



Bericht

gemäß § 63 Abs. 4 a EnWG

**zur Auswertung
der
Netzzustands- und Netzausbauberichte
der deutschen
Elektrizitätsübertragungsnetzbetreiber**

Bonn, 8.1.2008

Gliederung

1	EINLEITUNG	4
2	RAHMENBEDINGUNGEN	5
2.1	ERZEUGUNG VON ELEKTRIZITÄT	7
2.1.1	KRAFTWERKSANSCHLUSS-VERORDNUNG (KRAFTNAV)	7
2.1.2	INFRASTRUKTURPLANUNGSBESCHLEUNIGUNGSGESETZ.....	8
2.1.3	ZUTEILUNGSGESETZ 2012.....	10
2.1.4	NOVELLE DES EEG.....	11
2.2	ENTWICKLUNGEN UND VORGABEN IM EUROPÄISCHEN RAHMEN.....	13
2.2.1	GRENZÜBERSCHREITENDER AUSTAUSCH VON ENERGIE.....	14
2.2.2	LEITLINIEN FÜR DIE TRANSEUROPÄISCHEN ENERGIEKETZE	15
2.2.3	PRIORITY INTERCONNECTION PLAN.....	16
2.2.4	RICHTLINIE 2005/89/EG	17
2.3	FAZIT	17
3	DIE ALLGEMEINEN BERICHTE	18
3.1	NETZZUSTANDSBERICHTE.....	18
3.1.1	ALTERSSTRUKTUREN DER BETRIEBSMITTEL	18
3.1.2	SANIERUNG DER BETRIEBSMITTEL	20
3.1.3	ZUSTAND DER NETZE UND VERSORGUNGSUNTERBRECHUNGEN	21
3.2	NETZAUSBAUBERICHTE	22
3.2.1	ALLGEMEINES.....	22
3.2.2	INVESTITIONSVOLUMEN	24
3.2.3	WESENTLICHE NETZAUSBAUPROJEKTE	26
4	BERICHTE ÜBER BESTIMMTE TEILE DES ÜBERTRAGUNGSNETZES	30
4.1	BERICHT DER RWE TRANSPORTNETZ STROM ZUM GEBIET RHEIN – RUHR	30
4.2	BERICHT DER E.ON NETZ GMBH ZUM NORDDEUTSCHEN NETZBEREICH	31
4.3	BEWERTUNG.....	32
5	QUARTALSBERICHTE	33
6	FAZIT UND AUSBLICK	35

ANNEX 1: DARSTELLUNG DER NETZAUSBAUPROJEKTE 2006-2010	42
ANNEX 2: GRAPHISCHE DARSTELLUNG DER DEUTSCHEN PROJEKTE AUS DEM PRIORITY INTERCONNECTION PLAN.....	52

1 Einleitung

Das deutsche Elektrizitätsübertragungsnetz wird von den vier deutschen Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) EnBW Transportnetze AG, der E.ON Netz GmbH, der RWE Transportnetz Strom GmbH und der Vattenfall Europe Transmission GmbH in vier Regelzonen betrieben. Die Betreiber von Energieversorgungsnetzen haben gemäß § 11 Abs. 1 EnWG die Verpflichtung; ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz zu betreiben und bedarfsgerecht auszubauen, soweit es wirtschaftlich zumutbar ist. Die Verpflichtung zum bedarfsgerechten Netzausbau wird seitens der Bundesnetzagentur unter anderem durch die Anforderung und Auswertung der Berichte der ÜNB zum Netzzustand und Netzausbau nach § 12 Abs. 3a EnWG beaufsichtigt. Diese Berichte werden durch die Netzbetreiber alle zwei Jahre zum 1. Februar erstellt.

Im Januar 2006 hatte die Bundesnetzagentur die Netzzustands- und Netzausbauberichte unter Verzicht auf eine Festlegung gemäß §§ 12 Abs. 3a S. 4, 29 EnWG erstmalig angefordert. Mitte Februar 2006 übersandten die ÜNB daraufhin eine erste Version der Berichte. Auf der Basis eines Gesprächs zu den Inhalten der Berichte im April 2006 wurden die Berichte durch die ÜNB an bestimmten Stellen angepasst und erneut an die Bundesnetzagentur übersandt.

Aufgrund der von den ÜNB in den Netzausbauberichten getroffenen Aussagen zu den langwierigen Umsetzungszeiträumen des Netzausbaus sowie den Angaben zu den zahlreichen Netzanschlussbegehren einzelner Anschlusspetenten für konventionelle und EEG- Anlagen forderte die Bundesnetzagentur des Weiteren zusätzliche Sonderberichte zu bestimmten Teilen des Übertragungsnetzes gemäß § 12 Abs. 3a S. 2 EnWG an. Diese Berichte dienen der Ergänzung der allgemeinen Berichte. Von der RWE Transportnetz Strom GmbH wurde ein Bericht über den Netzzustand und Netzausbau für die Regionen Rheinland/Ruhrgebiet/Westfalen sowie Rhein/Main/Trier im Mai 2006 angefordert. Dieser Bericht wurde von der RWE Transportnetz Strom GmbH im August 2006 übersandt. Auch von der E.ON Netz GmbH wurde im Juni 2006 ein Bericht über bestimmte Teile des Übertragungsnetzes angefordert, und zwar für die Regionen um Flensburg, Hamburg und die vom Windenergieanlagenzubau betroffenen Küstenregionen. Dieser Bericht wurde im September 2006 von der E.ON Netz GmbH an die Bundesnetzagentur übersandt.

Es wurden im Jahr 2006 insgesamt 7 Anträge von 6 Antragstellern auf Zugang zu den Berichten, gemäß § 12 Abs. 3a, S. 3 EnWG bei der Bundesnetzagentur gestellt, denen aufgrund des Vorliegens eines berechtigten Interesses jeweils entsprochen wurde. Die Mehrzahl der Interessenten gab an, die Informationen aus den Berichten im Rahmen von Netzantragsverfahren bei den jeweiligen ÜNB als Hintergrundinformation zu benötigen.

Gemäß § 63 Abs. 4 a EnWG veröffentlicht die Bundesnetzagentur unter Berücksichtigung eigener Erkenntnisse alle zwei Jahre eine Auswertung der Netzzustands- und Netzausbauberichte der deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) gemäß § 12 Abs. 3a EnWG. Im vorliegenden Bericht werden nachfolgend zunächst die wesentlichen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen dargestellt. Vor diesem Hintergrund erfolgt die Auswertung der Netzzustands- und Netzausbauberichte. Dabei werden einige maßgebliche Projekte im Einzelnen dargestellt, die Sonderberichte eingehend analysiert und die aktuellen Erkenntnisse aus den sog. Quartalsberichten ausgewertet.

Der folgende Bericht wurde gemäß § 60 EnWG nach Beratung durch den Beirat durch die Bundesnetzagentur erstellt.

Die Bundesnetzagentur beabsichtigt, auch eine Aktualisierung der Berichte, die von den ÜNB bis Februar 2008 zu erstellen sind, anzufordern. Inwieweit hierzu präzisierende Vorgaben zu den Inhalten der Berichte zu machen sind, ist derzeit noch offen.

2 Rahmenbedingungen

Die Netzbetreiber sind gemäß § 11 Abs.1 EnWG verpflichtet, ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz diskriminierungsfrei auszubauen, soweit es wirtschaftlich zumutbar ist. Die Verpflichtung der ÜNB gemäß § 12 Abs. 1 EnWG, durch die Bereitstellung und den Betrieb der Übertragungsnetze im nationalen und internationalen Verbund zu einem sicheren und zuverlässigen Elektrizitätsversorgungssystem beizutragen, setzt voraus, dass das Netz angemessen gewartet und weiterentwickelt wird. Des Weiteren haben die ÜNB gemäß § 12 Abs. 3 EnWG dauerhaft die Fähigkeit des Netzes sicherzustellen, die Nachfrage nach Übertragung von Elektrizität zu befriedigen und insbesondere durch entsprechende Übertragungskapazität und Zuverlässigkeit des Netzes zur Versorgungssicherheit beizutragen.

Zur Erfüllung dieser Aufgaben durch die Netzbetreiber ist es notwendig, entsprechend sorgfältig den altersbedingten Ersatz, den Neubau sowie die Umstrukturierung des Netzes zu planen. Zur Dokumentation dieser Planung haben die Übertragungsnetzbetreiber gemäß § 12 Abs. 3 a EnWG alle zwei Jahre einen Bericht über den Netzzustand und die Netzausbauplanung zu erstellen und diesen der Regulierungsbehörde vorzulegen.

Die Energiewirtschaft unterliegt einer erheblichen Dynamik. Diese Dynamik zeigt sich auch an den wachsenden Anforderungen an das deutsche Übertragungsnetz. Diese werden sowohl durch nationale Entwicklungen als auch europäische Maßnahmen geprägt. Der bedarfsgerechte Netzausbau wird im Kern beeinflusst von drei Faktoren: Dem internationalen Austausch von Energie, der Erzeugung von Elektrizität und dem Verbrauch von Strom. Zwar unterliegt die Struktur des Verbrauchs im Zeitablauf Schwankungen, sie erfolgt allerdings über sehr lange Zeiträume. Die Erwartungen der ÜNB zum Lastzuwachs bewegen sich zwischen $\leq 0,5\%$ bis zu 1% p. a. für die folgenden Jahre. Für die Zwecke des vorliegenden Berichts kann daher angenommen werden, dass die Änderung der Strukturen bei den Verbrauchslasten keinen wesentlichen Einfluss auf den Netzausbau hat. Die nachfolgende Darstellung der Rahmenbedingungen konzentriert sich daher auf den grenzüberschreitenden Austausch von Energie und die Erzeugung von Strom.

Grundlage der Planung des Netzausbaus sind bei allen vier ÜNB verschiedene Komponenten, zu denen der Lastanstieg, die Entwicklung des Stromhandels und der Transite sowie die Entwicklung der Erzeugungsleistung anhand der gestellten Netzanschlussbegehren und bereits im Bau befindlicher Kraftwerke gehören. Neben diesen unternehmensspezifischen Annahmen hat jeder ÜNB bestimmte Zielsetzungen formuliert, die im Wesentlichen den vorzugsweisen Ausbau des 380kV- Netzes betreffen, der teilweise zugunsten eines Rückbaus des 220kV- Netzes durchgeführt werden soll.

Übereinstimmend gehen die Übertragungsnetzbetreiber außerdem von einem deutlichen Anstieg der Leistungstransite aus, wobei diese in den verschiedenen Regelzonen in unterschiedlichen Richtungen verlaufen. Aufgrund des Ausbaus der Windenergieerzeugung und deren Konzentration im Norden Deutschlands wird insbesondere in der Nord- Süd- Richtung mit der Zunahme von Lastflüssen und Transiten gerechnet. Die Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks, darunter auch die Umsetzung des Kernenergieausstiegs, spielt für die Prognose der Entwicklung der Transite eine entscheidende Rolle. Auch die Zunahme des Stromhandels als solches lässt die Zunahme der Lastflüsse insgesamt erwarten.

In diesem Abschnitt werden daher die für die Auswertung der Netzausbauplanung der ÜNB zugrunde liegenden gesetzlichen und technischen, nationalen wie europäischen Rahmenbedingungen im Überblick dargestellt.

2.1 Erzeugung von Elektrizität

Ein wichtiges Element der Netzausbauplanung sind die Entscheidungen der Erzeugungsunternehmen über die Ansiedlung neuer Kraftwerke. Die Vorgaben zur Entflechtung des Netzes nach §§ 6 ff. EnWG führen dazu, dass alle Marktparteien individuelle Entscheidungen treffen. Eine ganzheitliche Planung von Netzausbau und Kraftwerksansiedlung existiert nicht (mehr). Die ÜNB sind bei ihrer Netzausbauplanung mithin abhängig von Entscheidungen (unabhängiger) Dritter. Diese Entscheidungen werden maßgeblich geprägt durch gesetzliche Rahmenbedingungen. Auf diese Regelungen ist nachfolgend einzugehen.

2.1.1 Kraftwerksanschluss- Verordnung (KraftNAV)

Die am 30.06.2007 in Kraft getretene neue Kraftwerksanschluss- Verordnung (KraftNAV), veröffentlicht im Bundesgesetzblatt Nr. 28 vom 29.06.2007, setzt Rahmenbedingungen für den Anschluss neuer Erzeugungsanlagen ab 100 MW an Elektrizitätsversorgungsnetze mit einer Spannung von mindestens 110kV. Die Verordnung enthält Vorgaben für die Gewährung eines Netzanschlusses sowie die Kostentragung für die Errichtung des Anschlusses. Den Netzbetreibern wird in der Regelung des § 9 KraftNAV vorgegeben, ein gemeinsames Register aller Erzeugungsanlagen, die bestehen oder für die ein Netzanschlussbegehren nach § 3 Abs. 2 vorliegt und eine übersichtliche Darstellung des Netzschemaplans und der Netzauslastung, einschließlich der Kennzeichnung bestehender oder erwarteter Engpässe zu führen. In diesem Register sind auch die Standorte nicht nur vorübergehend stillgelegter oder endgültig aufgegebenener Erzeugungsanlagen zu erfassen und jeweils mit einer geeigneten Kennzeichnung zu versehen. Die Daten sind Anschlussnehmern sowie auf Anforderung den Energieaufsichtsbehörden und Regulierungsbehörden in geeigneter Form zur Verfügung zu stellen.

Den Anschlussnehmern wurde außerdem gemäß § 7 der Verordnung im Falle von Engpässen im deutschen Übertragungsnetz ein Anspruch auf bevorzugten Netzzugang eingeräumt, wenn sie bis zum 31.12.2007 ein Netzanschlussbegehren mit vollständigen Angaben nach § 3 Abs. 1 Nr. 1 an den Netzbetreiber gerichtet haben und ihre Erzeugungsanlage in der Zeit vom 01.01.2007 bis zum 31.12.2012 an das Netz angeschlossen wird oder ausschließlich

aufgrund von Umständen, die sie nicht zu vertreten haben, erst zu einem späteren Zeitpunkt an das Netz angeschlossen werden kann. Der Anspruch auf bevorzugten Netzzugang nach Absatz 1 ist auf zehn Jahre ab dem Datum der ersten Netzeinspeisung, spätestens jedoch ab dem 31.12.2012, befristet. Er hat zum Inhalt, dass abweichend von § 15 Abs. 2 Stromnetzzugangsverordnung von dem Netzbetreiber im Fall eines Engpasses die Bereitstellung von Leitungskapazität ohne die Erhebung von zusätzlichen Entgelten verlangt werden kann. Würde durch die Ausübung von Rechten nach Absatz 1 mehr als die Hälfte der verfügbaren Leitungskapazität in Anspruch genommen, so sind die bevorzugten Netzzugangsrechte anteilig zu kürzen.

Die KraftNAV ist zwar erst nach der erstmaligen Erstellung der Berichte zu Netzzustand und Netzausbau durch die ÜNB in Kraft getreten. Allerdings hat die Diskussion um mögliche innerdeutsche Engpässe im deutschen Übertragungsnetz die Diskussion um die KraftNAV maßgeblich mit geprägt. Die Absicht des Verordnungsgebers war es, Anreize für Kraftwerksinvestoren in Deutschland zu schaffen. Insbesondere mit der Regelung zum bevorzugten Netzzugang im Fall von Engpässen wird den Bedenken einiger Anschlusspetenten Rechnung getragen, die ihre Investitionsentscheidung von der Zusicherung der Netznutzung abhängig machen. Ein solcher bevorzugter Netzzugang im Rahmen eines Engpassmanagements kann insbesondere dann notwendig werden, wenn die geplanten Netzausbaumaßnahmen verzögert umgesetzt werden. Wenngleich die Zahl der Unternehmen, die in den Genuss der Vorrangregelung gelangen, recht klein sein dürfte, zeigt allein die Existenz einer solchen Priorisierungsregelung, welche Bedeutung ein bedarfsgerechter Netzausbau für den deutschen Großhandelsmarkt haben kann. Auch im Lichte der erkennbaren Tendenz, konventionelle Kraftwerke in Norddeutschland bzw. an gut erreichbaren Wasserstraßen zu errichten, muss die Priorisierungsregelung bewertet werden.

