

# **Bericht der Bund-Länder-Arbeitsgruppe „Verbesserung der Markttransparenz im Stromgroßhandel; Strompreisbildung an der EEX“**

**zur**

**Amtschefkonferenz am 17. Oktober 2007**

**Wirtschaftsministerkonferenz am 19./20. November 2007 in Darmstadt**

**für**

## **TOP 5.2 Verbesserung der Markttransparenz auch auf europäischer Ebene / Strompreisbildung an der EEX**

### **1. Einleitung**

#### **1.1 Auftrag**

Die Wirtschaftsministerkonferenz hat in ihrer Sitzung am 4. und 5. Juni 2007 in Eisenach einstimmig zu den Tagesordnungspunkten 5.2 „Verbesserung der Markttransparenz im Stromgroßhandel auch auf europäischer Ebene“ und 5.4 „Strompreisbildung an der EEX“ beschlossen, den nationalen Handlungsbedarf herauszuarbeiten. In dem Beschluss wurde das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie gebeten, „gemeinsam mit dem Arbeitskreis ‚Energiepolitik‘ eine Bund-Länder-Arbeitsgruppe einzusetzen, die sich – ggf. unter Hinzuziehung von Experten – mit der Aufgabe befasst und zur nächsten Sitzung berichtet.“

#### **1.2 Zusammensetzung der Bund-Länder-Arbeitsgruppe**

Von Seiten des Arbeitskreises Energiepolitik der Wirtschaftsministerkonferenz wurden für die Bund-Länder-Arbeitsgruppe „Verbesserung der Markttransparenz im Stromgroßhandel; Strompreisbildung an der EEX“ Vertreter aus den Ländern Bayern, Hessen, Nordrhein-Westfalen, Sachsen, Sachsen-Anhalt und Schleswig-Holstein benannt.

#### **1.3 Sitzungen der Bund-Länder-Arbeitsgruppe**

Die Bund-Länder-Arbeitsgruppe führte am 11. Juli 2007, am 16. August 2007 und am 17. September 2007 Arbeitssitzungen im Bundesministerium für Wirtschaft und

Technologie in Berlin durch. An allen drei Sitzungen nahm neben den Vertretern der Länder und des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi) auch ein Vertreter der Bundesnetzagentur (BNetzA) teil.

An den Sitzungen am 16. August und 17. September 2007 nahm eine Vertreterin des Bundeskartellamtes teil.

An der Sitzung am 16. August 2007 nahm ein Geschäftsführer der EEX und der Leiter der Handelsüberwachungsstelle der EEX teil.

An der Sitzung am 17. September 2007 nahmen Vertreter des Bundesministeriums der Finanzen (BMF) und der Bundesanstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht (BaFin) teil

#### **1.4 Berichtsinhalt**

In Abschnitt 2 wird der Status Quo dargestellt.

In Abschnitt 3 werden die für die Markttransparenz und die Vermeidung von Insiderhandel zentralen neuen Vorgaben der BNetzA, die kurz vor der Umsetzung stehen, geschildert.

Abschnitt 4 schildert den börslichen Preisfindungsmechanismus an der EEX sowie Diskussionspunkte zum Marktumfeld außerhalb der Strombörse.

In Abschnitt 5 werden Überlegungen des Bundesministeriums der Finanzen vorgestellt, die die leichtere Aufdeckung von etwaigen Marktmanipulationen zum Ziel haben. Der Bundesrat hatte die Bundesregierung am 11. Mai 2007 vor dem Hintergrund einer notwendigen Weiterentwicklung der Aufsichtsstandards für Waren- und Warenderivatebörsen im Rahmen der Umsetzung der Finanzmarkttrichtlinie gebeten, Eckpunkte für einen Gesetzesentwurf vorzulegen (BR-Ds. 247/07).

Abschnitt 6 enthält die Schlussfolgerungen der Arbeitsgruppe.

## **2. Bestehende Transparenzvorgaben und -maßnahmen**

### **2.1 Veröffentlichungspflichten für Elektrizitätsversorgungsunternehmen nach in Deutschland geltenden Rechtsvorschriften**

Mit dem am 13. Juli 2005 in Kraft getretenen Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz; EnWG) wurde eine Reihe von Veröffentlichungspflichten für Elektrizitätsversorgungsunternehmen geschaffen (siehe 2.1.1).

