dezember 2011

(2) Vorräte (in Mio. €)

	31.12. 2011	31.12. 2010	Veränderung
Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe	2,1	2,1	0,0
Unfertige Erzeugnisse und Leistungen	4,7	2,2	2,5
	6,8	4,3	2,5

(3) Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände (in Mio. €)

	31.12. 2011	davon Restlaufzeit > 1 Jahr	31.12. 2010	davon Restlaufzeit > 1 Jahr
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	620,3	0,0	551,2	0,0
Forderungen gegen verbundene Unternehmen	230,8	0,0	112,2	0,0
davon gegen Gesellschafterin	230,6	0,0	110,0	0,0
Forderungen gegen Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht	1,6	0,0	2,8	0,0
Sonstige Vermögensgegenstände	273,1	10,1	384,9	30,0
	1.125,8	10,1	1.051,1	30,0

Die Forderungen gegen verbundene Unternehmen umfassen im Wesentlichen die Forderung gegen die Gesellschafterin Eurogrid aus dem Cashpool. Die übrigen Forderungen entfallen auf Lieferungen und Leistungen gegenüber verbundenen Unternehmen.

Unter sonstigen Vermögensgegenständen werden Forderungen gegen das Finanzamt aus anrechenbarer Vorsteuer von 162,6 Mio. € (Vorjahr 217,0 Mio. €) erfasst, für die am 31. Dezember 2011 Erklärungen noch nicht abgegeben worden waren. Aus dem EEG – Prozess resultieren am Bilanzstichtag verbleibende Ausgleichsansprüche von 55,1 Mio. € (Vorjahr 129,6 Mio. €). Weiterhin sind verfügbungsbeschränkte Fördermittel von 10,1 Mio. € (Vorjahr 30,0 Mio. €) mit einer Restlaufzeit über 1 Jahr ausgewiesen, deren Verwendung durch das Konsortium in den nächsten Jahren erfolgen wird.

(4) Sonderverlustkonto aus Rückstellungsbildung

Die Entwicklung des Sonderverlustkontos vollzieht sich analog zur Entwicklung der Nominalverpflichtung der Rückstellung für ökologische Lasten. Diese Nominalverpflichtung beträgt am Bilanzstichtag 4,1 Mio. € (Vorjahr 4,2 Mio. €).

(5) Aktiver Unterschiedsbetrag aus der Vermögensverrechnung

Aus der Verrechnung zwischen bilanzierter Rückstellung und vorhandenem Aktivwert aus der Rückdeckung (Deckungsvermögen) ergibt sich zum Bilanzstichtag ein aktiver Unterschiedsbetrag aus der Vermögensverrechnung von 1,4 Mio. € (Vorjahr 0,2 Mio. €). Der aktive Unterschiedsbetrag unterliegt mangels Überdeckung mit ande-

ren frei verfügbaren Rücklagen einer Ausschüttungssperre nach § 268 Absatz 8 HGB.

(6) Eigenkapital

Das gezeichnete Kapital der Gesellschaft von 200 Mio. € wird in voller Höhe von der Eurogrid gehalten.

Durch Beschluss der Gesellschafterin vom 20. Dezember 2011 wurde im Geschäftsjahr 2011 eine Dotierung der Kapitalrücklage von 200 Mio. € auf nunmehr 655,8 Mio. € bewirkt. Die Leistung durch die Gesellschafterin erfolgte im Wege der Aufrechnung mit Rückzahlungsansprüchen gegen die 50Hertz Transmission aus einem in gleicher Höhe getilgten Gesellschafterdarlehen.

Die anderen Gewinnrücklagen beinhalten Beträge aus der Umstellung auf das Bilanzrechtsmodernisierungsgesetz (BilMoG) sowie erfolgsneutral eingestellte Beträge aus der Vermögenszuordnung von Grundstücken nach § 36 DMBilG. Im Geschäftsjahr 2011 wurden die anderen Gewinnrücklagen – nach Abzug des ausschüttungsgesperrten Betrages in Höhe des Unterschiedsbetrages aus der Vermögensverrechnung von 0,2 Mio. € – in einer Höhe von 19,4 Mio. € an die Eurogrid ausgeschüttet. Der Bestand der anderen Gewinnrücklagen, die vollständig ausschüttungsgesperrt sind, beträgt zum Ende des Geschäftsjahres 1,4 Mio. €.

Der bestehende Gewinnvortrag des Vorjahres (42,5 Mio. €) wurde im Berichtsjahr vollständig an die Eurogrid ausgeschüttet.