2.1.2 Infrastrukturplanungsbeschleunigungsgesetz

Das Gesetz zur Beschleunigung von Planungsverfahren für Infrastrukturvorhaben vom 09.12.2006, das am 17.12.2006 in Kraft getreten ist, regelt Änderungen des Energiewirtschaftsgesetzes zur Beschleunigung von Verfahren zur Genehmigung von Infrastrukturmaßnahmen in Strom- und Gasnetzen.

Für den hier relevanten Bereich des Netzausbaus wirkt das Infrastrukturplanungsbeschleunigungsgesetz in zwei Richtungen. Zum einen werden die Anreize für den Bau von sog. Offshore- Windparks verbessert. Hierzu wird in § 17 EnWG die Regelung ergänzt, dass Betreiber von Übertragungsnetzen, in deren Regelzone die Netzanbindung von Offshore- Anlagen

im Sinne des § 10 Abs. 3 Satz 1 des Erneuerbare- Energien- Gesetzes erfolgen soll, die Leitungen von dem Umspannwerk der Offshore- Anlagen bis zu dem technisch und wirtschaftlich günstigsten Verknüpfungspunkt des nächsten Übertragungs- oder Verteilernetzes zu errichten und zu betreiben haben, wobei die Netzanbindungen zu dem Zeitpunkt der Herstellung der technischen Betriebsbereitschaft der Offshore- Anlagen errichtet sein müssen. Eine Leitung nach Satz 1 gilt ab dem Zeitpunkt der Errichtung als Teil des Energieversorgungsnetzes. Betreiber von Übertragungsnetzen sind zum Ersatz der Aufwendungen verpflichtet, die die Betreiber von Offshore- Anlagen für die Planung und Genehmigung der Netzananschlussleitungen bis zum 17.12.2006 getätigt haben, soweit diese Aufwendungen den Umständen nach für erforderlich anzusehen waren und den Anforderungen eines effizienten Netzbetriebs nach § 21 entsprechen. Die Betreiber von Übertragungsnetzen sind verpflichtet, den unterschiedlichen Umfang ihrer Kosten nach den Sätzen 1 und 3 über eine finanzielle Verrechnung untereinander auszugleichen.

Zum anderen zielt das Infrastrukturplanungsbeschleunigungsgesetz auf die Verkürzung der Planungsdauer für den Neubau von Leitungen ab. Die ÜNB haben die Verpflichtung, die Anschlussleitungen bis zu dem Zeitpunkt zu errichten, in dem die Herstellung der technischen Betriebsbereitschaft der Offshore- Anlagen hergestellt ist., muss im Zusammenhang mit der durchschnittlichen Dauer (ca. 10 Jahre) der Planung und Verfahren für die Errichtung einer Leitung zum Abtransport der eingespeisten Windenergie im Übertragungsnetz gesehen werden.

Die einzelnen Schritte, die im Rahmen einer solchen Planung zu absolvieren sind, umfassen in der Regel die Vorklärung bei den zuständigen Behörden (rund 6 Monate), das Raumordnungsverfahren (rund 24 Monate), die Umweltverträglichkeitsprüfung (rund 12 Monate), die Verträglichkeitsprüfung nach dem BNatG bei Vorliegen der Voraussetzungen für FFH-Schutzgebiete (rund 16 Monate) sowie das eigentliche Planfeststellungsverfahren (48 Monate einschließlich Antragskonferenz, Feststellung der Ergebnisse sowie das Planfeststellungsverfahren im engeren Sinne).

Für dieses Planfeststellungsverfahren im engeren Sinne sehen die §§ 43 ff EnWG n.F. bestimmte Änderungen vor, die insbesondere Ausgestaltung des Anhörungsverfahrens betreffen. Gemäß § 43 b EnWG ist beispielsweise die Öffentlichkeit einschließlich der Vereinigungen im Sinne von § 43a Nr. 2 EnWG ausschließlich entsprechend § 9 Abs. 3 Satz 1 des Gesetzes über die Umweltverträglichkeitsprüfung mit der Maßgabe einzubeziehen, dass die Gelegenheit zur Äußerung einschließlich Einwendungen und Stellungnahmen innerhalb ei-

nes Monats nach der Einreichung des vollständigen Plans für eine Frist von sechs Wochen zu gewähren ist. Mit einer solchen Befristung des Stellungnahmerechts soll die beschleunigte Bearbeitung der in § 43 b EnWG aufgezählten Projekte im Rahmen des Planfeststellungsverfahrens und der Plangenehmigung gewährleistet werden.

2.1.3 Zuteilungsgesetz 2012

Das Gesetz zur Änderung der Rechtsgrundlagen zum Emissionshandel im Hinblick auf die Zuteilungsperiode 2008 bis 2012 (Zuteilungsgesetz 2012), welches am 22.06.2007 vom Bundestag beschlossen wurde, sieht konkrete Regelungen für die Zuteilung von Emissionsrechten vor. Danach soll die Zuteilung von Emissionszertifikaten für Anlagen, deren Inbetriebnahme nach dem 31.12.2007 erfolgt, soweit ihr kein Emissionswert je erzeugter Produkteinheit nach Anhang 3 oder aufgrund einer Rechtsverordnung nach Absatz 2 zuzuordnen ist, ebenso im Rahmen eines Vergleiches erfolgen.

Im Unterschied zu dem ursprünglich geplanten Entwurf des Nationalen Allokationsplans II (NAP II) unterliegen nach dem Zuteilungsgesetz 2012 auch die bis 2012 in Betrieb genommenen Neuanlagen der Bewertung im Rahmen eines Vergleichs sowie der Standardauslastung unter Berücksichtigung ihrer Effizienz. Mit der ursprünglich vorgesehenen Regelung, nach der für bis 2012 in Betrieb genommene Neuanlagen die Zuteilung für 14 Jahre feststand, war ein besonderer Anreiz für Kraftwerksinvestoren, die Inbetriebnahme des Kraftwerks bis 2012 sicherzustellen, gegeben. Dementsprechend waren bei den ÜNB Netzanschlussbegehren gestellt worden. Die auf Basis dieser Begehren untersuchten Lastszenarien bilden einen wesentlichen Bestandteil der Netzplanung der Übertragungsnetzbetreiber.

Die von den Netzbetreibern zugrunde gelegten Annahmen bzgl. der Zunahme der Erzeugungsleistung am Übertragungsnetz basieren auf den bei den Übertragungsnetzbetreibern beantragten Netzanschlüssen zum Zeitpunkt der Berichterstellung, also Anfang des Jahres 2006. Die tatsächliche Errichtung der Kraftwerke und die dadurch bedingte Zunahme der Stromeinspeisungen und der Netzauslastung kann bei der Planung der Netze nicht zugrunde gelegt werden, da die Errichtung der Kraftwerke und deren Inbetriebnahme in der Entscheidung des Investors stehen und vom Übertragungsnetzbetreiber nicht beeinflusst werden können. Auch politische Faktoren, wie beispielsweise die Änderungen des nationalen Allokationsplans 2 spielen bei der Weiterentwicklung eine entscheidende Rolle.

Dementsprechend können sich auch die der Einschätzung der Übertragungsnetzbetreiber zugrunde liegenden Annahmen ändern. Mögliche Aktualisierungen werden bereits in den Netzzustands- und Netzausbauberichten Stand Februar 2008 niedergelegt sein.

2.1.4 Novelle des EEG

Im Rahmen des Entwurfs des Erfahrungsberichts des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) vom 05.07.2007 wird die bisherige Umsetzung der Vorgaben zur Erzeugung von Energie aus erneuerbaren Energiequellen nach dem EEG dargestellt. Bestandteil dieser Studie ist auch die Einschätzung des BMU, dass neue Ziele für die Erzeugung aus erneuerbaren Energiequellen festzulegen sind, da der Ausbau der erneuerbaren Energiequellen so erfolgreich verlaufe, dass das im EEG für 2010 verankerte Ziel – mindestens 12,5 % Anteil erneuerbaren Energiequellen- Strom – bereits 2007 überschritten würde und 2010 bereits rd. 15 % betrage und im Jahr 2020 das 20 %- Mindestziel weit übertroffen werde.¹

Mit dem Ziel, die mit der fluktuierenden Einspeisung verbundenen Netzbelastungen zu minimieren und somit die Integration der Windenergieanlagen in den Kraftwerkspark zu unterstützen, soll ab dem 01.01.2009 der Vergütungsanspruch für neue Windenergieanlagen an die Erfüllung bestimmter technischer Anlagenanforderungen zum Verhalten im Netzfehlerfall sowie zur Spannungs- und Frequenzstützung gebunden werden. Der hiermit verbundene finanzielle Mehraufwand soll durch eine Erhöhung der Vergütung um 0,7 ct/kWh kompensiert werden. Für die Erzeugung von Windenergie wird die Erhöhung der Netzstabilität durch Verbesserung der technischen Eigenschaften von Windenergieanlagen an Land anerkannt. Dies soll durch die Bindung der Vergütung von neuen Windenergieanlagen an die Erfüllung bestimmter technischer Anlagenanforderungen, sichergestellt werden. Auch die Entwicklung der Windenergienutzung auf See im Sinne von § 10 Abs. 3 EEG soll zusätzlich zu den Regelungen aus dem Infrastrukturplanungsbeschleunigungsgesetz eine finanzielle Unterstützung

¹ Im Rahmen einer Presseerklärung zur Veröffentlichung des Erfahrungsberichts zum EEG vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit am 05.07.2007 wies Bundesumweltminister Gabriel darauf hin, dass das für 2010 gesetzte Ausbauziel bereits Mitte 2007 erreicht ist: "Wir können und müssen die Latte für 2020 höher legen: auf mindestens 27 Prozent Anteil der erneuerbaren Energien am gesamten Stromverbrauch. Nur so können wir einen entscheidenden Beitrag leisten, die anspruchsvollen EU-Ziele zu erreichen, die im März unter deutschem Vorsitz beschlossen worden sind." 2030 soll der Anteil mindestens 45 Prozent betragen. Bisher ist im EEG festgeschrieben, diesen Anteil bis 2010 auf 12,5% und bis 2020 auf mindestens 20% zu erhöhen. 2006 lag er bei 12%.

erfahren, wonach der Anfangsvergütungssatz für die ersten 12 Jahre angehoben werden soll.

Diese vorgeschlagenen Maßnahmen zur Förderung der Erzeugung aus erneuerbaren Energiequellen – hier im Besonderen der Windenergie – haben Auswirkungen auf die für den Transport dieser Energie notwendige Errichtung und Planung der Netzinfrastruktur. Dass derartige Maßnahmen zu verbesserten Integration von Windenergie in das deutsche Übertragungsnetz erforderlich sind, ergibt sich nicht zuletzt aus der Studie „Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020“, die sog. Dena- Studie. In dieser von der Deutschen Energie- Agentur GmbH (Dena) in Auftrag gegeben und im Februar 2005 veröffentlichten Studie waren die bisherigen Vorgaben zur Erzeugung der Energie aus erneuerbaren Energiequellen Gegenstand der Untersuchungen. Auftragnehmer war das Konsortium um das Energiewirtschaftliche Institut der Universität Köln. Die Studie befasst sich mit dem Problem des aus der Umsetzung der Energiestrategie resultierenden, vermehrt notwendig werdenden Bedarfs des Abtransports von in Norddeutschland erzeugter Windenergie. Da in der Region selbst ein geringer Strombedarf besteht und zusätzlich die Stromerzeugung aus Windenergie von starken tages- und jahreszeitlichen Schwankungen geprägt und nur eingeschränkt prognostizierbar ist, wurden die Anforderungen an das Gesamtsystem und insbesondere für die Übertragungsnetzbetreiber bzgl. ihrer Systemverantwortung im Hinblick auf eine sichere und zuverlässige Stromversorgung untersucht.

Das Ziel der Studie war das Schaffen einer möglichst optimalen Planungsgrundlage zur effizienten Integration von Windenergieleistungen in das elektrische Verbundsystem unter Einbeziehung der beteiligten Akteure. Die Auswirkungen der getroffenen Entscheidungen erstrecken sich aufgrund der kapitalintensiven Investitionen in Kraftwerkskapazitäten sowie Übertragungsnetze über Jahrzehnte.

Grundlage der Studie sind die Szenarien einer verstärkten Nutzung der Windenergie unter einer differenzierten Abbildung des Windenergieausbaus für die Jahre 2007, 2010 und 2015. Es wurden dabei für diese Jahre die Auswirkungen auf die Übertragungsnetze und den bestehenden Kraftwerkspark analysiert, Schwachstellen aufgezeigt und Lösungen erarbeitet. Hintergrund der Berechnung der Studie sind zum einen die Ziele der Bundesregierung zum Zeitpunkt der Erstellung der Studie, den Anteil der erneuerbaren Energien am Stromverbrauch auf 12,5% (bis 2010) bzw. 20% (bis 2020) zu erhöhen. Die Kapazität von Offshore- Anlagen soll nach der Strategie der Bundesregierung auf 2- 3 GW (bis 2010) bzw. bis auf

20- 25 GW (bis 2025/30) ausgebaut werden. Aufgrund der Eckpunkte für ein integriertes Energie- und Klimaprogramm, die im August 2007 durch die Bundesregierung beschlossen wurden, sollen beim Stromverbrauch bis 2020 sogar mindestens 25 bis 30 Prozent Anteil erneuerbarer Energien erreicht werden.² Die dementsprechend zu erwartende starke räumliche Konzentration von stark schwankenden Windenergieleistungen (tages- und jahreszeitlich) in Norddeutschland setzt ausreichend Durchleitungskapazitäten voraus, um das Zuverlässigkeitsniveau der deutschen sowie europaweiten Stromversorgung aufrechtzuerhalten.

Zum anderen liegt laut Dena- Studie der alters- sowie Atomkonsens- bedingte Ersatzbedarf von Kraftwerkskapazitäten bei etwa 40.000 MW bis 2020 bei einer derzeitigen Bruttostromerzeugungskapazität von 121.000 MW. Hier sollen durch eine rechtzeitige Weichenstellung die langfristigen Investitionen in die geplante Kraftwerksstruktur sichergestellt werden. Da der Ausbau der zeitlich und saisonal volatilen Windenergie hohe Anforderungen an die Struktur der Übertragungsnetze stellt, hat der Ausbau der Windenergie auch direkten Einfluss auf zukünftige Investitionen in dem Bereich Netzausbau. Danach sind an Land bis zum Jahr 2015 insgesamt rund 850 km neue 380 kV- Doppelleitungen zu errichten und rd. 400 km bestehender Trassen zu verstärken. Die Kosten hierfür werden auf 1,1 Mrd. Euro beziffert.

Die Bundesnetzagentur sieht die in der Dena- Studie getroffenen Aussagen als wichtige Grundlage für die Netzausbauplanung im Zeitraum bis 2020 an. Die im Rahmen der Dena-Netzstudie II untersuchte Integration Erneuerbarer Energien, insbesondere der Windenergie, in das deutsche Verbundsystem stellt hingegen die Entwicklung in der langfristigen Perspektive sicher. Die im Jahr 2008 erwarteten Ergebnisse dieser Studie werden Eingang in die weitere Netzplanung der Übertragungsnetzbetreiber finden.

2.2 Entwicklungen und Vorgaben im Europäischen Rahmen

Die Europäische Kommission hatte in ihrem Papier Comm 2006 (105) final {Sec (2006)317} *A European Strategy for Sustainable, Competitive and Secure Energy* im März 2006 festgestellt, dass die vom europäischen Rat von Barcelona 2002 getroffene Vereinbarung zur Erhöhung des Verbundgrads zwischen den Mitgliedsstaaten auf 10 % bisher nicht zufrieden

² vgl. www.bundesregierung.de

stellend umgesetzt wurde. Mit der Veröffentlichung eines *Priority Interconnection Plan*³ als Bestandteil der *Strategic European Energy Review* am 10.01.2007 ist die EU- Kommission den Forderungen des Europäischen Rates nachgekommen. Der Verbundgrad Deutschlands lag in 2006 bei rund 14 Prozent⁴ und damit trotz leichten Rückgangs gegenüber 2005 noch immer deutlich über dem Ziel des Europäischen Rates.

