

---

# **Freiwillige Selbstverpflichtung nach § 11 Abs. 2 ARegV der deutschen Übertragungsnetzbetreiber für ein verbindliches Verfahren zum Engpassmanagement nach Artikel 6 der Verordnung (EG) Nr. 1228/2003**

## **1 PRÄAMBEL**

Gemäß EG-Verordnung 1228/2003 über den grenzüberschreitenden Stromhandel sowie insbesondere der zugehörigen Engpassmanagement-Leitlinien in geänderter Fassung vom 9.11.2006 sind Betreiber von Übertragungsnetzen 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.

Die Übertragungsnetzbetreiber verpflichten sich vor diesem Hintergrund, die zur Verfügung stehenden Transportkapazitäten nach einheitlichen und verbindlichen Berechnungsverfahren zu ermitteln, diese Berechnungsverfahren rechtzeitig gemäß Art. 5 Abs. 2 zur Genehmigung zu stellen und zu publizieren sowie alle verfügbaren Kapazitäten an die Marktteilnehmer zu vergeben. Diese Berechnungsverfahren unterliegen der Prüfung durch die jeweiligen nationalen Regulatoren und werden in Zusammenarbeit mit den benachbarten, inländischen und ausländischen Übertragungsnetzbetreibern kontinuierlich weiterentwickelt. Ziel ist eine Maximierung bzw. maximale Nutzung der zur Verfügung stehenden Kapazität durch eine möglichst genaue Abbildung der durch die europäische Handelstätigkeit verursachten Leistungsflüsse in den betroffenen Netzen unter gleichzeitiger Sicherstellung der Systemsicherheit.

Im Rahmen der "Electricity Regional Initiatives" (CEE, NE, CSE, CWE) bzw. hinsichtlich CWE im Rahmen des Pentalateralen Energieforums wurde gemeinsam mit den betreffenden Regulatoren, der Europäischen Kommission sowie den Wirtschaftsministerien der betreffenden Länder die Weiterentwicklung bereits etablierter Verfahren beschlossen.

Die deutschen Übertragungsnetzbetreiber sind im europäischen Kontext in besonderem Maße einer koordinierten und effizienten Durchführung des Engpassmanagements verpflichtet, da Deutschland durch seine geographische Lage zu den o.g. vier der in den Engpassmanagement-Leitlinien definierten Regionen zählt und in drei dieser Regionen aktiv das koordinierte Engpassmanagement mitgestaltet und entwickelt.

Das im Folgenden beschriebene Verfahren beschreibt die Durchführung des Engpassmanagements hinsichtlich Menge, Preis und Qualität.

<b>Die Übertragungsnetzbetreiber verpflichten sich zur Einhaltung aller hier beschriebenen Verfahren.</b>
---

## 2 VERFAHRENSBESCHREIBUNG (FÜR DIE BEWIRTSCHAFTUNG VON NETZENGÄSSEN)

Im Rahmen des Verfahrens werden physikalische Nutzungsrechte der technisch verfügbaren Kapazität vergeben. Diese Nutzungsrechte legitimieren die im Rahmen des Vergabeverfahrens bezuschlagten Marktteilnehmer zum Transport elektrischer Energie zwischen durch Netzengpässe getrennte Märkte.

### 2.1 BESTIMMUNG DER HÖHE DER ÜBERTRAGUNGSKAPAZITÄT (MENGENBESTIMMUNG)

Die zur Verfügung stehende Kapazität wird mittels Lastflussberechnungen ermittelt. Bei diesen Berechnungen werden die physikalischen Auswirkungen von Handelsaktivitäten und daraus folgenden Änderungen des Einspeise- und Entnahmeverhaltens untersucht. Dazu werden proportional zu den angenommenen Handelsgeschäften Erhöhungen / Reduktionen der Erzeugung in den jeweils vom Handel tangierten Netzgebieten vorgenommen. Führt diese Modifikation der Erzeugung zu Überbelastungen einzelner Netzelemente und somit zu einer Gefährdung der (n-1)-Netzicherheit, so muss der Handel entsprechend eingeschränkt werden. Aus dieser Einschränkung lässt sich die dem Markt maximal zur Verfügung stehende Kapazität ableiten.

Abhängig von den Gegebenheiten an der jeweiligen Grenze ermitteln die betreffenden Übertragungsnetzbetreiber das hinsichtlich des jeweiligen Betrachtungsraumes optimale Berechnungsverfahren. Die deutschen Übertragungsnetzbetreiber stimmen sich mit der Bundesnetzagentur ab und werden deren Hinweise im Rahmen der erforderlichen Abstimmungen auf supranationaler Ebene berücksichtigen. Erforderliche Genehmigungen werden gemäß Art. 5 Abs. 2 der EG-Verordnung 1228/2003 beantragt (ergänzende Erläuterungen vgl. **Anhang 1**). Prinzipiell kommen folgende Berechnungsverfahren zur Anwendung:

- Bilaterale Ansätze mit ausschließlicher Betrachtung zweier, benachbarter Netzgebiete (**Anlage 1 a bis 1 c**)
- Multilaterale Ansätze unter Einbezug mehrerer Netzgebiete (**Anlage 2**)
- Lastflussbasierte Ansätze mit Betrachtung einzelner Elemente, welche unmittelbar in den Vergabealgorithmus integriert werden (**Anlage 3**)

Die deutschen Übertragungsnetzbetreiber verpflichten sich in Abstimmung mit der Bundesnetzagentur zur Anwendung der Verfahren in der jeweils für das betroffene Marktgebiet geeigneten Form<sup>1</sup>. Auch werden die Übertragungsnetzbetreiber die Verfahren gemeinsam mit den benachbarten Netzbetreibern mit dem Ziel einer optimalen Nutzung der Transportkapazitäten im Sinne einer möglichst genauen Abbildung der physikalischen Realitäten weiterentwickeln<sup>2</sup>. Die deutschen ÜNB werden die Bundesnetzagentur unverzüglich und vollständig über alle Schritte der Weiterentwicklung informieren und deren Beschlüsse umsetzen. Die deutschen Übertragungsnetzbetreiber verpflichten sich, vorgeschriebene Genehmigungen gemäß Art. 5 Abs. 2 der EG-Verordnung 1228/2003 rechtzeitig zu beantragen. Aus dem

<sup>1</sup> Je nach Marktentwicklungsstand können nur bestimmte Verfahren Anwendung finden. Auch hängt die Anwendung eines Verfahrens von der regionalen Zugehörigkeit bestimmter Netzgebiete (z.B. CWE, CEE) ab.