(7) Sonderposten (in Mio. €)

	31.12. 2011	31.12. 2010	Veränderung
Sonderposten für Investitionszuschüsse und -zulagen	7,9	8,4	-0,5
	7,9	8,4	-0,5

+

(8) Rückstellungen (in Mio. €)

	31.12. 2011	31.12. 2010	Veränderung
Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen	8,1	6,9	1,2
Steuerrückstellungen	5,0	15,1	-10,1
Sonstige Rückstellungen	992,0	611,7	380,3
davon			
Ausstehende Rechnungen EEG und KWKG	530,5	338,8	191,7
Dienstbarkeiten für Leitungsnutzungsrechte	63,7	62,2	1,5
Übrige Rückstellungen	397,8	210,7	187,1
	1.005,1	633,7	371,4

Die Rückstellungen für Pensionsverpflichtungen ergeben sich aus dem Erfüllungsbetrag der verrechneten Schulden in Höhe von 20,1 Mio. € (Vorjahr 18,7 Mio. €) und dem beizulegenden Zeitwert der verrechneten Vermögensgegenstände (Deckungsvermögen) in Höhe von 12,0 Mio. € (Vorjahr 11,8 Mio. €).

Aufgrund des in 2010 abgeschlossenen Gewinnabführungsvertrages mit der Eurogrid ist 50Hertz Transmission ab 1. Juni 2010 für Ertragsteuerzwecke nicht mehr Steuerschuldner. Die in 2011 gebildeten Steuerrückstellungen entfallen auf Perioden, die noch nicht von der Organschaft umfasst waren.

Die übrigen sonstigen Rückstellungen im Einzelnen:

	31.12. 2011	31.12. 2010	Veränderung
Netzentgelte	119,8	106,3	13,5
EEG-Nachlieferverpflichtungen	202,4	49,3	153,1
Personalbezogene Rückstellungen	11,4	10,9	0,5
Drohverlustrückstellungen	4,5	1,4	3,1
Prozessrisiken	8,4	8,1	0,3
	346,5	176,0	170,5
Übrige Rückstellungen	51,3	34,7	16,6
	397,8	210,7	187,1

Rückstellungen für Altersteilzeitverpflichtungen von 6,1 Mio. € (Vorjahr 6,9 Mio. €) wurden unter den sonstigen Rückstellungen mit den Aktivwerten aus der Rückdeckung (Deckungsvermögen) von 4,0 Mio. € (Vorjahr 4,2 Mio. €) saldiert.

(9) Verbindlichkeiten (in Mio. €)

	31.12. 2011			31.12. 2010		
	Insgesamt	Restlaufzeit		Insgesamt	Restlaufzeit	
		< 1 Jahr	> 5 Jahre		< 1 Jahr	> 5 Jahre
Erhaltene Anzahlungen	50,8	50,8	0,0	56,5	56,5	0,0
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	184,0	184,0	0,0	103,7	103,7	0,0
Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen	300,7	0,7	0,0	506,1	6,8	157,5
davon gegenüber Gesellschafterin	(300,0)	(0,0)	(0,0)	(506,1)	(6,8)	(157,5)
Verbindlichkeiten gegenüber Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Sonstige Verbindlichkeiten	48,3	48,3	0,0	172,0	172,0	0,0
davon aus Steuern	(1,2)	(1,2)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(0,0)
davon im Rahmen der sozialen Sicherheit	(0,1)	(0,1)	(0,0)	(0,1)	(0,1)	(0,0)
	583,8	283,8	0,0	838,3	339,0	157,5

Die Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen entfallen mit 300 Mio. € nahezu vollständig auf die Finanzierungsbeziehung mit der Eurogrid; in Höhe von 0,7 Mio. € entfallen die Verbindlichkeiten auf Lieferungen und Leistungen. Das Gesellschafterdarlehen wurde gegenüber dem Vorjahr um 200 Mio. € vermindert; der Tilgungsbetrag hat im Wege der Aufrechnung mit der Darlehensverbindlichkeit eine Einzahlung in die Kapitalrücklage der Gesellschaft bewirkt.

(10) Rechnungsabgrenzungsposten (in Mio. €)

	31.12. 2011	31.12. 2010	Veränderung
Investitionsbezogene Baukostenzuschüsse	48,5	42,3	6,2
Einnahmen aus dem Engpassmanagement sowie Beträge zur künftigen Verrechnung aus freiwilligen Selbstverpflichtungen	150,2	153,4	-3,2
Sonstige Voreinnahmen	21,9	24,0	-2,1
	220,6	219,7	0,9

(11) Latente Steuern

Auf Ebene der 50Hertz Transmission – als Organgesellschaft der Eurogrid – werden seit Wirksamwerden des Gewinnabführungsvertrages keine latenten Steuern mehr in Ansatz gebracht.