2.2.1 Grenzüberschreitender Austausch von Energie

Die mit der EG- Verordnung 1228/2003 bezweckte Intensivierung des Stromhandels zur Schaffung eines echten Elektrizitätsbinnenmarktes wird durch die Weiterentwicklung der Rahmenbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel sichergestellt. Insbesondere die am 01.12.2006 in Kraft getretenen Leitlinien zum Engpassmanagement als Anhang zur Stromhandelsverordnung 1228/2003,⁵ konkretisieren die Vorgaben für die Verbesserungen der Methoden des Engpassmanagements. Die darin vorgeschriebene koordinierte Berechnung und Vergabe von Übertragungskapazitäten an den Grenzkuppelstellen ermöglichen eine effizientere Nutzung der zur Verfügung stehenden Kapazitäten. Im Rahmen der Arbeit zur Umsetzung der Vorgaben sind derzeit in Europa mehrere Projekte zur Kopplung der nationalen Strommärkte in Vorbereitung bzw. bereits etabliert. Die deutschen ÜNB arbeiten dabei aktiv an der Marktkopplung zwischen Deutschland und Dänemark sowie der Kopplung mit den Märkten Frankreichs, Luxemburgs, der Niederlande und Belgiens.

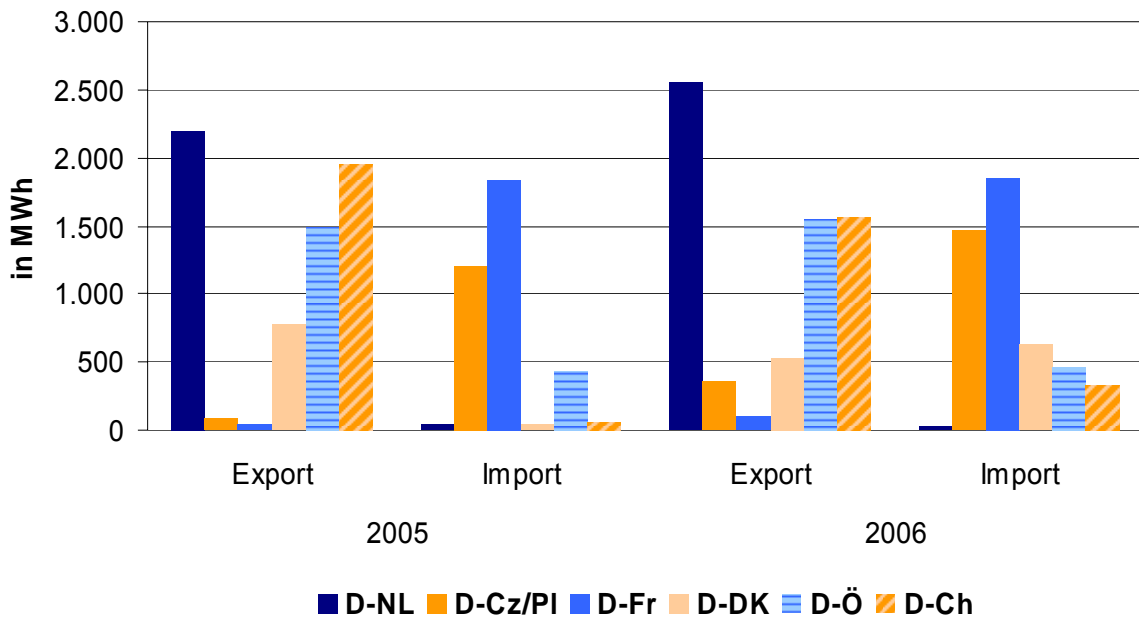
Mit diesen Weiterentwicklungen und der ständig ansteigenden Nachfrage nach Strom ist neben der Zunahme des Stromhandels als solches auch die Zunahme der Lastflüsse insgesamt zu erwarten. Für die an deutschen Grenzkuppelstellen gemessenen grenzüberschreitenden Lastflüsse ist die Entwicklung in der nachfolgenden Grafik dargestellt.

³ Siehe Fn 2.

⁴ vgl. Monitoringbericht 2007 der Bundesnetzagentur

⁵ Beschluss der EG-Kommission vom 9 November 2006, 2006/770/EG, zur Änderung des Anhangs zur Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel.

Durchschnittliche grenzüberschreitende Lastflüsse



2.2.2 Leitlinien für die transeuropäischen Energienetze

Ein wichtiger Bestandteil der europäischen Förderung des Infrastrukturausbaus sind die Leitlinien für die transeuropäischen Energienetze.⁶ Die Europäische Union strebt an, mit diesen Leitlinien die Planung und den Bau von Verbindungsleitungen zu fördern und zu beschleunigen. Außerdem sollen die Anreize für private Investoren gesteigert werden, um den Zielvorgaben der europäischen Energiepolitik hinsichtlich der Nachhaltigkeit der Energieversorgung sowie der Sicherstellung von Wettbewerb und von Versorgungssicherheit näher zu kommen.

Dafür wurden im Rahmen der TEN- E Entscheidung der EU- Kommission die fehlenden Verbindungen in der Übertragungs- bzw. Fernleitungsinfrastruktur identifiziert und im Hinblick auf deren Einfluss auf den grenzüberschreitenden Handel sowie auf den Projektfortschritt eingestuft. Die Leitlinien beinhalten 314 Projekte (von allgemeinem Interesse), deren Umsetzung erleichtert und beschleunigt werden sollte. Darunter finden sich 42 „High- priority“ Projekte von Europäischem Interesse, die erheblichen Einfluss auf die grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten für die Elektrizitäts- und Gasmärkte haben können.

⁶ ENTSCHEIDUNG Nr. 1364/2006/EG DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 6. September 2006 zur Festlegung von Leitlinien für die transeuropäischen Energienetze und zur Aufhebung der Entscheidung 96/391/EG und der Entscheidung Nr. 1229/2003/EG.

Die TEN- E Leitlinien sind ein wichtiges politisches Instrument, um den leistungsfähigen Betrieb des Energiebinnenmarktes zu ermöglichen und die Versorgungssicherheit durch die bessere Vernetzung der nationalen Märkte und durch Verbesserung der Beziehung zu Drittländern im Energiesektor zu erhöhen.

2.2.3 Priority Interconnection Plan

Der *Priority Interconnection Plan* gibt einen Überblick über den Ausbaustand von 42 Netzausbauprojekten, an denen ein europäisches Interesse besteht und konzentriert sich dabei auf die Umsetzung der Projekte aus den Leitlinien für die transeuropäischen Energienetze. Die durch Deutschland verlaufenden Verbindungsleitungen aus dem *Priority Interconnection Plan* sind aus der Anlage 2 ersichtlich. Die EU- Kommission hat, wie in dem *Priority Interconnection Plan* vorgesehen, mit der Etablierung von Expertengruppen und der Ernennung europäischer Koordinierungspersonen zur Weiterentwicklung der neuen Verbindungsleitung zwischen Deutschland und Polen und Litauen, zur Anbindung der Offshore Projekte in Dänemark, Deutschland und Polen begonnen.

Außerdem plant die EU- Kommission im Jahr 2007, strengere Rahmenbedingungen für ÜNB zur regionalen Netzplanung zu etablieren. Zur Überwachung und Analyse bestehender Planungen und die Wahrnehmung der Kompetenzen zur Verbesserung der grenzüberschreitenden Übertragungskapazität wird die Gründung der Organisation *Office of Energy Observatory* vorgeschlagen. Dieses soll regionale Ausbaupläne erstellen, die im Einklang mit den nationalen Plänen stehen sollen und auch den EU- Bedarf an neuer Infrastruktur untersuchen sowie den ernannten EU- Koordinierungspersonen technische und materielle Unterstützung bieten.

Außerdem kündigte die EU- Kommission an, ab dem Jahr 2007 die Leitlinien für die transeuropäischen Energienetze zu überarbeiten, um unter Berücksichtigung des Prioritätsprinzips nationale Verfahren einzurichten, nach denen Planungs- und Genehmigungsphase für Projekte mit Interesse für Europa innerhalb von max. 5 Jahren abgeschlossen sein sollen. Aufgrund des großen Bedarfs und der geringen Investitionen wird die EU- Kommission überprüfen, ob der EU- Fonds zur Förderung der Projekte nach den Leitlinien für die transeuropäischen Energienetze erweitert werden muss.

2.2.4 Richtlinie 2005/89/EG

Im Rahmen der Richtlinie 2005/89/EG⁷ zur Sicherheit der Elektrizitätsversorgung wird unter anderem die Sicherstellung eines angemessenen Grads der Zusammenschaltung zwischen Mitgliedstaaten zum Zwecke der Entwicklung des Binnenmarktes geregelt. Dabei wird festgestellt, dass die Zusammenarbeit zwischen nationalen Übertragungsnetzbetreibern in Fragen der Netzsicherheit sowie bei der Festlegung von Übertragungskapazitäten, der Bereitstellung von Informationen und der Netzmodellierung von ausschlaggebender Bedeutung für die Entwicklung eines gut funktionierenden Binnenmarktes ist und weiter verbessert werden könnte. Es wird auch festgestellt, dass die Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber für ihre Investitionsentscheidungen sowie für die Wartung und Erneuerung der Netze eines sachgerechten und stabilen gesetzlichen Rahmens bedürfen. Außerdem wird in Art. 6 der Richtlinie geregelt, dass die Mitgliedstaaten dafür zu sorgen haben, dass die Entscheidungen über Investitionen in Verbindungsleitungen in enger Abstimmung zwischen den relevanten Übertragungsnetzbetreibern getroffen werden.

2.3 Fazit

Die vorstehenden Ausführungen lassen erkennen, dass die erwartete Zunahme von Kraftwerkseinspeisungen, der Anschluss von Offshore- Windparks sowie die Sicherstellung des Abtransports des durch Windenergie erzeugten Stroms insgesamt innerdeutsch die Rahmenbedingungen für die Netzausbauplanung setzen. Aber auch regionaler Strukturwandel, Netzumstrukturierungsmaßnahmen in unterlagerten Spannungsebenen und Industrieansiedlungen/-stilllegungen können regional Netzausbau- und Netzumstrukturierungsmaßnahmen im Übertragungsnetz notwendig machen. Darüber hinaus sind die im europäischen Rahmen gesetzten Schwerpunkte der Erhöhung des Verbundgrades zur Sicherung des Abtransports der zunehmenden Transitflüsse und somit der europäischen Versorgungssicherheit zu beachten. Die im Rahmen der Dena- Studie identifizierten notwendigen Netzausbauprojekte für den Abtransport der Windenergie im deutschen Netz wurden in Teilen durch die Leitlinien für die transeuropäischen Energienetze als Projekte von europäischer Bedeutung definiert und dementsprechend gefördert. Deren Umsetzung wird durch die Aufnahme in den *Priority Interconnection Plan* besonders politisch gefördert und überwacht.

⁷ RICHTLINIE 2005/89/EG DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 18. Januar 2006 über Maßnahmen zur Gewährleistung der Sicherheit der Elektrizitätsversorgung und von Infrastrukturinvestitionen.

Weiterhin bieten die Angaben der ÜNB in den Netzzustandsberichten insbesondere zur Altersstruktur der Übertragungsnetze und den aus Altersgründen zu ersetzenden Betriebsmitteln wichtige Indizien für notwendig werdende Reinvestitionen. Basierend auf dieser Bestandsanalyse und unter Berücksichtigung der hier skizzierten Rahmenbedingungen werden in den Netzausbauberichten die notwendigen Erneuerungen und Erweiterungen der Übertragungsnetze und der einzelnen Betriebsmittel beschrieben.

3 Die allgemeinen Berichte

Die beiden allgemeinen Berichte, die vorliegend ausgewertet werden, sind der Netzzustandsbericht und der Netzausbaubericht. Jeder der vier ÜNB hat jeweils eigene Berichte vorgelegt. Abgerundet wird das vorliegende Kapitel durch eine ausführlichere Darstellung mehrerer Einzelprojekte, die nach Verständnis der Bundesnetzagentur von herausragender Bedeutung sind.

3.1 Netzzustandsberichte

Die Netzzustandsberichte geben insbesondere einen Überblick über die Altersstruktur der Netze. Sie geben damit eine Indikation dafür, welche Ersatzinvestitionen in den nächsten Jahren erforderlich sind.

Als Basis für die Erstellung der Netzzustandsberichte haben die ÜNB jeweils die rechtlichen Grundlagen und insbesondere auch die anerkannten Regeln der Technik (z.B. deutsche und europäische Normen wie DIN 31051, DIN EN 50341, etc.) für die Netzführung und den Netzbetrieb analysiert und darauf aufbauend Handlungsgrundsätze entwickelt. Zu diesen gehören bei der Sicherung des anforderungsgerechten Zustandes des Übertragungsnetzes beispielsweise eine angemessene Instandhaltung ebenso wie das Sichern einer angemessenen Reaktionsfähigkeit im Ereignisfall.

3.1.1 Altersstrukturen der Betriebsmittel

In den Netzzustandsberichten haben die Übertragungsnetzbetreiber als wesentliche Indikatoren für den Netzzustand jeweils die Altersstruktur einzelner Betriebsmittel bzw. Netzanlagen sowie durch einen ÜNB auch die Ergebnisse der Störungsstatistik einschließlich bereits

erfolgter Instandhaltungsmaßnahmen zugrunde gelegt. Die Altersangaben der Betriebsmittel bezogen sich teilweise uneinheitlich auf Leitungen, Masten, Transformatoren, Leistungsschalter und Trennschalter.

Im Einzelnen weichen die Angaben zum Durchschnittsalter der verschiedenen Betriebsmittel der ÜNB, wie in Abbildung 1 für alle ÜNB aggregiert dargestellt – mit Ausnahme der 220kV-Maste – nicht wesentlich voneinander ab.

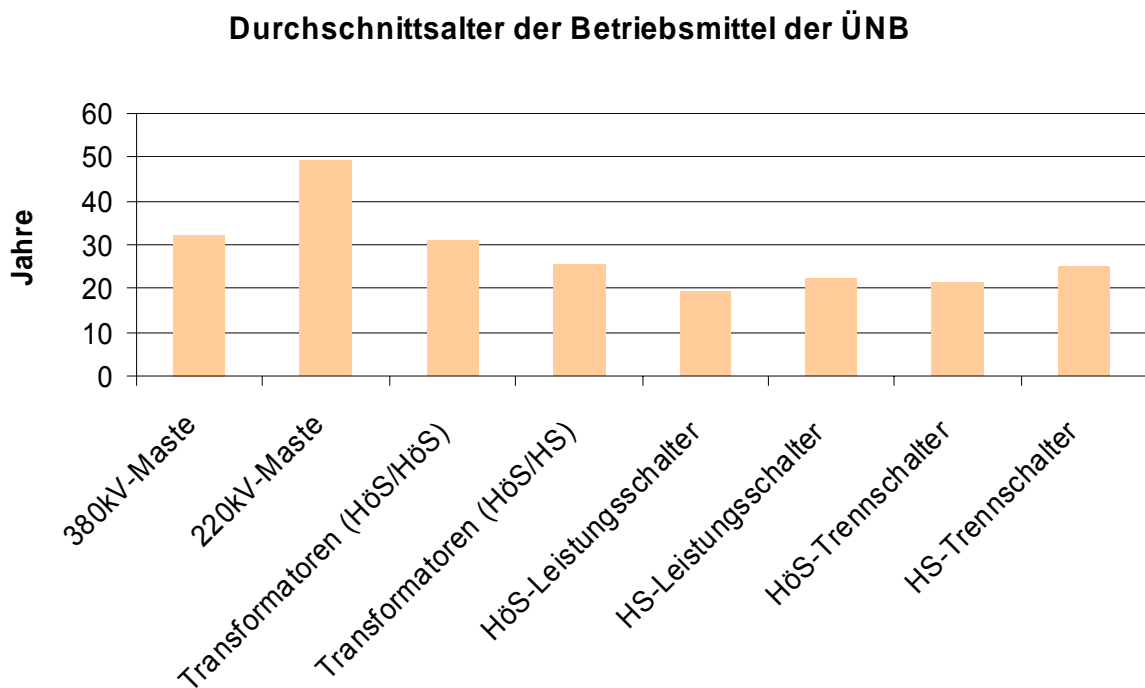


Abbildung 1: Durchschnittsalter der Betriebsmittel aller ÜNB im Vergleich

Das mit knapp 50 Jahren höchste Durchschnittsalter der 220kV-Maste deutet auf einen vorrangigen Ersatz dieser Betriebsmittel hin, sofern sie die technischen Anforderungen nicht mehr erfüllen können. Auch die mit 80 bis 85 Jahren ältesten deutschen Höchstspannungsspannungsmasten (HöS-Masten) sind in der Kategorie der 220kV-Masten zu finden. Zwar ist das Durchschnittsalter der 380kV-Maste mit rd. 32 Jahren deutlich niedriger, jedoch gibt es auch hier zahlreiche Masten mit einem Alter von 70 bis 80 Jahren.