<sup>2</sup> Diese Intention kommt z.B. im „Memorandum of Understanding“ des Pentilateral Energy Forum's CWE (**Anlage 16**) zum Ausdruck und ist als Vorgabe in den Leitlinien zur Verordnung (EG) Nr. 1228 / 2003 (vgl. Nr. 3.5) enthalten.

Genehmigungsverfahren möglicherweise resultierende Nachbesserungen werden umgesetzt, soweit diese Nachbesserungen

- den Anforderungen eines sicheren und effizienten Netzbetriebes entsprechen
- konform zu relevanten gesetzlichen Anforderungen sind
- durch alle an dem Verfahren beteiligten Netzbetreiber<sup>3</sup> und Regulierungsbehörden akzeptiert werden.

#### **BEISPIELE: AUSGEWÄHLTE BESCHREIBUNGEN DES VORGEHENS BEI DER BESTIMMUNG DER ZUR VERFÜGUNG STEHENDEN ÜBERTRAGUNGSKAPAZITÄT ZU INTERNATIONALEN PARTNERNETZEN**

##### **a) NETZGRENZE CEPS, A.S./ PSE-OPERATOR S.A. UND VATTENFALL EUROPE TRANSMISSION GMBH**

Die Ermittlung der für den Markt zur Verfügung stehenden Kapazitäten erfolgt auf der Basis der unter [www.ets-net.org](http://www.ets-net.org) beschriebenen "Procedures for cross-border transmission capacity assessments" (**Anlage 1b**) oder sie sind wie im Falle des KONTEK-Hochspannungsgleichstromkabels bauartbedingt vorgegeben.

Das von Vattenfall Europe Transmission GmbH auf ihrer Webseite veröffentlichte Berechnungsmodell zur Berechnung der Gesamtübertragungskapazität und der Sicherheitsmarge ist mit Schreiben vom 20.12.2006 durch die Bundesnetzagentur bis auf Widerruf genehmigt worden (**Anlage 4**).

Zugunsten von in 2009 einzuführenden lastflussbasierten Auktionen werden entsprechend der Vereinbarung der Implementation Group vom 16. September 2008 (60% Jahreskapazität, 40% Monats- und Tageskapazitäten) reduzierte Kapazitäten in der Jahresauktion 2009 zur Verfügung gestellt.

##### **b) AUSFÜHRUNGEN DER TRANSPOWER STROMÜBERTRAGUNGS GMBH**

###### **→ Anlage 5**

„Bestimmung der Übertragungskapazitäten an auktionierten Grenzkuppelstellen der transpower stromübertragungs gmbh“

##### **c) AUSFÜHRUNGEN DER RWE TRANSPORTNETZ STROM**

###### **→ Anlage 6**

„Berechnung von regelblocküberschreitenden Übertragungskapazitäten zu internationalen Partnernetzen“

---

<sup>3</sup> insbesondere auch durch jene Parteien, welche nicht dem deutschen Gesetzesrahmen unterliegen.

---

**d) AUSFÜHRUNGEN DER ENBW TRANSPORTNETZE****→ Anlage 2**

„AG NTC Kapazitätsberechnung an der Grenze Deutschland - Schweiz“

**Das festgelegte Ermittlungsverfahren zur Feststellung der Übertragungskapazität erfolgt strikt auf Basis netzphysikalischer Kriterien unter Einhaltung des (n-1)-Kriteriums zur Gewährung der Systemsicherheit und unterliegt der Genehmigungspflicht nach Artikel 5 der EG-Verordnung 1228/2003. Die Genehmigungen werden rechtzeitig beantragt. Die Bundesnetzagentur wird bereits in den Prozess der Erarbeitung der zu genehmigenden Verfahren so einbezogen, dass sie reale Einflussmöglichkeiten hat. Die Übertragungsnetzbetreiber verpflichten sich, eventuelle Vorgaben der Bundesnetzagentur im Erarbeitungsprozess im Rahmen der in 2.1, letzter Absatz, genannten drei Kriterien zu beachten.**

## 2.2 ALLOKATION DER ÜBERTRAGUNGSKAPAZITÄT IN FORM DES PRODUKTS „PHYSIKALISCHES ÜBERTRAGUNGSRECHT (PTR)“, AUKTIONSVERFAHREN

Nach der Feststellung der Höhe der Übertragungskapazität gemäß Abschnitt 2.1 wird die zu vergebende Kapazität als Produkt ‚Physikalisches Übertragungsrecht‘ (PTR, ‚physical transmission right‘) vergeben. Dieses Produkt stellt eine Option auf die Kapazitätsnutzung dar. Das Produkt kann durch explizite oder implizite Auktion (Market Coupling) allokiert werden.

Grundsätzlich werden im Sinne der Leitlinien zur Verordnung (EG) Nr. 1228 / 2003 (vgl. insbesondere Punkt 4) nach Abstimmung mit den betroffenen Regulatoren folgende Produkte angeboten:

- Langfristige Übertragungsrechte (Jahreskapazitäten, Monatskapazitäten)
- Kurzfristige Übertragungsrechte (day ahead)
- Intra-Day Übertragungsrechte

Die Kapazitätsvergabe für langfristige sowie day-ahead Übertragungsrechte erfolgt derzeit im Rahmen von expliziten Auktionen (Ausnahme: Kontek-Verbindung siehe unten). Damit werden die Anforderungen der Verordnung (EG) Nr. 1228 / 2003 grundsätzlich erfüllt (vgl. Leitlinien, Punkt 2.1).