+ Erläuterungen zur Gewinn- und Verlustrechnung

Das Geschäftsjahr 2010 der Gesellschaft teilte sich in zwei Rumpfgeschäftsjahre vom 1. Januar bis 31. Mai 2010 und 1. Juni bis 31. Dezember 2010. Zur besseren Vergleichbarkeit werden nachfolgend für das Geschäftsjahr 2010 zusätzlich Proformawerte verwendet.

+ (12) Umsatzerlöse (in Mio. €)

	01.01. – 31.12.2011	01.06. – 31.12.2010	pro forma 01.01. – 31.12.2010	Veränderung 2011/pro forma 2010
EEG-Umsatzerlöse	4.415,7	2.066,3	3.585,8	829,9
davon EEG-Umsatzerlöse nach AusgleichMechV	4.415,7	2.048,2	3.545,5	870,2
Dienstleistungen für Dritte	1.783,6	806,5	1.267,5	516,1
Erlöse aus Systemdienstleistungen für andere Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB)	0,0	1,7	22,1	-22,1
Erlöse, denen gleich hohe Aufwendungen gegenüberstehen	6.199,3	2.874,5	4.875,4	1.323,9
Netzentgelte	656,7	360,4	621,5	35,2
EEG-Ausgleichsenergie	0,0	0,1	0,4	-0,4
Bilanzkreismanagement	28,7	24,6	58,7	-30,0
Sonstige Umsatzerlöse	63,8	16,4	39,2	24,6
Umsatzerlöse Netzgeschäft	749,2	401,5	719,8	29,4
	6.948,5	3.276,0	5.595,2	1.353,3

Bei den EEG-Umsatzerlösen handelt es sich um Erlöse aus der Vermarktung regenerativer Energien an der Strombörse und aus der vereinnahmten EEG-Umlage sowie um Lieferungen an andere Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) zum Ausgleich der Belastungen der ÜNB aus dem EEG untereinander.

+

(13) Sonstige betriebliche Erträge (in Mio. €)

	01.01. – 31.12.2011	01.06. – 31.12.2010	pro forma 01.01. – 31.12.2010	Veränderung 2011/ pro forma 2010
KWKG-Umlage*	45,6	4,7	25,6	20,0
Erträge aus der Auflösung von Rückstellungen	1,1	2,9	7,4	-6,3
Erträge aus Drohverlustrückstellungen	1,4	4,1	11,9	-10,5
Erträge aus der Auflösung von Sonderposten für Investitionszuwendungen	0,5	0,3	0,6	-0,1
Erträge aus der Auflösung von Baukostenzuschüssen	9,2	5,7	9,7	-0,5
Übrige Erträge	22,7	10,9	14,3	8,4
	80,5	28,6	69,5	11,0

* den Erträgen stehen gleich hohe Aufwendungen gegenüber

+

(14) Materialaufwand (in Mio. €)

	01.01. – 31.12.2011	01.06. – 31.12.2010	pro forma 01.01. – 31.12.2010	Veränderung 2011/ pro forma 2010
Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe und bezogene Waren	-6.502,5	-2.988,8	-5.084,5	-1.418,0
Aufwendungen für bezogene Leistungen	-234,7	-147,9	-242,1	7,4
	-6.737,2	-3.136,7	-5.326,6	-1.410,6

Innerhalb des Materialaufwandes werden in großem Umfang ergebnisneutrale Positionen abgebildet:

	01.01. – 31.12.2011	01.06. – 31.12.2010	pro forma 01.01. – 31.12.2010	Veränderung 2011/ pro forma 2010
EEG-Strombezüge	-4.415,7	-2.066,3	-3.585,8	-829,9
Dienstleistungen für Dritte	-1.783,6	-806,5	-1.267,5	-516,1
Systemdienstleistungen für andere ÜNB	0,0	-1,7	-22,1	22,1
Aufwendungen, denen gleich hohe Erlöse gegenüberstehen	-6.199,3	-2.874,5	-4.875,4	-1.323,9
Aufwendungen für das Netzgeschäft	-537,9	-262,2	-451,2	-86,7
	-6.737,2	-3.136,7	-5.326,6	-1.410,6

+

(15) Personalaufwand (in Mio. €)

	01.01. – 31.12.2011	01.06. – 31.12.2010	pro forma 01.01. – 31.12.2010	Veränderung 2011/pro forma 2010
Löhne und Gehälter	-46,9	-23,8	-42,1	-4,8
Soziale Abgaben	-7,0	-3,9	-6,8	-0,2
Aufwendungen:				
für Altersversorgung	-3,9	-0,8	-2,5	-1,4
für Unterstützung	-0,1	-0,1	-0,1	0,0
	-57,9	-28,6	-51,5	-6,4

Mitarbeiter im Jahresdurchschnitt

	01.01. – 31.12.2011	01.06. – 31.12.2010	pro forma 01.01. – 31.12.2010	Veränderung 2011/pro forma 2010
Gewerbliche Arbeitnehmer	158	156	158	156
Angestellte	462	449	462	449
	620	605	620	605

Darüber hinaus wurden im Geschäftsjahr 2011 durchschnittlich 18 Auszubildende (Vorjahr 19 Auszubildende) beschäftigt.