Bei den Transformatoren liegt das Durchschnittsalter bei rd. 31 (HöS/HöS) bzw. 26 Jahren (HöS/HS). Ein großer Teil der HöS/HöS-Transformatoren sowie bei der Umspannung von

der Höchst- zur Hochspannung (HS) der 220/110kV- Transformatoren sollen im Rahmen von Netzrestrukturierungsmaßnahmen ersetzt werden oder können sogar entfallen.

Sowohl bei den Leistungsschaltern mit rd. 19 und 22 Jahren als auch bei den Trennschaltern mit rd. 22 und 25 Jahren liegt das Durchschnittsalter jeweils in vergleichbarer Höhe. Über den Bereich der Trennschalter wird teilweise berichtet, dass sich die Zuverlässigkeit dieser Betriebsmittel in den letzten Jahren verschlechtert habe, jedoch auch, dass aus diesem Grund bereits spezielle Instandsetzungsprogramme entwickelt worden seien.

3.1.2 Sanierung der Betriebsmittel

Hinsichtlich der Sanierung einzelner Betriebsmittel wurde insbesondere für die Strommasten die Qualität des Maststahls in den Bericht aufgenommen. Die in diesem Punkt enthaltenen Angaben der Netzbetreiber reflektieren im Wesentlichen die Diskussion zu den Stromausfällen im Münsterland im November 2005.

Am 26.11.2005 kam es im westlichen Münsterland in Folge von Nassschnee- und Eisablagerungen an Freileitungsseilen zu zahlreichen Mastumbrüchen, die zu Stromausfällen führten, von denen rund 250.000 Menschen betroffen waren. Die Stromausfälle dauerten teilweise bis zu vier Tagen, und der Schaden betrug 83 umgestürzte Hochspannungsmasten, über 400 beschädigte Mittelspannungsmasten und zahllose Schäden am nachgelagerten Niederspannungsnetz. Die Bundesnetzagentur wurde zur Aufklärung der Hintergründe des Stromausfalls am 26.11.2005 im Münsterland aktiv, konzentrierte ihre Untersuchungen zu den Ursachen jedoch auf den Bereich der Hochspannung.

Der von Mastumbrüchen betroffene Netzbetreiber, die RWE Westfalen- Weser- Verteilnetz GmbH, legte nach Anforderung der Bundesnetzagentur umfangreiche Berichte und Stellungnahmen zu Ursache und Umfang der Mastumbrüche und zu einem bereits laufenden Sanierungsprogramm vor.

Außerdem wurde die Bundesanstalt für Materialforschung und -prüfung (BAM) von der Bundesnetzagentur mit der Aufklärung der technischen Hintergründe des Schadens und der Ermittlung des Schadensablaufes beauftragt. Der Schwerpunkt lag dabei auf der Untersuchung der material- technischen und statischen Eigenschaften der umgestürzten bzw. beschädigten Strommasten und der Frage, ob schadhaftes Material mitursächlich für die Schadensereignisse war. Dazu wurden Werkstoffuntersuchungen durchgeführt, der Versagensmechanis-

mus bzw. Schadensablauf untersucht und ein Bezug zu dem jeweils gültigen technischen Regelwerk hergestellt.

Die Ergebnisse der Untersuchungen hat die Bundesnetzagentur als Bericht im Internet veröffentlicht. Danach hält die Bundesnetzagentur eine Beeinträchtigung der Versorgungssicherheit durch Thomasstahlmasten für möglich und eine Sanierung im Rahmen wirtschaftlich zumutbarer Programme für notwendig.

Nach Veröffentlichung des Gutachtens sind die Bundesnetzagentur und die nach § 49 Abs. 5 EnWG zuständigen Landesbehörden im Gespräch mit den Netzbetreibern, damit diese Sanierungsmaßnahmen an Hochspannungsfreileitungen durchführen. Darüber hinaus wurden das DKE (Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE) als norm- und regelsetzender Verband aufgefordert, mit den Erkenntnissen aus dem BAM- Gutachten die gültigen Normen zu überarbeiten bzw. Lücken im Regelwerk zu schließen.

Teilweise haben die ÜNB darüber hinaus und auch bereits zuvor schon Sanierungs- und Ersatzprogramme für Masten, die aus dem sog. „Thomasstahl“ bestehen, umgesetzt, bzw. deren Sanierung geplant. Bei RWE Transportnetz Strom wird ein solches Programm bspw. bereits seit 2001 umgesetzt. Auch für Strommasten anderer Qualität, wie z.B. korrosionsträgem Stahl, wurden bereits Sanierungsprogramme durchgeführt, bzw. ist ein Abschluss der Sanierungsarbeiten bis 2008 vorgesehen. Dabei wurden bspw. Belastungsversuche und chemische Analysen des verwendeten Maststahls durchgeführt, anhand derer Instandhaltungsrichtlinien erlassen wurden.

3.1.3 Zustand der Netze und Versorgungsunterbrechungen

Zwei der vier Netzbetreiber schlussfolgerten, dass die Netzanlagen in einem „anforderungsgerechten“ Zustand seien und die Störungen in den Netzen nicht signifikant vom Durchschnitt der VDN Störungsstatistik 2004 abwichen, wonach eine niedrige Störungsquote vorliegt.

Die Bundesnetzagentur hat anhand der Meldungen zu den Versorgungsunterbrechungen auf Grundlage des § 52 EnWG, worin die Meldepflichten bei Versorgungsstörungen geregelt sind, eine eigene Statistik über die Versorgungsunterbrechungen erstellt. Alle Betreiber von Energieversorgungsnetzen der Bundesnetzagentur haben bis zum 30. Juni eines Jahres über alle in ihrem Netz im letzten Kalenderjahr aufgetretenen Versorgungsunterbrechungen

einen Bericht vorzulegen. Diese Berichte enthalten Angaben zu Zeitpunkt und Dauer, Ausmaß und Ursache der Versorgungsunterbrechung. Außerdem wurden in den Berichten die Maßnahmen des Netzbetreibers zur Vermeidung zukünftiger Versorgungsunterbrechungen dargelegt. Erstmals zum 30.06.2006 wurden die Daten ab 13.07.2005 (Inkrafttreten des EnWG) für das Kalenderjahr 2005 erhoben.

Die Angaben der ÜNB zu den Versorgungsunterbrechungen und den vorgesehenen Maßnahmen, zur Vermeidung weiterer Unterbrechungen beziehen sich auf die Erfahrungen aus bisherigen Stromausfällen. So führt ein Netzbetreiber Untersuchungen zur Behandlung des Phänomens „Seiltanzen“ durch. Dieses Phänomen kann sowohl im Falle starker böenartiger Winde, als auch durch das Anhaften und Abschlagen von Eisablagerungen auf den Leitungen auftreten und kann dazu führen, dass die Leiterseile bzw. Leiterbündel mit unterschiedlichen Frequenzen und Amplituden schwingen („tanzen“). Die dadurch auftretenden dynamischen Kräfte können dazu führen, dass einzelne Masten umbrechen. Bei der bisherigen Prüfung hat der Netzbetreiber für die Leitungen, bei denen auf Grund von wiederholten Beobachtungen und ihrer exponierten Lage ein erhöhtes Risiko von Fehlerereignissen infolge Seiltanzens festgestellt wurde, besondere Maßnahmen (Phasenabstandhalter, Einbau von Zusatzgewichten an bestimmten Seilpunkten, Vergrößerung der Abstände) zur Vermeidung der Seiltanzbewegungen bzw. Reduzierung der Amplituden der Seilschwingungen ergriffen. Diese Maßnahmen können jedoch nur in besonders gelagerten Einzelfällen nach sorgfältiger Prüfung eingesetzt werden. Ein anderer Netzbetreiber gab an, dass Schulungen des schaltberechtigten Personals erfolgen. Zwei weitere ÜNB trafen zu diesem Punkt keine Aussage.

Allgemein wurde seitens der ÜNB klargestellt, dass der Erneuerungsbedarf einzelner Betriebsmittel einen möglichen Grund für Netzrestrukturierungen darstellt. Diese Restrukturierungsmaßnahmen wurden entsprechend im Netzausbaubericht aufgegriffen. Soweit eine Optimierung der Netzstruktur nicht nötig sei, erfolge eine Erneuerung der Betriebsmittel nach Erreichen des Endes der Nutzungsdauer.

3.2 Netzausbauberichte

3.2.1 Allgemeines

Die Angaben der ÜNB im Rahmen der Netzausbauberichte konzentrieren sich auf die Schilderung verschiedener Ausbau- und Netzerneuerungsmaßnahmen und die Darstellung deren Notwendigkeit. Sie ergänzen dementsprechend die Netzzustandsberichte.

Die ÜNB geben dazu an, auf Basis der Anwendung des n- 1 Kriteriums ihre Netzausbauplanung umgesetzt zu haben. Außerdem wurde für die Netzszenarien das Planungsnetz für das Jahr 2011/2012 zugrunde gelegt. Dabei war die unterstellte Strombelastbarkeit der Freileitungen normativ unter Normklimabedingungen, gemäß dem heutigen Stand der Technik bei einer Umgebungstemperatur von 35°C sowie einer Windgeschwindigkeit von 0,6m/s ermittelt worden.

Die von den Netzbetreibern zugrunde gelegten Annahmen bzgl. der Zunahme der Erzeugungsleistung am Übertragungsnetz basieren auf den bei den Übertragungsnetzbetreibern beantragten Netzanschlüssen zum Zeitpunkt der Berichterstellung, also Anfang des Jahres 2006. Die tatsächliche Errichtung der Kraftwerke und die dadurch bedingte Zunahme der Stromeinspeisungen und der Netzauslastung kann bei der Planung der Netze – wie oben bereits erwähnt – nicht zugrunde gelegt werden, da die Errichtung der Kraftwerke und deren Inbetriebnahme in der Entscheidung des Investors stehen und vom Übertragungsnetzbetreiber nicht beeinflusst werden können. Auch politische Faktoren, wie beispielsweise die Änderungen des nationalen Allokationsplans 2 spielen bei der Weiterentwicklung eine entscheidende Rolle. Hierauf ist in der Einleitung bereits eingegangen worden. Dementsprechend können sich auch die der Einschätzung der Übertragungsnetzbetreiber zugrunde liegenden Annahmen ändern. Mögliche Aktualisierungen werden bereits in den Netzzustands- und Netzausbauberichten Stand Februar 2008 niedergelegt sein.

Basierend auf dieser Einschätzung haben die ÜNB für verschiedene Planungszeiträume in den Berichten konkrete Projekte zusammengetragen. Diese lassen sich in mehrere Kategorien einteilen. Zunächst sind Projekte zu nennen, die aufgrund des Zubaus von Windkraftanlagen erforderlich werden. Dies sind in den Berichten aus dem Jahr 2006 v.a. die in der Denastudie identifizierten Projekte. Weiterhin sind Maßnahmen aufzuführen, die dem Anschluss konventioneller Erzeugungseinrichtungen dienen. Außerdem sind Projekte zur Verbesserung der grenzüberschreitenden Übertragungskapazität zu nennen. Schließlich gibt es eine Reihe weitere Maßnahmen, die keiner gesonderten Kategorie zuzuweisen sind. Hierunter fallen insbesondere Maßnahmen zur Umrüstung von 220kV auf 380kV.

Für das Planungszeitfenster von 2006- 2010 sind in den Netzzustands- und Netzausbauberichten deutschlandweit insgesamt 130 Maßnahmen geplant, die den Neubau von Umspannwerken, Leitungen, Stromkreisaufgaben, Neubau, Ausbau und Verstärkung von 380kV-Stationen sowie Kapazitätserweiterungen umfassen und in insgesamt 58 Projekten zusam-

mengefasst werden. Die Projekte und die zugehörigen einzelnen Maßnahmen umfassen u.a. insgesamt rund 970 km Freileitungsneubau und rund 310 km Stromkreisauflagen.

Für das Zeitfenster 2010- 2015 sind mindestens 20 weitere Projekte vorgesehen. Auch der Ausblick auf das Zeitfenster bis 2020 lässt im Hinblick auf die erwartete Steigerung des Ausbaus der Windenergie sowie des sonstigen EEG- Ausbaus und der Erhöhung der Übertragungsfähigkeit im Höchstspannungsnetz durch die Umstellung von 220kV auf 380kV zahlreiche Netzausbau- und - umbaumaßnahmen erwarten

3.2.2 Investitionsvolumen

Im Jahr 2006 wurden von den deutschen ÜNB insgesamt rd. 922 Mio. € für Ausbau und Erneuerung der Netzinfrastruktur sowie für deren Instandhaltung ausgegeben. Im Einzelnen verteilen sich die Ausgaben zu rd. 203 Mio. € auf den Ausbau, rd. 207 Mio. € auf die Erneuerung und rd. 512 Mio. € auf die Instandhaltung. Damit wird der bereits im letzten Bericht der Bundesnetzagentur 2006 (Berichtszeitraum 2005) über die Ergebnisse des Monitorings gemäß §§ 35, 63 Abs.3 EnWG angedeutete Trend höherer Ausgaben für die Netzinfrastruktur bestätigt, zumal auch die Plandaten der ÜNB für das Jahr 2006 (rd. 800 Mio. €) deutlich übertroffen wurden⁸. In Abbildung 2 ist von 2002 an die Entwicklung der Ausgaben für Ausbau, Erneuerung und Instandhaltung der Netzinfrastruktur der ÜNB dargestellt. Bei den in der Abbildung für das Jahr 2007 angegebenen rd. 1.056 Mio. € handelt es sich um Planwerte der ÜNB, die im Laufe des Jahres noch Änderungen unterliegen können.

⁸ Neben zusätzlich angefallenen Mehraufwendungen sind die Abweichungen zwischen den Plan- und Ist-Zahlen für das Kalenderjahr 2006 (rd. 122 Mio. € mehr) auch auf die von der Bundesnetzagentur veränderte Definition von Investitionen gegenüber der letzten Monitoring-Abfrage zurückzuführen.

