



- Beschlusskammer 6 -

Az: BK6-09-025

In dem Verwaltungsverfahren

wegen der Genehmigung eines allgemeinen Modells für die Berechnung der Gesamtübertragungskapazität und der Sicherheitsmarge gemäß Artikel 5 Abs. 2 der Verordnung (EG) Nr. 1228/2003

hat die Beschlusskammer 6 der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Tulpenfeld 4, 53113 Bonn,

gegenüber der

transpower stromübertragungs GmbH, Bernecker Str. 70, 95448 Bayreuth

– Antragstellerin –

durch den Vorsitzenden Dr. Frank-Peter Hansen,

den Beisitzer Andreas Foxel

den Beisitzer Dr. Jochen Patt

am 24.08.2009 beschlossen:

1. Das allgemeine Modell für die Berechnung der Gesamtübertragungskapazität und der Sicherheitsmarge wird genehmigt

2. Der Widerruf der Genehmigung bleibt vorbehalten.

3. Die Beschreibung des allgemeinen Modells ist auf der Internetseite der transpower stromübertragungs gmbh zu veröffentlichen.

Gründe

I.

Die Antragstellerin ist Betreiberin eines Elektrizitätsübertragungsnetzes, welches elektrisch an vier Länder (Dänemark, Niederlande, Österreich und Tschechien) grenzt. Die Grenzkuppelleitungen nach Dänemark, Tschechien und in die Niederlande sind engpassbehaftet und werden im Rahmen von Kapazitätsauktionen bewirtschaftet.

Der grenzüberschreitende Stromtransport ist aufgrund der beschränkten Übertragungskapazitäten der Grenzkuppelleitungen in Folge des gewachsenen europäischen Stromhandels oft nur eingeschränkt möglich, so dass die Nachfrage nach grenzüberschreitenden Handelskapazitäten nicht in vollem Umfang bedient werden kann. Gemäß EU-Verordnung Nr. 1228/2003 über den grenzüberschreitenden Stromhandel sowie der zugehörigen Engpassmanagementleitlinie sind Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet, im Falle von dauerhaften Netzengpässen die verfügbaren Leitungskapazitäten nach marktorientierten und transparenten Verfahren diskriminierungsfrei zu bewirtschaften, sofern die Entstehung solcher Engpässe nicht im Rahmen des wirtschaftlich Zumutbaren mit Hilfe von netz- und marktbezogenen Maßnahmen verhindert werden kann. Im Rahmen des Engpassmanagement werden nach Artikel 6 Abs. 3 VO 1228/2003 den Marktteilnehmern unter Beachtung der Sicherheitsstandards für den sicheren Netzbetrieb die maximale Kapazität der Verbindungsleitungen und/oder der die grenzüberschreitenden Stromflüsse betreffenden Übertragungsnetze zur Verfügung gestellt. Die gemäß Kapazitätsberechnungsverfahren ermittelte technisch verfügbare Kapazität wird als Nutzungsrecht im Rahmen eines Auktionsverfahrens an die bezuschlagten Marktteilnehmer vergeben. Die Nutzungsrechte legitimieren die Marktteilnehmer zum Transport elektrischer Energie zwischen durch Netzengpässe getrennte Märkte.

Mit Schreiben vom 19. Februar 2009, hier eingegangen am 25. Februar 2009, hat die Antragstellerin die Genehmigung eines allgemeinen Modells für die Berechnung der Gesamtübertra-

gungskapazität und der Sicherheitsmarge gemäß Artikel 5 Abs. 2 der EU-Verordnung Nr. 1228/2003 für die Übertragungsempässe nach Dänemark, Tschechien und in die Niederlande beantragt.

Die zuständigen Regulierungsbehörden der angrenzenden Nachbarstaaten Dänemark, Tschechien und Niederlande wurden über die Genehmigung vorab informiert.

Wegen der weiteren Einzelheiten zum Sachverhalt wird auf den Inhalt der Verfahrensakte Bezug genommen.

II.

Die Bundesnetzagentur ist für die Genehmigung nach Artikel 5 Abs. 2 der EU-Verordnung Nr. 1228/2003 gemäß § 56 EnWG zuständig. Sie entscheidet gemäß § 59 EnWG durch die Beschlusskammer.