Gleiches gilt für die auf der Basis des EnWG erlassene

- Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzzugangsverordnung – StromNZV) (siehe 2.1.2),
- Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzentgeltverordnung – StromNEV) (siehe 2.1.3),
- Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Grundversorgung von Haushaltskunden und die Ersatzversorgung mit Elektrizität aus dem Niederspannungsnetz (Stromgrundversorgungsverordnung – StromGVV) (siehe 2.1.4),
- Verordnung über Allgemeine Bedingungen für den Netzanschluss und dessen Nutzung für die Elektrizitätsversorgung in Niederspannung (Niederspannungsanschlussverordnung – NAV) (siehe 2.1.5) und
- Verordnung zur Regelung des Netzanschlusses von Anlagen zur Erzeugung von elektrischer Energie (Kraftwerks-Netzanschlussverordnung – KraftNav) (siehe 2.1.6)

sowie die Leitlinien zum Engpassmanagement (siehe 2.1.7).

Überwiegend sind die Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen Adressat der Veröffentlichungsverpflichtungen, wobei z. T. nach Netzebenen differenziert wird. Die BNetzA hat unlängst alle in ihren Zuständigkeitsbereich fallenden Netzbetreiber schriftlich auf die gesetzlichen Veröffentlichungspflichten hingewiesen und sie zur Überprüfung ihrer bisherigen Veröffentlichungspraxis aufgefordert. Außerdem erstellt die BNetzA zur Zeit einen Handlungsleitfaden, der auch Empfehlungen für eine sachgerechte Datenbereitstellung im Internet vorsehen wird. Damit sollen u.a. die leichte Auffindbarkeit und eine möglichst inhaltlich identische Aufbereitung der geforderten Daten sichergestellt werden.

Neben den nachfolgend kurz für den Strombereich dargestellten einzelnen Veröffentlichungspflichten sind im EnWG und den auf Basis des EnWG erlassenen Verordnungen eine große Anzahl weiterer Informationsverpflichtungen für Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen verankert. Diese Verpflichtungen beziehen sich auf die Information

- von anderen Netzbetreibern,
- eines kleineren Kreises von Marktteilnehmern bzw. eines bestimmten Kunden oder
- von Behörden.

Diese Informationsverpflichtungen werden nachfolgend nicht betrachtet, da sie nicht die Markttransparenz insgesamt erhöhen.

Die genannten Vorschriften enthalten darüber hinaus teilweise auch Veröffentlichungspflichten für Behörden. Diese Pflichten werden nachfolgend gleichfalls nicht dargestellt.

Bei der Festlegung von konkreten Veröffentlichungspflichten sind auch Sicherheitsaspekte zu berücksichtigen.

Veröffentlichungspflichten tragen zwar zu einer erhöhten Transparenz bei, nicht alle Veröffentlichungspflichten sind aber für das Wettbewerbsgeschehen von zentraler Bedeutung. Im folgenden sind deshalb nur die Veröffentlichungspflichten aufgeführt, die aus Sicht der Arbeitsgruppe wesentliche Informationen für die Handelsteilnehmer enthalten und wesentliche Kontrollmöglichkeiten schaffen. Die weiteren Veröffentlichungspflichten finden sich in Anhang I.

### **2.1.1 EnWG**

Das EnWG sieht in den §§ 10, 18, 19, 20, 23 und 36 Veröffentlichungspflichten für Elektrizitätsversorgungsunternehmen vor. Wesentlich im o.g. Sinne ist:

## **§ 10 Rechnungslegung und interne Buchführung**

Nach § 10 Abs. 1 haben Energieversorgungsunternehmen einen Jahresabschluss nach den für Kapitalgesellschaften geltenden Vorschriften des Handelsgesetzbuches aufzustellen, prüfen zu lassen und offen zu legen.

Diese Verpflichtung trifft alle Energieversorgungsunternehmen, also nicht nur die Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen, sondern z. B. auch Kraftwerksbetreiber.

### **2.1.2. Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzzugangsverordnung – StromNZV)**

Die Stromnetzzugangsverordnung sieht in den §§ 5, 6, 9, 10, 12, 13, 15 und 17 Veröffentlichungspflichten für Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen vor. § 27 der Stromnetzzugangsverordnung ermöglicht es der Regulierungsbehörde, den Netzbetreibern weitere Veröffentlichungspflichten aufzuerlegen. Hier wesentlich sind:

#### **§ 6 Grundsätze der Beschaffung von Regelenergie**

Nach § 6 Abs. 1 bis 3 sind die Übertragungsnetzbetreiber nach den dort im Einzelnen niedergelegten Kriterien zur Ausschreibung von Regelenergie verpflichtet.

#### **§ 9 Transparenz der Ausschreibung, Beschaffung und Inanspruchnahme von Regelenergie**

§ 9 verpflichtet die Übertragungsnetzbetreiber nach den dort im Einzelnen niedergelegten Kriterien zur Veröffentlichung der Ausschreibungsergebnisse (§ 9 Abs. 1) und der gemeinsamen Angebotskurve für jede Ausschreibung (§ 9 Abs. 2).

#### **§ 10 Verlustenergie**

Nach § 10 Abs. 1 haben die Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen Verlustenergie in einem marktorientierten, transparenten und diskriminierungsfreien Verfahren zu beschaffen.

