



Bundesnetzagentur

Bericht

der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas,
Telekommunikation, Post und Eisenbahnen

über die Systemstörung im deutschen und europäischen
Verbundsystem am 4. November 2006

Bonn, Februar 2007

Inhaltsübersicht

1. Das Vorgehen der Bundesnetzagentur	3
2. Sachverhalt	5
3. Die Berichte der ERGEG	13
4. Die Berichte der UCTE	15
5. Erkenntnisse und Empfehlungen der Bundesnetzagentur	17
5.1. Die (n-1)-Sicherheit	17
5.1.1. Die Regelwerke	17
5.1.1.1. Das Operation Handbook der UCTE	17
5.1.1.2. Der TransmissionCode 2003	18
5.1.1.3. Betriebshandbücher	19
5.1.2. Die (n-1)-Rechnung bei den deutschen Übertragungsnetzbetreibern generell	19
5.1.3. Die Durchführung von (n-1)-Rechnungen im Zusammenhang mit dem Stromausfall vom 4. November 2006	20
5.1.4. Bewertung der unterlassenen (n-1)-Berechnungen bei E.ON Netz	21
5.1.5. Empfehlungen der Bundesnetzagentur	23
5.1.6. Ausbildung und Training des Personals	23
5.1.7. Empfehlung	24
5.2. Die Kooperation und Koordination der Übertragungsnetzbetreiber	24
5.2.1. Information über die geplante Abschaltung der Leitung	24
5.2.2. Empfehlung der Bundesnetzagentur	25
5.2.3. Auslösung der Schutztechnik	25
5.2.4. Empfehlungen	26
5.2.5. Datenaustausch an den Kuppelstellen	27
5.2.5.1. Datenaustausch zwischen den Übertragungsnetzbetreibern	27
5.2.5.2. Empfehlung	27
5.2.5.3. Datenaustausch zwischen den Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern	27
5.2.5.4. Der Faktor Wind	28
5.2.5.5. Empfehlung	29
6. Zusammenfassung	30

1. Das Vorgehen der Bundesnetzagentur

Am Abend des 4. November 2006 fiel ab 22:10 Uhr in einigen Teilen Europas der Strom aus. Seinen Ausgangspunkt hatte der Stromausfall im Emsland, wo eine Höchstspannungsleitung von E.ON Netz GmbH (im Folgenden: E.ON Netz) ausgeschaltet worden war, um die gefahrlose Überführung eines Kreuzfahrtschiffes aus Papenburg zu ermöglichen. Es kam zur Überlastung der Verbindungsleitung Landesbergen - Wehrendorf, die sich automatisch abschaltete. Kaskadenartig fielen daraufhin von Nord nach Süd quer durch Europa weitere Leitungen aus, und das europäische Verbundnetz zerfiel in drei Teilnetze unterschiedlicher Frequenzen. Etwa 15 Millionen Menschen waren europaweit von dem Stromausfall betroffen. Die Stromversorgung war nach rund 1,5 Stunden wieder komplett hergestellt, die Zusammenschaltung der drei Teilnetze um 23:47 Uhr beendet. E.ON Netz und andere Netzbetreiber haben die Bundesnetzagentur über die Stromausfälle informiert.

Übertragungsnetzbetreiber müssen die Bundesnetzagentur nach § 13 Abs. 5 EnWG unverzüglich informieren, wenn die Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungsnetzes gefährdet war und daher netz- oder marktbezogene Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG oder Maßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG erfolgt sind.

§ 11 Abs. 1 S. 1 EnWG normiert, dass Betreiber von Energieversorgungsnetzen verpflichtet sind, „ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz diskriminierungsfrei zu betreiben, zu warten und bedarfsgerecht auszubauen, soweit es wirtschaftlich zumutbar ist.“ Das EnWG beinhaltet einige weitere Pflichten für Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber, die eine sichere Versorgung mit Elektrizität zum Ziel haben.

Zur Versorgungssicherheit soll gemäß § 12 Abs. 3 EnWG insbesondere durch entsprechende Übertragungskapazität und Zuverlässigkeit des Netzes beigetragen werden. Übertragungsnetzbetreiber müssen gemäß § 12 Abs. 3a EnWG alle zwei Jahre einen Bericht über den Netzzustand und die Netzausbauplanung erstellen. Ferner sind sie verpflichtet, jährlich eine Schwachstellenanalyse zur Vermeidung schwerwiegender Versorgungsstörungen zu erarbeiten und entsprechende Maßnahmen zu treffen (§ 13 Abs. 7 EnWG). Darüber hinaus sind Netzbetreiber verpflichtet, bis zum 30. Juni eines Jahres alle im letzten Kalenderjahr aufgetretenen Versorgungsunterbrechungen der Bundesnetzagentur zu melden (§ 52 EnWG).

Die Bundesnetzagentur kann gemäß § 65 EnWG Aufsichtsmaßnahmen ergreifen, wenn ein Netzbetreiber entgegen den Bestimmungen des EnWG handelt. Um diese Befugnis umfassend wahrnehmen zu können, stehen der Bundesnetzagentur nach § 69 EnWG umfassende Auskunftsrechte zu. So kann sie dann, wenn eine Beurteilung ansteht, ob ein Netzbetreiber im Einzelfall oder generell nicht in der Lage ist, ein Netz sicher zu betreiben, entsprechende Informationen und Auskünfte einholen, die zur Beurteilung des Falles erforderlich erscheinen.

Unmittelbar nach dem Stromausfall hat die Bundesnetzagentur begonnen, den Vorfall zu untersuchen. E.ON Netz wurde aufgefordert, einen detaillierten Bericht u. a. mit Ausführungen zur Ursache und zum Umfang der Unterbrechung vorzulegen. E.ON Netz übersandte der Bundesnetzagentur am 14. November 2006 einen „Bericht über den Stand der Untersuchungen zu Hergang und Ursachen der Störung des kontinentaleuropäischen Stromnetzes“.¹ Einen Tag später erörterte die Bundesnetzagentur mit Vertretern von E.ON Netz diesen Bericht.

¹ <http://www.eon-netz.com/Ressources/downloads/BNetzABerichtundAnlage.pdf>

Anknüpfend an diesen Bericht, aber auch zwischenzeitlich erlangte Erkenntnisse aus Mitteilungen der UCTE sowie der Presse, erhielten alle vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber – das sind E.ON Netz, RWE Transportnetz Strom GmbH (im Folgenden RWE Transportnetz Strom), Vattenfall Europe Transmission GmbH (im Folgenden Vattenfall Europe Transmission) und EnBW Transportnetze AG (im Folgenden EnBW Transportnetze) - umfassende Fragenkataloge der Bundesnetzagentur. Diese beinhalteten Fragen zum Störungsverlauf am Abend des 4. November 2006, aber beispielsweise auch zu den Ermittlungen der UCTE sowie den regelmäßig von den Übertragungsnetzbetreibern der Bundesnetzagentur vorzulegenden Schwachstellenanalysen gemäß § 13 Abs. 7 EnWG.

Die Antworten auf diese Fragenkataloge wertete die Bundesnetzagentur aus sowie erörterte einen Teil von ihnen mit Vertretern aller deutschen Übertragungsnetzbetreiber am 13. Dezember 2006.

Am 20. Dezember 2006 besuchten Vertreter der Bundesnetzagentur die Netzleitstelle von E.ON Netz in Lehrte, am 22. Januar 2007 die von RWE Transportnetz Strom in Brauweiler.

Im Januar 2007 erhielten alle deutschen Übertragungsnetzbetreiber weitere Fragen der Bundesnetzagentur, die im Nachgang der Beurteilung des Vorfalles aufgekomen waren. Diese bezogen sich auf die technische Ausstattung der Netzleitstellen, auf Schulungs- und Trainingsmaßnahmen des Personals der Netzleitführung sowie auf die Betriebshandbücher zur Netzleitführung.

Darüber hinaus wertete die Bundesnetzagentur den Zwischenbericht der UCTE² vom 30. November 2006 (Interim Report: System Disturbance on 4 November 2006)³ und den Endbericht vom 30. Januar 2007 (Final Report: System Disturbance on 4 November 2006)⁴, den Zwischenbericht der ERGEG⁵ vom 20. Dezember 2006 (ERGEG Interim Report on the lessons to be learned from the large disturbance in European power supply on 4 November 2006)⁶ und die zusammenfassende Darstellung der deutschen Übertragungsnetzbetreiber vom 15. Dezember 2006 aus und nahm Presseinformationen sowie ihr unaufgefordert zugesandte Stellungnahmen von Sachverständigen und Institutionen zur Kenntnis.

² Union for the coordination of Transmission auf Electricity

³ <http://www.ucte.org/pdf/News/IC-Interim-Report-20061130.pdf>

⁴ <http://www.ucte.org/pdf/Publications/2007/Final-Report-20070130.pdf>

⁵ European Regulators' Group for Electricity and Gas

⁶ http://www.ergreg.org/portal/page/portal/ERGEG_HOME/ERGEG_DOCS/ERGEG_DOCUMENTS_NEW/ELECTRICITY_FOCUS_GROUP/E06-BAG-01-05_InterimReport.pdf

2. Sachverhalt

Der Sachverhalt stellt sich für die Bundesnetzagentur nach Auswertung der Berichte von E.ON Netz, RWE Transportnetz Strom, Vattenfall Europe Transmission und EnBW Transportnetze, des Zwischen- und Abschlussberichts der UCTE sowie des Zwischen- und Abschlussberichts der ERGEG wie folgt dar:

Am 18. September 2006 bat die Meyerwerft E.ON Netz, zur Überführung des Kreuzfahrtschiffes „Norwegian Pearl“ in die Nordsee am 5. November 2006 um 01:00 die 380 kV-Leitung Conneforde – Diele, welche die Ems überquert, abzuschalten. Die Abschaltung dieser Leitung ist regelmäßig bei der Überführung von Schiffen dieser Größenordnung erforderlich, weil der Abstand zwischen der Höchstspannungsleitung und den Schiffsaufbauten zu gering ist, um bei eingeschalteter Leitung eine gefahrlose Überführung des Schiffes zu ermöglichen.

Seit 1995 wurde die Höchstspannungsleitung Conneforde - Diele von E.ON Netz 14 Mal zur Überführung von Schiffen abgeschaltet. Für die Überführung eines großen Schiffes der Meyerwerft wird die Ems aufgestaut, und das Schiff fährt in eine Schleuse. Dann wird die Höchstspannungsleitung abgeschaltet und von E.ON Netz die sogenannte Verfügungserlaubnis gegeben. Das ist die Bestätigung an die Meyerwerft, dass die Leitung stromlos ist. Die Meyerwerft öffnet das Schleusentor und das Schiff verlässt die Schleuse. Je nach konkretem Fall ist die Höchstspannungsleitung zwischen zwei und vier Stunden abgeschaltet.

Am 27. Oktober wurde die gewünschte Abschaltung von der Betriebsplanung von E.ON Netz vorläufig genehmigt. Zuvor führte die NLS anhand eines Standardplandatensatzes – es handelt sich um einen Datensatz, in den adäquate, angenommene Werte für Umgebungsvariablen zur Netzberechnung einfließen – eine Analyse der Lastsituation durch. Diese gab keinen Anlass dafür, eine Verletzung des (n-1)-Kriteriums anzunehmen. Da allerdings zu diesem Zeitpunkt keine Informationen über die Einspeise- und Verbrauchsverhältnisse für den 5. November 2006 vorlagen, stand die endgültige Genehmigung, wie es nach Angaben von E.ON Netz üblich ist, unter dem Vorbehalt einer weiteren Analyse der Netzsituation unmittelbar vor der Abschaltung der Leitung.

Ferner informierte E.ON Netz den niederländischen Übertragungsnetzbetreiber TenneT und RWE Transportnetz Strom über die vorläufig genehmigte Abschaltung, damit diese Netzbetreiber eine (n-1)-Rechnung durchführen konnten. Diese ergaben, dass das Netz zwar hoch belastet, aber sicher sein würde. E.ON Netz und TenneT vereinbarten, dass am 5. November 2006 von 0 bis 6 Uhr jedoch die grenzüberschreitenden Aktivitäten von E.ON Netz zu TenneT um 350 MW reduziert werden sollten. TenneT entschied sich zudem am 4. November 2006 für eine weitere Reduzierung des grenzüberschreitenden Stromtransportes für den 5. November 2006, weil eine erhöhte Windeinspeisung erwartet wurde. Diese zusätzliche Reduzierung wurde ausschließlich zwischen TenneT und RWE Transportnetz Strom vereinbart, da von E.ON Netz wegen der geplanten Abschaltung der Leitung Conneforde – Diele keine Windeinspeisung erwartet wurde.