Rechtliche Grundlage für die Zusammenarbeit der europäischen Übertragungsnetzbetreiber und damit auch für den Umgang mit Kapazitätsempässen an den Grenzkuppelleitungen ist die EU-Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 des Europäischen Parlamentes und des Rates vom 26. Juni 2003 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel. Gemäß Artikel 5 Abs. 2 der EU-Verordnung 1228/2003 sind die Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet, ein allgemeines Modell für die Berechnung der Gesamtübertragungskapazität und der Sicherheitsmarge, das auf den elektrischen und physikalischen Netzmerkmalen beruht, zu veröffentlichen. Dieses Modell ist von der jeweils zuständigen Regulierungsbehörde zu genehmigen.

1.

Ein allgemeines Modell für die Berechnung der Gesamtübertragungskapazität und der Sicherheitsmarge muss aus Sicht der Beschlusskammer zunächst grundsätzlich geeignet sein, die zur Verfügung stehenden Übertragungskapazitäten und Sicherheitsmargen verlässlich zu berechnen bzw. zu bestimmen (1). Zudem muss das Modell dem gegenwärtigen Stand der Technik entsprechen (2). Zusätzliche Anforderung für das Modell ist aus Sicht der Beschlusskammer, dass die zur Verfügung stehenden Kapazitäten nicht durch offensichtlich ineffiziente Mechanismen verknappert werden (3). Darüber hinaus muss das Modell die Einhaltung von Sicherheitsstandards und -regeln garantieren, so dass ein stabiler und zuverlässiger Netzbetrieb beider-

seits der Grenze gewährleistet ist (4). Schließlich sollte eine grenzüberschreitend konsistente Anwendung des Modells gewährleistet sein (5).

(1) Die Beschlusskammer akzeptiert das beantragte allgemeine Modell. Es basiert auf einer von der Vereinigung der europäischen Übertragungsnetzbetreiber *European Transmission System Operators* (ETSO) entwickelten und zwischen den europäischen Übertragungsnetzbetreibern abgestimmten Berechnungsmethodik hinsichtlich der Bestimmung der verfügbaren Übertragungskapazitäten NTC (Net Transfer Capacity) und der Sicherheitsmarge TRM (Transmission Reliability Margin). Dabei werden die Übertragungskapazitäten und Sicherheitsmargen zunächst auf Jahresbasis bestimmt und durch nachfolgende Monats- und Tagesberechnungen ergänzt. Als Datenbasis für die Jahresberechnung werden die europaweiten Referenzdatensätze von der *Union for the Coordination of Transmission of Electricity* (UCTE) verwendet. Die Monats- und Tagesberechnungen werden auf Basis von aktualisierten, UCTE-weiten Vortagesprognosedatensätzen durchgeführt.

Die NTC-Werte werden bilateral zwischen sämtlichen benachbarten ÜNB abgestimmt. Jeweils der niedrigere NTC-Wert wird als theoretisch maximaler Kapazitätswert für die betreffende Grenze angenommen. Der ETSO-NTC Wert stellt die maximale Kapazität dar, die unter Berücksichtigung von Unsicherheiten des künftigen Netzzustandes über die Verbindungsleitungen zweier Systeme transportiert werden kann, ohne dass dadurch kritische Zustände (d.h. Gefährdung der Systemsicherheit, z.B. der (n-1)-Sicherheit) in einem der beiden betrachteten Netze entstehen.

Zwar haben die Regelungen der ETSO lediglich den Rang von Empfehlungen, entfalten also weder bindende Wirkung für deren Mitglieder (Übertragungsnetzbetreiber) noch für die Beschlusskammer. Aufgrund der Bedeutungen der ETSO bzw. UCTE als europaweite Vereinigungen der Übertragungsnetzbetreiber und deren Aufgabe der Koordinierung und Schaffung von einheitlichen operativen und technischen Regelwerken und Standards ist aber die Entwicklung eines funktionsfähigen und europaweit einheitlichen allgemeinen Modells durch diese Institutionen grundsätzlich zu begrüßen. Die Beschlusskammer geht davon aus, dass das Modell der ETSO grundsätzlich eine verlässliche Berechnung der Übertragungskapazitäten ermöglicht.