Jährliche Ausgaben für die Netzinfrastruktur der ÜNB

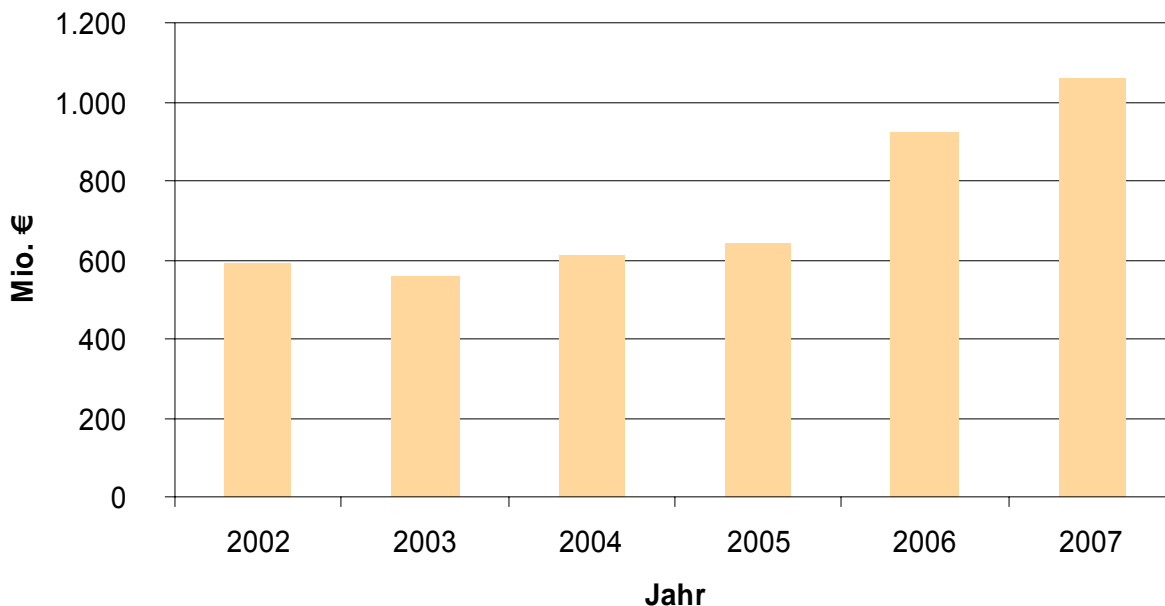


Abbildung 2: Entwicklung der Ausgaben für die Netzinfrastruktur der ÜNB

Erläuternd ist zu dieser Grafik anzumerken, dass die Ausgaben sowohl Aufwendungen zur Instandhaltung bestehender Infrastruktur als auch Investitionen zur Errichtung von neuer Netzinfrastruktur umfassen. Insgesamt kann man jedoch festhalten, dass die ÜNB zunehmend auch in die Errichtung neuer Netzinfrastruktur investiert haben.

Aufgrund der unter Punkt 3.1.1 dargestellten Altersstruktur der Betriebsmittel deutet sich im Zusammenhang mit den Investitionszyklen der Energiewirtschaft auch für die folgenden Jahre ein steigender Investitionsbedarf an. Nach Phasen erhöhten Investitionsbedarfs zu Beginn der 1970-er Jahre und nach der Wiedervereinigung zu Beginn der 1990-er Jahre, war der Investitionsbedarf bis vor wenigen Jahren noch rückläufig. Seit der Umkehr dieses Trends im Jahr 2004 war zunächst ein leichter Anstieg des Investitionsbedarfs zu beobachten. Die derzeitige Investitionsplanung der ÜNB deutet auf einen weiteren Anstieg hin (vgl. hierzu auch Abbildung 2)

Auch die für den Zeitraum von 2008 bis 2016 von den deutschen ÜNB zum Zeitpunkt der Monitoringabfrage 2007 (Berichtszeitraum 2006) bereits geplanten Ausgaben für Ausbau und Erneuerung der Netzinfrastruktur in Höhe von ca. 6.282 Mio. € bestätigen den Trend

zunehmender Investitionen. Jedoch sind hier z. T. auch Projekte enthalten, die bereits im Jahr 2007 begonnen wurden bzw. noch begonnen werden. Im aktuellen Prognosezeitraum sind damit rd. 1.418 Mio. € für Erneuerungsmaßnahmen und rd. 4.864 Mio. € für Ausbaumaßnahmen vorgesehen. Der starke Anstieg bei den geplanten Ausbaumaßnahmen ist größtenteils auf die zusätzliche Berücksichtigung der vorgesehenen Anschlüsse von Offshore- Windparks zurückzuführen. Des Weiteren sind hier nun auch Investitionen in grenzüberschreitende Verbindungen enthalten. Für den Referenzzeitraum 2007 bis 2015 planen die ÜNB im letzten Jahr noch mit insgesamt rd. 2.703 Mio. €.

3.2.3 Wesentliche Netzausbauprojekte

Die Auswahl der hier zu beschreibenden Projekte bezieht sich auf die wesentlichen Netzausbauprojekte nach dem *Priority Interconnection Plan* der EU- Kommission⁹ sowie der Dena- Studie¹⁰, soweit sie nicht Bestandteil der Netzausbauberichte der E.ON Netz GmbH sowie der RWE Transportnetz Strom GmbH zu besonderen Teilen des Übertragungsnetzes gemäß § 12 Abs. 3 a S. 2 EnWG (s. hierzu Abschnitt 4) waren. Dabei konzentriert sich die Auswahl der beschriebenen Projekte insbesondere auf die in Norddeutschland vorgesehenen Netzausbaumaßnahmen zum Transport der Energie aus den Onshore- Anlagen und den geplanten Offshore- Anlagen zur Winderzeugung.

3.2.3.1 Kassø (DK)/Hamburg Dollern

Der von der E.ON Netz GmbH geplante Bau dieser Leitung ist im Rahmen der TEN- Entscheidung der EU- Kommission¹¹ gemäß Art. 8 als Vorhaben von Europäischem Interesse eingestuft worden und befindet sich in der Vorbereitungsphase. Der Neubau dieser Leitung ist vor dem Hintergrund der Zunahme der Windenergieerzeugung in Norddeutschland, Dänemark, der Errichtung der Offshore- Windenergieanlagen in der Nordsee und der Ostsee sowie zur Unterstützung des Stromhandels in der nordischen Region notwendig geworden.

Die Fertigstellung des Projektes war im Jahr 2006 auf das Jahr 2012 abgeschätzt worden. Derzeit werden für den Abschnitt Hamburg- Dollern die Unterlagen für die Antragskonferenz zum Planfeststellungsverfahren zusammengestellt. Für den Abschnitt Audorf- Hamburg Nord

⁹ Veröffentlicht am 10.01.2007 durch die EU-Kommission im Rahmen des Strategic Energy Review, SEC (2006) 1715/2, {COM(2006) 846 final}.

¹⁰ Siehe Fn 2.

¹¹ Siehe Fn 3.

wurden die Trassenvoruntersuchungen abgeschlossen. Die im Rahmen des Planfeststellungsverfahrens mögliche Geltendmachung entgegenstehender Interessen Dritter könnte zu Verzögerungen bei der Errichtung der Leitung führen.

3.2.3.2 Hamburg/Krümmel – Schwerin

Diese von der Vattenfall Europe Transmission GmbH geplante Leitung ist ebenfalls im Rahmen der TEN- Entscheidung der EU- Kommission gemäß Art. 8 als Vorhaben von Europäischem Interesse eingestuft worden. Die Fertigstellung dieser Leitung war ursprünglich für das Jahr 2007 vorgesehen.

Auch diese Leitung wird für den Abtransport der Windenergie errichtet. Zusätzlich hat sie die Funktion, das osteuropäische Netz mit dem westeuropäischen Netz zu verbinden. Die Leitung wird im Rahmen eines Neubaus auf 90km als Freileitung errichtet. Im Februar 2007 wurden die Anträge auf Planfeststellung sowie auf Verfahrensdurchführung nach § 43 b EnWG bei den zuständigen Behörden in Mecklenburg- Vorpommern und Schleswig- Holstein gestellt.¹² Die letztgenannte Behörde hat den Antrag auf beschleunigte Durchführung des Verfahrens nach § 43 b EnWG abgelehnt. Die mangelnde Akzeptanz der Bevölkerung für einen EEG- bedingten Netzausbau wird von der Vattenfall Europe Transmission GmbH als Grund für Verzögerungen gesehen.

3.2.3.3 Halle/Saale – Schweinfurt (Südwestkuppelleitung)

Die Verbindungsleitung zwischen Halle/Saale und Schweinfurt befindet sich derzeit in der Genehmigungsphase und soll nach Abschätzungen der planenden ÜNB Vattenfall Europe Transmission GmbH und E.ON Netz GmbH aus dem Jahr 2006 im Jahr 2010 fertig gestellt werden.

Der Bau der Verbindungsleitung ist in bestimmte Abschnitte aufgeteilt. Auf dem Abschnitt zwischen Lauchstädt und Vieselbach soll über 70 km eine neue Freileitung errichtet werden. Bei den zuständigen Behörden in Sachsen- Anhalt und Thüringen wurde das Planfeststellungsverfahren bereits eröffnet bzw. wurden die Anträge auf Planfeststellung nach § 43 b EnWG gestellt.

Auf dem Abschnitt Vieselbach- Altenfeld werden ca. 60 km Freileitung neu errichtet. Das Raumordnungsverfahren ist von der zuständigen Behörde in Thüringen im Mai 2006 eröffnet worden. Außerdem hat am 31.05.2007 eine öffentliche Anhörung vor dem Thüringer Landtag zur Notwendigkeit der Errichtung dieser Verbindungsleitung stattgefunden.

Die kontroverse Diskussion im Rahmen dieser Anhörung zeigte, dass die Bevölkerung dem Ausbau der Stromleitungen kritisch gegenübersteht, vor allem aus Gründen des Naturschutzes sowie zum Erhalt des Tourismus.

Der Abschnitt Altenfeld bis Redwitz (ca. 60 km) befindet sich ebenso derzeit in den Raumordnungsverfahren, im Rahmen dessen von der zuständigen Behörde in Thüringen bereits zwei Konferenzen durchgeführt wurden. Auch hier sind die mangelnde Akzeptanz des Ausbaivorhabens in der Bevölkerung als verfahrensverzögernde Gründe benannt worden. Auch die aufwendige Abstimmung für den landesgrenzenüberschreitenden Abschnitt von der Landesgrenze Bayern bis Redwitz, der ca. 25 km beträgt, die zwischen den Ministerien und Behörden in Thüringen und Bayern sowie den Vorhabensträgern notwendig ist, wird von den planenden Netzbetreibern als Problem dargestellt, das die Weiterentwicklung verzögert. Dabei wird auch die Tatsache, dass für dasselbe Projekt unterschiedliche Raumordnungsverfahren in den beteiligten Bundesländern existieren als Problem beschrieben. Im April 2007 haben die beiden Netzbetreiber die Anträge auf Eröffnung der Raumordnungsverfahren bei den zuständigen Behörden in Thüringen und Bayern gestellt, die Eröffnung der Verfahren war im Juni 2007 noch nicht erfolgt.

Netzumbau- und -ausbaumaßnahmen auf anderen Teilabschnitten der Verbindungsleitung, wie die Umstellung der 220kV- Leitung auf 380kV zwischen Redwitz- Kriegenbrunn sowie der Neubau einer Schaltanlage am Umspannwerk Kriegenbrunn wurden dagegen bereits abgeschlossen. Die Erweiterungen und Ertüchtigungen verschiedener Umspannwerke in der Regelzone der Vattenfall Europe Transmission GmbH befinden sich derzeit ebenso in den Genehmigungsverfahren bzw. konnte teilweise bereits mit dem Bau begonnen werden.

3.2.3.4 Neuenhagen – Vierraden – Krajnik (PL)

Zur Erhöhung der horizontalen Übertragungsfähigkeit im Norden der Regelzone, insb. für den EEG- Ferntransport und den Abtransport von überschüssigem Windstrom durch den Zubau von Übertragungskapazität wird auf dem Abschnitt Uckermark- Neuenhagen und somit für den deutschen Teil der Leitung für ca. 120 km der Neubau einer 380kV- Freileitung vorgesehen: Für den Bau dieser Leitung sind die erforderlichen Anträge zur Durchführung

der Raumordnungsverfahren und Planfeststellungsverfahren bereits gestellt. Das Raumordnungsverfahren ist seit dem 22.05.2007 jedoch ausgesetzt.

Auf der polnischen Seite befindet sich diese Leitung noch in der Untersuchungsphase. Die Dauer des Konsultationsverfahrens im Rahmen des Genehmigungsverfahrens, die fehlenden gesetzlichen Vorgaben zur Errichtung einer Verbindungsleitung nach Polen sowie die Notwendigkeit einer Anpassung des polnischen nationalen Netzes und der Widerstand der ansässigen Bevölkerung werden als Gründe für die verzögerte Errichtung der Leitung benannt. Deren Inbetriebnahme ist für nach dem Jahr 2010 vorgesehen. Die Argumente gegen die Errichtung der Leitung konzentrieren sich auf die Streckenführung und die Zerstörung der Landschaften sowie Befürchtungen wegen elektromagnetischer Felder. Es wird eine deutsch- polnische Studie sowie Gespräche mit den örtlichen Interessenvertretungen und eine weitergehende Koordinierung mit den örtlichen Behörden geben.

3.2.3.5 Weitere wichtige Maßnahmen

Zur Erhöhung der Übertragungsfähigkeit im Höchstspannungsnetz in Folge der Einspeisung aus dezentralen Windenergieanlagen sind weitere Maßnahmen geplant bzw. teilweise auch schon umgesetzt. Zum genauen Stand einzelner Projekte siehe Kapitel 5 dieses Berichtes zu den Quartalsberichten. Die im Rahmen des *Priority Interconnection Plan* und der Dena-Studie durch die Netzbetreiber als notwendig identifizierten Netzausbaumaßnahmen machen einen erheblichen Anteil der bis zum Jahr 2020 geplanten Netzrestrukturierungen aus.

Durch die EnBW Transportnetze AG werden in den nächsten 10 Jahren Netzumstrukturierungen durchgeführt, die mit mehreren Neubauvorhaben verbunden sind, wobei im Wesentlichen die bestehenden Netztrassen verwendet werden. Hintergrund der Umstrukturierung ist der nach Angaben der EnBW Transportnetze AG langfristig als wirtschaftlicher zu bewertenden Rückbau der 220kV- Ebene und der Verlagerung der Aufgaben auf die 380kV- Ebene. Im Rahmen dieser Umstrukturierung sind im Rahmen von den Projekten Mittlerer Neckar, Ostring, Rhein- Neckar- Nordbaden und der Schwarzwaldleitung für den Zeitraum 2006-2010 zahlreiche Maßnahmen geplant.

Eine Aufstellung aller Projekte, die im Zeitraum 2006-2010 geplant sind, findet sich im Annex zu diesem Bericht.

4 Berichte über bestimmte Teile des Übertragungsnetzes

Die Bundesnetzagentur hat im Berichtszeitraum zwei Berichte über bestimmte Teile des Übertragungsnetzes angefordert. Beide Berichte werden nachfolgend analysiert und anschließend bewertet.

4.1 Bericht der RWE Transportnetz Strom zum westdeutschen Netzbe- reich

Die Bundesnetzagentur hatte im Mai 2006 von der RWE Transportnetz Strom GmbH die Erstellung eines Berichtes nach § 12 Abs. 3a EnWG über bestimmte Teile des Netzes der RWE nachgefragt, der fristgerecht im August 2006 zur Verfügung gestellt wurde.

Hintergrund der Anforderung des Berichtes durch die Bundesnetzagentur waren die Anfragen zahlreicher Netzanschlusspetenten bei der RWE Transportnetz Strom GmbH zur Gewährung des Netzanschlusses. Es wurde diskutiert, ob der Anschluss mit der Begründung abgelehnt werden könne, dass im Übertragungsnetz Engpässe entstehen würden.

Auch die RWE Transportnetz Strom GmbH benannte die zunehmenden Transite in südlicher und südwestlicher Richtung im Falle hoher Windenergieeinspeisung als Gründe einer bereits heute bestehenden starken Beanspruchung des Netzes. Das Unternehmen stellte klar, dass die in dem Bericht erläuterten Netzausbauprojekte in vollem Umfang nur dann notwendig würden, wenn die bis dato vorliegenden Einspeisebegehren in der Gesamtheit realisiert würden.