Die Übertragungsnetzbetreiber verpflichten sich in Abstimmung mit den zuständigen Regulatoren zu einer Weiterentwicklung dieser Vergabeverfahren mit dem Ziel einer Europäischen Marktharmonisierung bzw. möglichst effizienten Nutzung vorhandener Kapazitäten<sup>4</sup>.

Wegen der geringen Vorlaufzeit werden Intra-Day-Übertragungsrechte in Abstimmung mit den betroffenen Regulatoren nach anderen Vergabeverfahren (z.B. Zuteilung nach der zeitlichen Reihenfolge der Anfragen) vergeben. Dies erfüllt die Anforderungen der Verordnung (EG) Nr. 1228 / 2003 (vgl. Leitlinien, Punkt 2.1).

Die derzeitigen Vergabeverfahren im Rahmen von expliziten koordinierten Auktionen an den jeweiligen Grenzen sind in öffentlich verfügbaren Anlagen dokumentiert:

- Auktionsregeln Deutschland / Frankreich (**Anlage 7**)
- Auktionsregeln Deutschland / Niederlande (**Anlage 8**)
- Auktionsregeln Deutschland / Schweiz (**Anlage 9 a bis d**)
- Auktionsregeln Deutschland / Polen / Tschechien / Slowakei (**Anlage 10**)
- Auktionsregeln Deutschland / Dänemark (**Anlage 11 a bis c**)

**Die Übertragungsnetzbetreiber verpflichten sich, die Bundesnetzagentur in den Prozess der Erarbeitung der Auktionsregeln so umfassend und rechtzeitig einzubeziehen, dass die Behörde Einflussmöglichkeiten hat. Bedenken und Änderungswünsche der Bundesnetzagentur in Bezug auf die Auktionsregeln werden von den Übertragungsnetzbetreibern im Rahmen der in 2.1, letzter Absatz, genannten drei Kriterien beachtet.**

<sup>4</sup> Diese Intention kommt z.B. im „Memorandum of Understanding“ des Pentalateralen Energieforums CWE (vgl. **Anlage 16**) zum Ausdruck

## **KOORDINIERTER EXPLIZITER AUKTION**

Bei der expliziten Auktion wird das physikalische Übertragungsrecht (PTR) in den durch das Berechnungsverfahren ermittelten zulässigen Mengen für definierte Zeiteinheiten vergeben. An den deutschen Außengrenzen sind diese Zeiteinheiten Jahr, Monat und Tag. Explizite Auktionen stellen den Preis der Kapazität nach dem Prinzip des Markträumungspreises fest. Das bedeutet, das letzte noch erfüllbare Gebot bestimmt den Preis, zu dem alle anderen Auktionsteilnehmer, deren Gebote den Preis dieses letzten erfüllbaren Gebotes übersteigen, die von Ihnen nachgefragte Kapazität erhalten. Sofern die Nachfrage nach Übertragungskapazität das Angebot nicht übersteigt, folgt daraus eine unentgeltliche Allokation.

Die durch das PTR beschriebene Option bedeutet das Recht auf Nominierung von Stromtransport über den Engpass hinweg. Sofern diese Option im Falle von in der Jahres- und Monatsauktion erworbenen PTRs nicht innerhalb einer in den Auktionsregeln gesetzten Frist genutzt wird, d.h. falls vom Inhaber des PTR keine Nominierung erfolgt, verfällt dessen Recht zum physikalischen Transport. In der Praxis endet diese Frist in angemessenem Abstand, also ca. 2h vor der Tagesauktion. Danach geht der ungenutzte Anteil aus Jahres- und Monatsauktion in die in der Tagesauktion allozierbare Kapazität ein. Ziel ist dabei, das Horten von Kapazität zu unterbinden.

Explizite Auktionen folgen festen, im Vorfeld festgelegten Verfahren bezüglich Teilnehmerkreis, Fristen, Kommunikationswegen, finanziellen Sicherheiten etc. Die Auktionsregeln werden üblicherweise jährlich festgelegt und veröffentlicht. Bei Änderungen erfolgt im Vorfeld eine Konsultation der Regulierungsbehörden, welchen ein Prüfungs- und Beanstandungsrecht zusteht.

## **BEISPIEL**

### **KOORDINIERTER EXPLIZITER AUKTION AN DER NETZGRENZE CEPS, A.S./ PSE-OPERATOR S.A. UND VATTENFALL EUROPE TRANSMISSION GMBH/ TRANSPOWER STROMÜBERTRAGUNGS GMBH**

An der Netzgrenze CEPS, a.s./PSE-Operator S.A. und Vattenfall Europe Transmission GmbH, die hier beispielhaft als nur eines von sieben technischen Profilen der koordinierten expliziten Auktionen der 5 TSO (CEPS, a.s.; transpower stromübertragungs gmbh; PSE-Operator S.A.; SEPS, a.s. und Vattenfall Europe Transmission GmbH) genannt wird, steht aufgrund des großen Interesses an Energieübertragungen, insbesondere in Ost-West-Richtung, Übertragungskapazität in nicht ausreichender Höhe zur Verfügung. Diese Netzgrenze wird im Zuge einer koordinierten Auktion der fünf Übertragungsnetzbetreiber CEPS, a.s., transpower stromübertragungs gmbh, PSE-Operator S.A., SEPS, a.s. und Vattenfall Europe Transmission GmbH zusammen mit weiteren Netzgrenzen bewirtschaftet. Die Komplexität von physikalischen und kommerziellen Wechselwirkungen an den Netzgrenzen zwischen Deutschland, Polen, Tschechien sowie auch der Slowakei erfordert sowohl eine hohe Qualität als auch einen entsprechend hohen Koordinierungsgrad der Vergabemethodik. Mit der Vergabe der begrenzt verfügbaren Übertragungskapazitäten im Rahmen koordinierter expliziter Auktionen wird diesen Anforderungen entsprochen. Die Abwicklung erfolgt derzeit durch die CEPS, a.s. in ihrer Funktion als Auktionsbüro im Auftrag der oben genannten fünf Übertragungsnetzbetreiber.

Die Entwicklung der hierfür zugrunde liegenden Auktionsregularien (**Anlage 10**) und des zwischen den Übertragungsnetzbetreibern abzuschließenden Vertrages erfolgte im engen Zusammenwirken mit den Regulierungsbehörden der betroffenen Länder bzw. der ERGEG.