Telefonisch bat die Meyerwerft am 3. November 2006 E.ON Netz, die Abschaltung der Höchstspannungsleitung um drei Stunden auf den 4. November 2006, 22 Uhr, vorzuverlegen. E.ON Netz beurteilte daraufhin die prognostizierten Lastverhältnisse für die Abschaltung zum früheren Zeitpunkt für günstiger als im Gegensatz zum ursprünglich vorgesehenen Zeitpunkt. E.ON Netz erwartete für diesen Zeitpunkt eine höhere Last und niedrigere prognostizierte Windeinspeisung, wodurch die Transporte in Ost-West-Richtung reduziert und das Netz entlastet würde. Eine (n-1)-Berechnung ist nicht erfolgt, ebenso wenig eine Simulationsrechnung. Zu diesem Zeitpunkt erfolgte keine Information an RWE Transportnetz Strom und

TenneT. Zudem enthielt auch die DACF⁷ vom 3. November 2006 von E.ON Netz, die die Daten für den 4. November 2006, 22 Uhr und darüber hinaus enthielt, keinen Hinweis auf eine Vorverlegung der Leitungsabschaltung.

Erst am 4. November 2006 zwischen 18⁸ und 19⁹ Uhr informierte E.ON Netz RWE Transportnetz Strom und TenneT darüber, dass die Leitung Conneforde – Diele zu einem früheren Zeitpunkt abgeschaltet werden sollte.

Nach Angaben von TenneT war es zu diesem Zeitpunkt nicht mehr möglich, den grenzüberschreitenden Stromtransport zu reduzieren, da das den Auktions-Regeln widerspräche. Die Tagesauktion findet vor Börsenschluss statt, so dass es am Abend des 4. November 2006 die auktionierte Tageskapazität keinesfalls mehr reduziert werden konnte. TenneT, E.ON Netz und RWE Transportnetz Strom einigten sich jedoch am 4. November 2006 gegen 19 Uhr darauf, die Abzweigposition am Trafo Meeden zu ändern, um den Lastfluss zwischen E.ON Netz und TenneT durch Entlastung der Leitung Diele – Meeden zu verringern. Die entsprechende Schalthandlung führte TenneT um 19:33 Uhr durch.

Am 4. November 2006 befanden sich im deutschen Übertragungsnetz wegen Wartungs- und Reparaturarbeiten einige Netzelemente außer Betrieb. U.a. war im Zuständigkeitsbereich von E.ON Netz die Verteilstation Borken nicht im üblichen Ein-Sammelschienen-Modus, sondern im Zwei-Sammelschienen-Modus geschaltet. Dadurch waren Lastflüsse von Ost nach West in diesem Bereich nicht möglich.

Die Frequenz betrug im Gebiet der UCTE zwischen 21:30 Uhr und 22:09 Uhr nach Angaben des UCTE-Abschlussberichts nahezu 50 Hz.

Um 21:29 Uhr führte die NLS von E.ON Netz mit den Daten des aktuellen Netzzustandes eine Simulationsrechnung - diese Berechnung berücksichtigt für das eigene Netz den genauen Zustand und die Netze benachbarter Netzbetreiber als Modellnetze und gibt Aufschluss über Lastflüsse im eigenen Netz - für die geplante Abschaltung der Höchstspannungsleitung durch. Konkret wurde eine Lastflussrechnung durchgeführt, in die die Leitung Conneforde – Diele als bereits abgeschaltet eingegangen ist. Dabei wurden vom Leitsystem keine Grenzwertverletzungen signalisiert. Eine (n-1)-Berechnung erfolgte nicht.

Gegen 21:30 Uhr bestätigten RWE Transportnetz Strom und TenneT E.ON Netz, dass die Stromflüsse zwischen Deutschland und den Niederlanden zwar hoch, das Netz von TenneT und RWE Transportnetz Strom jedoch sicher seien, so dass sie E.ON Netz die Zustimmung für die geplante Leitungsabschaltung gaben. Zuvor hatte RWE Transportnetz Strom eine Lastflussanalyse sowie eine (n1)-Berechnung durchgeführt.

Um 21:38 Uhr schaltete die NLS von E.ON Netz die Höchstspannungsleitung zwischen Diele und Conneforde, welche die Ems überquert, ab. Die Lastflüsse von Ost nach West verteilten sich daraufhin auf andere, weiter südlich gelegene Leitungen.

Um 21:39 Uhr erhielt die NLS von E.ON Netz mehrere Warnmeldungen der Leitungen Elsen - Twistetal und Elsen - Bechterdissen. Eine Warnmeldung besteht bei E.ON Netz aus einem optischen und akustischen Signal und ist nach Angaben von E.ON Netz eine der Eingangsgrößen für die Bewertung einer konkreten Situation durch das Personal der NLS. Die kon-

⁷ Day Ahead Congestion Forecast (DACF) bezeichnet die vortägliche Engpassvorhersage. Hierbei handelt es sich um einen Datensatz, in dem jeder Übertragungsnetzbetreiber jeden Tag bis um 18 Uhr für den kommenden Tag Daten und Dateien betreffend sein Netzgebiet zur Verfügung stellt. Diese können von anderen Netzbetreibern für Sicherheitsberechnungen und Netzengpassprognosen verwendet werden, in die so eine weitreichendere Datenbasis einbezogen werden, als nur die Daten des eigenen Netzgebietes.

⁸ Nach Angaben von E.ON Netz.

⁹ Nach Angaben des UCTE-Abschlussberichts, S. 18

krete Warnmeldung wies auf das Erreichen von Stromgrenzwerten hin. In der NLS war nach Angaben von E.ON Netz bekannt, dass gemäß einer internen Regelung von E.ON Netz eine temporäre Überlastung der Betriebsmittel um 25 Prozent erlaubt sei, so dass kein unmittelbarer Handlungsbedarf gesehen wurde.

Um 21:41 Uhr rief die NLS von E.ON Netz bei der NLS von RWE Transportnetz Strom an, um sich zu erkundigen, ob noch alles in Ordnung sei. Das bejahte RWE – die (n-1)-Sicherheit im eigenen Netz war gegeben -, verwies aber auch auf den Sicherheitsgrenzwert¹⁰ von 1800 A für die Leitung Landesbergen – Wehrendorf. Bei dieser Leitung handelt es sich um eine Kuppelleitung zwischen E.ON Netz (Landesbergen) und RWE (Wehrendorf). Ferner wies die NLS von RWE Transportnetz Strom auf den Schutzgrenzwert¹¹ von 1990 A im Umspannwerk Wehrendorf hin. Zu diesem Zeitpunkt betrug die Belastung der Leitung Landesbergen – Wehrendorf ungefähr 1780 A.

Um 21:42 Uhr erteilte die NLS von E.ON Netz die sogenannte Verfügungserlaubnis für das Schiff.

Um 21:46 Uhr und 21:52 Uhr erfolgten Telefonate zwischen der NLS von E.ON Netz und Vattenfall Europe Transmission. Um 21:50 Uhr besprachen sich die NLS von E.ON Netz und RWE Transportnetz Strom. In den Telefonaten wurde die Situation als angespannt beurteilt.

Ab 22:05 Uhr kam es nach Angaben von E.ON Netz und RWE Transportnetz Strom zu einer Änderung im Lastfluss, was zu einem Anstieg der Auslastung der 380 kV-Leitung zwischen Landesbergen und Wehrendorf um 100 MW (entspricht ungefähr 160 A) führte. Die Ursache für die Lastflussänderung war nicht klar. Der Strom stieg auf der Leitung Landesbergen – Wehrendorf innerhalb von zwei bis drei Minuten auf ca. 1900 A an und überstieg damit den Sicherheitsgrenzwert von RWE Transportnetz Strom für diese Leitung, der bei knapp 1800 A lag.

Um 22:07 Uhr war der Sicherheitsgrenzwert überschritten, was die NLS von RWE Transportnetz Strom daraufhin der NLS von E.ON Netz telefonisch mitteilte. Das Personal der NLS von E.ON Netz überlegte daraufhin, wie die Situation entschärft werden könnte und entschied sich, die Sammelschienen im Umspannwerk Landesbergen zu kuppeln. Hierdurch sollte der Lastfluss auf der Leitung Landesbergen – Wehrendorf reduziert werden, nach Einschätzung der NLS von E.ON Netz um Rund 50 MW (entspricht 80 A). Es erfolgten weder Lastflussberechnungen noch eine (n-1)-Rechnung.

Die Kupplung wurde ohne weitere Rücksprache mit RWE Transportnetz Strom um 22:10:11 Uhr eingelegt. Zwei Sekunden später, um 22:10:13 Uhr, schaltete die automatische Schutz-einrichtung die Leitung Landesbergen – Wehrendorf ab.

¹⁰ Der Sicherheitsgrenzwert ist ein Wert, bei dessen Überschreiten ein Eingriff erforderlich ist, um ein Netz weiter sicher zu betreiben und nicht in die Gefahr einer automatischen Abschaltung einer Leitung zu laufen.

¹¹ Der Schutzgrenzwert, auch Rückfallwert genannt, muss nach Erreichen des Anregewertes innerhalb einer definierten Zeit unterschritten werden, um die automatische Abschaltung einer Leitung zu verhindern.

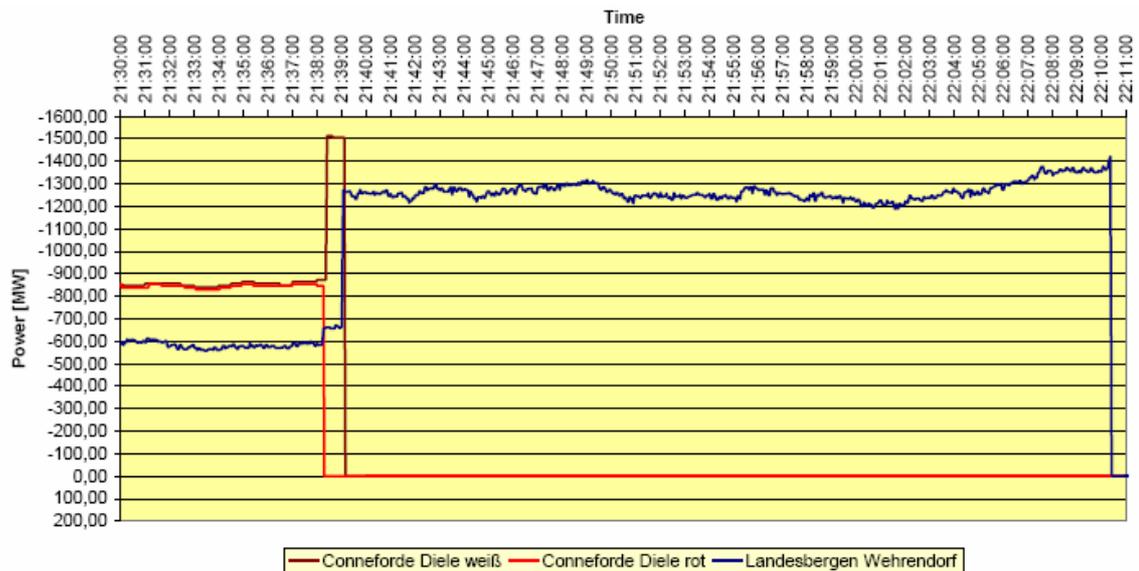


Abbildung 1: Lastfluss auf der Leitung Landesbergen – Wehrendorf vor und nach der Abschaltung der Leitung Conneforde – Diele

Quelle: UCTE-Abschlussbericht

Die Folge waren Lastverschiebungen, die um 22:10:15 Uhr zu einer Abschaltung der 220 kV-Leitung Bielefeld/ Ost – Gütersloh führten. Um 22:10:19 Uhr schaltete sich die 380 kV-Leitung Bechterdissen – Elsen aus. Im Anschluss kam es innerhalb kürzester Zeit zur Abschaltung von weiteren Leitungen von Nord nach Süd quer durch Deutschland, Österreich, Kroatien, Ungarn und weitere Länder.