Die RWE Transportnetz Strom GmbH schilderte dementsprechend die geplanten Netzausbaumaßnahmen im Bereich westliches Ruhrgebiet/Niederrhein, wobei dort u.a. der Neubau einer 380kV- Leitung über 8 km sowie der Ersatz einer 220kV- Leitung durch eine 380kV- Leitung neben anderen Arbeiten an verschiedenen Schaltanlagen vorgesehen sind.

Für den Netzausbau im Bereich westliches Rheinland sind die Errichtung einer neuen Leitung 380kV- Leitung über 20 km hinweg, sowie ein weiterer Neubau einer 380kV- Leitung über ca. 10 km neben der Erweiterung einer Schaltanlage notwendig. Für den Netzausbau im Bereich Köln/Bonn ist die Errichtung einer 380kV- Leitung mit vier Stromkreisen (Zubeseilung von 3 Stromkreisen) über 13 km, die Errichtung einer 380kV- Leitung über 23 km sowie

die Erweiterung von zwei Schaltanlagen um weitere Schaltfelder vorgesehen. Im Bereich Koblenz/Trier werden die Errichtung jeweils einer 380kV- Leitung über 8km und 19km sowie der Neubau einer 380kV-Leitung über 83 km neben Erweiterungen von Schaltanlagen notwendig. Zwischen Koblenz und Mannheim müssen drei 380kV- Leitungen neu errichtet werden, über ca. 10, 50 und 60 km. Die Maßnahmen betreffen jeweils die Beseilung eines Stromkreisplatzes. Auch im Rahmen dieser Maßnahme werden zwei Schaltanlagen um Schaltfelder erweitert. Der Netzausbau im Bereich Mannheim/Karlsruhe sieht die Errichtung zweier 380kV- Leitungen über ca. 20 km und 13 km vor, wobei auch eine weitere Zubeseilung sowie die Erweiterung zweier Schaltanlagen notwendig sind. Im Bereich Dortmund/Hagen ist die Zubeseilung eines Stromkreisplatzes auf einer 380kV- Leitung sowie einer 220kV- Leitung neben dem Neubau einer 380kV- Leitung über 8 km und die Erweiterung zweier Schaltanlagen vorgesehen. Im Bereich Hagen/Siegen/Koblenz ist die Neuerrichtung einer 380kV- Leitung über ca. 93 km, und die Errichtung einer neuen 380kV- Leitung in einer neuen Trasse über ca. 57 km sowie die Erweiterung zweier Schaltanlagen vorgesehen. In Gronau und Oberzier werden jeweils zu Begrenzung des Lastflusses in die Niederlande zwei Querregeltransformatoren installiert.

In Anbetracht der Ungewissheit der Realisierung der bis zur Berichterstellung aufgegriffenen Netzausbauprojekte konnte die RWE Transportnetz Strom GmbH keine Aussagen über den Realisierungszeitraum und Realisierungsdauer der einzelnen Projekte treffen. Außerdem legte die RWE Transportnetz Strom GmbH einen Bericht zur Altersstruktur einzelner Betriebsmittel des Übertragungsnetzes in den relevanten Netzgebieten vor. Die darin enthaltenen Aussagen sind in die Darstellung unter Punkt 3.1.1 des Berichtes eingeflossen.

4.2 Bericht der E.ON Netz GmbH zum norddeutschen Netzbereich

Die Bundesnetzagentur hatte im Juli 2006 von der E.ON Netz GmbH die Erstellung eines Berichts über den Netzzustand und die Netzausbauplanung im nördlichen Netzgebiet, insb. zwischen Hamburg und Flensburg sowie in Schleswig Holstein angefordert. Der von der E.ON Netz GmbH fristgerecht im September 2006 vorgelegte Bericht stellt die Netzaus- und -belastung in den betreffenden Regionen dar, insbesondere vor dem Hintergrund der Wind-einspeisung in Norddeutschland. Der Netzbetreiber stellt klar, dass die aufgrund der Wind-einspeisung notwendig gewordenen Netzausbaumaßnahmen unmittelbar eingeleitet wurden, bis zu deren Umsetzung jedoch Einschränkungen der Einspeisung und der Übertragung von Energien aus regenerativen Anlagen zu erwarten seien. Zusätzlich weist E.ON Netz GmbH

darauf hin, dass die in Rede stehenden Netzbereiche Transitaufgaben erfüllen, und zwar aus Richtung Dänemark, in Richtung Niederlande, sowie Importe und Exporte nach Schweden

So wird in diesem Bericht dargestellt, dass aufgrund der Windeinspeisungen zunehmend Eingriffe in den Stromhandel nach Dänemark notwendig werden, da bei hohem Windaufkommen die zu erwartende Rückspeisung aus dem unterlagerten Netz in das Höchstspannungsnetz die zur Verfügung stehenden Übertragungskapazitäten reduziert. Für die Region Dithmarschen wurde der Neubau der 110kV- Leitung Heide- Pöschendorf beschrieben. Für dieses Projekt sind verschiedene Teilmaßnahmen, wie bspw. die Errichtung einer 110kV- Leitung über ca. 32 km, den Neubau und Erweiterung von Umspannwerken notwendig. Für die Region Nordfriesland wurde der Neubau der 110kV- Leitung Breklum- Flensburg beschrieben. Auch für dieses Projekt werden Maßnahmen, wie bspw. die Errichtung von 110kV- Freileitungen über ca. 27 und 0,8 km, die Errichtung einer zweisystemigen 380kV- Freileitung über ca. 1 km sowie die Erweiterung von Umspannwerken vorgesehen. Für die Region Ostholstein beschreibt die E.ON Netz GmbH den Neubau einer 110kV- Leitung zwischen Lübeck- Göhl. Dafür werden die Errichtung zweier neuer 110kV- Leitungen über ca. 45 und ca.3,5 km neben dem Neubau einer Schaltanlage notwendig.

Als Begründung für diese Ausbaumaßnahmen wird erläutert, dass die derzeit vorhandene Kapazität für eine vollständige Ableitung des Windstroms nicht ausreicht und mit der Ausbaumaßnahme der sichere Netzbetrieb sowie die Beseitigung des Erzeugungsmanagements langfristig und dauerhaft sichergestellt werden soll.

Im Rahmen der Untersuchungen durch die E.ON Netz GmbH hat sich herausgestellt, dass die notwendige Erweiterung der Kapazität nicht ausreichend durch ein Freileitungsmonitoring erreicht werden kann. Unter einem Freileitungsmonitoring versteht man die ständige Messung der witterungsmäßigen Umgebungsbedingungen Größen einer Freileitung, um für jeden Zeitpunkt die Übertragungskapazität dieser Leitung bestimmen zu können. Die E.ON Netz GmbH erläuterte darüber hinaus in dem Bericht den aktuellen Stand zur Anwendung des Freileitungsmonitorings.

4.3 Bewertung

Die in den Berichten enthaltenen Angaben zu den einzelnen Ausbaumaßnahmen in den speziellen Netzgebieten der E.ON Netz GmbH und der RWE Transportnetz Strom GmbH

geben Aufschluss über die aufgrund der zunehmenden Windeinspeisung notwendig werden- den Netzausbaumaßnahmen im Norden und auf der Nord- Südschiene in Deutschland.

Auch aus Sicht der Bundesnetzagentur ist die Gewährleistung eines sicheren Netzbetriebes unter Wahrung des n-1- Kriteriums, insbesondere zur Sicherung des Transports der durch die Windenergieerzeugung produzierten Strommengen als ein wesentliches Ziel im Rahmen der derzeitigen Netzplanung anzusehen. Da der Umgang mit der zunehmenden Belastung der deutschen Übertragungsnetze sowohl die Frage der innerdeutschen Versorgungssicherheit als auch die Sicherheit der europäischen Stromversorgung betrifft, haben die durch die ÜNB aufgrund der Dena- Studie geplanten Netzausbauprojekte durch die teilweise Aufnahme in den *Priority Interconnection Plan* und die Förderung nach den TEN- Leitlinien Unterstützung erfahren.

Die seitens der ÜNB bis zum Jahr 2015 geplanten Netzausbaumaßnahmen geben Anlass zu der Einschätzung; dass sich die ÜNB der Problematik mit der notwendigen Gründlichkeit widmen. Die Anforderung an die ÜNB, gemäß § 11 S. 1 EnWG einen bedarfsgerechten Ausbau eines sicheren, zuverlässigen und leistungsfähigen Übertragungsnetzes im Rahmen des wirtschaftlich Zumutbaren zu widmen, wird seitens der Bundesnetzagentur überwacht.

Im Rahmen der Kontrolle der Umsetzung der einzelnen Netzausbauprojekte steht auch die Kontrolle der Umsetzung eines „bedarfsgerechten“ Netzausbaus. Zur Bewertung dieser Frage geht die Bundesnetzagentur davon aus, dass die ÜNB auch neue Erkenntnisse im Rahmen einer Aktualisierung der Prognose des benötigten Netzausbaus angemessen berücksichtigen.

5 Quartalsberichte

Die Bundesnetzagentur beaufsichtigt auch die Verpflichtung der ÜNB nach § 11 EnWG, ihre Netze bedarfsgerecht auszubauen. Unter anderem um dieser Aufgabe sachgerecht nachzukommen, hat die Bundesnetzagentur die ÜNB aufgefordert, ab Dezember 2006 quartalsweise Statusberichte über den Stand der in den Netzausbauberichten aufgeführten wesentlichen Netzausbauvorhaben zu übermitteln.

Anhand der Quartalsberichte lässt sich nachvollziehen, dass von den für den Zeitraum 2006-2010 geplanten 130 Netzausbaumaßnahmen insgesamt bereits 23 Netzausbaumaßnahmen und somit 9 der geplanten 58 Projekte abgeschlossen sind. (Stand 2. Quartalsbericht 2007).

Zu den unter Abschnitt 3.2.3 genannten Projekten entsprechend dem *Priority Interconnection Plan* wurden die Angaben der ÜNB zu den Gründen für die verzögerte Umsetzung im Rahmen der Quartalsberichte bestätigt und die Angaben zum Stand der jeweiligen Umsetzung aktualisiert.

In der Regelzone der Vattenfall Europe Transmission GmbH wurde inzwischen seit der Berichterstattung im Februar 2006 ein Projekt zur Erhöhung der horizontalen Übertragungsfähigkeit im Südwestraum der Regelzone abgeschlossen. Dazu wurden zwei Freileitungen von 220kV auf 380kV umgestellt sowie die dazugehörigen Anpassungen der Umspannwerke und Schaltanlagen (insgesamt 6 Maßnahmen) abgeschlossen. Außerdem ist die Verstärkung der Anlage Brunsbüttel in Abstimmung mit der E.ON Netz GmbH beschlossen. Das Unternehmen gab Probleme mit verzögernder Wirkung für die Umsetzung verschiedener Netzausbaumaßnahmen für 3 der insgesamt 9 Projekte an. Als Gründe werden dafür im Wesentlichen die fehlende Akzeptanz der Netzausbaumaßnahmen in der Bevölkerung sowie die Notwendigkeit der Ergänzung von Unterlagen für die verschiedenen behördlichen Verfahren genannt.

In der Regelzone der EnBW Transportnetze AG konnte seit der Berichterstattung 2006 für den Anschluss Metzingen die Erweiterung der 380kV- GIS- Anlage um ein Transformatorfeld und zwei Leitungsfelder abgeschlossen werden und eine weitere Maßnahme wird in den kommenden 6 Monaten abgeschlossen. Das Unternehmen rechnet für 4 der insgesamt 8 Projekte bzgl. verschiedener Maßnahmen mit Problemen, die nur eine verzögerte Umsetzung ermöglichen. Nach Einschätzung des Netzbetreibers liegen die Gründe für die Verzögerungen in der Notwendigkeit der Ergänzung der Unterlagen im Rahmen der behördlichen Verfahren, dem Koordinierungserfordernis zwischen verschiedenen Genehmigungsbehörden sowie die Vermutung von Widerstand seitens der Grundstückseigentümer.

In der Regelzone der RWE Transportnetz Strom GmbH sind innerhalb der Jahre 2006-2007 insgesamt 4 Projekte (deren Bestandteil insgesamt 10 Maßnahmen waren) sowie eine Maßnahmen im Rahmen eines noch laufenden Projektes abgeschlossen worden. Bei den abgeschlossenen Projekten und Maßnahmen handelt es sich um einzelne Maßnahmen im Rahmen des Projektes Netzausbau im Bereich Ibbenbüren/Osnabrück sowie der abgeschlosse-

nen Projekte Errichtung eines Anschlusses in Hürth Knappsack; die Erweiterungen der Schaltanlagen in Sechtem, Linde und Nehden. Netzausbau im Bereich Gronau. Für die Projekte Netzausbau im Bereich Gronau und Errichtung eines Kraftwerksanschlusses in Hamm-Uentrop sowie eine weitere Maßnahme beim Neubau einer 380 kV- Station in Kelsterbach wird bis zum Ende des Jahres 2007 mit dem Abschluss gerechnet. Nach Auskunft der RWE Transportnetz Strom GmbH sind für zwei der insgesamt noch geplanten 12 Projekte Probleme mit verzögernder Wirkung aufgetreten. Die Gründe für die Verzögerungen liegen in der Umplanung einer Teilmaßnahme aufgrund neuer normativer Vorgaben sowie die Abhängigkeit des Beginns einer Maßnahme von der Entscheidung im Rahmen des Planfeststellungsverfahrens für ein anderes Unternehmen. Da diese noch nicht vorliegt, treten für die Umsetzung des gesamten Projektes Verzögerungen ein.

In der Regelzone der E.ON Netz GmbH wurden seit Februar 2006 4 Ausbauprojekte und im Rahmen dessen 5 Netzausbaumaßnahmen abgeschlossen. Diese umfassen die Errichtung von Transformatoren, den Neubau von Umspannwerken sowie die Errichtung einer 8 km langen 380kV- Leitung einschließlich der Umstellung einer 220kV- Leitung auf 380kV. Verzögerungen bei der Umsetzung einzelner Maßnahmen werden seitens der E.ON Netz für 7 der insgesamt 20 noch ausstehenden Projekte erwartet.

Als Gründe für Verzögerungen werden auch hier die Nachforderungen der Genehmigungsbehörden zur Ergänzung der Antragsunterlagen, die Lieferschwierigkeiten der Hersteller von Querreglern sowie im Falle der Leitung Altenfeld- Redwitz auf die Verzögerung aufgrund der unterschiedlichen Raumordnungsverfahren in den Bundesländern Thüringen und Bayern. Für den Neubau der Leitung Wahle- Mecklar (ca. 190 Km) weist die E.ON Netz GmbH gesondert darauf hin, dass die Aufnahme dieser Maßnahme in das Landesraumordnungsprogramm von Niedersachsen aufgrund politischer Vorgaben aufgegeben werden musste, was die Durchführung eines Raumordnungsverfahrens notwendig macht und nach Abschätzung der E.ON Netz GmbH zu einem zusätzlichen Zeitbedarf von 1,5 Jahren führen wird.

6 Fazit und Ausblick

Die Netzzustands- und Netzausbauberichte der ÜNB zeigen, dass im deutschen Übertragungsnetz Investitionsbedarf in ganz erheblichem Umfang besteht. Die Gründe für diesen Bedarf sehen die Netzbetreiber im Ersatz veralteter Betriebsmittel, der notwendigen Anpas-

sung des Netzes an die erwarteten Einspeisungen von Kraftwerken, an die Netzauslastung aufgrund der Zunahme der Windenergieerzeugung sowie die technisch vorgegebenen Grenzen der Belastbarkeit der Elektrizitätsnetze. Nach plausiblen Aussagen von Energieversorgungsunternehmen sind in einigen Regionen Deutschlands mittelfristig Engpässe im Stromnetz nicht auszuschließen.

Aus Sicht der Bundesnetzagentur handelt es sich daher bei der Sicherstellung des Netzausbaus in Deutschland um eine der wesentlichen Aufgaben zur langfristigen Gewährleistung der Versorgungssicherheit.