## **§ 15 Engpassmanagement**

§ 15 Abs. 4 Satz 1 verpflichtet die Betreiber von Übertragungsnetzen und Abs. 5 die Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen zur Veröffentlichung von Netzengpässen. Die Veröffentlichungspflichten sind in Abs. 4 Satz 2 konkretisiert.

## **§ 17 Veröffentlichungspflichten der Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen**

§ 17 enthält detaillierte Vorschriften über die zu veröffentlichenden netzrelevanten Daten für die Betreiber von Übertragungsnetzen (Abs. 1) und die Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen (Abs. 2) (siehe Anhang II).

## **§ 27 Festlegungen der Regulierungsbehörde**

Gemäß § 27 Abs. 1 Nr. 12 kann die Regulierungsbehörde zur Verwirklichung eines effizienten Netzzugangs und der in § 1 Abs. 1 EnWG genannten Zwecke unter Beachtung eines sicheren Netzbetriebs Entscheidungen durch Festlegungen nach § 29 Abs. 1 des EnWG über die Veröffentlichung weiterer Daten treffen.

### **2.1.3 Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzentgeltverordnung - StromNEV)**

Die Stromnetzentgeltverordnung sieht in den §§ 10, 21 und 27 Veröffentlichungspflichten für Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen vor.

### **2.1.4 Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Grundversorgung von Haushaltskunden und die Ersatzversorgung mit Elektrizität aus dem Niederspannungsnetz (Stromgrundversorgungsverordnung – StromGKV)**

Die Stromgrundversorgungsverordnung sieht in den §§ 2, 5 und 23 Veröffentlichungspflichten für den Grundversorger vor.

### **2.1.5 Verordnung über Allgemeine Bedingungen für den Netzanschluss und dessen Nutzung für die Elektrizitätsversorgung in Niederspannung (Niederspannungsanschlussverordnung – NAV)**

Die Niederspannungsanschlussverordnung sieht in den §§ 4, 25 und 29 Veröffentlichungspflichten für Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen vor.

### **2.1.6 Verordnung zur Regelung des Netzanschlusses von Anlagen zur Erzeugung von elektrischer Energie (Kraftwerks-Netzanschlussverordnung – KraftNAV)**

Die Kraftwerks-Netzanschlussverordnung enthält in § 3 Veröffentlichungspflichten für den Netzbetreiber.

#### **§ 3 Verfahren**

§ 3 verpflichtet die Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen mit einer Spannung von 110 Kilovolt oder darüber dazu, auf ihrer Internetseite

- die für die Prüfung eines Netzanschlussbegehrens und einer Prognose der für eine entsprechende Anschlussnutzung verfügbaren Leitungskapazitäten mindestens erforderlichen Angaben,
- standardisierte Bedingungen für einen Netzanschlussvertrag und
- eine laufend aktualisierte, übersichtliche Darstellung des Netzschemaplans sowie der Netzauslastung im gesamten Netz einschließlich der Kennzeichnung tatsächlicher oder zu erwartender Engpässe

zu veröffentlichen.

### **2.1.7 Leitlinien zum Engpassmanagement**

Bei dem Beschluss der EU-Kommission zur Änderung des Anhangs zur Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel handelt es sich um in Deutschland unmittelbar anwendbare, verbindliche Rechtsvorschriften. Hervorzuheben sind in diesem Zusammenhang die Transparenzvorgaben des Punktes 5 der Leitlinien (siehe dazu Abschnitt 3 und Anhang IV).

## **2.2 Veröffentlichung von Kraftwerksdaten über die Internetseiten der EEX**

Seit dem 10. April 2006 veröffentlichen die Stromerzeugungsgesellschaften der vier großen deutschen Stromversorgungsunternehmen EnBW, E.ON, RWE und Vattenfall Europe im Rahmen einer Transparenzoffensive Erzeugungsdaten ihrer Kraftwerke zentral über die Internetseite der EEX. Mittlerweile haben sich 14 weitere Stromversorger (darunter auch sechs Unternehmen aus Österreich) dieser Initiative angeschlossen und veröffentlichen ebenfalls ihre Erzeugungsdaten (Stand: 1.10.2007, siehe Anhang VII).

Von der Veröffentlichung werden nicht alle Kraftwerke der veröffentlichenden Unternehmen erfasst. Die Veröffentlichung bezieht sich auf Kraftwerke mit einer elektrischen Leistung von mindestens 20 MW. Dazu gehören mittlerweile auch Gemeinschaftskraftwerke. Bezüglich einiger Gemeinschaftskraftwerke werden allerdings noch keine Daten gemeldet, weil die internen Abstimmungsprozesse zwischen den Kraftwerkseigentümern noch nicht abgeschlossen sind. Eine Veröffentlichung der Daten aller Gemeinschaftskraftwerke der teilnehmenden Unternehmen ist aber vorgesehen.