Nr.	Zeit	kV	Leitung
1	22:10:13	380	Wehrendorf-Landesbergen
2	22:10:15	220	Bielefeld/Ost-Spexard
3	22:10:19	380	Bechterdissen-Elsen
4	22:10:22	220	Paderborn/Süd-Bechterdissen/Gütersloh
5	22:10:22	380	Dipperz-Großkrotzenburg 1
6	22:10:25	380	Großkrotzenburg-Dipperz 2
7	22:10:27	380	Oberhaid-Grafenrheinfeld
8	22:10:27	380	Redwitz-Raitersaich
9	22:10:27	380	Redwitz-Oberhaid
10	22:10:27	380	Redwitz-Etzenricht
11	22:10:27	220	Würgau-Redwitz
12	22:10:27	380	Etzenricht-Schwandorf
13	22:10:27	220	Mechlenreuth-Schwandorf
14	22:10:27	380	Schwandorf-Pleinting

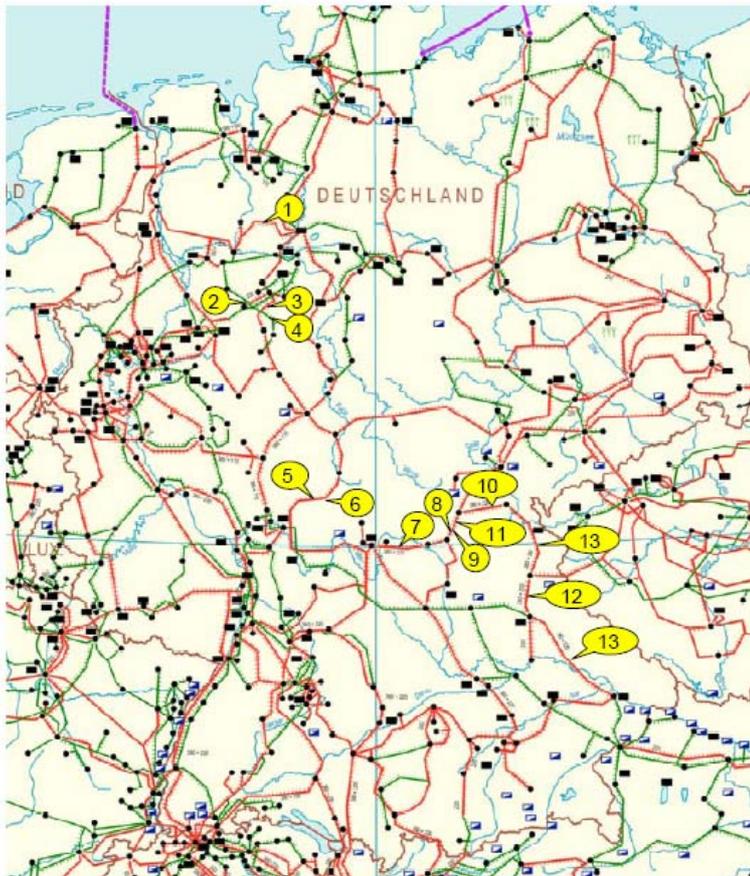


Abbildung 2: Zeiten der automatischen Leitungsabschaltung im Gebiet von E.ON Netz am 4. November 2006

Quelle: E.ON-Bericht zum Stand der Untersuchungen vom 14. November 2006

Als Folge des Ausfalls einzelner Leitungen zerfiel das europäische Stromnetz in drei Teilnetze. Das nord-östliche Gebiet war durch eine Überfrequenz gekennzeichnet und umfasste von den deutschen Übertragungsnetzbetreibern das Gebiet von Vattenfall Europe Transmission sowie einen Teil des Netzes von E.ON. Im westlichen Gebiet, dem der andere Teil des Netzes von E.ON sowie die Gebiete von EnBW Transportnetze und RWE Transportnetz Strom angehörten, sowie im süd-östlichen Bereich herrschten Unterfrequenzen.

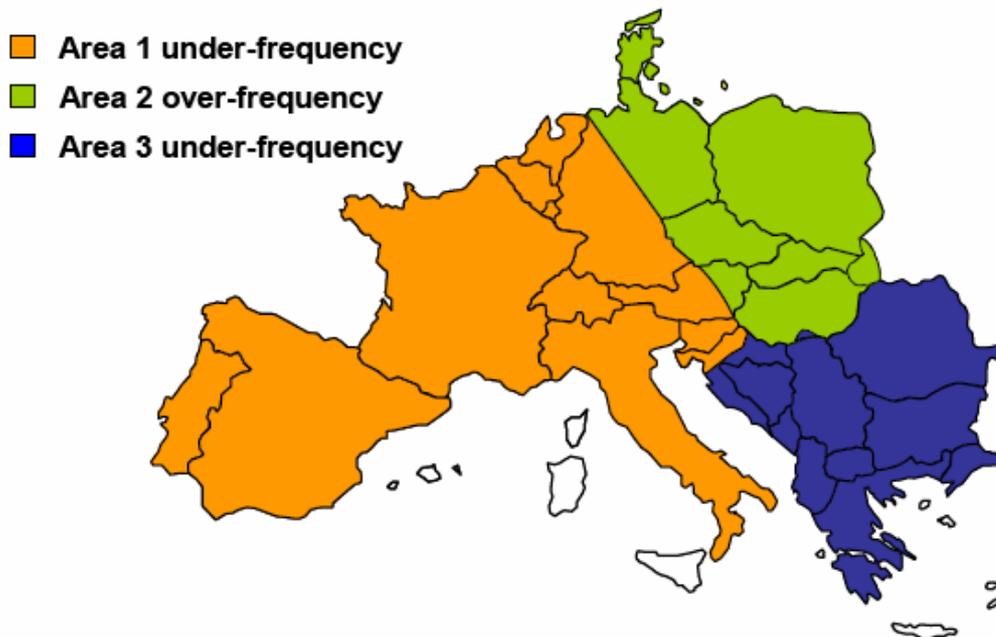


Abbildung 3: Schematische Darstellung des UCTE-Gebietes bei der Teilung in drei Frequenzgebiete

Quelle: UCTE-Abschlussbericht

Im nord-östlichen Bereich bestand ein Erzeugungsüberschuss, so dass die Frequenz von 50 auf etwa 51,4 Hz anstieg und sich dann bei etwa 50,4 Hz einpendelte. Um dem Erzeugungsüberschuss entgegen zu wirken, fuhren die Netzbetreiber in diesem Gebiet kurzfristig Erzeugungsleistungen zurück oder nahmen sie gänzlich vom Netz. Zudem wurden Pumpen in Pumpspeicherwerken aktiviert.

Im westlichen Bereich sank die Frequenz auf 49,0 Hz, im süd-östlichen auf rund 49,7 Hz. In diesen Bereichen wurden kontrolliert Verbraucher vom Netz genommen, Pumpleistungen in Wasserkraftwerken vom Netz genommen und zusätzlich Erzeugungseinheiten aktiviert.

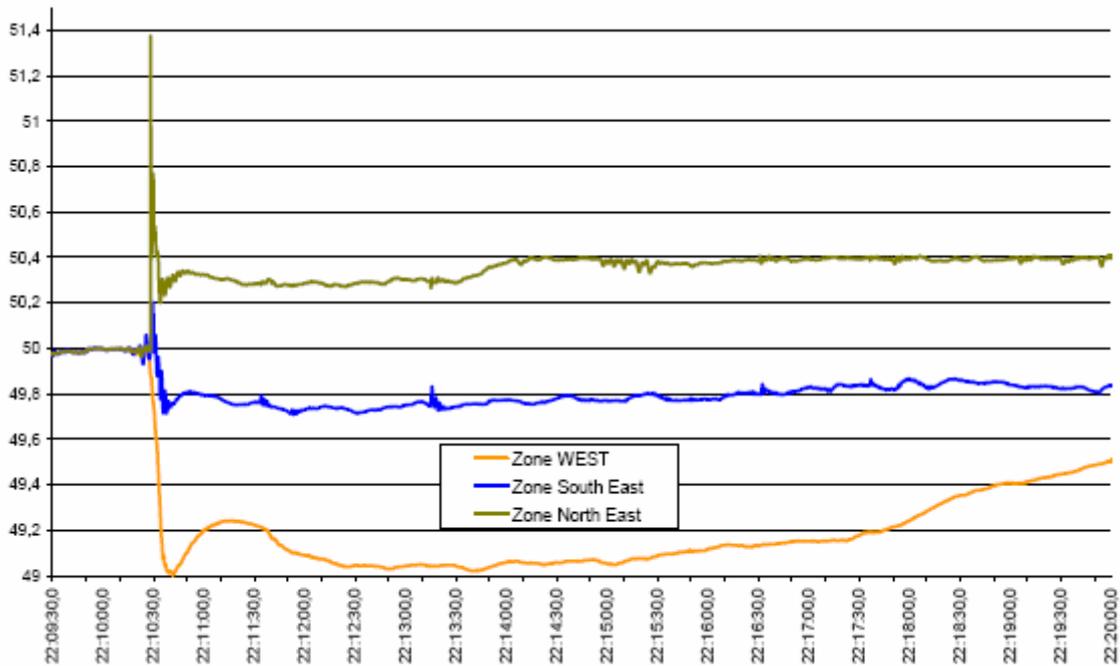


Abbildung 4: Aufzeichnungen der Frequenzen ab der Teilung des UCTE-Verbundnetzes

Quelle: UCTE-Abschlussbericht

Während es nach Angaben der UCTE in den unterfrequentigen Gebieten (West und Südost) relativ problemlos gelang, die Frequenzen zu stabilisieren, gestaltete sich das in dem überfrequentigen Gebiet schwieriger. In diesem Bereich herrschte ein Erzeugungsüberschuss, der durch das automatische Wiedereinschalten von Windenergieanlagen verstärkt wurde.

Die deutschen Übertragungsnetzbetreiber waren aufgrund ihrer Belegenheit in unterschiedlichen Frequenzbereichen unterschiedlich von dem Vorfall betroffen. In den Regelzonen von RWE Transportnetz Strom, EnBW Transportnetze und Vattenfall Europe Transmission kam es zu keinen störungsbedingten Leitungsüberlastungen und Leitungsabschaltungen im Transportnetz. Das Netz von E.ON hingegen wurde, wie Abbildung 2 zu entnehmen ist, in der Mitte getrennt.

Die Störung im System führte bei allen deutschen Übertragungsnetzbetreibern zu Anpassungen gemäß § 13 Abs. 2 EnWG. Diese Vorschrift besagt sinngemäß, dass die Übertragungsnetzbetreiber sämtliche Stromeinspeisungen, -transite und -abnahmen in ihren Regelzonen nach den Erfordernissen eines sicheren und zuverlässigen Betriebs des Übertragungsnetzes anpassen müssen, wenn netzbezogene Maßnahmen (insbesondere Netzschaltungen) und marktbezogene Maßnahmen nicht ausreichen, um eine Gefährdung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungsnetzes auszuschließen.

Um sich einen Überblick über die Lage zu verschaffen, nahmen einige Netzbetreiber nach 22:10 Uhr untereinander Kontakt auf. Auf diese Weise erfuhren sie, dass im gesamten Verbundnetz eine Störung bestand, die die Auftrennung des Netzes in drei Subsysteme zur Folge gehabt hat.

Ab 22:34 Uhr wurde versucht, das nordöstliche und westliche Subsystem wieder zu synchronisieren. Die ersten Schaltungen verliefen jedoch erfolglos, da die Frequenzunterschiede noch zu hoch waren.

Um 22:47 Uhr gelang es, das nordöstliche und westliche Subsystem wieder zu synchronisieren. Ebenfalls um 22:47 Uhr erfolgte nach und nach erfolgreich die Zuschaltung von in Deutschland ausgefallenen Leitungen. Bereits zuvor war versucht worden, Leitungen wieder zuzuschalten, doch stellte sich dabei vereinzelt heraus, dass die Leitungen noch nicht belastbar waren und somit wieder auslösten, also erneut stromlos wurden.

Um 23:57 Uhr waren die europäischen Teilnetze wieder vollkommen miteinander verbunden. Ungefähr zu diesem Zeitpunkt waren auch die Verbraucher – europaweit waren nach Angaben der UCTE mehr als 15 Millionen Menschen zeitweise stromlos – wieder versorgt.

Bis zum 5. November 2006, 01:00 Uhr konnten nach Angaben der deutschen Übertragungsnetzbetreiber bezüglich der Anpassung der Erzeugung und Lasten sowie alle wesentlichen Schalthandlungen im deutschen Übertragungsnetz soweit abgeschlossen werden, dass damit die letzten Anpassungen gemäß § 13 Abs. 2 EnWG aufgehoben werden konnten.

3. Die Berichte der ERGEG

Die ERGEG¹² hat nach dem Stromausfall eine Ad Hoc Working Group gebildet. Diese Arbeitsgruppe hatte das Ziel, den Stromausfall umfassend zu analysieren. Am 20. Dezember 2006 hat die ERGEG ihren Zwischenbericht¹³, am 6. Februar 2007 den Abschlussbericht der Untersuchung veröffentlicht.¹⁴ Im Abschlussbericht werden zwei Empfehlungen gegeben: Erforderlich sei ein verbesserter rechtlicher und regulatorischer Rahmen, um die Gefahr zukünftiger Stromausfälle zu minimieren. Zudem sei es erforderlich, dass die Maßnahmen, die die Übertragungsnetzbetreiber ergriffen, untereinander koordiniert seien und eine Kooperation der Übertragungsnetzbetreiber erfolge.