(2) Das beantragte allgemeine Modell wird bereits seit mehreren Jahren innerhalb Europas zur Bestimmung der Transportkapazitäten an den Grenzkuppelstellen eingesetzt und ist derzeit das einzige an den deutschen Außengrenzen etablierte Verfahren. Es kann daher als erprobt und

bewährt angesehen werden. Anhaltspunkte dafür, dass das Modell nicht dem Stand der Technik entspricht, liegen der Beschlusskammer nicht vor.

Bei der Ermittlung der jährlichen Gesamtübertragungskapazität (NTC-Wert) mit Hilfe des ETSO-Berechnungsalgorithmus wird zunächst ein Lastfluss im Basisfall zu Grunde gelegt. Dieser wird aus dem UCTE-Referenzdatensatz bestimmt, der auf einer Momentaufnahme aller Lastflusswerte im gesamten UCTE-Netz zu festgelegten Stichtagen im Sommer und im Winter beruht (Sommer- und Winterreferenzfall).

Die in der Momentaufnahme festgestellten Lastflüsse an den Grenzkuppelleitungen enthalten zum einen Anteile, die durch den grenzüberschreitenden Stromhandel verursacht worden sind und zum anderen Anteile, die rein durch regelzonen-interne Stromhandelsgeschäfte hervorgerufen worden sind. Aufgrund des teilweise hohen Vermaschungsgrades des europäischen Übertragungsnetzes werden Grenzkuppelleitungen bedingt durch physikalische Gesetzmäßigkeiten oft auch von Lastflüssen durch rein regelzonen-interne Stromhandelsgeschäfte belastet. Dieser, bei vollständiger Ausblendung des grenzüberschreitenden Handels verbleibende Anteil, wird auch als Lastfluss im Basisfall bezeichnet. Um den Lastfluss im Basisfall zu erhalten, wird der Referenzlastfluss - vereinfacht gesprochen - um die grenzüberschreitend gehandelten Leistungsflüsse bereinigt.

Der UCTE-Referenzdatensatz enthält neben Lastflussinformationen auch Daten über die Netztopologie (u. a. Leitungen und deren Transportkapazitäten, Umspannwerke, Schaltanlagen und Einspeisepunkte). Der UCTE-Referenzdatensatz wird bei gesicherten Veränderungen der Netztopologie gegenüber dem Zeitpunkt der Momentaufnahme an den zu untersuchenden Zeitraum angepasst. Veränderungen sind z. B. möglich bei geplanten Außerbetriebnahmen einzelner Netzkomponenten für Wartungszwecke, bei koordinierten Abschaltungsplanungen der nationalen und internationalen Partner oder bei Kraftwerksrevisionen.

Basierend auf dem Lastfluss im Basisfall wird die Einspeiseleistung aller Kraftwerke auf der einen Seite der Grenze schrittweise erhöht. Um das Leistungsgleichgewicht zu gewährleisten wird gleichzeitig auf der anderen Seite der Grenze die Einspeiseleistung aller Kraftwerke in gleicher Höhe schrittweise reduziert. Dieser Vorgang der inkrementellen Einspeiseerhöhung und -reduzierung wird so lange fortgeführt, bis ein Netzelement unter Berücksichtigung des für die

Sicherheit in Übertragungsnetzen maßgeblichen so genannten (n-1)-Kriteriums¹ die Auslastungsgrenze erreicht hat. Die Gesamtübertragungskapazität (NTC-Wert) berechnet sich dann als Lastfluss im Basisfall zuzüglich der maximal möglichen, das (n-1)-Kriterium noch nicht verletzenden Einspeiseerhöhung abzüglich der Sicherheitsmarge (TRM).

Mit der Sicherheitsmarge sollen Unsicherheiten bezüglich der zur Berechnung des NTC-Wertes getroffenen Annahmen berücksichtigt werden. Die Sicherheitsmarge beinhaltet u. a. die Effekte von Primärregelleistungsaustausch bei Kraftwerksausfällen², ungewollter physikalischer Lastflüsse auf Grund der Leistungs-Frequenz-Regelung sowie Ungenauigkeiten in Daten und Messungen. Die Bestimmung der Sicherheitsmarge beruht laut ETSO³ auf Erfahrungswerten der ÜNB oder auf statistischen Methoden. Die von der Antragstellerin angewendete Berechnungsvorschrift für die TRM ($TRM = \sqrt{n} * 100 MW$) basiert auf einer Empfehlung der ehemaligen Deutschen Verbundgesellschaft (DVG), die auf Erfahrungswerten der früher als Übertragungsnetzbetreiber fungierenden ehemaligen Verbundunternehmen beruht. In der Berechnungsvorschrift entspricht der Buchstabe n der Anzahl der Kuppelleitungen zwischen zwei elektrisch benachbarten Regelzonen bzw. Regelblöcken.