Aufgrund der starken Vermaschung des europäischen Elektrizitätsnetzes ist der Ausbau des deutschen Netzes auch für die Erhaltung der Systemstabilität in den angrenzenden Ländern von großer Bedeutung. Die Zunahme der Nachfrage an Energie in allen Mitgliedsstaaten und somit von Transiten zwischen europäischen Ländern macht die Erhöhung des Verbundgrades zwischen den europäischen Mitgliedsstaaten dringend notwendig.

Vor diesem Hintergrund ist anzumerken, dass auch für die Erhaltung der innerdeutschen Versorgungssicherheit der Ausbau der Kapazitäten an den grenzüberschreitenden Kuppelstellen in angemessenem Umfang durch die Bundesnetzagentur für erforderlich erachtet wird.

Neben den im Rahmen des *Priority Interconnection Plan* vorgesehenen grenzüberschreitenden Projekten wurde als konkretes Beispiel für einen solchen Ausbau zwischen der RWE Transportnetz Strom GmbH und dem niederländischen Netzbetreiber Tennet bereits der Neubau einer Kuppelleitung beschlossen. Die ÜNB haben hierzu gemeinsam eine technische Machbarkeitsstudie erstellt, die die Untersuchung des Baus verschiedener Verbindungsleitungen zum Gegenstand hatte. Die Bundesnetzagentur hatte Gelegenheit, sich davon zu überzeugen, dass die Untersuchungen zu diesem Projekt vorangetrieben werden. Die RWE Transportnetz Strom GmbH ist auch im Gespräch mit dem belgischen ÜNB Elia System Operator zum Ausbau der Übertragungskapazität zwischen Belgien und Deutschland. An der Grenzkuppelstelle zwischen der E.ON Netz GmbH und der Energinet.dk wurden durch den Einsatz von Phasenschiebern die Kapazitätswerte für die deutsch- dänische Grenze erhöht.

Der Ausbau der Grenzkuppelstellen wird aus Sicht der Bundesnetzagentur in zu geringem Umfang durch die ÜNB vorangetrieben. Die Grenzkuppelstellen sind, soweit sie von den

deutschen ÜNB betrieben werden, als Bestandteil des deutschen Übertragungsnetzes anzusehen. Dementsprechend besteht für diese Grenzkuppelstellen die Verpflichtung der ÜNB einen bedarfsgerechten Ausbau sicherzustellen. Da an den deutschen Grenzkuppelstellen an allen Grenzen (mit Ausnahme der Grenze zwischen Deutschland und Österreich) Engpässe bestehen, ist grundsätzlich von einem Ausbaubedarf auszugehen. Als Engpass wird nach Art. 2 Abs. 2 c Verordnung (EG) 1228/2003 eine Situation bezeichnet, in der eine Verbindung zwischen nationalen Übertragungsnetzen wegen unzureichender Kapazität der Verbindungsleitungen und/oder der betreffenden nationalen Übertragungsnetze nicht alle Stromflüsse im Rahmen des von Marktteilnehmern gewünschten internationalen Handels bewältigen kann.

Als Grund für den sehr geringen Ausbau der Grenzkuppelstellen durch die ÜNB werden unter anderem neben der langfristigen Planung und Abstimmung der Planungsbehörden, die dann in einem solchen Fall nicht nur Bundesländergrenzen sondern auch Staatsgrenzen übergreifend ist, auch die fehlenden Investitionsanreize vermutet.

Die Regelung des Art. 6 Abs. 6 EG- Verordnung 1228/2003 ermöglichen beispielsweise die Verwendung der Einnahmen aus den Engpassmanagementverfahren für verschiedene Zwecke, nämlich der Senkung der Netznutzungsentgelte, der Gewährleistung der Verfügbarkeit der Übertragungskapazität durch Countertrade oder Redispatch- Maßnahmen oder für Netzinvestitionen für den Erhalt oder Ausbau von Verbindungskapazitäten.

Die deutschen ÜNB geben an, entsprechend ihrem Wahlrecht 100% der Einnahmen aus den Engpassmanagementverfahren zur Senkung der Netznutzungsentgelte zu verwenden. Da für den Netzbetreiber weder die Verpflichtung noch ein Anreiz für die Investition in den Ausbau der Grenzkuppelstellen besteht, sei es durch Investition der Einnahmen aus dem Engpassmanagement oder anderweitige Investitionen, muss die Notwendigkeit des Ausbaus der Grenzkuppelstellen besondere Unterstützung erfahren. Der Ausbau der Grenzkuppelstellen kann jedoch aus Sicht der Bundesnetzagentur nur in dem Umfang uneingeschränkt befürwortet werden, als das deutsche Netz die damit einhergehenden zusätzlichen Transite verkraften kann, bzw. die Planung des Ausbaus der innerdeutschen Netze an die zusätzlichen Transite angepasst wird.

Als Schwierigkeit für den Ausbau der Verbindungsleitungen innerhalb Deutschlands sowie an den Grenzkuppelstellen ergibt sich nach den Informationen der ÜNB zum einen die be-

sonders lange Dauer der Verwaltungsverfahren bei den Fachplanungs- und Fachgenehmigungsbehörden.

Von den Verzögerungen beim Bau neuer Stromleitungen sind u.a. alle Projekte, die im „Priority Interconnection Plan“ der EU-Kommission enthalten sind, betroffen. Die dort vorgesehenen Termine für die Inbetriebnahme können nicht mehr eingehalten werden. Die Realisierung einer neuen Freileitung dauert i.d.R. bis zu zehn Jahre und mehr, d.h. länger als der Bau eines Kraftwerks. Aus den Quartalsberichten der ÜNB ergeben sich keine Anhaltspunkte dafür, dass die Verzögerungen durch die ÜNB verursacht werden.

Zum einen besteht aufgrund des Widerstands Dritter eine besonders schwierige Entscheidungssituation unter Abwägung der Interessenlagen. Zum anderen ist die Dauer der Genehmigungsverfahren schwer nachvollziehbar, insbesondere unter Berücksichtigung der möglichen Konsequenzen für den Erhalt der Systemstabilität und der Versorgungssicherheit. Insofern tragen auch die uneinheitliche Verfahrensführung, die knappen Personalressourcen der Genehmigungsbehörden sowie die verschiedentliche Vorschaltung weiterer Verfahren zur unverhältnismäßig langen Dauer der Genehmigungsverfahren bei.

Mit einer Verkabelung neuer Verbindungsleitungen ist hingegen aus Sicht der Bundesnetzagentur keine wesentliche Beschleunigung des Netzausbaus zu erwarten. Vielmehr entstehen durch die notwendig werdende Abgrenzung von Kriterien für eine Verkabelung weitere Diskussionspunkte. Abgesehen davon würden durch eine solche Verkabelung die Kosten für den Netzausbau deutlich ansteigen.

Durch das Inkrafttreten des Infrastrukturplanungsbeschleunigungsgesetzes wurden verschiedene Regelungen getroffen, die für den Ablauf der Verfahren inhaltliche und zeitliche Vorgaben enthalten sowie klare Einwendungsfristen im Rahmen des Anhörungsverfahrens regeln. Die Folgen des Inkrafttretens des Gesetzes lassen sich für die laufenden Verfahren noch nicht abschätzen, sondern können erst anhand einer Langzeitanalyse festgestellt werden. Die Bundesnetzagentur wird im Rahmen der Statusberichte über den jeweiligen Stand der Netzausbaumaßnahmen und der planungsrechtlichen Verfahren informiert. Die Bundesnetzagentur behält sich vor, den Dialog mit den jeweiligen Planungsbehörden zu suchen, sollte sich aufgrund des Monitorings ergeben, dass die Dauer der Genehmigungsverfahren das Ziel eines bedarfsgerechten Netzausbaus in einem konkreten Fall vereitelt.

Die Etablierung von Landesbeauftragten durch die EU- Kommission zur Überwachung und Unterstützung der im *Priority Interconnection Plan* als Projekte von europäischem Interesse identifizierten Netzausbaumaßnahmen wird seitens der Bundesnetzagentur begrüßt.

Durch die Ausgestaltung der Anreizregulierungsverordnung ist sichergestellt, dass die Bereitschaft für Investitionen in das Übertragungsnetz erhalten bleibt. Die Regelungen zur Genehmigung von Investitionsbudgets schaffen darüber hinaus ein günstiges Investitionsklima. In § 23 der Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze¹³ ist geregelt, dass für Kapitalkosten, die zur Durchführung von Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen in die Übertragungsnetze erforderlich sind, durch die Bundesnetzagentur Investitionsbudgets zu genehmigen sind, soweit diese Investitionen zur Stabilität des Gesamtsystems oder für die Einbindung in das nationale oder internationale Verbundnetz sowie für einen bedarfsgerechten Ausbau der Energieversorgungsnetzes nach § 11 EnWG notwendig sind. In Satz 2 des ersten Absatzes sind Beispiele für solche Investitionen, insbesondere Netzausbaumaßnahmen zum Anschluss von Stromerzeugungsanlagen, Integration von Anlagen nach EEG, den Ausbau von Verbindungskapazitäten an den grenzüberschreitenden Kuppelstellen, Leitungen zur Netzanbindung von Offshore- Anlagen sowie Erdkabel nach § 43 S. 3 EnWG genannt. Die Bundesnetzagentur arbeitet derzeit an einem Konzept, das die Umsetzung der einzelnen Vorgaben aus dem Verordnungsentwurf zum Gegenstand haben wird.

Im Fokus der Betrachtung durch die Bundesnetzagentur steht dabei auch die Netzentwicklung zur Vermeidung innerdeutscher struktureller Engpässe. Entsprechend den Vorgaben des § 15 StromNZV verhindern die deutschen ÜNB derzeit das Entstehen von Engpässen in ihren Netzen mit Hilfe von netz- und marktbezogenen Maßnahmen. Beispielsweise werden durch Redispatch- Maßnahmen, also der gezielten Steuerung von Kraftwerken durch die ÜNB, die vom Markt nachgefragten Übertragungskapazitäten zur Verfügung gestellt. Dementsprechend besteht derzeit absehbar kein Bedarf an einer innerdeutschen Engpassbewirtschaftung nach marktorientierten und transparenten Verfahren.

Aufgrund der für den deutschen Markt absehbaren Entwicklung des Erzeugungsmarktes in den kommenden Jahren, der sowohl den Zubau neuer konventioneller Kraftwerke als auch die Errichtung von Onshore- und Offshore- Windparks erwarten lässt, ergeben sich jedoch

¹³ Der Bundesrat hat am 21.09.2007 die Anreizregulierungsverordnung verabschiedet.

auch an den Ausbau des Übertragungsnetzes und dessen Planung neue Anforderungen. Somit kann aufgrund der Zunahme der Windeinspeisung sowie der Zunahme der grenzüberschreitenden Transite das Auftreten vorübergehender oder längerfristiger Engpässe im Übertragungsnetz nicht ausgeschlossen werden.

Die Bundesnetzagentur hat daher am 18.10.2006 von Amts wegen ein Festlegungsverfahren zur Klärung von Grundsatzfragen bei der Bewirtschaftung eventueller künftiger Netzengpässe eingeleitet, wobei es insbesondere um das Verhältnis von Neuanlagen zu sog. Bestandskraftwerken und um die grundsätzliche Wahl eines geeigneten Bewirtschaftungsverfahrens gehen wird. Von der Möglichkeit, hierzu bis zum 06.12.2006 Stellung zu nehmen, haben 20 Interessenten Gebrauch gemacht.

Im Rahmen dieses Themenkomplexes hat die Bundesnetzagentur zugleich am 27.04.2007 einen Gutachtauftrag an das Konsortium Consentec/Frontier Economics vergeben. Ziel ist die Klärung einzelner Fragen zu einer Einführung eines innerdeutschen Engpassmanagementverfahrens. Insofern stehen zum Beispiel die Abgrenzung vorübergehender und struktureller Engpässe, die Evaluierung verschiedener in Frage kommender Engpassmanagementmethoden, die Kriterien für die mögliche Einrichtung von Preiszonen und deren praktische Umsetzung zur Untersuchung an. Der Abschlussbericht der Gutachter wird der Bundesnetzagentur im Herbst 2007 vorliegen und auf der Internetseite veröffentlicht werden. Die Ergebnisse des Gutachtens werden im Rahmen des oben zitierten Festlegungsverfahrens Berücksichtigung finden.

Die Bundesnetzagentur wird für die für das Jahr 2008 zu erstellenden Netzzustands- und Netzausbauberichte die Erweiterung der Berichte mit den ÜNB abstimmen. Ziel dieser Diskussion wird sein, eine weitergehende Harmonisierung, die Ergänzung der Berichte um Informationen wie Störungsstatistiken, eine Beschreibung des Vorgehens im Rahmen der Netzplanung einschließlich der Anpassung von Prognosen, auf Basis derer die Netzplanung erfolgt, aufgrund neuer Erkenntnisse zu erreichen.

Die zuständige Beschlusskammer wird die Notwendigkeit der Regelung von inhaltlichen Vorgaben der Netzzustands- und Netzausbauberichte der ÜNB im Rahmen einer Festlegung erwägen.

Abschließend ist festzuhalten, dass die Bundesnetzagentur anhand der mit den Berichten vorliegenden Angaben keine Überprüfung vornehmen konnte, ob die Planungen der Netz-

betreiber für den Erhalt der Versorgungssicherheit weit reichend genug sind. Dies wird Bestandteil der Überprüfung im Rahmen der Anreizregulierung sein, in deren Rahmen die ÜNB einzelne Investitionsbudgets zur Genehmigung vorlegen werden. Die Bundesnetzagentur bereitet derzeit eine umfassende Prüfung dieser Anträge vor.

Annex 1: Darstellung der Netzausbauprojekte 2006-2010¹⁴

ÜNB	Projektname	Projektbeschreibung	geplante Fertigstellung
RWE TSO	Netzausbau im Bereich Ibbenbüren / Osnabrück	Der bereits begonnene Einstieg in die 380-kV-Netzebene mit dem langfristigen Ziel einer Umstellung des Netzgebietes von 220 kV auf 380 kV wird fortgeführt. Im Rahmen dieser Maßnahme werden altersbedingt 220-kV-Komponenten durch 380-kV-Betriebsmittel ersetzt.	2008
RWE TSO	Netzausbau im Bereich Lippborg – Nehden – Büren	Im Rahmen des erforderlichen altersbedingten Ersatzes von 220-kV-Betriebsmitteln erfolgt im Netzbereich Lippborg - Nehden – Büren der Ausbau des 380-kV-Netzes bei gleichzeitigem Rückbau der 220-kV-Netzebene.	Projekt abgeschlossen
RWE TSO	Anschluss eines Kraftwerks am Standort Hamm-Uentrop	Das zurzeit in Bau befindliche Kraftwerk wird an das 380-kV-Netz angeschlossen.	2007
RWE TSO	Netzverstärkung Wehrendorf – St. Hülfe (dena-Netzstudie)	Zur Abführung der in Norddeutschland eingespeisten Windenergie wird gemäß den Ergebnissen der Dena- Netzstudie eine Netzerweiterung im Bereich zwischen Bremen und Osnabrück erforderlich. Hierzu wird eine neue Verbundkupplung zum Übertragungsnetz der E.ON Netz realisiert.	2010