Diese Empfehlungen folgen aus den drei Hauptgründen, die die ERGEG für die Störung des europäischen Stromnetzes verantwortlich macht:

- Das (n-1)-Kriterium sei nicht erfüllt gewesen.
- Die Koordination der Übertragungsnetzbetreiber sei ungenügend gewesen.
- Das Verhalten dezentraler Erzeugungseinheiten könne von den ÜNB nicht ausreichend gesteuert werden.

Zum (n-1)-Kriterium führt die ERGEG aus, dass dieses nach dem Abschalten der Höchstspannungsleitung über der Ems nicht erfüllt gewesen sei. Bei den Untersuchungen des Vorfalls habe sich herausgestellt, dass die einzelnen Übertragungsnetzbetreiber mit der Forderung des UCTE Operational Handbook, jederzeit das (n-1)-Kriterium in ihrem System zu überprüfen¹⁵, uneinheitlich umgingen. Die ERGEG fordert daher, dass jeder Übertragungsnetzbetreiber alle 15 Minuten eine (n-1)-Berechnung in seinem System vorsehen muss. Zudem müsse klarer definiert werden, in welchen Situationen darüber hinaus zusätzliche Sicherheitsberechnungen gemacht werden müssten. Die ERGEG ist weiterhin der Ansicht, dass die (n-1)-Sicherheitsregeln im UCTE Operational Handbook nicht klar genug definiert seien und daher diesbezüglich Nachbesserungsbedarf bestehe.

Die Übertragungsnetzbetreiber müssten, so die ERGEG auch, dazu verpflichtet werden, sich besser zu koordinieren und zu informieren. Für eine bessere, sichere Netzsteuerung sei es erforderlich, dass den Übertragungsnetzbetreibern Echtzeitdaten zur Verfügung gestellt werden, so dass beispielsweise bekannt sei, welche Erzeugungseinheiten mit welcher Last am Netz seien.

Der Abschlussbericht der ERGEG enthält darüber hinaus eine Vielzahl weiterer Empfehlungen. Beispielsweise müsse überprüft werden, ob die Philosophie der UCTE der dezentralen Verantwortung eher in Richtung einer zentralen und/oder hierarchischen Systemverantwortung entwickelt werden sollte. Zudem müssten die Regulierungsbehörden, aber auch die Übertragungsnetzbetreiber untersuchen, ob die bestehenden nationalen Regeln ausreichen. Weiteres wichtiges Element ist, dass die Übertragungsnetzbetreiber über weitergehender als bisher existierende Instrumente verfügen, den Einsatz von dezentralen Erzeugungseinheiten

¹² European Regulator's Group for Electricity and Gas. Das ist ein Zusammenschluss europäischer Regulierungsbehörden, der die Europäische Kommission in Energieregulierungs-Themen berät.

¹³ ERGEG Interim Report on the lessons to be learned from the large disturbance in European power supply on 4 November 2006. Veröffentlicht unter http://www.ergreg.org/portal/page/portal/ERGEG_HOME/ERGEG_DOCS/ERGEG_DOCUMENTS_NEW/ELECTRICITY_FOCUS_GROUP/E06-BAG-01-05_InterimReport.pdf; ERGEG

¹⁴ Final Report: The lessons to be learned from the large disturbance in the European power system on the 4th of November 2006, E06-BAG-01-06, http://www.ergreg.org/portal/page/portal/ERGEG_HOME/ERGEG_DOCS/ERGEG_DOCUMENTS_NEW/ELECTRICITY_FOCUS_GROUP/

¹⁵ Zum den Ausführungen zum (n-1)-Kriterium im Operation Handbook vgl. unten, Teil 5.1.1.1.

im Krisenfall zu steuern. Ein wichtiges Element hierbei könne die Harmonisierung von Anschlussbedingungen für derartige Erzeuger sein.

Um diese Ziele zu erreichen, schlägt ERGEG kurz- und mittelfristige Lösungswege vor. Unmittelbare Verbesserungen können danach bereits durch Änderungen des UCTE Operation Handbook erzielt werden. ERGEG führt hier eine Reihe von Punkten konkret auf. Ein wesentliches Problem dabei ist allerdings die fehlende rechtliche Verbindlichkeit des Operation Handbook bzw. des Multilateral Agreements, so dass die Umsetzung der vereinbarten Maßnahmen durch die Übertragungsnetzbetreiber nicht in jedem Fall garantiert werden kann. Daher schlägt ERGEG weiterhin vor, auf der Grundlage von Art 8 Abs. 4 der Verordnung (EG) 1228/2003 sogenannte Guidelines on Operational Security zu entwickeln. Allerdings könnten in diesem Kontext nur solche Dinge geregelt werden, die einen unmittelbaren Bezug zum grenzüberschreitenden Stromhandel haben, wie etwa die Entwicklung gemeinsamer Planungsstandards oder gemeinsamer Notfallpläne. Dabei sollten die Regulierungsbehörden mit der Aufsicht und Durchsetzung dieser Leitlinien beauftragt werden. ERGEG wird im Rahmen des Arbeitsprogramms für 2007 die wesentlichen Elemente derartiger Leitlinien entwickeln.

Darüber hinaus könnte es nach Auffassung von ERGEG denkbar sein, über die nationalen Umsetzungen der Richtlinie 2005/89/EG zur Versorgungssicherheit auch europäische Überlegungen ins Spiel zu bringen. Für eine umfassende, rechtssichere Umsetzung der von ERGEG vorgeschlagenen Änderungen ist nach dortigem Verständnis jedoch ein neuer gesetzlicher Rahmen erforderlich, in dem ein „European Grid“ definiert wird, für den von den Übertragungsnetzbetreibern ein „European Grid Code“ entwickelt werden muss. Dieser ist von den Regulierungsbehörden zu genehmigen und seine Umsetzung durch die Übertragungsnetzbetreiber von den Regulierungsbehörden zu überwachen. Alles dies ist beispielsweise im Rahmen erweiterter Kompetenzen für die Gruppe der europäischen Regulierungsbehörden denkbar (ERGEGplus).

4. Die Berichte der UCTE

Die UCTE¹⁶ bezeichnet in ihrem Abschlussbericht vom 30. Januar 2007 die Systemstörung vom 4. November 2006 als eine der ernstesten und größten Störungen, die jemals in Europa aufgetreten sind. Für den Stromausfall und die Bildung von Teilnetzen, somit Netzen unterschiedlicher Frequenz, benennt die UCTE in ihrem am 30. November 2006 veröffentlichten Zwischenbericht sowie im Abschlussbericht vom 30. Januar 2007¹⁷ zwei Hauptgründe.

Als ersten Hauptgrund benennt sie die Verletzung des (n-1)-Kriteriums.¹⁸ E.ON Netz habe vor der Schaltmaßnahme das (n-1)-Kriterium nicht überprüft. Die (n-1)-Sicherheit sei im Netz von E.ON sowie in einigen Verbindungsleitungen zu benachbarten Übertragungsnetzbetreibern nicht gegeben gewesen.

Als zweiten Hauptgrund sieht die UCTE die ungenügende Koordination der Übertragungsnetzbetreiber während des Ereignisses. Die für ursprünglich den 5. November 2006, 1 Uhr geplante Abschaltung der Leitung sei sorgfältig von den direkt betroffenen Netzbetreibern E.ON Netz, RWE Transportnetz Strom und TenneT vorbereitet worden. Die Verschiebung der Schaltmaßnahme auf einen früheren Zeitpunkt sei von E.ON Netz jedoch sehr spät kommuniziert worden.

Die UCTE benennt in ihren Zwischen- und Abschlussberichten weitere Faktoren, die sie als kritisch bewertet.

- Als kritisch sieht die UCTE die Tatsache an, dass die meisten Übertragungsnetzbetreiber keine Echtzeitdaten zur Verfügung haben, die Auskunft darüber geben, welche Erzeugungseinheiten in der Verteilnetzebene sich derzeit am Netz befinden. Zudem habe einerseits die automatische Abschaltung einiger Erzeugungseinheiten, andererseits die unkontrollierte Wieder-Inbetriebnahme von Erzeugungseinheiten in den einzelnen Teilsystemen die Lage verschlechtert.
- Den Netzbetreibern stünden nach nationalen Vorgaben und internen Regelungen bestimmte Möglichkeiten zu, Störungen abzuwenden und einen sicheren Netzbetrieb wieder herzustellen. Das EnWG schreibe den deutschen Übertragungsnetzbetreibern vor, durch bestimmte Maßnahmen in Notfallsituationen zu reagieren.¹⁹ Die Angemessenheit und Effektivität der Maßnahmen würden es nicht immer erlauben, auf spezielle Situationen wie die am 4. November 2006 angemessen zu reagieren.
- Teilweise sei die Aufnahme der Wiederversorgung mit Strom von schlechter Koordination zwischen den Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern geprägt gewesen.
- Bei der Resynchronisation der Subsysteme sei die Koordination der Übertragungsnetzbetreiber ungenügend gewesen.
- Die Dispatcher müssten besser geschult werden.

¹⁶ Union for the Coordination of Transmission of Electricity. Das ist eine Vereinigung von 23 europäischen Übertragungsnetzbetreibern, die die Systeme der einzelnen Mitglieder unter dem Aspekt eines zuverlässigen Verbundbetriebes koordiniert.

¹⁷ Zum Abschlussbericht hat die UCTE auch eine kleine Präsentation veröffentlicht, die zu finden ist unter http://www.ucte.org/pdf/Publications/2007/EC_MC_Penedos_v4.pdf

¹⁸ Zum (n-1)-Kriterium vgl. ausführlich unten, Teil 5.1.1.1.

¹⁹ Gemeint sind damit die Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 und 2 EnWG.

Im Endbericht spricht die UCTE Empfehlungen betreffend technischer und organisatorischer Aspekte aus, die von der UCTE oder zuständigen Interessenvertretern auf nationaler oder europäischer Ebene umgesetzt werden sollten.

Die UCTE hat ihrerseits eine Überarbeitung des Operation Handbook²⁰ angestoßen, wobei sie betont, dass die bestehenden Regelungen nicht fundamentale Mängel enthielten, sondern dass es bei der Überarbeitung lediglich um erforderliche Klarstellungen und Ergänzungen ginge.

Konkret bedürfe das Operation Handbook in der Policy 3 in den Aussagen zur (n1-)Sicherheit einer Klarstellung sowie in der Policy 5²¹ betreffs eines Notfallplans einer Ergänzung. Ferner sollten Kriterien zur regionalen und überregionalen Koordination der Übertragungsnetzbetreiber entwickelt werden, die zum Ziel ein regionales Sicherheitsmanagement hätten. Schließlich müsse die UCTE den Übertragungsnetzbetreibern ein Echtzeit-Informationssystem über den Zustand des gesamten UCTE-Verbundes zur Verfügung stellen, so dass bei Großstörungen schnell reagiert werden könnte.

Eine weitere Forderung der UCTE richtet sich an regulatorische oder gesetzliche Vorgaben. Diese sollten u.a. vorsehen, dass die Übertragungsnetzbetreiber mehr und aktuellere Daten über Erzeugungseinheiten zur Verfügung hätten und selbst Erzeugungseinheiten ein- bzw. ausschalten könnten.

²⁰ Zum Operation Handbook im allgemeinen und zur darin enthaltenen Beschreibung des N-1-Kriteriums vgl. unten, Teil 5.1.1.1. Veröffentlicht sind die einzelnen Teile des Operation Handbook unter http://www.ucte.org/ohb/cur_status.asp.

²¹ Die Policy 5 ist überschrieben mit „Emergency Procedures“.

5. Erkenntnisse und Empfehlungen der Bundesnetzagentur

Die Bundesnetzagentur gelangt aus den ihr vorliegenden Informationen zu Erkenntnissen und Empfehlungen folgende Aspekte betreffend:

- die (n-1)-Sicherheit
- die Kooperation und Koordination der Übertragungsnetzbetreiber generell sowie speziell beim Datenaustausch.

Damit folgt sie ERGEG und der UCTE, die ebenfalls in diesen Aspekten Handlungsbedarf sehen.