Auf Anforderung wurden die Auktionsregularien der BNetzA und den übrigen Regulatoren der CEE-Region vorgelegt und unter Berücksichtigung der jeweiligen nationalen gesetzlichen Rahmenbedingungen von diesen kommentiert und/oder genehmigt. Die aus diesem Prozess resultierenden inhaltlichen Anforderungen an die genannten Dokumente fanden entsprechende Berücksichtigung.

Gemeinsam mit MAVIR Hungarian Transmission System Operator Company Ltd., Elektro-Slovenija, d.o.o. und VERBUND-Austrian Power Grid AG arbeiten die o. g. fünf Übertragungsnetzbetreiber an einer Weiterentwicklung des derzeit angewandten Konzeptes hin zu einem lastflussbasierten Vergabeverfahren für die gesamte CEE Region unter Einbeziehung der betreffenden nationalen Regulatoren. Ziel ist hierbei die Optimierung der für den Markt verfügbaren Übertragungskapazitäten in der Region unter besonderer Berücksichtigung der Korrelation zwischen kommerziellen Energiehandelsgeschäften und physikalischen Lastflüssen bei gleichzeitig uneingeschränkter Gewährleistung der (n-1)-Sicherheit im Übertragungsnetz.

## **IMPLIZITE AUKTION (MARKET COUPLING)**

Bei der impliziten Auktion wird die Übertragungskapazität für die Tagesauktion durch die Übertragungsnetzbetreiber den Strombörsen unter der Prämisse der effizienten Kapazitätsnutzung zur Verfügung gestellt. Eine Beschreibung ist z.B. den Studien zum ‚Open Market Coupling‘ zu entnehmen.

Die Einführung von impliziten Auktionen in der Region CWE und an der gesamten Grenze D/DK stellen Änderungen der bestehenden Auktionsregeln dar, die von den Regulatoren gefordert ist und zu welchen den Regulierungsbehörden Prüfungs- und Beanstandungsrecht zusteht.

## **BEISPIELE**

### **a) MARKET COUPLING ZWISCHEN DEUTSCHLAND UND DÄNEMARK**

Das die Übertragungsnetze der Energinet.dk und der Vattenfall Europe Transmission GmbH verbindende KONTEK-Hochspannungsgleichstromkabel zwischen Dänemark und Deutschland ist für eine bestimmte, technisch begrenzte Übertragungsfähigkeit konzipiert und gebaut worden (wobei auch bei Hochspannungsgleichstromkabeln ebenso wie im vermaschten Netz generell die Übertragungsfähigkeit des gesamten Systems inklusive hinterlagerter Netzteile ausschlaggebend ist). Aufgrund des großen Interesses an Energieübertragungen sowohl in Nord-Süd- als auch in Süd-Nord-Richtung wird die verfügbare Kapazität dieser Übertragungsverbindung auf Basis eines impliziten Auktionsverfahrens (Market Coupling) den Marktteilnehmern zur Verfügung gestellt. Die Abwicklung erfolgt hierbei durch die Nord Pool Spot AS. Hierfür wurde von Nord Pool Spot AS eine gesonderte Elspot-Preiszone in der Regelzone von Vattenfall Europe Transmission GmbH eröffnet.

An einer Weiterentwicklung und Umsetzung des Konzeptes wird seit 2006, unter Einbeziehung der Regulatoren, gearbeitet. Die beteiligten Aufsichtsbehörden werden hierbei in regelmäßigen Abständen über den Projektfortschritt informiert, die diesbezüglichen aktuellen Unterlagen liegen der BNetzA vor und werden auch weiterhin vorgelegt. Insbesondere für Händler und Marktakteure wurde im November 2007 ein Informationsseminar veranstaltet.

### **b) MARKET COUPLING IN CENTRAL WESTERN EUROPE**

Die Übertragungsnetzbetreiber im Regionalmarkt „Central Western Europe“ entwickeln derzeit gemeinsam mit den Regulierungsbehörden ein grenzüberschreitendes Marktkonzept. Ziel ist die Implementierung eines impliziten Auktionsverfahrens (Market Coupling). Ein zentrales Büro bzw. ein gemeinsamer Vergabealgorithmus optimiert dabei die Vergabe knapper Engpasskapazitäten im gesamten Teilmarkt. Dadurch wird eine bessere Koordinierung der Kapazitätsvergabe an verschiedenen Grenzen erreicht. Ziel ist es, den gemeinsamen Nutzen aller Marktteilnehmer aus der Kapazitätsvergabe der Region (die Gesamtwohlfahrt) zu maximieren.

**NETTING ZUR MAXIMIERUNG DER DEM MARKT ZUR VERFÜGUNG GESTELLTEN KAPAZITÄT**

Langfristige Kapazitätsnutzungsrechte, welche in eine bestimmte Handelsrichtung von Marktteilnehmern durch verbindliche Nominierung ausgeübt werden, können in jeweils entgegen gesetzter Handelsrichtung kurzfristig erneut vergeben werden („Netting“). Die Übertragungsnetzbetreiber setzen diese Anforderung der Verordnung (EG) Nr. 1228 / 2003 (vgl. Artikel 6 Abs. 5) im Rahmen der Vergabeverfahren um.

Bei expliziten Auktionen wird die dem Markt in der Tagesauktion zur Verfügung gestellte Kapazität durch Netting maximiert. Dies basiert auf der Eigenschaft, dass gegenläufige Anmeldungen von Stromübertragungen sich gegenseitig kompensieren. Da dieser Effekt erst nach verbindlicher Anmeldungen der Kapazitätsnutzung für Jahres und Monatskapazität durch die Marktteilnehmer am Morgen des jeweiligen Vortags ermittelbar ist, wirkt sich Netting nur auf die in der jeweils nachfolgend stattfindenden Allokationsrunde vergebene Kapazität aus.

Implizite Auktionen beinhalten verfahrensbedingt bereits den obigen ‚Netting Effekt‘, darüber hinaus werden auch die aus der Tagesallokation resultierenden Stromübertragungen ge’nettet‘.