+

(16) Abschreibungen (in Mio. €)

	01.01. – 31.12.2011	01.06. – 31.12.2010	pro forma 01.01. – 31.12.2010	Veränderung 2011/pro forma 2010
Abschreibungen auf das Anlagevermögen	-57,9	-34,2	-69,9	12,0
	-57,9	-34,2	-69,9	12,0

+

(17) Sonstige betriebliche Aufwendungen (in Mio. €)

	01.01. – 31.12.2011	01.06. – 31.12.2010	pro forma 01.01. – 31.12.2010	Veränderung 2011/ pro forma 2010
KWKG-Umlage*	-45,6	-4,7	-25,6	-20,0
Serviceleistungen	-30,0	-16,8	-25,3	-4,7
Übrige Aufwendungen	-35,2	-30,2	-44,1	8,9
	-110,8	-51,7	-95,0	-15,8
* den Erträgen stehen gleich hohe Aufwendungen gegenüber				

In den übrigen Aufwendungen sind unter anderem die Drohverluste aus der Beschaffung von Netzverlustenergie sowie Zuführungen zu den übrigen sonstigen Rückstellungen und zu den Wertberichtigungen enthalten.

+

(18) Beteiligungsergebnis (in Mio. €)

	01.01. – 31.12.2011	01.06. – 31.12.2010	pro forma 01.01. – 31.12.2010	Veränderung 2011/ pro forma 2010
Erträge aus Gewinnabführungsverträgen mit verbundenen Unternehmen	8,3	3,6	3,6	4,7
	8,3	3,6	3,6	4,7

Die Erträge aus der Gewinnabführung verbundener Unternehmen entfallen vollständig auf die 50Hertz Offshore.

+

(19) Zinsergebnis (in Mio. €)

	01.01. – 31.12.2011	01.06. – 31.12.2010	pro forma 01.01. – 31.12.2010	Veränderung 2011/pro forma 2010
Erträge aus Ausleihungen des Finanzanlagevermögens	0,0	0,0	0,0	0,0
Sonstige Zinsen und ähnliche Erträge	7,0	2,5	3,2	3,8
davon aus verbundenen Unternehmen	6,4	1,6	2,0	4,4
Zinsen und ähnliche Aufwendungen	-28,6	-10,6	-25,3	-3,3
davon an verbundene Unternehmen	-21,4	-6,5	-18,9	-2,5
	-21,6	-8,1	-22,1	0,5

Aus der Auf- bzw. Abzinsung der Rückstellungen entfallen 7,2 Mio. € (Vorjahr 6,6 Mio. €) auf Zinsaufwendungen bzw. 0,5 Mio. € (Vorjahr 0,4 Mio. €) auf Zinserträge. Gemäß § 246 Absatz 2 Satz 2 HGB wurden Zinsaufwendungen mit Zinserträgen in Höhe von 0,4 Mio. € (Vorjahr 0,4 Mio. €) saldiert.

+

(20) Steuern (in Mio. €)

	01.01. – 31.12.2011	01.06. – 31.12.2010	pro forma 01.01. – 31.12.2010	Veränderung 2011/pro forma 2010
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	-4,6	38,2	22,5	-27,1
Sonstige Steuern	-0,5	-0,3	-0,4	-0,1
	-5,1	37,9	22,1	-27,2

Für Perioden seit 1. Juni 2010 weist 50Hertz Transmission als Organgesellschaft der Eurogrid keine Steuern vom Einkommen und vom Ertrag mehr aus. Für Zeiträume vor Begründung der Organschaft waren noch Steuerrückstellungen in Höhe von 4,6 Mio. € zu dotieren. Der Ertrag bei den Steuern vom Einkommen und vom Ertrag im zweiten Rumpfgeschäftsjahr 2010 von 38,2 Mio. € ergibt sich aus der Auflösung der passiven latenten Steuern, die aufgrund des abgeschlossenen Gewinnabführungsvertrages und Begründung der ertragsteuerlichen Organschaft zum 1. Juni 2010 mit der Eurogrid vorzunehmen war. Bei Gesamtjahresbetrachtung ergibt sich für 2010 eine Verminderung des Auflösungsbetrages um 15,7 Mio. €, was der Ertragsteuerbelastung der Gesellschaft für das erste Rumpfgeschäftsjahr 2010 entspricht.