5.1. Die (n-1)-Sicherheit

Das (n-1)-Kriterium besagt, dass die Einhaltung des sicheren Netzbetriebes auch dann gewährleistet sein muss, wenn ein einzelnes Element des Systems (Netzbetriebsmittel), beispielsweise eine Leitung oder ein Transformator, ausgefallen ist. Es darf danach nicht zu einer Versorgungsunterbrechung (Stromausfall) oder einer Störungsausweitung kommen, die Spannung im Netz darf die Grenzwerte nicht über- oder unterschreiten und die verbleibenden Netzbetriebsmittel dürfen nicht überlastet werden.

5.1.1. Die Regelwerke

Das (n-1)-Kriterium ist in verschiedenen Regelwerken auf nationaler wie internationaler Ebene beschrieben.

5.1.1.1. Das Operation Handbook der UCTE

Das Operation Handbook (OH) der UCTE²² enthält technische und organisatorische Regeln, die dazu betragen sollen, den Austausch von Strom zu ermöglichen und gleichzeitig die hohe Versorgungssicherheit im europäischen Verbundnetz aufrechtzuerhalten. Ein großer Teil des Operation Handbook (sieben von acht Kapiteln, die sog. „Policies“) ist inzwischen erarbeitet. Das Multilateral Agreement, ein Vertrag belgischen Rechts, welches die technischen Standards des Operation Handbook für alle Mitglieder der UCTE verbindlich macht, ist zum 1. Juli 2005 nach Unterzeichnung durch alle UCTE-Mitglieder in Kraft getreten. Mit der Unterzeichnung des Multilateral Agreement konnte allerdings jeder Übertragungsnetzbetreiber für seinen Verantwortungsbereich für Teile der Vorschriften befristete Ausnahmen aus diesem europäischen Regelwerk definieren.

Ausführungen zur (n-1)-Sicherheit enthält die Policy 3 „Operational Security“ im Kapitel A. Die UCTE bewertet das (n-1)-Kriterium als besonders bedeutend, um Systemstörungen zu vermeiden.²³ Die Verpflichtung der Übertragungsnetzbetreiber wird wie folgt gesehen: „TSOs

²² Veröffentlicht sind die einzelnen Teile des Operation Handbook unter http://www.ucte.org/ohb/cur_status.asp.

²³ Konkret heißt es in Kapitel A, Introduction: „The „N-1 CRITERION“ is of major importance to prevent disturbances.“

monitor at any time the N-1-CRITERION for their own system through observation of the interconnected system (their own system and some defined parts of ADJACENT SYSTEMS) and carry out security computations for risk analysis.“²⁴ Genauere Angaben, beispielsweise in welchen Zyklen oder konkret in welchen Situationen die (n-1)-Sicherheit zu betrachten ist, enthält das Operational Handbook nicht. Vielmehr heißt es allgemein weiter: „TSOs individually and jointly develop, maintain und implement procedures to comply with the N-1 CRITERION“.²⁵ Ebenso fehlt eine Vorgabe dafür, welches Gebiet bei einer (n-1)-Rechnung betrachtet werden soll.²⁶

5.1.1.2. Der TransmissionCode 2003

Die Regelungen für die Anwendung des (n-1)-Kriteriums sind für deutsche Übertragungsnetzbetreiber im TransmissionCode 2003 festgelegt, der vom Verband der Netzbetreiber (VDN²⁷) erstellt wurde. Der TransmissionCode 2003 beschreibt u.a. technische Mindestanforderungen, deren Einhaltung für die Sicherheit und Zuverlässigkeit des elektrischen Verbundsystems als erforderlich angesehen werden. Der Transmission Code2003 setzt geltende Regelungen des UCTE Operation Handbook (darunter auch Regelungen zum (n-1)-Kriterium) in Deutschland um und beschreibt was es bedeutet, ein Netz (n-1)-sicher zu führen. Allerdings enthält der TransmissionCode 2003 genau wie das Operation Handbook keine genauen Ausführungen dazu, wie oft die Übertragungsnetzbetreiber eine (n-1)-Berechnung durchführen müssen.

Gemäß des TransmissionCode 2003 wird in das (n-1)-Kriterium zur Beurteilung der Sicherheit des Netzbetriebes im 380/220 kV Übertragungsnetz sowie in 110-kV-Netzgruppen mit Übertragungsfunktion im Allgemeinen der einfache Ausfall von Freileitungs-, Kabelstromkreisen und Netztransformatoren einbezogen. Das bedeutet, dass bei störungsbedingten Ausfällen dieser Netzbetriebsmittel Grenzwertverletzungen bestimmter Netzbetriebsgrößen (wie beispielsweise Betriebsspannungen) und Betriebsmittelbeanspruchungen (Strombelastung), Versorgungsunterbrechungen, Folgeauslösungen weiterer Schutzgeräte, Verlust der Stabilität von Erzeugungseinheiten sowie die Notwendigkeit einer Änderung oder ggf. Unterbrechung von Übertragungen ausgeschlossen sein müssen.

Das (n-1)-Kriterium wird gemäß der Vorgaben des TransmissionCode 2003 sowohl im Rahmen der Netzplanung als auch im Rahmen der Betriebsplanung angewandt.

Der Übertragungsnetzbetreiber legt im Rahmen der Planung sein Netz nach dem (n-1)-Kriterium so aus, dass für die prognostizierten maximalen Übertragungs- und Versorgungsaufgaben bei einer durch ein Ereignis ausgelösten Störung die Netzfunktionen erhalten bleiben. Die im Rahmen des (n-1)-Kriteriums angewendeten Mindestkriterien (siehe oben) stellen den technischen Beurteilungsspielraum für die Ermittlung von Netzanschlusskonzepten von Kundenanlagen und für den Netzausbau dar.

Im Rahmen der Betriebsplanung bedeutet ein Netzbetrieb nach dem (n-1)-Kriterium, dass beim einfachen Ausfall eines Betriebsmittels sowie der Erzeugungseinheit mit den größten Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit die oben genannten Auswirkungen vermieden werden. Grundlage der Prüfung sind alle bereits bekannten Fahrplanmeldungen sowie der geplante Netzzustand. Der zugrunde gelegte Netzzustand schließt geplante Abschaltungen von Netzbetriebsmitteln und Erzeugungseinheiten ein. Bei betrieblichen Arbeiten und Netz-

²⁴ Kapitel A, Teil R1.1

²⁵ Kapitel A, Teil P1

²⁶ So der UCTE-Abschlussbericht, S. 49

²⁷ Verband der Netzbetreiber – VDN – e.V. beim VDEW

umbauten kann der Übertragungsnetzbetreiber (nach rechtzeitiger Ankündigung gegenüber den betroffenen Netznutzern) vorübergehend von der (n-1)-sicheren Versorgung abweichen.

5.1.1.3. Betriebshandbücher

Bei den einzelnen Übertragungsnetzbetreibern sollten sich die Vorgaben des Operation Handbook und des TransmissionCode 2003, die gesetzlichen Vorschriften für den Betrieb elektrischer Anlagen, die einschlägigen VDE-Bestimmungen²⁸ sowie die Vorschriften der zuständigen Berufsgenossenschaft in den Betriebshandbüchern wieder finden. Bei den Betriebshandbüchern handelt es sich um allgemeine Festlegungen und damit Grundlage für die Organisation, den Ablauf und die Verantwortung im Betrieb des Übertragungsnetzes. Bezogen auf die Verpflichtung des Operation Handbook und des TransmissionCode 2003, ein Netz (n-1)-sicher zu führen, sollten in den Betriebshandbüchern unter Berücksichtigung der vorhandenen technischen Ausstattung der NLS Angaben dazu enthalten sein, wie der (n-1)-sichere Zustand des Netzes zu gewährleisten ist.

5.1.2. Die (n-1)-Rechnung bei den deutschen Übertragungsnetzbetreibern generell

Alle deutschen Übertragungsnetzbetreiber verfügen in ihren Netzleitstellen über leittechnische Werkzeuge, die es ermöglichen, eine (n-1)-Rechnung durchzuführen und damit zu überprüfen, ob ihr Netz nach einer bereits erfolgten oder geplanten Außerbetriebnahme eines Betriebsmittels oder einer Erzeugungseinheit noch sicher betrieben werden kann. Wann eine (n-1)-Betrachtung erfolgt und welche Funktionalität die Systeme haben, unterscheidet sich bei den Netzbetreibern jedoch deutlich.

Im Allgemeinen erfolgt bei den Übertragungsnetzbetreibern eine (n-1)-Rechnung zyklisch und automatisch in einem festgelegten Intervall, in der Regel alle 15 Minuten. Zusätzlich ist es möglich, jederzeit manuell eine (n-1)-Rechnung durchzuführen. Es liegt hier im Ermessen der Mitarbeiter, zusätzliche Rechnungen anzustoßen, wenn ihnen das geboten erscheint. Ein Netzbetreiber führt als Beispiel auf, dass vor Schalthandlungen eine (n-1)-Rechnung angestoßen würde.

Bei E.ON Netz hingegen gibt es derzeit in der NLS nicht die Möglichkeit einer zyklischen, automatischen (n-1)-Rechnung. Hier kann diese nur manuell angestoßen werden. Die NLS ist nicht mit einem Analysewerkzeug ausgestattet, das derartige Berechnungen automatisch mit aktuellen Datensätzen durchführt. Es obliegt dem Ermessen der Mitarbeiter der NLS, ob und wann eine (n-1)-Rechnung durchgeführt wird.²⁹

Die Aussagekraft der (n-1)-Rechnungen unterscheidet sich bei den deutschen Übertragungsnetzbetreibern ebenfalls. Stand der Technik ist, dass das komplette Netz der Regelzone eines Übertragungsnetzbetreibers einschließlich der ersten Masche der angrenzenden Regelzone in die sogenannte Ausfallvariantenrechnung einbezogen wird. Dabei werden verschiedene Ausfallvarianten durchgerechnet und daraufhin die Sicherheit des Netzes oder eines Teils des Netzes untersucht. Die NLS von E.ON Netz sieht derzeit diese Funktionalität nicht vor, sondern die Aussagekraft einer (n-1)-Rechnung ist beschränkter. Hier erfolgt nicht automatisch eine Ausfallvariantenrechnung. Vielmehr muss sich das Personal der NLS nach der Auswahl, für welches Betriebsmittel die Außerbetriebnahme angenommen werden soll, ent-

²⁸ VDE: Verband der Elektrotechnik, Elektronik, Informationstechnik e.V.

²⁹ E.ON-Bericht vom 14. November 2006, S. 14

scheiden, welches weitere Betriebsmittel daraufhin auf seine Sicherheit überprüft werden soll. Die verschiedenen Ausfallvarianten müssen somit nach und nach abgearbeitet werden. Das Ergebnis der (n-1)-Rechnung ist ein simuliertes Lastflussbild, das sich auf den von der NLS geführten Bereich der Regelzone einschließlich auf Verbindungsleitungen zu benachbarten Netzen bezieht. da sie nur den Ausfall eines bestimmten Betriebsmittels für einen Teil des Netzes betrachtet.

5.1.3. Die Durchführung von (n-1)-Rechnungen im Zusammenhang mit dem Stromausfall vom 4. November 2006

Wie bereits oben aus der Sachverhaltsdarstellung ersichtlich wird, sind in Vorbereitung der Abschaltung der Höchstspannungsleitung Conneforde – Diele nur vereinzelt (n-1)-Rechnungen erfolgt. Im Einzelnen wurde das (n-1)-Kriterium wie folgt berücksichtigt:

- Bis zum 27. Oktober 2006: E.ON Netz überprüfte die (n-1)-Sicherheit nach der Bitte der Meyerwerft, die Leitung Conneforde – Diele am 5. November 2006 auszuschalten, mittels einer Analyse der Lastsituation.
- Am oder nach dem 27. Oktober 2006: Gemäß des UCTE-Abschlussberichts überprüften TenneT und RWE Transportnetz Strom die (n-1)-Sicherheit in ihren Netzen mit dem Ergebnis, dass die Netze hoch belastet, aber sicher sein würden.
- 3. November 2006: Die Meyerwerft bat E.ON Netz, die Abschaltung der Höchstspannungsleitung um drei Stunden auf den 4. November 2006 vorzuverlegen. E.ON Netz sagte das zu, eine (n-1)-Rechnung ist nicht erfolgt.
- 4. November 2006, 19 Uhr: E.ON Netz informierte RWE Transportnetz Strom und TenneT darüber, dass die Abschaltung der Höchstspannungsleitung vorverlegt werden soll.
- 4. November 2006, 21:29 Uhr: E.ON Netz führte eine Simulationsrechnung, aber keine (n-1)-Rechnung durch. Bei der Simulationsrechnung wurde keine Grenzwertverletzung ausgewiesen.
- 4. November 2006, 21:30 Uhr: RWE Transportnetz Strom führte nach Angaben des UCTE-Berichts eine (n-1)-Rechnung durch unter der Annahme, dass die Leitung Conneforde – Diele ausgeschaltet ist. Diese Rechnung ergab, dass das eigene Netz hoch belastet, aber sicher sein würde.
- 4. November 2006, 21:38 Uhr: E.ON Netz schaltete die Höchstspannungsleitung ab. In der Folge gingen zahlreiche Warnmeldungen ein. Eine Überprüfung der Netzicherheit mittels einer (n-1)-Rechnung erfolgte von E.ON Netz nicht.