Bei den zur Veröffentlichung vorgesehenen Daten handelt es sich sowohl um ex-ante- als auch um ex-post-Daten. Konkret werden folgende Daten gemeldet:

- Summe der installierten elektrischen Nettoleistung (jeweils aggregiert nach Energieträgern, wobei unter „sonstige Energieträger“ alle Kraftwerkstypen zusammengefasst werden, die nicht zu den einzeln genannten Energieträgern zählen; Daten von Windenergie- und Pumpspeicherkraftwerken werden nicht veröffentlicht),
- verfügbare Kapazität aggregiert nach Energieträgern für den jeweils nächsten Tag und die folgenden 364 Tage,
- effektive Netto-Stromerzeugung pro Stunde des jeweiligen Vortages.

Zusätzlich zu den genannten Daten werden seit dem ersten Quartal 2007 weitere Erzeugungsdaten veröffentlicht. In Form eines „Newsboard“ wird über Probleme bei



der Datenlieferung und Änderungen bei der verfügbaren Kapazität berichtet. Die installierte Leistung wird zusätzlich auch als Wert pro Kraftwerksstandort dargestellt. In Diagrammform wird der Anteil der veröffentlichten Kraftwerksleistung an der gesamten installierten Leistung der einzelnen Kraftwerksbetreiber und der veröffentlichte Anteil an der gesamten Leistung in Deutschland und Österreich aufgezeigt.

Die Daten werden aufbereitet im Internet auf der Seite [www.eex.com](http://www.eex.com) dargestellt. Allerdings kann es vorkommen, dass einzelne Kraftwerksbetreiber aus technischen Gründen keine Daten liefern können. Sinkt die Anzahl der meldenden Kraftwerksbetreiber unter drei, so dürfen die Kraftwerksdaten nicht mehr veröffentlicht werden. Die EEX versucht jedoch, die fehlenden Daten von den Kraftwerksbetreibern zu erhalten. Sollten die Daten innerhalb des folgenden Tages nachgereicht werden, so werden auf der Internetseite die korrigierten Werte veröffentlicht.

### **2.3 Bestrebungen der Marktteilnehmer zur Transparenzerhöhung**

Die unter 2.2 dargestellten Bestrebungen zur Veröffentlichung von Daten im Rahmen der Transparenzoffensive wurden auch von Verbänden der Stromwirtschaft (VKU und VDEW) aufgegriffen und unterstützt. Gleichwohl ist die Anzahl der teilnehmenden Unternehmen bisher hinter den Erwartungen zurückgeblieben.

Der Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft (VIK) hat die Transparenzoffensive ausdrücklich begrüßt, ihr sich bisher aber nicht angeschlossen.

Die EEX ist bemüht, weitere Kraftwerksbetreiber für die Veröffentlichung von Erzeugungsdaten zu gewinnen.

Die o. g. vier Vorreiter der Transparenzoffensive haben inzwischen zum Teil bereits weitergehende Transparenzschritte unternommen. Diese entsprechen teilweise bereits den kommenden Anforderungen der BNetzA (z.B. unverzügliche Informationen über Kraftwerksausfälle und größere Minderleistungen).

Auf europäischer Ebene baut der Verband der Europäischen Übertragungsnetzbetreiber eine Internetplattform für verschiedene Daten wie etwa die Kapazitäten, Lastdaten und die Auktionsergebnisse auf (ETSO-Vista).

## **2.4 Aktivitäten der EEX zur Erhöhung der Transparenz**

Die EEX veröffentlicht auf ihrer Internetseite die ihr im Zusammenhang mit der Transparenzoffensive von Seiten der Kraftwerksbetreiber übermittelten Daten (siehe 2.2).

Darüber hinaus informiert die EEX über den Handel und die Abwicklung am Spot- und Terminmarkt sowie über die Börse und ihre Akteure.

Bezogen auf den Spotmarkt sind ex-post die stündlichen Marktpreise, die aggregierten Angebots- und Nachfragekurven und das stündliche Marktvolumen der jeweiligen Produkte erhältlich. Weiter informiert die EEX über die täglichen Kauf- und Verkaufsgebote und über die Strommengen nach dem täglichen Marktausgleich.

Bezogen auf den Terminhandel veröffentlicht die EEX die Future-, Forward- und Optionspreise nach Kontraktart, den geringsten gehandelten Preis für jedes Produkt, die Future-, Forward- und Optionsmengen und für das Clearing bestimmte OTC-Kontraktmengen (Futures, Forwards und Optionen).

Die EEX veröffentlicht zudem Informationen über:

- Markt-, Clearing- und Margining-Konzepte,
- Handelsteilnehmer, Clearing-Banken und Broker und
- Mitglieder des Börsenrates der EEX und des Aufsichtsrates der EEX AG (Börsenträger).