Erläuterungen zur Kapitalflussrechnung

In der Kapitalflussrechnung sind die Zahlungsströme in Anlehnung an die Empfehlungen des DRS 2 des Deutschen Rechnungslegungs Standards Committee e.V. nach Geschäfts-, Investitions- und Finanzierungstätigkeit aufgeteilt.

Der Mittelzufluss aus laufender Geschäftstätigkeit beruhte mit 6,5 Mio. € (Vorjahr 2,2 Mio. €) auf Einzahlungen aus Zinsen. Zinszahlungen beliefen sich auf 21,4 Mio. € (Vorjahr 19,0 Mio. €). Der Finanzmittelfonds am Ende der Periode setzt sich aus verzinslichen kurzfristigen Geldanlagen bei der Eurogrid in Höhe von 230,6 Mio. € (Vorjahr 110,0 Mio. €) und einem Guthaben bei Kreditinstituten von 0,015 Mio. € (Vorjahr 3,7 Mio. €) zusammen.

Ertragsteuerbedingte Zahlungsströme sind im Geschäftsjahr 2011 in Höhe von 15,1 Mio. € für das zweite Rumpfgeschäftsjahr 2010 angefallen.

+ Sonstige Angaben

Sonstige finanzielle Verpflichtungen

Am 31. Dezember 2011 bestand ein Bestellobligo für Investitionen und Instandhaltungsmaßnahmen in Höhe von 175,4 Mio. € (Vorjahr 167,6 Mio. €). Das Bestellobligo besteht ausschließlich gegenüber Dritten.

Aus vereinnahmten Erträgen im Rahmen des grenzüberschreitenden Engpassmanagements bis zum Jahr 2007 ist 50Hertz Transmission gesetzlich verpflichtet, Investitionen zur künftigen Engpassvermeidung durchzuführen. Unter Berücksichtigung des beim erstmaligen Ansatz dieser Verpflichtung zugrunde gelegten steuerlich bedingten Verteilungsmodus ergibt sich ausgehend von der ursprünglichen Gesamtverpflichtung von 122,3 Mio. € bis zum Bilanzstichtag eine erreichte Tilgung um 69,5 Mio. € und ein verbleibendes Volumen von 52,8 Mio. €. Das bis zum Bilanzstichtag bereits tatsächlich realisierte Investitionsvolumen der hierfür heranzuziehenden Vorrangprojekte von 50Hertz Transmission hat das Volumen der vereinnahmten Engpasserträge bereits überschritten, insofern besteht hieraus keine weitergehende Verpflichtung der Gesellschaft.

Aus der Herausgabe einer Bürgschaft an die 50Hertz Offshore resultiert eine Verpflichtung in Höhe von 4,2 Mio. €, mit deren Inanspruchnahme derzeit nicht zu rechnen ist.

Haftungsverhältnisse

50Hertz Transmission und 50Hertz Offshore sind im Rahmen der am 22. Oktober 2010 erfolgten Emission einer Schuldverschreibung der Eurogrid über 500 Mio. € als Garantiegeberinnen eingesetzt worden. Die Garantiegeberinnen haften unwiderruflich, unbedingt und gesamtschuldnerisch für pünktliche Zahlung aller Beträge, die die Eurogrid im Rahmen der Schuldverschreibung zu leisten hat.

50Hertz Transmission und 50Hertz Offshore sind am 14. Juni 2011 als zusätzliche Garantiegeberinnen einem Kreditvertrag mit fünfjähriger Laufzeit zwischen der Eurogrid und der Commerzbank Luxembourg mit einem Volumen von 350 Mio. € beigetreten.

50Hertz Transmission und 50Hertz Offshore haben am 9. Dezember 2011 gegenüber der BNP Paribas S.A., Niederlassung Frankfurt am Main, eine Höchstbetragsgarantie über insgesamt 126 Mio. € zur Absicherung einer kurzfristigen Kreditlinie der Eurogrid erklärt.

50Hertz Transmission hat am 25. Oktober 2011 als Gesellschafterin der EMCC eine Höchstbetragsbürgschaft auf erstes Anfordern über den Betrag von 3,7 Mio. € gegenüber der Nordea Bank Finland Plc, Niederlassung Deutschland, zur teilweisen Absicherung eines an die EMCC ausgereichten Darlehens erklärt.

50Hertz Transmission haftet gesamtschuldnerisch mit der Vattenfall Europe Distribution Berlin GmbH und der Vattenfall Europe Berlin AG & Co. KG bzw. deren Rechtsnachfolgerin für die Verpflichtungen aus dem Konzessionsvertrag mit dem Land Berlin.