Diese Übersicht zeigt, dass E.ON Netz keine (n-1)-Berechnung am 3. oder 4. November 2006 durchgeführt hat. Bei RWE Transportnetz Strom ist über die ohnehin zyklisch um 21:20 Uhr, 21:35 Uhr, 21:50 Uhr und 22:05 Uhr eine solche Berechnung unter Berücksichtigung der Abschaltung der Leitung Conneforde - Diele erfolgt mit dem Ergebnis, dass das eigene Netz nach der Abschaltung der Höchstspannungsleitung über der Ems (n-1)-sicher sein würde bzw. war.

5.1.4. Bewertung der unterlassenen (n-1)-Berechnungen bei E.ON Netz

Aus dem Störungsablauf, wie er oben im Sachverhalt beschrieben ist, ist ersichtlich, dass das Netz von RWE Transportnetz Strom (n-1)-sicher war. Nach Außerbetriebnahme der Leitung Conneforde – Diele erhöhte sich der Lastfluss auf der Verbindungsleitung Landesbergen – Wehrendorf. Nachdem diese Leitung ausgefallen war – somit das Netz von RWE Transportnetz Strom um ein Element des Systems verringert war – war das Netz von RWE Transportnetz Strom weiterhin sicher. Anders das Netz von E.ON Netz. Dieses war nur so lange sicher, bis die 380 kV-Leitung Conneforde – Diele abgeschaltet wurde. Nachdem diese Leitung abgeschaltet war – das Netz von E.ON Netz somit um ein Betriebsmittel verringert war³⁰ – war das Netz nicht mehr sicher. Vielmehr fiel mit Auslösen der Kuppelleitung Landesbergen – Wehrendorf ein zweites Betriebsmittel aus, anschließend zerfiel das Netz von E.ON komplett.

Wenn E.ON Netz am Abend des 4. November 2006 das eigene Netz (n-1)-sicher betrieben hätte, wäre die Leitung Landesbergen-Wehrendorf nicht ausgefallen. Der Ausfall dieser Leitung löste einen Kaskadeneffekt aus, der die großflächige Systemstörung zur Folge hatte. Für die Bundesnetzagentur ist nicht nachvollziehbar, dass seitens E.ON Netz weder vor, erst recht aber nach Eingang der zahlreichen Warnmeldungen und Anrufe nach Abschaltung der Höchstspannungsleitung Conneforde – Diele keine (n-1)-Rechnung erfolgt ist.

So, wie sich für die Bundesnetzagentur der Fall darstellt, hätte die Durchführung der (n-1)-Rechnung ergeben, dass das Netz von E.ON Netz nicht sicher ist. Diesbezüglich findet die Bundesnetzagentur die Einschätzung der UCTE schlüssig, die in ihrem Abschlussbericht explizit erwähnt, dass letztendlich eine relativ kleine, nicht ungewöhnliche Lastflussänderung – der Lastfluss auf der Leitung Landesbergen – Wehrendorf stieg zwischen 22:02 Uhr und 22:10 Uhr um etwa 130 MW an – zum Auslösen der Leitung führte.³¹

Wie oben ausgeführt wurde, wird in der NLS von E.ON Netz eine (n-1)-Rechnung nicht automatisch, zyklisch durchgeführt. Am 4. November 2006 ist um 21:29 Uhr eine Simulationsrechnung erfolgt. Dabei wurde berechnet, welcher Lastfluss sich einstellt, wenn die Höchstspannungsleitung über der Ems abgeschaltet ist. Der nächste Schritt wäre es gewesen, ein weiteres Betriebsmittel als außer Betrieb genommen zu betrachten und dann nach der Anzeige eines neuen Lastflussbildes die Sicherheit des Netzes zu beurteilen. Dann wäre die (n-1)-Sicherheit rechnerisch überprüft worden.

Oben wurde dargelegt, dass E.ON Netz es dem Ermessen der Mitarbeiter überlässt, wann eine (n-1)-Berechnung durchzuführen ist. Aus dem UCTE-Abschlussbericht ergibt sich, dass die Mitarbeiter von E.ON Netz gemäß interner Vorgaben gehalten waren, die (n-1)-Sicherheit vor der Abschaltung der Leitung Conneforde – Diele zu überprüfen.³² Somit könnte die Schlussfolgerung gezogen werden, dass, um es mit den Worten von E.ON Netz auszudrücken, die „Fehleinschätzung der Lage“ und somit „menschliches Versagen“, also „der Faktor Mensch eine entscheidende Rolle“ bei der Störung gespielt hat.³³

Diese Schlussfolgerung ist jedoch zu einseitig und bewertet den Vorfall unvollständig. Natürlich kann nicht unberücksichtigt bleiben, dass in der NLS von E.ON Netz vor allem am Abend

³⁰ Tatsächlich handelte es sich bei der Leitung Conneforde – Diele um eine Doppelleitung, die hier aber als ein Betriebsmittel betrachtet wird, da das Schiff nicht hätte passieren können, so lange noch eine der beiden Leitungen angeschaltet ist.

³¹ UCTE-Abschlussbericht, S. 48 f.. Auch der ERGEG-Abschlussbericht, S. 12, befasst sich mit der Angabe von E.ON Netz, dass es eine plötzliche und unvorhersehbare Lastflussänderung gegeben habe. ERGEG sieht diese Angabe als nicht schlüssig belegt an.

³² UCTE-Abschlussbericht, S. 19

³³ Die Zitate entstammen dem Untersuchungsbericht von E.ON Netz vom 14. November 2006, S. 19 f.

des 4. November 2006 Fehlentscheidungen getroffen wurden. Generell kann nicht außer Acht gelassen werden, dass selbst bei der besten technischen Ausstattung eine menschliche Fehlentscheidung eine Folge herbeiführen kann, die bei einer sorgfältigen Bewertung des Falles nicht eingetreten wäre. Anders ausgedrückt: Eine (zyklisch durchgeführte oder manuell angestoßene) (n-1)-Rechnung, die eine Verletzung der Netzsicherheit signalisiert, ist wertlos, wenn das Personal der NLS das Ergebnis nicht zur Kenntnis nimmt oder falsch bewertet.

Im vorliegenden Fall ist jedoch besonders kritisch, dass bei E.ON Netz nicht einmal ein technischer Unterbau bezüglich der Überprüfung des (n-1)-Kriteriums vorhanden ist, der das Personal so unterstützt, dass ihm die Netzführung leichter gemacht und das Ermessen eingeschränkt wird. Weder eine (n-1)-Rechnung noch eine Simulationsrechnung erfolgen automatisch und unterstützen das Personal automatisch bei der Führung des Netzes.

Allgemeine Praxis der deutschen Übertragungsnetzbetreiber ist, wie oben dargelegt, die zyklische Durchführung einer (n-1)-Rechnung. Darüber hinaus kann bei Bedarf jederzeit eine zusätzliche (n-1)-Rechnung angestoßen werden. Dem Personal obliegt es hier, folgende Bewertungen bzw. Entscheidungen zu treffen:

- Bewertung des Ergebnisses der zyklischen (n-1)-Rechnung
- Ausübung des Ermessens, ob eine zusätzliche (n-1)-Rechnung angestoßen werden soll (z.B. zur Vorbereitung einer Schalthandlung)
- Bewertung des Ergebnisses der zusätzlichen (n-1)-Rechnung, wenn eine solche durchgeführt wurde.

Da jeder Netzbetreiber sein Netz jederzeit (n-1)-sicher betreiben muss, kommt der Bewertung des Ergebnisses der (n-1)-Rechnungen eine besondere Bedeutung zu. Da ein solches Ergebnis automatisch, zyklisch ausgewiesen wird, wird das Personal der NLS geradezu dahin geleitet, den Zustand des Netzes – als (n-1)-sicher oder gefährdet – zu bewerten. Das Ermessen beginnt erst dann, wenn es zu entscheiden gilt, ob eine zusätzliche Netzsicherheitsrechnung durchgeführt werden soll.

Anders bei E.ON Netz. Dem Personal obliegt es hier, folgende Entscheidungen zu treffen:

- Ausübung des Ermessens, ob überhaupt eine (n-1)-Rechnung durchgeführt wird
- Bewertung des Ergebnisses der (n-1)-Rechnung.

Hier beginnt das Ermessen bereits bei der Frage, wann und ob überhaupt eine (n-1)-Rechnung angestoßen wird. Das Personal der NLS wird nicht durch das System unterstützt, zwingend den Zustand des Netzes – als (n-1)-sicher oder gefährdet – zu bewerten.

Nicht in Frage gestellt werden sollen die gegenüber der Bundesnetzagentur gemachten Angaben der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, dass es nicht möglich sei, alle kritischen Situationen abschließend zu beschreiben, sondern dass immer die Erfahrung und daraus resultierende Ermessensentscheidungen des Personals der NLS eine entscheidende Bedeutung insbesondere bei der Bewältigung von Krisensituationen hätten. Wenn jedoch eine fehlende technische Ausstattung bzw. eine technische Ausstattung, die nicht mehr dem Stand der Technik entspricht, im Einzelfall solch gravierende Folgen wie die vom 4. November 2006 begünstigen kann, hat das bewiesen, dass dieser Netzbetreiber sein Netz nicht jederzeit (n-1)-sicher betrieben hat.

Wie der Bundesnetzagentur bekannt ist, bereitet E.ON Netz derzeit die Inbetriebnahme einer technisch neu ausgestatteten NLS vor. Die Ausstattung sieht unter anderem die zyklische, automatische Durchführung von Ausfallvariantenrechnungen zur Überprüfung der (n-1)-Sicherheit vor.

5.1.5. Empfehlungen der Bundesnetzagentur

Als Folge oben ausgeführter Erkenntnisse gibt die Bundesnetzagentur folgende Empfehlungen:

E.ON Netz soll seine NLS auf den Stand der Technik bringen und alsbald die zyklische, technisch automatische Durchführung von Ausfallvariantenrechnungen zur Überprüfung der (n-1)-Sicherheit implementieren.

Bis die NLS von E.ON Netz diesbezüglich ausgestattet ist, soll das Personal besonders für das (n-1)-Kriterium sensibilisiert werden. Das Personal soll verpflichtet werden, in bestimmten, zu beschreibenden Situationen die (n-1)-Sicherheit durch eine Rechnung zu überprüfen. Ferner scheint es geboten zu sein, genau zu erarbeiten und beschreiben, in welchen Situationen ein Ermessen bezüglich der Durchführung einer (n-1)-Rechnung besteht.

Die zyklische, automatische Überprüfung der (n-1)-Sicherheit sollte bei allen deutschen Übertragungsnetzbetreibern mindestens alle 15 Minuten erfolgen. Darüber hinaus sollen die Netzbetreiber Fälle beschreiben, in denen das Personal der NLS verpflichtet ist, zusätzliche (n-1)-Berechnungen durchzuführen. Um dem Umstand Rechnung zu tragen, dass insbesondere nicht jede kritische Situation abschließend beschrieben werden kann, muss es dem Personal der NLS weiterhin obliegen, über die beschriebenen Fällen hinausgehende Überprüfungen der Netzsicherheit auch durch (n-1)-Rechnungen vorzunehmen. Das Personal der NLS ist darauf gesondert hinzuweisen.

Zwischen den deutschen Übertragungsnetzbetreibern wird ein Erfahrungsaustausch bezüglich der Anwendung des (n-1)-Kriteriums angeregt. Im Rahmen dieses Erfahrungsaustausches sollen die Netzbetreiber vergleichen, wie das (n-1)-Kriterium in ihren NLS angewendet wird.

Genau wie die UCTE und die ERGEG sieht auch die Bundesnetzagentur die Notwendigkeit, dass die Ausführungen des Operation Handbook Policy 3 „Operational Security“ zur (n-1)-Sicherheit konkretisiert und genauer beschrieben werden müssen. Beispielsweise ist nicht klar, was derzeit damit gemeint ist, wenn es heißt, dass Übertragungsnetzbetreiber „at any time“³⁴ das (n-1)-Kriterium für ihr eigenes Netz beobachten müssen oder wie oft, wann und für welches Gebiet und welche Betriebsmittel konkret die Betrachtung erfolgen soll.