Je Kuppelleitung werden gemäß Empfehlung der DVG 100 MW angesetzt, wobei diese 100 MW ca. 5 % der Transportkapazität einer 380 kV Verbindungsleitung entsprechen. Die Annahme eines nicht-linearen, durch den Wurzelausdruck abgemilderten Anstiegs der Sicherheitsmarge mit zunehmender Anzahl der Kuppelleitungen erscheint der Beschlusskammer u. a. vor dem Hintergrund auftretender Durchmischungseffekte grundsätzlich plausibel. Der Transport von Primärregelung ist der Höhe nach begrenzt. Daher würde der Teil der Sicherheitsmarge, der zum Transport von Primärregelung freigehalten werden muss, durch ein einfaches Hinzuaddieren von 100 MW Sicherheitsmarge mit jeder neu hinzukommenden Grenzkuppelleitung weit überdimensioniert werden. Auch Ungenauigkeiten in Daten und in der Leistungsmessung würden durch einen linearen Anstieg der TRM um 100 MW bei jeder neuen Grenzkuppelleitung überschätzt. Fehler in Daten und in der Leistungsmessung mitteln sich bei größeren Datenmengen weg, da die Messung sowohl über als auch unter dem tatsächlichen Wert liegen kann.

¹ Das (n-1)-Kriterium besagt, dass auch bei Ausfall eines Betriebsmittels die Auslastungsgrenzen der verbleibenden Betriebsmittel nicht überschritten werden dürfen.

² An der Grenzkuppelstelle nach Dänemark wird die Höhe der TRM nach Angabe der Antragstellerin allein durch die im Falle von Kraftwerksausfällen im UCTE-Netz bzw. in Dänemark verursachten maximalen Austausch von Primärregelleistung bestimmt.

³ „Procedures for Cross-Border Transmission Capacity Assessments“, ETSO, Oktober 2001

In Anbetracht dieser Überlegungen kann die Kammer keine offensichtliche Unplausibilität und offensichtliche Überschätzung der TRM feststellen, die eine Versagung des beantragten Modells zur Folge haben müsste. Dennoch hält es die Kammer für geboten, die vorliegende TRM-Berechnungsmethodik weiter zu entwickeln und zu verfeinern. Dies gebietet sowohl die Bedeutung der TRM für die Systemstabilität als auch die durch die TRM hervorgerufene Reduzierung der für den Stromhandel zur Verfügung stehenden Übertragungskapazität.

Der Beschlusskammer ist bekannt, dass zur Zeit eine Weiterentwicklung der Kapazitätsberechnungsmethoden in Richtung lastflussbasierter Verfahren erfolgt. Diese ermöglichen es gegenüber der heutigen NTC-Kapazitätsberechnung, jede Auswirkung einer einzelnen Kapazitätsnutzung auf die Lastflüsse an den Kuppelstellen bei der Kapazitätsvergabe zu berücksichtigen, und so eine effizientere Nutzung der bestehenden Infrastruktur herbeizuführen. Die lastflussbasierten Verfahren befinden sich derzeit noch in der Entwicklungsphase, werden also im Markt noch nicht angewendet. Die NTC-Methode ist somit die zum jetzigen Zeitpunkt einzige europaweit etablierte Kapazitätsberechnungsmethode und ist daher als heutiger allgemein anerkannter Stand der Technik anzusehen.