**Das jeweilige Verfahren zur Allokation von Übertragungskapazität folgt festen, veröffentlichten Verfahren, die den nationalen und europäischen Gesetzen und Verordnungen folgen. Die Regulierungsbehörden haben ein in den Punkten 1.10 und 5.2. der Engpassmanagementleitlinien<sup>5</sup> zur Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 festgelegtes Prüfungsrecht.**

---

<sup>5</sup> Leitlinien für das Management und die Vergabe verfügbarer Übertragungskapazitäten auf Verbindungsleitungen zwischen nationalen Netzen

---

**QUALITÄT DES PRODUKTES „PTR“**

Regelungen zur Verfügbarkeit der Kapazitätsrechte sowie der dazugehörigen Kompensationszahlungen finden sich in den jeweils gültigen Auktionsregeln bzw. -bedingungen. Die ÜNB verpflichten sich, die Auktionsregeln mit der BNetzA abzustimmen.

Allgemein gilt nach Art.6 Abs. 2 S. 3 EG Verordnung 1228/2003, dass ein Marktteilnehmer abgesehen von Fällen höherer Gewalt für jede Einschränkung der ihm zugewiesenen Kapazitäten entschädigt wird. Folgeschäden sind von einer Kompensation ausgeschlossen. Detaillierte Festlegungen dazu finden sich in den aktuell gültigen Auktionsregeln (siehe **Anlagen 7 bis 11**). Bezüglich der weiteren Entwicklung der Auktionsregeln wird zwischen den Regulierungsbehörden in allen Regionen und den ÜNB die Umsetzung der Vorgaben aus Punkt 2.13 der Engpassmanagementleitlinien als Annex zur EG Verordnung 1228/2003 diskutiert.

<p><b>Der Übertragungsnetzbetreiber muss gesetzlichen und per Auktionsregeln fixierten Definitionen folgen. Die Auktionsregeln unterliegen dem in Punkt 5.2. der Engpassmanagementleitlinien zur Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 festgelegten Prüfungsrecht der Regulierungsbehörden.</b></p>
---

### 2.3 ENGPASSEINNAHMEN

Bei expliziten Auktionen ergeben sich die Einnahmen je Zeiteinheit aus dem Produkt aus Markträumungspreis (siehe Abschnitt 2.2) je Zeiteinheit (Jahr, Monat, Stunde) und der in Form von PTR in dieser Zeiteinheit angebotenen Kapazität. Der Markträumungspreis für die Kapazität resultiert aus den Geboten der Händler und wird dabei in der Regel den von diesen erwarteten Marktpreisdifferenzen beidseits des Engpasses, gemittelt über die betrachtete Zeiteinheit, folgen.

Bei impliziten Auktionen ergeben sich die Einnahmen je Stunde aus dem Produkt aus Marktpreisdifferenz und übertragener Menge. Implizite Auktionen finden derzeit nur day-ahead in der Zeiteinheit Stunde statt. Grund ist die Involvierung der Strombörsen.

**Die Höhe der Einnahmen aus Engpassmanagement hängt daher von den in den vorhergehenden Schritten definierten Kapazitäten und daraus abgeleiteten Produkten sowie den Marktpreisdifferenzen ab. Kapazitäten unterliegen technischen Kriterien (insb. n-1) und die Auktionsregeln sind ex ante bekannt.**

Bei den impliziten Auktionen erheben die beteiligten Strombörsen Transaktionsgebühren. Diese Transaktionsgebühren müssen beziffert werden und der jeweils vorgeschriebenen öffentlich-rechtlichen Kontrolle unterzogen werden.

Die Auktionseinnahmen sind nach vereinbarten Verfahren zwischen den Übertragungsnetzbetreibern zu verteilen. Diese Verteilung erfolgt im Falle einfacher bilateraler Kapazitätsallokation hälftig. Die Verteilungsmodalitäten der Auktionseinnahmen werden der BNetzA gegenüber transparent dargelegt. Die derzeit gültigen Verteilungskriterien sind Bestandteil der FSV und finden sich in **Anlage 12**.

**Gemäß Punkt 6.3 der Engpassmanagementleitlinien teilen die beteiligten ÜNB die Engpasserlöse gemäß zwischen den ÜNB vereinbarten und von den zuständigen Regulierungsbehörden überprüften Kriterien auf.**

## **2.4 FESTLEGUNG DES RELEVANTEN MARKTES – AKTEURE BEIM PROZESS „ENGPASSMANAGEMENT“**

Als Verkäufer von Kapazität treten Kapazitätsinhaber auf. Dies sind bis auf wenige Ausnahmen, z.B. bei ‚Merchant Lines‘, die Übertragungsnetzbetreiber. Die Vermarktung der Kapazität in Form von PTRs erfolgt direkt durch die Übertragungsnetzbetreiber bzw. durch dritte Unternehmen (Auktionsbüros), die diese Aufgabe im Auftrag der Übertragungsnetzbetreiber durchführen.

Als Käufer können prinzipiell alle juristischen Personen auftreten. Bedingung ist in den meisten Fällen der Nachweis geeigneter Sicherheiten, so dass der Übertragungsnetzbetreiber den für die erworbene Kapazität geltenden Markträumungspreis sicher erhält. Teilweise sind auch nur Bilanzkreisverantwortliche zugelassen.

## **2.5 KOSTEN DES „ENGPASSMANAGEMENT“**

Den Einnahmen aus Engpassmanagement stehen bei den einzelnen Übertragungsnetzbetreibern Kosten gegenüber. Diese sind auf Basis und im Umfang detaillierter Nachweise von den Einnahmen aus Engpassmanagement abzuziehen („aus diesen zu finanzieren“), da sie ausschließlich aus regulatorischen oder gesetzlichen Vorgaben entstehen.