5.1.6. Ausbildung und Training des Personals

In obigen Ausführungen zur (n-1)-Rechnung und zur Bewältigung von kritischen Situationen wurde ausgeführt, dass es jeder deutsche Übertragungsnetzbetreiber seinem Personal überlässt, eigenständig Entscheidungen zu treffen. Dass das Personal Raum für situationsbedingte Entscheidungen hat, ist nicht zu beanstanden.

Bezüglich der Qualifikation des Bedienpersonals in der Schallleitung ergaben sich aus den auf Anfrage der Bundesnetzagentur von den Übertragungsnetzbetreibern übermittelnden Unterlagen keine Anhaltspunkte für Versäumnisse oder Defizite. Die Anforderungen sind bei den deutschen Übertragungsnetzbetreibern ähnlich bzw. vergleichbar.

Aufbauend auf einer Basisqualifikation, in der Regel einem technischen Studienabschluss, erhält das Personal eine theoretische Vorbereitung. Häufig ist auch bereits Erfahrung mit dem Hochspannungsnetz aus einer anderen Verwendung vorhanden. Danach erfolgt ein

³⁴ Kapitel A, Teil R.1.1

Training „on the Job“ unter der Aufsicht des vorhandenen Schaltleitungspersonals, das entsprechend den Vorkenntnissen von mehreren Monaten bis zu einem Jahr dauern kann. Diese praktische Einweisung wird mit dem Erteilen der Schaltberechtigung abgeschlossen. Auch danach finden zyklisch weitere Trainingsmaßnahmen statt, z.B. durch das Systemführerkolloquium des VDN. An speziell konfigurierten Trainingssimulatoren werden die Netzverhältnisse nachgebildet und spezielle Störfälle simuliert.

Zur besseren Einschätzung netzübergreifender Störungen finden Informationsaustausche und gemeinsame Trainingsmaßnahmen mit benachbarten Übertragungsnetzbetreibern statt.

Der Ablauf der Störung mit dem Zerfall des UCTE Netzes in mehrere Teilnetze zeigt aber, dass sich der Störungsablauf von den bisher angenommenen Szenarien signifikant unterscheidet. Insbesondere war für einige Schaltleitungen nicht zu erkennen, dass eine Regelzone, nämlich die von E.ON Netz, in zwei Teilnetze unterschiedlicher Frequenzen zerfallen war.

5.1.7. Empfehlung

Die Bundesnetzagentur empfiehlt daher auf Basis einer detaillierten Auswertung der Systemstörung vom 4. November 2006, neue Szenarien zur Reaktion in Störfällen zu entwickeln und diese gemeinsam mit den deutschen, aber auch Übertragungsnetzbetreibern aus benachbarten Staaten zu trainieren.

5.2. Die Kooperation und Koordination der Übertragungsnetzbetreiber

Die Systemstörung am 4. November 2006 hat verdeutlicht, dass es an einer hinreichenden Kooperation und Koordination der Übertragungsnetzbetreiber gemangelt hat. Zu bemängeln ist zu einen die Koordination im Hinblick auf eine frühzeitige Vorab-Information der Leitungsabschaltung. Spezielle Aspekte dieses Mangels betreffen den Abgleich von Schutzwerten und den Datenaustausch an Kuppelstellen.

5.2.1. Information über die geplante Abschaltung der Leitung

Besonders gravierend wiegt der Umstand, dass E.ON Netz erst am Abend des 4. November 2006 um 19 Uhr die beiden anderen direkt betroffenen Netzbetreiber, RWE Transportnetz Strom und TenneT, darüber informiert hat, dass die Höchstspannungsleitung drei Stunden früher als zuvor angekündigt abgeschaltet wird. E.ON Netz hatte diese Entscheidung bereits am 3. November 2006 getroffen. Da diese Information jedoch erst so spät weiter gegeben wurde, waren die im Hinblick auf den späteren Zeitpunkt der Abschaltung von TenneT getroffenen Vorkehrungen (Lastflussreduzierung) hinfällig.

Die Bundesnetzagentur geht davon aus, dass bei einer frühzeitigen Information anderer Netzbetreiber telefonisch, aber auch durch die Bereitstellung eines entsprechenden DACF-Datensatzes von E.ON Netz, aus dem der nunmehr geplante Zeitpunkt der Abschaltung der Leitung Conneforde – Diele für den 4. November 2006, 22 Uhr, ersichtlich gewesen wäre, am Abend des 4. November 2006 nicht einige andere Netzbetreiber ab 21:38 Uhr von den veränderten Lastflüssen im Netz überrascht worden wären. Dadurch wären möglicherweise rund um die Abschaltung der Höchstspannungsleitung bis zum Ausfall der Leitung Landes-

bergen – Wehrendorf nicht so viele Telefonate in der NLS von E.ON Netz aufgelaufen und die Situation wäre auch dort entspannter gewesen, als sie es letztendlich war. Auch kann nicht ausgeschlossen werden, dass TenneT den grenzüberschreitenden Stromtransport und damit die Lastflüsse im Netz insgesamt reduziert hätte.

5.2.2. Empfehlung der Bundesnetzagentur

Die Bundesnetzagentur sieht es daher als zwingend erforderlich an, dass ein Netzbetreiber eine Information über anstehende Engpässe, die durch ihn als Folge einer Schalthandlung oder anderen Aktion eintreten könnten, den anderen Netzbetreibern (z.B. in der DACF) zur Verfügung stellt, sobald die Entscheidung über den Ausführungszeitpunkt der Schalthandlung bzw. der Aktion gefallen ist.

5.2.3. Auslösung der Schutztechnik

Das letztlich auslösende Ereignis für die Systemstörung im UCTE-Verbundnetz war die Überschreitung des in der Schutztechnik eingestellten Auslösewertes/Anregewertes³⁵ in der Netzstation Wehrendorf, was zur Abschaltung der Kuppelleitung zwischen Landesbergen (E.ON Netz) und Wehrendorf (RWE Transportnetz Strom) wegen Überstroms geführt hat.

Der Schutz in elektrischen Anlagen dient der Sicherheit von Personen und Betriebsmitteln im Fehlerfall. Dazu muss bei elektrischen Fehlern eine schnelle, sichere und selektive Abschaltung der fehlerbehafteten Stelle erfolgen. Die Schutztechnik muss in vermaschten Netzen so konfiguriert sein, dass die an den jeweiligen Betriebsmitteln angebotenen Netzelemente Berücksichtigung finden. Aus diesem Grund sind die Einstellungen der Schutztechnik an den verschiedenen Enden einer Übertragungsleitung nicht zwangsläufig identisch.

Selbst wenn sich die Schutzkonzepte topologiebedingt unterscheiden und für die Grenzwerte bei den deutschen Übertragungsnetzbetreibern teilweise unterschiedliche Begriffe verwendet werden, gibt es unter den deutschen Übertragungsnetzbetreibern keine grundsätzlich unterschiedlichen Betrachtungsweisen bezüglich der unterschiedlichen Grenzwerte. Einheitlich gilt, dass

- zu den Schutzgrenzwerten³⁶ stets ein angemessener Sicherheitsabstand einzuhalten ist, der in keinem Fall überschritten werden darf
- falls die thermischen Grenzwerte³⁷ unterhalb der Schutzgrenzwerte liegen, unter bestimmten Voraussetzungen ein Überlastbetrieb möglich ist.

³⁵ Der Anregewert/Auslösewert ist der Wert des Stroms, bei dem das Schutzgerät anregt und mit einer festgelegten Verzögerung auslöst.

³⁶ Der Sicherheitsgrenzwert und der Schutzgrenzwert sind jeweils Grenzwerte, die den Schaltungstechnikern vor Überlastung des Betriebsmittels und bevorstehender automatischer Auslösung warnen und zum Eingriff veranlassen sollten. Der Sicherheitsgrenzwert ist ein Wert, bei dessen Überschreiten ein Eingriff erforderlich ist, um ein Netz weiter sicher zu betreiben und nicht in die Gefahr einer automatischen Abschaltung einer Leitung zu laufen. Der Schutzgrenzwert, auch Rückfallwert genannt, muss nach Erreichen des Anregewertes innerhalb einer definierten Zeit unterschritten werden, um die automatische Abschaltung einer Leitung zu verhindern.

³⁷ Der Thermische Grenzwert gibt die maximale dauerhafte Stromübertragungsfähigkeit eines Betriebsmittels an.

Am 4. November 2006 galten in den Netzstationen Landesbergen und Wehrendorf folgende Schutzeinstellungen:

	Grenzwerte	E.ON (Landesbergen)	RWE (Wehrendorf)
1	Thermischer Grenzwert	2000 A	2000 A
2	Sicherheitsgrenzwert, Alarmwert	2000 A	1795 A (90% von 3)
3	Schutzgrenzwert	2550 A (85% von 4 für max. 1h)	1995 A (95% von 4)
4	Auslösewert/Anregewert	3000 A	2100 A

Tabelle 1: Schutzeinstellungen in Landesbergen und Wehrendorf

Quelle: UCTE-Abschlussbericht

Die unterschiedlichen Grenzwerte für E.ON Netz und RWE Transportnetz Strom resultieren aus den unterschiedlichen administrativen Vorgaben zu den Fahrweisen der Netze und der technisch bedingten Netztopologie.

RWE Transportnetz Strom verweist darauf, dass die jeweils betroffenen Fachabteilungen (z.B. Schutzabteilung, Netzplanung) schriftlich die Daten über die aktuellen Einstellungen des Netzschutzes an den Kuppelstellen austauschen. Der Anrege- bzw. Schutzgrenzwert in Wehrendorf sei zuletzt mit Schreiben vom 19. September 2003 E.ON Netz schriftlich mitgeteilt worden. Auch am Abend des 4. November 2006 wurde im direkten Kontakt zwischen den NLS von E.ON Netz und RWE Transportnetz Strom die Grenzwerte in den Telefongesprächen thematisiert. Konkret wies die NLS von RWE Transportnetz Strom kurz nach Abschalten der Leitung Conneforde – Diele um 21:41 Uhr auf den Sicherheitsgrenzwert in Wehrendorf hin, um 22.07 Uhr meldete sich RWE Transportnetz Strom erneut bei E.ON Netz.

Es ist der Bundesnetzagentur nicht erklärlich, wie es dazu kam, dass eine bei E.ON Netz vorhandene Information, nämlich die Grenzwerte in der Station Wehrendorf betreffend, am Abend des 4. November 2006 nicht zu einem Zeitpunkt Berücksichtigung fand, als die Systemstörung noch hätte abgewendet werden können. Es bedurfte an dem Abend zweier Anrufe von RWE Transportnetz Strom in der NLS von E.ON Netz, bis dem Personal von E.ON Netz klar wurde, dass die die Kuppelleitung zwischen Wehrendorf und Landesbergen auszufallen drohte.

5.2.4. Empfehlungen

Angesichts der Tatsache, dass die Schutzeinstellungen an jedem Ende einer Leitung unterschiedlich sein können, empfiehlt die Bundesnetzagentur den Übertragungsnetzbetreibern, einen Abgleich der Schutzeinstellungen der Kuppelleitungen mit den angrenzenden Übertragungsnetzbetreibern im In- und Ausland vorzunehmen. Nach dem Abgleich soll sichergestellt werden, dass die aktuellen Werte auch tatsächlich in den NLS hinterlegt sind.

Ferner soll jeder Übertragungsnetzbetreiber überprüfen, bis zu welchem Grad er die Belastung seines Netzes für tolerierbar erachtet.

Bezüglich der Belastbarkeitsgrenzen der Netze soll ein Erfahrungsaustausch der Übertragungsnetzbetreiber erfolgen, in welchem u.a. zu entscheiden ist, ob eine Vereinheitlichung der Belastung und der Schutzeinstellungen möglich ist.

Die Bundesnetzagentur regt ferner an, dass im UCTE-Verbund geprüft wird, ob es zweckmäßig wäre, einen einheitlichen Grenzwert, bis zu dem die Netze belastet werden dürfen, zu ermitteln, der im Bedarfsfalle von den nationalen Regulierungsbehörden verbindlich zu machen wäre. Ferner regt die Bundesnetzagentur an zu untersuchen, ob eine Vereinheitlichung der Schutzeinstellungen möglich und ein Gewinn für die Sicherheit des Netzes sein könnte.

5.2.5. Datenaustausch an den Kuppelstellen

Ein weiterer Aspekt der Kooperation der Netzbetreiber betrifft den Datenaustausch an den Kuppelstellen.