¹⁴ Stand nach zweitem Quartalsbericht 2007 der ÜNB

ÜNB	Projektname	Projektbeschreibung	geplante Fertigstellung
RWE TSO	Netzausbau im Bereich Gronau	Ein Teil der Versorgung des unterlagerten 110-kV-Verteilnetzes im Bereich Gronau wird von der 220-kV-Spannungsebene auf die 380-kV-Spannungsebene umstrukturiert. Hierzu wird eine neue 380/110-kV-Abspannung in der Station Gronau errichtet.	2007
RWE TSO	Netzverstärkung Uentrop – Bechterdissen	Im Rahmen des Projektes wird als Ersatz für die vorhandene 220-kV-Verbundkupplung RWE Transportnetz Strom – E.ON Netz eine neue leistungsstarke 380-kV-Verbundkupplung geschaffen. Hierfür wird eine 380-kV-Leitung zwischen Gütersloh und Bechterdissen neu errichtet und am Standort Gütersloh eine 380-kV-Anlage neu gebaut.	2010
RWE TSO	Netzausbau in der Region Westliches Rheinland	Das 220-kV-Netz im Bereich Krefeld – Mönchengladbach – Neuss – Dormagen wird zu Gunsten des Ausbaus des 380-kV-Netzes sukzessiv zurückgebaut.	2015
RWE TSO	Ausbau der 380-kV-Station Sechtem	Ein heute vorbeigeführter 380-kV-Stromkreis wird in die Schaltanlage Sechtem eingebunden.	Projekt abgeschlossen
RWE TSO	Anschluss eines Kraftwerks am Standort Hürth/Knapsack	Das zurzeit in Bau befindliche Kraftwerk wird an das 380- und 220-kV-Netz angeschlossen.	Projekt abgeschlossen
RWE TSO	Erweiterung der 380-kV-Station Linde	Die 220/110-kV-Umspannung in Linderhausen bei Schwelm wird altersbedingt durch einen 380/110-kV-Transformator in der Schaltanlage Linde bei Wuppertal ersetzt.	Projekt abgeschlossen

ÜNB	Projektname	Projektbeschreibung	geplante Fertigstellung
RWE TSO	Kapazitätserhöhung der Nord-Süd-Achse zwischen Neuenahr und Weißenthurm	Zwischen Neuenahr und Weißenthurm bei Koblenz wird in den vorhandenen Trassen einer 220-kV- und einer 110-kV-Leitung eine neue 380-/110kV-Leitung errichtet, die gleichzeitig die Transportkapazität der Nord-Süd-Achse erhöht.	2010
RWE TSO	Erweiterung der 380-kV-Station Weißenthurm	In der 380-/220-/110-kV-Umspannstation Weißenthurm werden neue 380/110-kV-Transformatoren aufgestellt. Diese ersetzen sowohl die beiden vorhandenen 220/110-kV-Transformatoren in Weißenthurm als auch einen 220/110-kV-Transformator in Neuwied.	2009
RWE TSO	Kapazitätserhöhung der Nord-Süd-Achse zwischen Dauersberg und Hünfelden	Die vorhandene 220-kV-Leitung von Dauersberg über Limburg nach Kelsterbach wird alters- und kapazitätsbedingt durch eine neue 380-kV-Leitung zwischen Dauersberg, Limburg und Hünfelden ersetzt. In Folge dessen ist die 220-kV-Schaltanlage Limburg durch eine 380-kV-Anlage zu ersetzen.	2010
RWE TSO	Neubau einer 380-kV-Station Kelsterbach	Die bestehende 220/110-kV-Schaltanlage Kelsterbach wird im Rahmen des Ausbaus des Flughafens Frankfurt demontiert. Als Ersatz wird in unmittelbarer Nähe eine 380(220)/110-kV-Schaltanlage neu gebaut und ein neues Versorgungskonzept für den Großraum Frankfurt umgesetzt.	2008
RWE TSO	Neubau in der Region Trier/Luxemburg/Saarland	Die Versorgungsfunktion des 220-kV-Netzes in der Region Trier/Saarland wird teilweise auf das 380-kV-Netz übertragen. In ihrer Funktion nicht mehr benötigte 220-kV-Anlagen und –Leitungen werden zurückgebaut.	2011

ÜNB	Projektname	Projektbeschreibung	geplante Fertigstellung
RWE TSO	Neubau einer 380/110-kV-Station im Raum Biessenhofen (Netzgebiet der LEW)	Im Raum Biessenhofen wird als zusätzlicher Einspeisepunkt in das 110-kV-Netz der LEW eine 380/110-kV-Umspannung neu errichtet.	2010
VE-T	380-kV-Netzverstärkung Südwestraum	Erhöhung der horizontalen Übertragungsfähigkeit im Südwestraum der Regelzone begründet durch hohe Belastungen der 380-kV-Stromkreise Röhrsdorf Remptendorf und Vieselbach – Remptendorf insbesondere in Starkwindzeiten	Projekt abgeschlossen
VE-T	380-kV-Verbindung Hamburg - Schwerin (Nordleitung)	Erhöhung der horizontalen Übertragungsfähigkeit im Nordwesten der Regelzone insbesondere für den EEG-Ferntransport/-Ausgleich durch den Zubau von Übertragungskapazität.	2007
VE-T	380-kV-Netzverstärkung südlich Berlin	Erhöhung der horizontalen und vertikalen Übertragungsfähigkeit im Osten der Regelzone begründet durch die altersbedingte Ablösung von 380/220-kV- Transformatoren in Ragow	2007
VE-T	380-kV-Verbindung Halle – Schweinfurt (Südwestkuppelleitung)	Erhöhung der horizontalen Übertragungsfähigkeit im Südwesten der Regelzone inkl. der regelzonenüberschreitenden Übertragungsfähigkeit zu E.ON Netz insbesondere für den EEG-Ferntransport durch Zubau von Übertragungskapazität	2009
VE-T	380-kV-Netzumstellung Uckermark-Süd	Erhöhung der horizontalen Übertragungsfähigkeit im Nordosten der Regelzone insbesondere für den EEG-Ferntransport und den Abtransport von überschüssigem Windstrom durch Zubau von Übertragungskapazität	2010

ÜNB	Projektname	Projektbeschreibung	geplante Fertigstellung
VE-T	Neubau 380-kV-Umspannwerk Stendal	Erhöhung der vertikalen Übertragungsfähigkeit im Westen der Regelzone zum Abtransport von überschüssigem Windstrom aus dem unterlagerten VNB-Netz zur 110-kV-Netzentlastung (Einhaltung der (n-1)-Sicherheit im Netz des VNB)	2009
VE-T	380-kV-Blindleistungsanlagen Südwestraum	Erhöhung der horizontalen Übertragungsfähigkeit im Südwestraum der Regelzone durch Bereitstellung zusätzlicher Blindleistung für den EEG-Ferntransport	2011
VE-T	380-kV-Netzumstellung südlich Berlin mit Vorbereitung Berlin-Südost	Erhöhung der horizontalen und vertikalen Übertragungsfähigkeit südlich von Berlin zur altersbedingten Komplettablösung der 380/220-kV-Transformation in Ragow sowie Vorbereitung zur Erhöhung der horizontalen und vertikalen Übertragungsfähigkeit in Berlin-Südost	2010
VE-T	380-kV-Verstärkung Wolmirstedt	Erhöhung der horizontalen Übertragungsfähigkeit im Westraum der Regelzone für den EEG-Ferntransport	2010
VE-T	380-kV-Verstärkung Brunsbüttel	Erhöhung der horizontalen Übertragungsfähigkeit im Nordwesten der Regelzone (Raum Hamburg) für den EEG-Ferntransport und die Leistungsabführung geplanter EEG-(Offshore-) und konventioneller KW-Leistung	2009
EnBW TNG	380-kV-Erweiterung Umspannwerk Wendlingen	Die Landeshauptstadt Stuttgart wird derzeit über 220-kV-Einspeisenumspannwerke versorgt. Zukünftig erfolgt die Versorgung der Stadt aus dem 380-kV-Netz.	2009

ÜNB	Projektname	Projektbeschreibung	geplante Fertigstellung
EnBW TNG	380-kV-Anschluss Metz- zingen	Im geografischen Bereich Mittlerer Neckar wird u.a. das Umspannwerk Metz- zingen erweitert. Dafür ist die Stichtanbindung vom Umspannwerk Metz- zingen im Süden an den Stromkreis Hoheneck- Herbertingen der RWE Transportnetz Strom GmbH notwendig. Diese Planung erfolgte gemein- sam mit RWE TSO.	2008
EnBW TNG	380-kV-Anschluss Mühlhausen	Die Landeshauptstadt Stuttgart wird derzeit über drei 220-kV-Einspeisenumspannwerke versorgt. Zukünftig erfolgt die Versorgung der Stadt aus dem 380-kV-Netz. (Hierfür sind Neubau- und Ver- stärkungsmaßnahmen erforderlich)	2010
EnBW TNG	380-kV-Stromkreis Pulverdingen- Endersbach- Wendlingen	Die Landeshauptstadt Stuttgart wird derzeit über 220-kV-Einspeisenumspannwerke versorgt. Zukünf- tig erfolgt die Versorgung der Stadt aus dem 380- kV-Netz. (Hierfür sind Neubau- und Erweite- rungsmaßnahmen erforderlich)	2013
EnBW TNG	380-kV-Umstellung Ostring	Die Umstellung des Ostring von 220 kV auf 380 kV wird ausgelöst durch Stilllegungen von Kern- kraftwerken am 220-kV-Netz aufgrund gesetzli- cher Vorgaben (Ausstieg aus der Kernenergie). Die aufliegenden 220-kV-Stromkreise sollen auf 380 kV ertüchtigt werden. Der bestehende 380- kV-Stromkreis wird in neu errichtete Umspann- werke des Ostrings eingeführt.	2011
EnBW TNG	380-kV-Umbau Rhein- Neckar-Nordbaden	Ersatz für Wegfall von 220-kV- Erzeugungseinheiten. Im Raum Wiesloch haben mehrere große Firmen Laststeigerungen ange- meldet. Die Umstellung der Netzregion Rhein- Neckar-Nordbaden von 220 kV auf 380kV beginnt mit dem Errichten eines 380-kV-Umspannwerks in Hüffenhardt.	2010

ÜNB	Projektname	Projektbeschreibung	geplante Fertigstellung
EnBW TNG	380-kV-Stromkreis Oberjettingen-Engstlatt	Aufgrund der starken Auslastung der 380-kV-Leitungen zwischen Pulverdingen und Laufenburg durch Verbundtransite und zur Entlastung des 110-kV-Netzes von Transiten wird zwischen Oberjettingen und Engstlatt ein zweiter Stromkreis aufgelegt.	2007
EnBW TNG	380-kV-Umbau Trossingen	Die Erweiterung des 380-kV-Umspannwerks in Trossingen stärkt die Versorgung der unterlagerten Verteilnetzebene.	2008
E.ON Netz	Umspannwerk Flensburg	Zunehmende Einspeisungen aus dezentralen On- und Offshore-Windenergieanlagen erfordern gemäß Dena- Studie den Neubau des Umspannwerk mit zwei Transformatoren 380/110 kV.	2006 - 2010
E.ON Netz	Umspannwerk Pöschendorf	Zunehmende Einspeisungen aus dezentralen On- und Offshore-Windenergieanlagen erfordern gemäß Dena- Studie den Neubau des Umspannwerks mit zwei Transformatoren 380/110 kV.	2006 - 2010
E.ON Netz	380-kV-Netzausbau im Bereich Audorf-Hamburg/Nord-Dollern	Zunehmende Einspeisungen aus dezentralen On- und Offshore-Windenergieanlagen sowie die Ermöglichung erhöhter internationaler Transite erfordern den Neubau von 380-kV-Leitungen und die Erweiterung des Umspannwerk Audorf. (z.T. Maßnahme gemäß Dena- Studie)	2006 - 2010
E.ON Netz	380-kV-Leitung Ganderkesee - Wehrendorf	Neubau gemäß Dena- Studie, Projekt in Zusammenarbeit mit RWE TSO, Teilabschnitt: Ganderkesee – St. Hülffe	2006 - 2010

ÜNB	Projektname	Projektbeschreibung	geplante Fertigstellung
E.ON Netz	Umspannwerk Niederrhein	Die EEG-Einspeiseleistung, im Wesentlichen Windkraftleistung, und deren prognostizierter weiterer Anstieg machen die Erweiterung des Umspannwerk um einen Transformator 380/110 kV erforderlich. Projekt bereits abgeschlossen	Projekt abgeschlossen
E.ON Netz	Umspannwerk Diele	Aufstellung von zwei Querreglern 380/380 kV gemäß Dena- Studie	2006 - 2010
E.ON Netz	Bereitstellung von Blindleistung durch Kondensatoren an verschiedenen Standorten, Landesbergen und Dollern	Maßnahme gemäß Dena- Studie	2006 - 2010
E.ON Netz	380-kV-Leitung Diele Niederrhein	Neubau gemäß Dena- Studie, Projekt in Zusammenarbeit mit RWE TSO, Teilabschnitt: Diele - Meppen	2011 - 2015
E.ON Netz	Neubau und 380-kV-Anschluss Umspannwerk Niederrhein	Projekt erfolgte auf Antrag der swb Netze GmbH & Co. KG	Projekt abgeschlossen
E.ON Netz	Erweiterung der 380-kV-Leitung Bechterdisen – Twistetal	Die durch das Auflegen eines zweiten Stromkreises geplante Verstärkung dient dem sicheren Abtransport zunehmender Einspeisungen aus dezentralen Onshore-Windenergieanlagen.	2006 - 2010
E.ON Netz	Umspannwerk Landesbergen	Erweiterung des Umspannwerks durch Aufstellung eines Transformators 380/110 kV gemäß Dena-Studie.	2006 - 2010

ÜNB	Projektname	Projektbeschreibung	geplante Fertigstellung
E.ON Netz	Umspannwerk Kirchdorf	Der prognostizierte Anstieg der EEG-Einspeiseleistung, im Wesentlichen Windkraftleistung, macht den Neubau des Umspannwerk mit zwei Transformatoren 380/110 kV erforderlich.	2006 - 2010
E.ON Netz	Bereitstellung von Blindleistung durch Kondensatoren an verschiedenen Standorten, Borken I	Maßnahme gemäß Dena- Studie	2006 - 2010
E.ON Netz	380-kV-Leitung Wahle - Mecklar	Neubau gemäß Dena- Studie	2011 - 2015
E.ON Netz	Neubau und 380-kV-Anschluss Umspannwerk Sandershausen	Maßnahme erfolgt im Rahmen des erforderlichen altersbedingten Ersatzes von 220-kV-Betriebsmitteln im Netzbereich Lehrte - Hardeggen – Sandershausen.	2006 - 2010
E.ON Netz	Umspannwerk Vörden	Aufstellung eines 380/110-kV Transformators aufgrund von Netzstrukturoptimierungen im Raum Paderborn und im Raum Göttingen erforderlich.	2006 - 2010
E.ON Netz	380-kV- und 110-kV-Schaltanlagen im Umspannwerk Bergrheinfeld oder Umspannwerk Grafenrheinfeld	Im Rahmen des erforderlichen altersbedingten Ersatzes von 220-kV-Betriebsmitteln erfolgen Neubaumaßnahmen.	2006 - 2010
E.ON Netz	380-kV-Leitung Altenfeld (VE-T) - Redwitz	Neubau Teilabschnitt Landesgrenze – Redwitz gemäß Dena- Studie (Projekt in Zusammenarbeit mit VE-T)	2006 - 2010
E.ON Netz	220-kV-Leitung Redwitz – Kriegenbrunn	Umstellung auf 380 kV gemäß Dena- Studie Projekt bereits abgeschlossen	Projekt abgeschlossen

ÜNB	Projektname	Projektbeschreibung	geplante Fertigstellung
E.ON Netz	220-kV-Leitung Redwitz – Grafenrheinfeld	Umstellung auf 380 kV gemäß Dena- Studie	2006 - 2010
E.ON Netz	Umspannwerk Kriegenbrunn	Neubau einer 380-kV-Schaltanlage mit einem Transformator 380/110kV gemäß Dena- Studie. Projekt bereits abgeschlossen	Projekt abgeschlossen
E.ON Netz	Umspannwerk Eltmann	Neubau einer 380-kV-Schaltanlage mit einem Transformator 380/110kV gemäß Dena- Studie.	2006 - 2010
E.ON Netz	Umspannwerk Redwitz	Erweiterung des Umspannwerks gemäß Dena-Studie durch Aufstellung eines Transformators 380/110 kV.	2006 - 2010
E.ON Netz	Stromkreis Irsching – Raitersaich	Zusätzlicher Anschluss von Kraftwerksleistung erfordert die Umstellung des Stromkreises von 220 kV auf 380 kV.	2006 - 2010

Annex 2: Graphische Darstellung der deutschen Projekte aus dem *Priority Interconnection Plan*