Die EEX ist bestrebt, die Markttransparenz weiter zu erhöhen. Maßnahmen zur Erweiterung des Informationsangebotes sind ständiger Gegenstand der quartalsmäßigen Sitzungen des Börsenrates der EEX, vor allem seit Anfang 2006. Der Börsenrat besteht aus Vertretern der Handelsteilnehmer (inländische sowie

ausländische Verbund- und Stromhandelsunternehmen, Stadtwerke- und Regionalversorger, Kredit-, Finanzdienstleistungsinstitute und Energiebroker sowie industrielle Verbraucher), des Verbandes der Elektrizitätswirtschaft (VDEW e.V.), des VIK Verband der industriellen Energie- und Kraftwirtschaft, des BDI Bundesverband der deutschen Industrie e.V., der Verbraucherzentrale Bundesverband e.V. (vzbv) und einem so genannten Anlegervertreter.

Aufgrund von Börsenrats-Beschlüssen veröffentlicht die EEX seit März 2006 neben den herkömmlichen Handelsinformationen und den Kraftwerksdaten sukzessive folgende Informationen über ihre Website ([www.eex.com](http://www.eex.com)):

- Informationen über die von Market Makern eingegangenen Quotierungsverpflichtungen,
- Informationen über hochvolatile Marktsituationen (Fast-Market-Situationen),
- Informationen zu aktuellen Quotierungen (best bid, best ask) und
- Informationen über die Höhe der Beteiligung von Anteilseignern der EEX AG (Börsenträger).

Der Börsenrat der EEX hat im Juni 2007 beschlossen, das Informationsangebot weiter zu erhöhen. Bis Ende des Jahres sollen danach folgende Informationen veröffentlicht werden:

- Informationen über aktive Teilnehmer,
- Informationen über Anzahl der Käufer/ Verkäufer sowie Netto-Käufer und -Verkäufer,
- Informationen über den Umsatzanteil der fünf umsatzstärksten Teilnehmer (Kauf und Verkauf) am Spotmarkt und am Terminmarkt (zusätzlich getrennt nach Börse und Clearing) und
- Informationen über den Anteil der Market Maker am Gesamtumsatz am Terminmarkt.

Weiter wird die Handelsüberwachungsstelle der EEX die Öffentlichkeit zukünftig über das Marktgeschehen in Form eines periodischen Berichtes informieren. Ein entsprechendes Konzept wird derzeit entwickelt.

### **3. Die Engpassmanagementleitlinien und die hierauf basierenden Aktivitäten der BNetzA**

Die BNetzA setzt sich seit einigen Monaten verstärkt dafür ein, die Transparenz auf den europäischen Großhandelsmärkten für Elektrizität zu verbessern. Wie verschiedene Analysen etwa der Europäischen Kommission im Rahmen der sog. Sektorenuntersuchung<sup>1</sup> oder im Rahmen eines Gutachtens für das Sächsische Staatsministerium für Wirtschaft und Arbeit<sup>2</sup> zeigen, weist der deutsche Markt hier noch einige Unzulänglichkeiten auf. Jede Verbesserung der Transparenz ist dabei zunächst positiv zu bewerten, da sie den Informationsvorsprung einzelner Marktteilnehmer reduziert und damit zu einem Ausgleich der Wettbewerbsbedingungen führt. Allerdings ist dabei auch zu berücksichtigen, dass es unter bestimmten Bedingungen auch ein Zuviel an Transparenz geben kann. Im Rahmen der unten näher beschriebenen Aktivitäten drehte sich die diesbezügliche Diskussion regelmäßig nicht um die Veröffentlichung im Grundsatz, sondern um die konkrete Ausgestaltung, etwa die Frage, wie weit bestimmte Daten disaggregiert veröffentlicht werden und so den Schluss auf das Verhalten oder die Marktstrategien einzelner zulassen.

Unter dem Gesichtspunkt möglicher Marktpreismanipulation oder Insidergeschäfte kann es nur darum gehen, alle relevanten Informationen so schnell wie möglich in einer standardisierten Art und Weise an möglichst zentraler Stelle zu veröffentlichen. Diesen Erwägungen versucht die BNetzA mit ihren nachfolgend näher dargelegten Schritten gerecht zu werden.

Hintergrund der Aktivitäten der BNetzA ist das Inkrafttreten des Anhangs zur Stromhandelsverordnung 1228/2003<sup>3</sup>, der sog. Leitlinien zum Engpassmanagement, am 1. Dezember 2006. Auf der Grundlage von Art. 8 der VO 1228 hat die Kommission diese Konkretisierung zum Management grenzüberschreitender Engpässe

---

<sup>1</sup> KOM(2006) 851 endg. vom 10. Januar 2007.