(3) Als Nachteil der unter (2) beschriebenen NTC-Berechnungsmethodik ist die eingeschränkte Betrachtung lediglich der Übertragungsnetze beiderseits der Grenze anzusehen. Aufgrund des hohen Vermaschungsgrades des europäischen Verbundnetzes wird die in ein Übertragungsnetz eingespeiste Leistung häufig auch über angrenzende Übertragungsnetze Dritter zum Ort der Stromentnahme transportiert. Die sich physikalisch einstellenden tatsächlichen Lastflüsse sind daher oft kompliziert und gehen über die Grenzen der Übertragungsnetze des Einspeisers bzw. des Entnehmers hinaus. Umgekehrt können Einspeisungen und Entnahmen in anderen Übertragungsnetzen auch Lastflüsse in den in Rede stehenden Übertragungsnetzen verursachen. Insofern sind Abweichungen zwischen den tatsächlich verfügbaren Übertragungskapazitäten und den aus dem beantragten Modell berechneten Übertragungskapazitäten möglich. Auch eine verbesserungswürdige Transparenz u. a. in Bezug auf die verwendeten Szenarien (z. B. Zuwachs an Windenergie) wird dem Modell vorgeworfen.

Die ÜNB versuchen im Rahmen der derzeit bestehenden Möglichkeiten dem auftretenden Effekt der ungünstigen Lastflussüberlagerung und der vermehrten Entstehung von Engpässen entgegenzuwirken. Gemeinsam mit den benachbarten ausländischen ÜNB erfolgt eine koordinierte Kapazitätsbestimmung und –vergabe über ein sogenanntes technisches Profil, welches mehrere Grenzen einer Region zusammenfasst. Es werden nicht mehr nur bilaterale, sondern multilaterale Kapazitätswerte ermittelt. Die Antragstellerin beteiligt sich an der koordinierten Vergabe von

Kapazitäten im westlichen Teil des deutschen Verbundnetzes gemeinsam mit den ausländischen ÜNB TENNET (Niederlande), RTE (Frankreich) und swissgrid (Schweiz) über das Profil „Deutsches C“. Für das technische Profil sollen für die Summe der Einzelgrenzen die Abweichungen zwischen den physikalischen Lastflüssen und den Fahrplanprogrammen möglichst gering sein. Damit kann sichergestellt werden, dass der Einfluss übriger außenliegender Grenzen klein ist.

Im Ergebnis kann die Beschlusskammer trotz der oben genannten Bedenken bei dem von der Antragstellerin beantragten allgemeinen Modell keine derart offensichtliche Ineffizienz erkennen, dass eine gezielte Verknappung der zur Verfügung stehenden Übertragungskapazitäten unterstellt und die Zustimmung zu diesem Modell versagt werden müsste. Das bedeutet nicht, dass eine Weiterentwicklung in Richtung lastflussbasierter Kapazitätsberechnungsverfahren, wie sie auch tatsächlich stattfindet, ausgeschlossen ist.

Gemäß Punkt 2.6 der Engpassmanagementleitlinien haben die Übertragungsnetzbetreiber der Bundesnetzagentur die Kapazitätsaufteilung auf die einzelnen Vergabezeitraster (Jahr, Monat, Tag) zur Überprüfung vorzulegen. Sollte die Antragstellerin eine Reduktion der vorgelegten NTC-Jahres- oder Monatskapazitätswerte vor der Vergabe vornehmen, hat sie die Bundesnetzagentur hierüber und über die Gründe schriftlich vorab in Kenntnis zu setzen. Die Antragstellerin hat die Reduktion und die Gründe hierfür an geeigneter Stelle zu veröffentlichen.

(4) Der sichere und zuverlässige Betrieb seines Netzes ist gemäß § 12 Abs. 1 EnWG zentrale Aufgabe der Betreiber von Übertragungsnetzen. Dazu zählt insbesondere auch der Netzbetrieb im internationalen Verbund mit den Übertragungsnetzen der angrenzenden europäischen Nachbarstaaten. Hierfür sind nach Ansicht der Beschlusskammer zwischen den Übertragungsnetzbetreibern abgestimmte klare technische Regelungen und Bestimmungen zwingend erforderlich. Dazu gehören insbesondere einheitlich definierte Größen wie Gesamtübertragungskapazität und Sicherheitsmarge und präzise, unmissverständliche Verfahren, wie diese Größen zu bestimmen sind. Des Weiteren misst die Beschlusskammer der Abstimmung und der koordinierten Bestimmung der in Rede stehenden Größen zwischen den beteiligten Übertragungsnetzbetreibern eine hohe Bedeutung zu. Ein koordiniertes, gemeinsames Verfahren zur Berechnung der Gesamtübertragungskapazität und der Sicherheitsmarge ist die Grundlage für einen funktionierenden grenzüberschreitenden Stromhandel und ist auch für den uneingeschränkten Fluss von Primärregelenergie über nationale Grenzen hinweg unabdingbar. Aufgrund der Verwendung der ETSO-Methodik und des mit den angrenzenden Übertragungsnetzbetreibern abgestimmten Verfahrens

hält die Beschlusskammer die Voraussetzungen für den gesetzlich geforderten sicheren und zuverlässigen Betrieb des Übertragungsnetzes bei dem beantragten Modell für gegeben.