50Hertz Transmission haftet gesamtschuldnerisch mit der Vattenfall Europe Distribution Hamburg GmbH und der Vattenfall Europe Hamburg AG bzw. deren Rechtsnachfolgerin für die Verpflichtungen aus dem Konzessionsvertrag mit der Freien und Hansestadt Hamburg.

Im Rahmen der vollzogenen Abspaltung der Vattenfall Europe Distribution Berlin GmbH und der Vattenfall Europe Berlin AG & Co. KG bzw. deren Rechtsnachfolgerin im Jahr 2006 haften die an der Spaltung beteiligten Rechtsträger für Verbindlichkeiten, die vor dem Wirksamwerden der Spaltung begründet worden sind, als Gesamtschuldner. Die Haftungsfristen gemäß § 133 Umwandlungsge-

setz (UmwG) betragen für den abgebenden Rechtsträger für Verbindlichkeiten 5 Jahre, für vor dem Wirksamwerden der Spaltung begründete Versorgungsverpflichtungen aufgrund des Betriebsrentengesetzes 10 Jahre. Gemäß § 133 UmwG haftet 50Hertz Transmission zudem gesamtschuldnerisch bis zum Ablauf von 5 Jahren für Verbindlichkeiten der Vattenfall Europe Distribution Hamburg GmbH und der Vattenfall Europe Hamburg AG bzw. deren Rechtsnachfolgerin, die vor der Abspaltung im Jahr 2006 entstanden sind.

Für Strombezüge zum marktorientierten Ausgleich von Netzverlusten ist 50Hertz Transmission Abnahmeverpflichtungen im Umfang von 137,9 Mio. € eingegangen.

Honorare des Abschlussprüfers

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

Geschäfte mit nahe stehenden Unternehmen und Personen

Im Berichtszeitraum wurden keine zu marktüblichen Bedingungen zustande gekommenen Geschäfte mit nahe stehenden Unternehmen und Personen abgeschlossen.

Geschäfte größeren Umfangs nach §6b Absatz 2 EnWG

Gemäß § 6b Absatz 2 EnWG sind Geschäfte größeren Umfangs mit verbundenen sowie assoziierten Unternehmen oder mit Unternehmen derselben Aktionäre darzustellen.

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

Tätigkeitsabschluss nach §6b Absatz 3 EnWG

Die Tätigkeit der 50Hertz Transmission ist ausschließlich dem Tätigkeitsbereich »Elektrizitätsübertragung« zuzuordnen. Aus diesem Grund entspricht der nach § 6b Absatz 3 EnWG zu erstellende Tätigkeitsabschluss dem Jahresabschluss der Gesellschaft.

Angaben zu den Organen der Gesellschaft

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

Die Aufwendungen für Bezüge der Geschäftsführung beliefen sich im Berichtszeitraum auf 1.560 T€ (Vorjahr 1.281 T€). Sie bestehen aus Fixum, erfolgsbezogener Vergütung und sonstigen erfolgsunabhängigen Bezügen. Der Anstieg beruht auch auf der Erweiterung der Geschäftsführung um weitere Mitglieder.

Die Mitglieder des Aufsichtsrats der 50Hertz Transmission haben für ihre Tätigkeit 20 T€ (Vorjahr 41 T€) erhalten.

Darlehensgewährung an Organmitglieder

An Aufsichtsratsmitglieder gewährte Darlehen betragen zum Abschlussstichtag 9 T€ (Vorjahr 12 T€). Die Darlehen werden mit 5,0 Prozent p. a. verzinst und haben Laufzeiten von zehn Jahren. Im Berichtszeitraum wurden 3,0 T€ getilgt.

Gewinnverwendung

Das Jahresergebnis vor Gewinnabführung beträgt 51.607.410,98 €. Von dem erzielten Jahresergebnis wurde ein Betrag von 1.258.699,48 € zur Erfüllung der Ausschüttungssperre nach § 268 Absatz 8 HGB in die anderen Gewinnrücklagen eingestellt. Der verbleibende Betrag von 50.348.711,50 € wurde im Rahmen des bestehenden Gewinnabführungsvertrages an die Eurogrid abgeführt.

Berlin, 15. Februar 2012

Die Geschäftsführung der
50Hertz Transmission GmbH

Boris Schucht



Udo Giegerich



Dr. Frank Golletz



Hans-Jörg Dorny



+ Bestätigungsvermerk des Abschlussprüfers

Wir haben den Jahresabschluss – bestehend aus Bilanz, Gewinn- und Verlustrechnung, Kapitalflussrechnung sowie Anhang – unter Einbeziehung der Buchführung und den Lagebericht der 50Hertz Transmission GmbH, Berlin, für das Geschäftsjahr vom 1. Januar bis 31. Dezember 2011 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 § 6b Abs. 3 EnWG getrennte Konten zu führen sind. Die Buchführung und die Aufstellung von Jahresabschluss und Lagebericht nach den deutschen handelsrechtlichen Vorschriften und 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 für 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 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 sind, hat zu keinen Einwendungen geführt.