### **2.5.1. KOSTEN FÜR CROSS-BORDER-REDISPATCH / CROSS-BORDER-COUNTERTRADING**

Gemäß Art. 6 Abs. 6 Nr. a) der EG-Verordnung 1228/2003 können Einnahmen aus der Zuweisung von Verbindungen zur Gewährleistung der tatsächlichen Verfügbarkeit der zugewiesenen Kapazität verwendet werden. Dementsprechend sind hier anfallende Kosten für landesgrenzenüberschreitendes Cross-Border-Redispatch (im Folgenden: Cross-Border-Redispatch) und landesgrenzenüberschreitendes Cross-Border-Countertrading (im Folgenden: Cross-Border-Countertrading) aus Engpasserlösen zu finanzieren.

Die Übertragungsnetzbetreiber führen Cross-Border-Redispatch / Cross-Border-Countertrading an den engpassbehafteten Grenzen auf Basis bestehender vertraglicher und betrieblicher Regelungen durch. Sofern noch keine entsprechenden Regelungen bestehen, werden sich die Übertragungsnetzbetreiber dafür einsetzen, solche Regelungen einzuführen. Bis dahin bleibt an diesen Grenzen nur die Möglichkeit des Cross-Border-Countertrading oder eines aufgrund der akuten Notwendigkeit durchgeführten Redispatch, welches ad-hoc auf Netzführungsebene abgestimmt wurde.

Die bestehenden vertraglichen und betrieblichen Regelungen können Anlage 13 entnommen werden.

Cross-Border-Redispatch und Cross-Border-Countertrading zur Aufrechterhaltung vergebener Transportkapazitäten grenzen sich eindeutig anhand der in Anlage 14 beschriebenen Merkmale von der nationalen Engpassbewirtschaftung ab. Die Kosten des Cross-Border-Redispatch und Cross-Border-Countertrading können demnach mit den Engpassmanagementenerlösen verrechnet werden, wenn aufgrund der aktuell auftretenden Lastflüsse die Entstehung einer kritischen Netzsituation (d.h. eine Gefährdung der Systemsicherheit, z.B. der Verletzung der (n-1)-Sicherheit) auf einer grenzüberschrei-

tenden Verbindungsleitung zu erwarten ist und die Durchführung der Cross-Border-Maßnahme der Sicherstellung von an der betreffenden Grenze in Auktionen vergebenen Kapazitäten dient. Tritt die kritische Netzsituation auf nationalen Zuleitungen auf können die Kosten für Cross-Border-Redispatch oder Cross-Border-Countertrading dann angerechnet werden, wenn die Beseitigung oder die Vermeidung der kritischen Netzsituation mit nationalem Redispatch oder Countertrading nicht möglich oder die Durchführung der grenzüberschreitenden Maßnahme effektiver als die nationale Maßnahme ist und die Cross-Border-Maßnahme der Sicherstellung von an der Grenze in Auktionen vergebenen Kapazitäten dient. Der Nachweis der Angemessenheit / Wirksamkeit dieser Cross-Border-Maßnahmen ist von den ÜNB durch die Vorlage einer entsprechenden aussagekräftigen Auswertung von insbesondere DACF und Snapshot-Files zu führen.

Im Falle impliziter Auktionen, bei denen die beteiligten TSO den beteiligten Börsen ‚firm capacity‘ zugesichert haben, besteht nicht die Möglichkeit, gezielt Kapazitätsreduktionen durchzuführen und einzelne Halter explizit allozierter Kapazität zu entschädigen. In Fällen, in welchen ausschließlich implizite Auktionen stattfinden, sind Cross-Border-Redispatch oder Cross-Border-Countertrading, die einzigen relevanten Möglichkeiten der Kapazitätssicherung und Schadlosstellung von Händlern.

Cross-Border-Redispatch oder Cross-Border-Countertrading können im Rahmen bilateraler oder auch komplexer multilateraler Vereinbarungen durchgeführt werden. Für diese Fälle müssen Kostenteilungsverfahren explizit vertraglich abgeschlossen werden oder aus der Praxis heraus entsprechende Kostenteilungsverfahren operativ etabliert sein. Für den Fall, dass ein ausländischer ÜNB auf Basis solcher Vereinbarungen Cross-Border-Redispatch oder Cross-Border-Countertrading einleitet und Kostenteilung einfordert, ist zwischen dem ausländischen und dem deutschen ÜNB zu vereinbaren, dass der ausländische ÜNB die Effizienz der konkreten Maßnahme gegenüber dem deutschen ÜNB nachweist. Diese Vereinbarung ist der Bundesnetzagentur vorzulegen.

#### **2.5.2. KOMPENSATIONSZAHLUNGEN FÜR KAPAZITÄTSKÜRZUNGEN BEI EXPLIZITER ALLOKATION, EINSCHLIESSLICH INTRADAY-KAPAZITÄTSVERGABE**

Kann die zugewiesene Kapazität wegen Kapazitätskürzungen nicht durch Auktionsteilnehmer genutzt werden, so sollen nach Maßgabe der BNetzA seitens der Übertragungsnetzbetreiber Kompensationszahlungen geleistet werden. Die Finanzierung derartiger Zahlungen erfolgt durch Engpasserlöse, wenn nachfolgende Voraussetzungen erfüllt sind:

- a) Die Auktionsregeln für die Grenzkuppelstelle, für die die grenzüberschreitende Kapazität gekürzt wurde, sehen eine Kompensation von Kapazitätsprodukten nach Nominierung auf Basis Marktpreisdifferenz vor. Dabei ist der Begriff der Marktpreisdifferenz in den Auktionsregeln zu definieren; ebenso sind geeignete Begrenzungsmechanismen der Kompensation in den Auktionsregeln zu beschreiben.
- b) Sofern ein deutscher Übertragungsnetzbetreiber zum Mittel der Kürzung der Kapazität greifen muss, sind in Anlehnung an § 13 Abs. 5 EnWG die Gründe für die Kürzung den direkt Beteiligten und der Regulierungsbehörde anzuzeigen. Des Weiteren werden auf

---

Verlangen der Regulierungsbehörde die Gründe entsprechend nachfolgender Grundsätze belegt:

- die von ihm/von ihnen vorgenommene Kürzung der Kapazität war zum Zeitpunkt ihrer Veranlassung nicht durch Cross-Border-Countertrading oder Cross-Border-Redispatch vermeidbar;
- die Kürzung der Kapazität wurde von ihm/von ihnen nach sachlich-energiewirtschaftlichen Grundsätzen, insbesondere unter Wahrung der Verhältnismäßigkeit und der Nichtdiskriminierung, vorgenommen.