(5) Der Beschlusskammer liegen keine Informationen vor, die darauf hinweisen, dass von den Übertragungsnetzbetreibern in Dänemark (energinet.dk), in Tschechien (CEPS) und in den Niederlanden (TENNET) eine vom europaweit etablierten NTC-Modell abweichende Berechnungsmethodik angewendet wird. Die Beschlusskammer geht davon aus, dass auch dort eine Berechnung der Kapazitäten nach der gängigen zwischen den europäischen Netzbetreibern abgestimmten ETSO-Praxis erfolgt und eine grenzüberschreitend konsistente Anwendung des Modells gewährleistet ist.

Auf Basis dieser Überlegungen ist die Beschlusskammer zu der Überzeugung gelangt, das beantragte allgemeine Modell für die Berechnung der Gesamtübertragungskapazität und der Sicherheitsmarge zu genehmigen.

2.

Die Kommission der Europäischen Union befürwortet seit geraumer Zeit, statt eines NTC-basierten Modells zur Kapazitätsberechnung an den Grenzkuppelstellen lastflussbasierte Modelle einzusetzen, da diese tendenziell eine im Sinne der Gesamtwirtschaftlichkeit effizientere Nutzung der zur Verfügung stehenden Kapazitäten ermöglichen. Dieses Bestreben hat seinen Ausdruck in dem am 1. Dezember 2006 in Kraft getretenen Beschluss 2006/770/EG der Kommission zur Änderung des Anhangs zur Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel gefunden. Der Beschluss sieht eine Verpflichtung der ÜNB vor, die Kapazitätsvergabe derart zu koordinieren, dass das gemeinsame Übertragungsmodell physische Ringflüsse effizient berücksichtigt und das Auseinanderfallen von kommerziellen und physischen Flüssen beachtet wird. Dies soll insbesondere bei der Kapazitätsvergabe und der Nominierung gelten.

Basierend auf dem Anfang 2006 durch das Florenz-Forum ins Leben gerufenen Konzept der Regionalen Initiativen der European Regulators' Group for Electricity and Gas (ERGEG) wurden zur Gewährleistung einer koordinierten, sicheren und effizienten Bewirtschaftung der auftretenden Kapazitätsengpässe unter anderem die Übertragungsnetzbetreiber innerhalb der Regionen

Central Western Europe (CWE⁴) und Central Eastern Europe (CEE⁵) zusammengefasst. Die Antragstellerin gehört sowohl der Region CWE als auch der Region CEE an.

Die Antragstellerin arbeitet derzeit zusammen mit den anderen betroffenen ÜNB in der Region CWE an der Entwicklung einer impliziten Marktkopplung auf Grundlage eines lastflussbasierten Kapazitätsberechnungsmodells. Die geplante implizite Marktkopplung, die die Kapazitätsvergabe und den Energiehandel an den Strombörsen kombiniert, soll zukünftig dazu führen, dass die grenzüberschreitenden Leitungen effizienter genutzt werden. Die lastflussbasierte Berechnungsmethodik soll es ermöglichen, die durch die Nutzung von Übertragungsrechten hervorgerufenen Lastflussänderungen auf jedem relevanten engpassbehafteten Betriebsmittel zu berücksichtigen. Die Kapazität wird in diesem Verfahren letztlich dorthin zugewiesen, wo sie den für die Region höchsten gesamtwirtschaftlichen Nutzen bedingt. Die Marktkopplung werde zunächst übergangsweise im Frühjahr 2010 auf einer verbesserten, koordinierten ATC⁶-basierten Kapazitätsberechnungsmethode gestartet. Ab Ende 2010 soll auf die lastflussbasierte Methode umgestellt werden. Auch in der Region CEE wird derzeit an der Einführung einer lastflussbasierten Kapazitätsallokation gearbeitet. Die erste Jahresauktion mit dem neuen lastflussbasierten Allokationsmodell soll Ende 2009 über das CAO (Central Allocation Office) durchgeführt werden.