<sup>2</sup> NERA Economic Consulting / White&Case LLP, Verbesserung der Transparenz auf dem Stromgroßhandelsmarkt aus ökonomischer sowie energie- und kapitalmarktrechtlicher Sicht, Gutachten im Auftrag des Sächsischen Staatsministeriums für Wirtschaft und Arbeit, Düsseldorf 2007.

<sup>3</sup> Beschluss der EG-Kommission vom 9. November 2006, 2006/770/EG, zur Änderung des Anhangs zur Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel.

erlassen. Als Anhang zur Verordnung stellen die Leitlinien unmittelbar geltendes Recht in Deutschland dar.

In den Leitlinien werden zunächst – konkreter als im Hauptteil der Verordnung – Vorgaben zu den anzuwendenden Methoden des Engpassmanagements gemacht. Als allein anzuwendende marktbasierende Mechanismen werden dabei explizite und implizite Auktionen der vorhandenen Übertragungskapazität genannt.<sup>4</sup>

Neben den Vorgaben zu den Methoden stellen die Leitlinien auch Anforderungen an die Koordination zwischen den Netzbetreibern beim Engpassmanagement auf. Nach den Leitlinien wird die Europäische Union in sieben Regionen aufgeteilt. Grundidee ist, dass auf dem Weg zu einem einheitlichen europäischen Binnenmarkt eine verstärkte regionale Marktintegration einen geeigneten Zwischenschritt darstellt. Deutschland ist Mitglied in vier der sieben Regionen, d.h. die Regionen sind – durchaus bewusst – nicht überschneidungsfrei gebildet worden:

Nordeuropa: Deutschland, Dänemark, Schweden, Finnland, Polen

Zentralwesteuropa: Deutschland, Frankreich, Belgien, Niederlande, Luxemburg

Zentralsüdeuropa: Deutschland, Frankreich, Italien, Griechenland, Slowenien, Österreich

Zentralosteuropa: Deutschland, Polen, Tschechien, Slowakei, Ungarn, Slowenien, Österreich

---

<sup>4</sup> Bei expliziten Auktionen beschränkt sich das Engpassmanagement auf die Vergabe von grenzüberschreitender Übertragungskapazität durch die Übertragungsnetzbetreiber. Typischerweise werden dabei Jahres-, Monats- und Tagesprodukte versteigert. Insbesondere bei den Tagesauktionen ist es wichtig, dass diese zeitlich vor dem Börsenschluss stattfinden, so dass es den im Rahmen der Kapazitätsauktion erfolgreichen Stromhändlern im zweiten Schritt möglich ist, die erworbene Kapazität durch Kauf bzw. Verkauf an den Strombörsen auf den beiden Seiten der Grenze zu nutzen. Explizite Kapazitätsauktionen finden derzeit an allen deutschen engpassbehafteten Grenzkuppelstellen statt. Die Alternative ist die implizite Vergabe von Übertragungskapazitäten, die insbesondere bei der Tagesauktion, d.h. im Spotmarkt Anwendung findet. Hier werden Kapazitätsvergabe und Energiegeschäft miteinander gekoppelt. Händler stellen ihre Kauf- bzw. Verkaufsgebote ausschließlich an den Börsen auf den beiden Seiten der Grenze ein. Nach Handelsschluss gleichen die beiden Börsen – beispielsweise über eine zentrale Vergabestelle – ihre Gebotskurven ab. Auf der Grundlage der Information über die für die Tagesauktion zur Verfügung stehende grenzüberschreitende Übertragungskapazität wird dann von der zentralen Stelle festgestellt, in welchem Umfang Stromexporte bzw. -importe ökonomisch sinnvoll sind. Da bei impliziten Auktionen die Richtung des Energieaustauschs immer dem tatsächlichen Preisgefälle entspricht, sind implizite Auktionen effizienter als explizite Auktionen. Allerdings setzen sie die Existenz liquider Strombörsen voraus. Wenn auf beiden Seiten der Grenze eine Börse beteiligt ist, spricht man von *Market Coupling*. Diese Lösung wird derzeit an der dänisch-deutschen Grenze zur Einführung Anfang 2008 vorbereitet. Sofern nur eine Börse die Preisfindung und die Festlegung des Stromaustausches vornimmt, spricht man von *Market Splitting*. Dieses System findet derzeit in Skandinavien Anwendung, wo Nord Pool Spot für alle skandinavischen Länder Preise und Stromimport- und -exportmengen bestimmt. Beide Systeme basieren auf impliziten Auktionen, die eine enge Kooperation zwischen Strombörsen (zur Preisermittlung) und Übertragungsnetzbetreibern (zur Ermittlung der verfügbaren Übertragungskapazität) auf beiden Seiten der Grenze voraussetzen.