Der Nachweis ist von den ÜNB durch die Vorlage einer entsprechenden aussagekräftigen Auswertung von insbesondere DACF und Snapshot-Files zu führen.

- c) Im Fall der Verursachung einer Kapazitätskürzung durch einen Dritten (dies kann auch der benachbarte ÜNB sein), macht der ÜNB eine Erstattung der von ihm an den Marktteilnehmer zu entrichtenden Kompensation gegenüber dem Dritten gerichtlich geltend, sofern keine freiwillige Zahlung des Dritten erfolgt. Dies setzt voraus, dass substantielle Anhaltspunkte für grob fahrlässiges oder ein von sachlich-energiewirtschaftlichen Grundsätzen abweichendes Verhalten des Dritten vorliegen. Der ÜNB schöpft die zur Verfügung stehenden Rechtsmittel grundsätzlich aus. Hiervon kann im Einvernehmen mit der Bundesnetzagentur ausnahmsweise abgesehen werden, wenn die Einleitung rechtlicher Schritte keine bzw. nur geringe Erfolgsaussichten hat oder die Kosten der Rechtsverfolgung in keinem angemessenen Verhältnis zum Streitwert stehen. Die Kosten der Rechtsverfolgung werden von der Bundesnetzagentur als erlösmindernd anerkannt.

Im Rahmen bilateraler oder komplexer multilateraler Vereinbarungen kann der Fall eintreten, dass einem deutschen ÜNB die Verpflichtung zur Zahlung von Kompensationszahlungen nach Kürzung durch einen ausländischen ÜNB entsteht. Für diesen Fall ist zwischen dem ausländischen und dem deutschen ÜNB zu vereinbaren, dass der kürzende ausländische ÜNB die Angemessenheit der Kapazitätskürzung gegenüber dem zahlungsverpflichteten deutschen ÜNB nachweist. Diese Vereinbarung ist der Bundesnetzagentur vorzulegen.

## 2.6 TRANSPARENZANFORDERUNGEN

Gemäß Ziffer 5 der neu gefassten „Leitlinien für das Management und die Vergabe verfügbarer Übertragungskapazitäten auf Verbindungsleitungen zwischen nationalen Netzen“ (Anhang zur Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel) werden die für den Markt relevanten Informationen zum Engpassmanagement veröffentlicht.

**Sollten gesetzliche Anforderungen eine Anpassung der zu veröffentlichenden Informationen erfordern, so verpflichten sich die Übertragungsnetzbetreiber, dies unverzüglich umzusetzen.**

## 3 FAZIT

Die Übertragungsnetzbetreiber sind per Gesetz zur marktorientierten, transparenten und diskriminierungsfreien Vergabe von begrenzt verfügbaren Übertragungskapazitäten verpflichtet. Die Übertragungsnetzbetreiber verpflichten sich zur Umsetzung und Einhaltung dieser Prinzipien sowie zu deren Weiterentwicklung mit benachbarten, deutschen und europäischen Übertragungsnetzbetreibern und Regulierungsbehörden.

Übertragungsnetzbetreiber

- ermitteln die Kapazität unter dem Kriterium der (n-1)-Sicherheit,
- allokieren diese Kapazität bzw. die Übertragungsrechte zu deren Nutzung in Bezug auf Menge und Qualität gemäß Regeln, welche von den beteiligten Regulatoren geprüft werden,
- erzielen dadurch Einnahmen,
- verteilen diese Einnahmen nach von den Regulatoren genehmigten Regeln und
- haben durch das Engpassmanagement ggf. Kosten für Cross-Border-Redispatch und Cross-Border-Countertrading sowie für Kompensationszahlungen.

**Die Vergabeverfahren werden unter engem Einbezug der Regulierungsbehörden weiterentwickelt und fortlaufend an die Entwicklungen des Europäischen Energiemarktes angepasst. Ziel ist dabei die Europäische Marktharmonisierung bzw. die möglichst effiziente Nutzung vorhandener Kapazitäten<sup>6</sup>.**

<sup>6</sup> Diese Intention kommt z.B. im „Memorandum of Understanding“ des Pentalateralen Energieforums CWE (vgl. **Anlage 16**) zum Ausdruck

---

**ANLAGEN**

Anlage 1a: Net Transfer Capacities and Available Transfer Capacities (ETSO)

Anlage 1b: Procedures for cross-border transmission capacity assessments (ETSO)

Anlage 1c: Definitions of Transfer Capacities in liberalised Electricity Markets (ETSO)

Anlage 2: Allgemeines Modell zur Berechnung der Gesamtübertragungskapazität und der Sicherheitsmarge der EnBW Transportnetze AG

Anlage 3: Flow-based allocation in the Central Western European region (Cigré)

Anlage 4a: Allgemeines Modell der Vattenfall Europe Transmission GmbH für die Berechnung der Gesamtübertragungskapazität und der Sicherheitsmarge

Anlage 4b: Ermittlung der Übertragungskapazität der KONTEK-Verbindung durch die Vattenfall Europe Transmission GmbH

Anlage 5: Bestimmung der Übertragungskapazität an auktionierten Grenzkuppelstellen der transpower stromübertragungs gmbh

Anlage 6: Berechnung von regelblocküberschreitenden Übertragungskapazitäten zu internationalen Partnernetzen (RWE Transportnetz Strom)

Anlage 7: Auktionsregeln Deutschland / Frankreich  
(verfügbar unter: <http://www.rwetransportnetzstrom.com>)

Anlage 8a: Auktionsregeln Deutschland / Niederlande  
(verfügbar unter: <http://www.tso-auction.org>)

Anlage 8b: Intraday-Regeln Deutschland - Niederlande

Anlage 9 a bis d: Auktionsregeln Deutschland / Schweiz (verfügbar unter:  
[http://www.enbw.com/content/de/netznutzer/strom/auktion\\_d\\_ch](http://www.enbw.com/content/de/netznutzer/strom/auktion_d_ch))