Die Beschlusskammer begrüßt die Einführung verbesserter, die Übertragungskapazität erhöhender Modelle und Verfahren. Dies erhöht die Effizienz der Bewirtschaftung und trägt dem Grundgedanken einer Intensivierung des grenzüberschreitenden Stromhandels Rechnung. Die Beschlusskammer erwartet zudem eine gegenüber dem mit diesem Beschluss genehmigten Modell gesteigerte Transparenz für die Marktteilnehmer.

Angesichts der sich abzeichnenden Einführung eines lastflussbasierten Modells erfolgt die Genehmigung des beantragten allgemeinen Modells auf Widerruf. Das lastflussbasierte Modell und eventuell vorgeschaltete Übergangsmodelle sind vor deren Einführung der Bundesnetzagentur zur Genehmigung vorzulegen. Bei Genehmigung weiterentwickelter Modelle wird die Genehmigung des mit diesem Beschluss genehmigten Modells widerrufen. Auch für den Fall, dass nach Veröffentlichung des allgemeinen Modells Beschwerden oder Einwände Dritter an die Bundes-

⁴ Übertragungsnetzbetreiber der Region CWE: RWE Transportnetz Strom GmbH, EnBW Transportnetze AG, transpower stromübertragungs gmbh, RTE (Frankreich), TENNET (Niederlande), Cegedel (Luxemburg), Elia (Belgien)

⁵ Übertragungsnetzbetreiber der Region CEE: transpower stromübertragungs gmbh, Vattenfall Europe Transmission GmbH, PSE-O (Polen), CEPS (Tschechien), SEPSAS (Slowakei), ELES (Slowenien), APG (Österreich), MAVIR (Ungarn)

⁶ ATC: Available Transmission Capacity

netzagentur herangetragen werden, behält sich die Beschlusskammer den Widerruf der Genehmigung vor.

3.

Der Antragstellerin wird zudem entsprechend § 5 Abs. 2 S. 2 der EU-Verordnung Nr. 1228/2003 aufgegeben, das Modell zu veröffentlichen. Umfang und Detaillierungsgrad der zu veröffentlichenden Modellbeschreibung müssen dabei mindestens der in der Anlage zum Schreiben der Antragstellerin vom 19. Februar 2009 dokumentierten Modellbeschreibung entsprechen. Die Veröffentlichung hat entsprechend den Veröffentlichungspflichten des § 17 StromNZV über die Internetseite der Antragstellerin zu erfolgen, da diese Form der Publikation mittlerweile ein allgemein akzeptiertes Medium der Veröffentlichung von Informationen darstellt.

Rechtsbehelfsbelehrung

Gegen diesen Beschluss kann binnen einer Frist von einem Monat ab Zustellung Beschwerde erhoben werden. Die Beschwerde ist schriftlich bei der Bundesnetzagentur (Hausanschrift: Tulpenfeld 4, 53113 Bonn) einzureichen. Es genügt, wenn die Beschwerde innerhalb der Frist beim Oberlandesgericht Düsseldorf (Hausanschrift: Cecilienallee 3, 40474 Düsseldorf) eingeht.

Die Beschwerde ist zu begründen. Die Frist für die Beschwerdebegründung beträgt einen Monat. Sie beginnt mit der Einlegung der Beschwerde und kann auf Antrag von dem oder der Vorsitzenden des Beschwerdegerichts verlängert werden. Die Beschwerdebegründung muss die Erklärung, inwieweit der Beschluss angefochten und seine Abänderung oder Aufhebung beantragt wird, und die Angabe der Tatsachen und Beweismittel, auf die sich die Beschwerde stützt, enthalten.

Die Beschwerdeschrift und die Beschwerdebegründung müssen durch einen bei einem deutschen Gericht zugelassenen Rechtsanwalt unterzeichnet sein.

Die Beschwerde hat keine aufschiebende Wirkung (§ 76 Abs.1 EnWG).

Dr. Frank-Peter Hansen
Vorsitzender

Andreas Faxel
Beisitzer

Dr. Jochen Patt
Beisitzer