Berlin, 23. Februar 2012

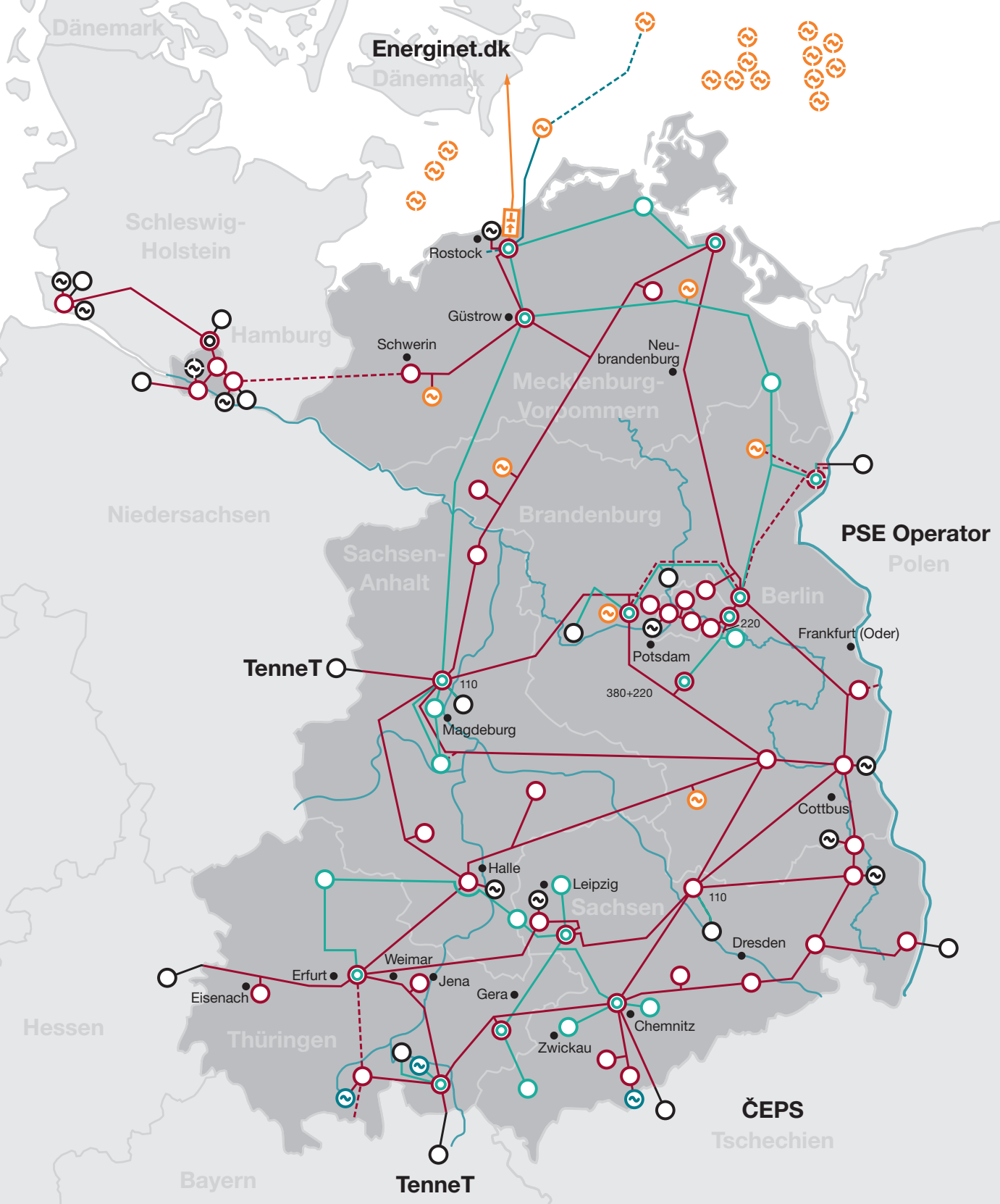
Ernst & Young GmbH Wirtschaftsprüfungsgesellschaft