5.2.5.1. Datenaustausch zwischen den Übertragungsnetzbetreibern

Kuppelstellen im Stromnetz sorgen für die elektrische Verbindung von zwei angrenzenden Netzen und ermöglichen den Verbundbetrieb, sei es auf nationaler oder europäischer Ebene. Die benachbarten Netzbetreiber müssen sich an Kuppelstellen koordinieren und für einen entsprechenden Datenaustausch sorgen. In die Berechnungen der Leitstellen fließt auch die erste Masche des benachbarten Netzes ein.

Der Austausch der relevanten Messdaten erfolgt in der Regel online und zyklisch von den Stationen in die Leitstellen. Für den Datenaustausch ist dabei vor allem die fehlerfreie und redundante Übermittlung der Messwerte ausschlaggebend, um die durchgeführten Netzrechnungen fehlerfrei durchführen zu können und eine genaue Beurteilung der Netzsituation zu ermöglichen. Die Netzbetreiber erfassen die Messdaten und stellen die Daten über Kommunikationseinrichtungen dem eigenen Leitsystem und den angrenzenden Netzbetreibern zur Verfügung.

Aus den der Bundesnetzagentur vorliegenden Unterlagen ist ersichtlich, dass Unterschiede bezüglich des Datenaustausches bestehen, z.B. beim Übertragungszyklus der erfassten Werte in die Leitstellen, aber auch beim Umfang der übermittelten Daten.

5.2.5.2. Empfehlung

Die Bundesnetzagentur empfiehlt daher, dass sich die Übertragungsnetzbetreiber auf einen Umfang und eine Qualität der Daten sowie ihren Übertragungszyklus einigen, um netztopologische Berechnungen mittels Anwendungen und Werkzeugen der Netzleitstellen zu ermöglichen. Das Ziel soll es nicht sein, einen kleinsten gemeinsamen Nenner zu finden, sondern realistisch zu bewerten und anschließend auch umzusetzen, welche Daten erforderlich sind, um ein Optimum an Informationen zu erreichen. Zwingend erforderlich ist, dass die Einigung und der Abgleich nicht nur national, sondern in Anbetracht des bestehenden europäischen Verbundnetzes grenzüberschreitend erfolgen.

5.2.5.3 Datenaustausch zwischen den Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern

Netzkuppelstellen bestehen nicht nur zwischen Übertragungsnetzbetreibern, sondern auch zwischen Übertragungsnetzbetreibern und Verteilnetzbetreibern. Nach dem Auftrennen des Verbundnetzes durch die Leitungsabschaltungen im E.ON Netz mussten von den Netz-

betreiben Maßnahmen zur Stabilisierung und zum Netzwiederaufbau bzw. zur Resynchronisation ergriffen werden. Eine Resynchronisation von Teilnetzen setzt voraus, dass sich physikalische Netzgrößen wie Frequenz, Spannung und Phasenwinkel in bestimmten Toleranzbereichen bewegen.

Wie aus dem UCTE-Bericht vom 31. Januar 2007 hervorgeht, haben die Maßnahmen zur Stabilisierung der Teilnetze und die anschließenden Versuche der Resynchronisation gezeigt, dass zwischen den Übertragungsnetzbetreibern und den Verteilnetzbetreibern die Notwendigkeit zum verbesserten Datenaustausch und Kommunikation besteht.

Infolge des störfallbedingten Frequenzsprunges am 4. November 2006 sind viele dezentrale Erzeugungseinheiten in der Verteilnetzebene automatisch vom Netz getrennt worden. Auf Verteilnetzebene wurden daraufhin im Rahmen der Netzstabilisierung Erzeugungseinheiten gestartet, ohne dass ein Informationsaustausch oder eine Koordination mit den Übertragungsnetzbetreibern erfolgt ist. Ebenso kritisch ist die unkontrollierte automatische Wiedereinschaltung der Windkraftanlagen zu bewerten, die eine Netzstabilisierung erschwert hat.

5.2.5.4. Der Faktor Wind

Die Einspeiseprognosen der Windenergie sind durch Unsicherheiten behaftet. Diese werden in die Simulationsrechnungen der Netzbetreiber einbezogen und von der Netzleitung während der Betriebsführung berücksichtigt und beherrscht.

Der oben bereits erwähnte Lastfluss von Nord-Ost nach Süd-West stellt eine häufig auftretende Situation dar. Die Belastung des Netzgebietes der E.ON Netz war am Abend des 4. November 2006 nicht außergewöhnlich. Eine außergewöhnlich hohe Windstromeinspeisung für diesen Abend als Ursache der Überlastung der Leitung Landesbergen – Wehrendorf kann ausgeschlossen werden.

Durch den unzulässigen Frequenzsprung kam es, je nach Teilgebiet, im Verlauf der Störung zum folgerichtigen Abwurf der Lasten bzw. der Erzeugungsanlagen. Im westlichen Teilgebiet waren 40% (4.100 MW) der abgeworfenen Erzeugungsleistung Windkraftanlagen. Bei alleiniger Betrachtung der Windenergie sind 60% der Windkraftanlagen, die zum Störungszeitpunkt angeschlossen waren, vom Netz getrennt worden.³⁸

Die Stabilisierung der einzelnen Netzgebiete und die anschließende Resynchronisation verliefen nicht reibungslos. Windkraftanlagen sind gewöhnlich in der Verteilnetzebene angeschlossen. Bei Windgeneratoren findet eine automatische Netztrennung bereits bei Unterschreitung der Netzfrequenz von 49,5 Hz statt. Im westlichen Teilgebiet betrug die Netzfrequenz unmittelbar nach Störungseintritt 49 Hz. In der Folge trennten sich zahlreiche Windgeneratoren automatisch vom Netz. Dieser Umstand verschlimmerte den ohnehin im westlichen Teilgebiet vorherrschenden Erzeugungsmangel zusätzlich.

Im nord-östlichen Teilgebiet trennten sich die Windgeneratoren durch den unzulässigen Frequenzsprung ebenso automatisch vom Netz. Während die Netzfrequenz dabei war, sich zu stabilisieren, haben sich die Windkraftanlagen nach kurzer Zeit wieder automatisch an das Stromnetz angeschlossen. Diese Wiedereinschaltung führte zu einer erschwerten Stabilisierung des Netzgebietes. Die zusätzliche Energie konnte nicht durch Herunterfahren von konventionellen Kraftwerken der Regelzone von Vattenfall Europe Transmission aufgefangen werden, da diese bereits am Erzeugungsminimum betrieben wurden. Schließlich konnte der entstandene Erzeugungsüberschuss dadurch aufgefangen werden, indem die Kraftwerke

³⁸ Der UCTE-Abschlussbericht enthält mehrere Abbildungen, die die Windeinspeisung bzw. den Ausfall von Windanlagen verdeutlichen, S. 27, 30f, 33 f., 36.

CENTREL-Regelblock durch den polnischen Regelblockführer PSE-O heruntergefahren wurden.

Die automatische Wiedereinschaltung der Windgeneratoren vollzog sich ohne Kontrolle durch die Übertragungs- bzw. Verteilnetzbetreiber. In diesem Zusammenhang ist zu erwähnen, dass den Übertragungsnetzbetreibern keine Echtzeitdaten über die in den Verteilnetzebenen angeschlossenen dezentralen Erzeugungseinheiten vorliegen. Eine Stabilisierung der Netzgebiete wurde durch die unkontrollierte Wiederzuschaltung somit wesentlich erschwert.

Die Systemstabilität vor allem im störungsbedingten Betrieb ist unter anderem davon abhängig, wie detailliert die Übertragungsnetzbetreiber Zugriff auf Informationen der unterlagerten Netzebenen haben. Wichtig für die Übertragungsnetzbetreiber ist hierbei die Kenntnis über die Echtzeitdaten der im Verteilnetz angeschlossenen dezentralen Erzeugungseinheiten. Die Übertragung der notwendigen Daten verschafft den Übertragungsnetzbetreibern einen genauen Überblick über die Einspeisesituation in deren Regelzone und somit auch eine detaillierte Bewertung der zu ergreifenden Maßnahmen.

5.2.5.5. Empfehlung

Zwischen den beteiligten Netzbetreibern sollte daher ein Austausch der notwendigen Echtzeitdaten insbesondere bezüglich der am Netz befindlichen Erzeugungseinheiten erfolgen, um den Übertragungsnetzbetreibern ein detailliertes Bild des Systemzustandes zu ermöglichen.

6. Zusammenfassung

Es ist die Pflicht der Netzbetreiber, ihr Netz sicher und zuverlässig zu führen. Um dieser Verpflichtung gerecht zu werden, sieht die Bundesnetzagentur als zwei von vielen Faktoren an, die für einen sicheren Netzbetrieb erforderlich sind, dass die Netzbetreiber ein besonderes Augenmerk auf die (n-1)-Sicherheit sowie ihre Kooperation und Kommunikation richten. Das zumindest hat die untersuchte Systemstörung vom 4. November 2006 ergeben.

Der Bundesnetzagentur ist bewusst, dass sich bei der Netzführung heute andere Anforderungen stellen als noch vor einigen Jahren. Bedingt durch dezentrale Erzeugung und vermehrten Handel sind die Netze stärker belastet. Auch die Windeinspeisung, die durch Ungenauigkeiten bei der Prognose geprägt ist, erleichtert die Netzführung nicht.

Zwischen allen Beteiligten unstrittig ist, dass Maßnahmen zum Netzausbau in Engpässen erforderlich sind und schnellstmöglich vorangetrieben werden müssen. Allerdings darf auch ein bis an die Grenzen belastetes Netz nicht ausfallen.

Die Bundesnetzagentur nimmt die ihr aus dem EnWG zustehenden Befugnisse wahr, die Einhaltung der gesetzlichen Verpflichtungen der Netzbetreiber zu überwachen und sicherzustellen. Sie nimmt besondere Ereignisse wie die Systemstörung vom 4. November 2006 zum Anlass zu untersuchen, ob ein Netzbetreiber sein Netz sicher betreiben hat bzw. sicher betreiben kann.

Die Bundesnetzagentur wird wie bisher auch in Zukunft die ihr obliegenden Überwachungs- und Aufsichtspflichten wahrnehmen, um das ihr Mögliche zu tun, den Betrieb eines sicheren Stromnetzes und damit einer zuverlässigen Stromversorgung zu unterstützen, ohne die Netzbetreiber aus ihrer gesetzlichen Verpflichtung eines sicheren Netzbetriebes entbinden zu wollen. Das beginnt bei der sorgfältigen, kritischen Auswertung ihrer zu übermittelnden Berichte und Meldungen nach dem EnWG, geht über einen intensiven Dialog mit den Netzbetreibern, aber auch Verbänden und endet im Einzelfall mit Anordnungen und Maßnahmen, wenn eine Verletzung des EnWG ersichtlich geworden ist.

Die Aktivitäten der Bundesnetzagentur beschränken sich nicht auf die nationale Ebene. Auf europäischer Ebene ist sie in verschiedenen Arbeitsgruppen zur System- und Versorgungssicherheit vertreten und ist Mitglied der ERGEG. Der Vorfall vom 4. November 2006 hat verdeutlicht, dass auf der Ebene der europäischen Regulierungsbehörden eine enge Kooperation erfolgen muss. Die Bundesnetzagentur wird daher aktiv an der Umsetzung der Empfehlungen aus dem Abschlussbericht der ERGEG mitarbeiten. Inwieweit allerdings eine engere Zusammenarbeit der europäischen Regulierungsbehörden durch erweiterte Kompetenzen für die ERGEG (ERGEGplus) formalisiert werden sollte, bedarf noch einer Überprüfung.

Ein Ziel des Handelns der Bundesnetzagentur ist auf nationaler und internationaler Ebene, Vorgaben für einen sicheren, ungestörten Netzbetrieb zu entwickeln. Direkten Handlungsbedarf, auf nationaler Ebene ein zusätzliches rechtliches Rahmengeflecht zu schaffen, sieht die Bundesnetzagentur derzeit nicht. Die Verpflichtungen der Netzbetreiber, aber auch die Rechte der Bundesnetzagentur, die sich aus dem EnWG ergeben, wurden oben aufgezeigt. Allerdings überprüft die Bundesnetzagentur fortwährend, ob allgemein zusätzliche gesetzliche Vorgaben oder Festlegungen oder aber im Einzelfall Maßnahmen zur Erhöhung der Versorgungssicherheit erforderlich sind. Daher enden die Aktivitäten der Bundesnetzagentur im Zusammenhang mit der System-

störung vom 4. November 2006 nicht mit der Erstellung dieses Berichts. Vielmehr nimmt die Bundesnetzagentur den Vorfall für sich, aber auch die Netzbetreiber zum Anlass, eine Harmonisierung der Netzsicherheits- und Systemstandards aktiv voran zu treiben.