Weiterhin ergeben sich aus den Leitlinien Vorgaben zur Verwendung der Erlöse aus dem Engpassmanagement. Die deutschen Übertragungsnetzbetreiber rechnen nach eigenen Angaben die Einnahmen aus den Auktionen derzeit leitlinienkonform gegen die Netznutzungsentgelte, d.h. die Auktionserlöse senken die Netznutzungsentgelte des jeweiligen Übertragungsnetzbetreibers. Alternativ besteht für die Netzbetreiber die Möglichkeit, die Erlöse für den Ausbau der verfügbaren Kapazität oder den Erhalt der Kapazität zu verwenden.

Schließlich – und für den vorliegenden Bericht maßgeblich – machen die Leitlinien umfangreiche Vorgaben zur Transparenz auf den europäischen Großhandelsmärkten, weil sie notwendige Voraussetzung für einen effizienten grenzüberschreitenden Stromhandel ist.<sup>5</sup>

Diese Transparenzanforderungen sind einerseits sehr umfangreich mit Blick auf die verschiedenen Aspekte des Großhandelsmarkts, die erfasst werden. Andererseits sind sie zu wenig konkret, als dass allein auf der Grundlage der Leitlinien eine europaweit harmonisierte und konsistente Umsetzung gewährleistet wäre. Konkret Bezug zu nehmen ist hier auf einzelne Unterpunkte von Punkt 5 der Leitlinien. Die Regulierungsbehörden in den einzelnen Regionen haben es sich daher zur Aufgabe gemacht, die Vorgaben aus den Leitlinien zum Engpassmanagement zu konkretisieren und zu harmonisieren. In mehreren Regionen steht dies auf der Tagesordnung, am weitesten voran geschritten ist die Arbeit hierzu in der Region Nordeuropa. Hier hat sich eine eigene Arbeitsgruppe zum Thema Transparenz gebildet, die unter dem Vorsitz der BNetzA tagt. In einem umfangreichen Konsultationsprozess mit allen relevanten Marktparteien wurde ein umfassendes Dokument erstellt, in dem die nahezu 50 Einzelpunkte, die sich aus den Leitlinien ergeben, einheitlich definiert werden. Aufbauend auf dieser Arbeit ist die BNetzA nunmehr bestrebt, vergleichbare Definitionen auch in den anderen für Deutschland relevanten regionalen Märkten zu etablieren. Es soll für die deutschen Übertragungsnetzbetreiber selbstverständlich nur einen Satz von Vorgaben geben.

---

<sup>5</sup> Der Inhalt von Punkt 5 der Leitlinien wird in Anhang IV wiedergegeben.

Die gefundenen Definitionen basieren einerseits auf den Vorgaben aus den Leitlinien, andererseits auf Vorarbeiten, die von der Gruppe der europäischen Regulierungsbehörden (European Regulators Group on Electricity and Gas, ERGEG) geleistet wurden. Hinzu kamen die umfangreichen Erfahrungen, die in den letzten Jahren im skandinavischen Markt gesammelt werden konnten. Die gefundenen Definitionen wurden nicht nur mit den Regulierungsbehörden aus der Region Nordeuropa, sondern auch mit den Strombörsen, den Übertragungsnetzbetreibern, den Händlern und den Erzeugern abgestimmt. Das Abschlussdokument der Region Nordeuropa zum Thema Markttransparenz wurde im September 2007 veröffentlicht.<sup>6</sup>

Konkret beinhaltet der Bericht Definitionen zu Veröffentlichungen aus den Bereichen Last (z.B. erwartete Spitzenlast im Folgejahr), Übertragungsnetz und Interkonnektoren (z.B. geplante Ausfälle von Leitungen, etwa wegen Wartungsarbeiten), Erzeugung, Regelenenergie (z.B. die ausgeschriebene Menge der einzelnen Regelenenergieprodukte) und Großhandelsmärkte (z.B. die Gebotskurven von Strombörsen). Weiterhin werden Veröffentlichungsort, -zeitpunkt und -sprache präzisiert. Als Veröffentlichungsort eignet sich eine zentrale (europäische) Plattform der Übertragungsnetzbetreiber, als Zwischenschritt sind aber auch die nationalen Strombörsen als zentrale Veröffentlichungsstelle denkbar. Da die Übertragungsnetzbetreiber durch die Leitlinien zur Veröffentlichung der Daten verpflichtet werden, sind auch deren Websites als Veröffentlichungsort denkbar. Hier entstehen zunächst die geringsten Kosten der Datenaufarbeitung, allerdings ist hier auch in geringstem Umfang regionale oder europäische Zentralisierung und Vergleichbarkeit der Daten gewährleistet. Der Zeitpunkt der Veröffentlichung ist insoweit relevant, als für ein ordnungsgemäßes Funktionieren des Großhandelsmarkts bestimmte Informationen rechtzeitig verfügbar sein müssen (z.B. vor Börsenschluss). Als Veröffentlichungssprache ist im Sinne einer regionalen oder europäischen Vergleichbarkeit Englisch vorzusehen.