Glöckner
Wirtschaftsprüfer

Bährens
Wirtschaftsprüfer






+ Abkürzungsverzeichnis

50Hertz Transmission	50Hertz Transmission GmbH, Berlin
50Hertz Offshore	50Hertz Offshore GmbH, Berlin
Amprion GmbH	Amprion GmbH, Dortmund (vormals RWE Transportnetz Strom GmbH, Dortmund)
BNetzA	Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahn, Bonn
CAO	Central Allocation Office GmbH, Freising
DMBiG	Gesetz über die Eröffnungsbilanz in Deutscher Mark und die Kapitalfestsetzung (D-Markbilanzgesetz)
DRS	Deutscher Rechnungslegungs Standard
E.ON edis AG	E.ON edis AG, Fürstenwalde/Spree
EEG	Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz)
EEX	European Energy Exchange AG (Strombörse)
Elia	Elia System Operator NV/SA, Brüssel/Belgien
EMCC	European Market Coupling Company GmbH, Hamburg
Energinet.dk	Energinet.dk, Fredericia/Dänemark
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EnWG	Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz)
EnBW Transportnetze AG	EnBW Transportnetze AG, Stuttgart
EPEX	EPEX Spot SE, ein Tochterunternehmen von EEX und der französischen Powernext SA mit Sitz in Paris (Strom-Spotmarkt)
Eurogrid	Eurogrid GmbH, Berlin
Eurogrid International	Eurogrid International CVBA/SCRL, Brüssel/Belgien
GW	Gigawatt
HGB	Handelsgesetzbuch
HGÜ	Hochspannungsgleichstrom-Übertragung
HöS/HS	Höchstspannung/Hochspannung
HRB	Handelsregister Abteilung B
IDW	Institut der Wirtschaftsprüfer in Deutschland e. V., Düsseldorf
IFM	Industry Funds Management PTY Ltd, Melbourne/Australien
IFRS	internationaler Rechnungslegungsstandard
IG BCE	Industriegewerkschaft Bergbau, Chemie, Energie
kV	Kilovolt
kWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz)
MVA	Megavoltampere
MW	Megawatt
RückAbzinsV	Verordnung über die Ermittlung und Bekanntgabe der Sätze zur Abzinsung von Rückstellungen (Rückstellungsabzinsungsverordnung)
TenneT TSO	TenneT TSO GmbH, Bayreuth (vormals transpower stromübertragungs gmbh, Bayreuth)
TWh	Terawattstunde
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
Vattenfall Europe	Vattenfall Europe AG, Berlin
VEAG	Vereinigte Energiewerke AG
VNB	Verteilnetzbetreiber
WEMAG Netz	WEMAG Netz GmbH, Schwerin



Legende





Schaltanlagen (zum Großteil mit Übergängen zu den Verteilnetzbetreibern)

- 220 kV 
- 380 kV 
- 380 kV in Planung/Bau 
- 380/220 kV 
- andere Unternehmen 

- Leitung 380 kV 
- Leitung in Planung/Bau 380 kV 
- Leitung 220 kV 
- Betriebsspannung in kV 110 
- andere Unternehmen 380/220 kV 
- HGÜ/Gleichstromverbindung 400 kV 
- Netzanschluss Offshore 150 kV 
- Netzanschluss Offshore in Planung/Bau 150 kV 

Netznutzer:

Unsere Kunden sind regionale Verteilnetzbetreiber und an das Übertragungsnetz angeschlossene Kraftwerke, Pumpspeicherwerke, Windparks und Großindustrie.

- Konventionelles Kraftwerk (Braunkohle-, Steinkohle-, Kern- oder Gasturbinenkraftwerk) 
- in Bau 
- Pumpspeicherwerk 
- Windkraftwerk Onshore/Offshore in Planung/Bau 

+ Impressum

Herausgeber

50Hertz Transmission GmbH
Eichenstraße 3A · 12435 Berlin
Telefon +49 (0)30 5150-0
Telefax +49 (0)30 5150-4477

Geschäftsführung

Vorsitzender der Geschäftsführung (CEO)
Boris Schucht

Geschäftsführer Technik (CTO)
Dr. Frank Golletz

Geschäftsführer Personal (CHRO)
Hans-Jörg Dorny

Geschäftsführer Finanzen (CFO)
Udo Giegerich

Redaktion

Olivier Feix (Verantwortung), Silja Bilz

Bildnachweis

Jan Pauls, Olivier Polet, Philippe Sautier, Andreas Teich,
Frank Wölffing-Seelig, Archiv 50Hertz

Konzept und Gestaltung

Oswald + Martin Werbeagentur, Berlin

Druck

Kehrberg Druck Service



www.50hertz.com



Energie für eine Welt in Bewegung

50Hertz Transmission GmbH

Eichenstraße 3A · 12435 Berlin
T +49 (0)30 5150-0
F +49 (0)30 5150-4477
info@50hertz.com



klimaneutral und
mit Biofarben produziert