Anlage 10a: Auktionsregeln Deutschland / Polen / Tschechien / Slowakei  
(verfügbar unter: <http://www.e-trace.biz>)

Anlage 10b: Intraday-Regeln Deutschland - Tschechien

Anlage 11 a bis c: Auktionsregeln Deutschland / Dänemark  
(verfügbar unter: <http://www.eonnetz-eltra-auctions.org>)

Anlage 11d: Intraday-Regeln Deutschland – Dänemark

Anlage 12: Aufteilungsschlüssel Engpasserlöse

Anlage 13a: Vertrag zwischen EnBW TNG sowie RWE TSO Strom und swissgrid über „koordinierte Redispatch-Maßnahmen zur Sicherung der Systemsicherheit und der

in Auktionen vergebenen Transportkapazität an der deutsch-schweizerischen Grenze“.

Anlage 13b: Addendum zum Vertrag über „koordinierte Redispatch-Maßnahmen zur Sicherung der Systemsicherheit und der in Auktionen vergebenen Transportkapazität an der deutsch-schweizerischen Grenze“.

Anlage 14: Abgrenzung Cross-Border-Redispatch / Cross-Border-Countertrading Maßnahmen von nationalen Engpassbewirtschaftungsmaßnahmen

Anlage 15: ERGEG Regulation (EC) 1228/2003 Compliance Monitoring Second Report, 2008

Anlage 16: Memorandum of Understanding of the Pentalateral Energy Forum on Market Coupling and Security of Supply in Central Western Europe

---

## ANHANG 1: ERGÄNZENDE ERLÄUTERUNGEN ZUR BESTIMMUNG DER HÖHE DER ÜBERTRAGUNGSKAPAZITÄT ALS BASIS DES ENGPASSMANAGEMENT

Die Bestimmung der Übertragungskapazität bezieht sich in diesem Kontext auf die Kapazität zwischen zwei Regelzonen oder Gruppen von Regelzonen.

Grundlage und Randbedingung jeglicher Kapazitätsermittlung ist die Sicherstellung der Engpassfreiheit auf der Grundlage des (n-1)-Kriteriums.

Ein Engpass im vorgenannten Sinne liegt vor, wenn das (n-1)-Kriterium nicht eingehalten wird oder zu befürchten ist, dass bei Akzeptanz aller bereits bekannten oder prognostizierten Fahrplananmeldungen das (n-1)-Kriterium nicht eingehalten werden kann. Bei Verletzung des (n-1)-Kriteriums ist die Systemsicherheit gefährdet oder gestört.

Die maximale Übertragungskapazität ergibt sich damit aus dem maximalen Stromaustausch zwischen zwei benachbarten Gebieten in einer bestimmten Richtung wobei das (n-1)-Kriterium gerade noch gewährleistet ist.

Das (n-1)-Kriterium wird sowohl beim derzeit praktizierten ‚NTC‘-Verfahren (**Anlagen 1 a bis c**) als auch beim in der Entwicklung befindlichen „lastflussbasierten Verfahren“ (**Anlage 3**), also dem Allokationsverfahren nach der ‚PTDF‘ - Methode betrachtet.

Bei jedem dieser Verfahren wird ein Basisfall zugrunde gelegt, der die Vorbelastung des Netzes, z.B. durch priorisierte Windeinspeisung berücksichtigt. Auf diesem Basisfall aufbauend wird eine zusätzliche Übertragung simuliert, wobei Einflüsse wie zusätzliche Windeinspeisungen, Leitungsabschaltungen durch Wartungsarbeiten etc. einfließen. Ergebnis sind Kapazitätswerte für bestimmte Zeitabschnitte, wobei die Bemessung unter der Randbedingung erfolgt, dass die gesamte Kapazität zu jedem Zeitpunkt des jeweiligen Allokationszeitraumes gesichert zur Verfügung stehen muss und die angebotene Kapazität maximal ist.

Das ‚NTC-Verfahren‘ ist von ETSO beschrieben (**Anlage 1 a**) und kommt bei den derzeitigen Kapazitätsbestimmungen zum Einsatz. Bei diesem bilateralen Verfahren werden Übertragungskapazitäten zwischen jeweils zwei benachbarten Marktgebieten bestimmt. Festgestellt wird dabei die ‚Net Transfer Capacity (NTC)‘.

Diese Mengenbestimmung erfolgt für die jeweils in den einzelnen Allokation angebotenen Zeiträumen, also im Falle der deutschen Außengrenzen für Monat, Jahr, stundenweise für jeden Folgetag sowie innerhalb jeden Tages für den sogenannten Intra-Day-Handel.

Für die einzelnen Zeiträume wird die zur Allokation verfügbare Kapazität gemäß der Formel:

$$ATC = NTC - NTF$$

(ATC = Available Transfer Capacity; NTF = Notified Transmission Flows)

festgestellt, also: Verfügbare Übertragungskapazität = Nettokapazität abzüglich bereits nominierten Nutzungen von vergebener Kapazität.

Im Falle des PTDF-Verfahrens wird sinngemäß vorgegangen, wobei der zu obigem NTF korrespondierende Wert dem Engpasslastfluss entspricht, der sich aus der verbindlich angemeldeten Nutzung erworbener Jahres- und Monatskapazitäten einstellt. Die für eine bestimmte Menge an Handelsaktivität berechnete Kapazität stellt jedoch keinen konstanten Wert (= feste Menge) dar, der unabhängig von etwaigen an anderen Grenzen stattfindenden Handelsaktivitäten zur Verfügung steht. Stattdessen wird die Kapazität für eine bestimmte Menge an Handelsaktivität ausschließlich unter der Prämisse angegeben, dass gerade keine weiteren Stromaustausche an benachbarten Grenzen gleichzeitig stattfinden. Eine Änderung der Übertragungskapazität durch einen Netzbetreiber wirkt sich auf die Versorgungssicherheit in allen zusammengeschlossenen Übertragungsnetzen aus und ist daher durch den Netzbetreiber einseitig nicht zulässig.