Die umfangreichsten Diskussionen bei der Erarbeitung der Definitionen rankten sich um den Bereich der Erzeugungsdaten. Erfasst werden dabei alle Kraftwerke, die eine Leistung von mindestens 100 MW haben. Zu veröffentlichen sind insbesondere Daten zur installierten Erzeugungskapazität, zu geplanten und ungeplanten Ausfällen, zu Fahrplänen (in aggregierter Form), zu Füllständen von Wasserspeichern (in

---

<sup>6</sup> Eine kurze sowie eine etwas ausführlichere tabellarische Zusammenfassung über die zahlreichen

aggregierter Form)<sup>7</sup>, zur prognostizierten Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien und zur tatsächlichen Erzeugung (in aggregierter Form).

Umstritten im Bereich Erzeugung war beispielsweise die Aggregation der Daten. Einerseits herrscht weitgehend Einigkeit, dass die jeweilige Preiszone das Aggregationsniveau vorgeben muss. Andererseits sind beispielsweise in Deutschland die Daten zunächst nur aggregiert nach Regelzone verfügbar. Außerdem ergeben sich in Skandinavien, wo es teilweise mehrere Preiszonen je Regelzone gibt, durch die Aggregation in zu kleinen Gebieten u.U. wettbewerbsrechtliche Probleme. Insofern war zunächst ein flexibler Ansatz zu wählen. Nach dem Bericht sind Ist-Daten für die Erzeugung spätestens zwei Stunden nach dem Ereignis zu veröffentlichen.

Schließlich sind auch große Verbraucher von den Veröffentlichungspflichten erfasst.

Problematisch aus deutscher Sicht dürfte sein, dass nicht alle Kraftwerke mit mindestens 100 MW Leistung an das Übertragungsnetz angeschlossen sind.<sup>8</sup> Insofern verfügen die deutschen Übertragungsnetzbetreiber nicht in jedem Fall über die maßgeblichen Informationen, um ihren Veröffentlichungspflichten nachkommen zu können. Nach den Leitlinien zum Engpassmanagement sind aber alle Marktparteien verpflichtet, den Übertragungsnetzbetreibern die relevanten Daten zur Verfügung zu stellen. Sofern dies auf freiwilliger Basis nicht möglich ist, wird die BNetzA ggf. unterstützend tätig werden müssen und in der höchsten Eskalationsstufe auch entsprechende Verpflichtungen aussprechen. Denkbar ist beispielsweise, entsprechende Vorgaben zur Weitergabe von Daten an die betroffenen Verteilnetzbetreiber auszusprechen.

Nach dem Transparenzbericht ist die Umsetzung weiterer Teile der Veröffentlichungspflichten in den harmonisierten Definitionen bis Anfang 2008 vorgesehen. Allein die Daten zur Erzeugung müssen erst bis zum Juli 2008 vollständig verfügbar sein. Sofern die gewünschte Transparenz zwischenzeitlich durch freiwillige Initiativen erreicht werden kann, wird dies durch die BNetzA ausdrücklich begrüßt.

---

<sup>7</sup> Einzeleinträge im englischsprachigen Bericht finden sich in den Anhängen V und VI.  
<sup>8</sup> Diese Information ist insbesondere in einzelnen skandinavischen Märkten von Relevanz.



Dabei ist auch zu berücksichtigen, dass der Transparenzbericht selbst zunächst keine Bindungswirkung für die Übertragungsnetzbetreiber in der Region Nordeuropa entfaltet. Die BNetzA geht nach dem intensiven und konstruktiven Diskussionsprozess mit allen Marktparteien allerdings derzeit davon aus, dass die deutschen Übertragungsnetzbetreiber den Bericht auch ohne förmliche Festlegung vollumfänglich umsetzen werden. Die BNetzA wird ggf. von ihren Kompetenzen zur Umsetzung des europäischen Rechtsrahmens Gebrauch machen.

Die Vorgaben aus den Leitlinien zum Engpassmanagement entsprechen weitgehend den energiewirtschaftlichen Empfehlungen aus dem Gutachten für das Sächsische Staatsministerium für Wirtschaft und Arbeit für eine ideale Informationssituation. Die im Gutachten geforderten Veröffentlichungen zu Last, Übertragungsnetz, Kuppelstellen, Erzeugung und Großverbrauchern finden eine Konkretisierung im Transparenzbericht. Die als notwendig erachtete Transparenz auf den Regelenergiemärkten ist für den Bereich der Minutenreserve durch Beschluss der BNetzA<sup>9</sup> hergestellt worden. Für die anderen Regelenergieprodukte steht eine entsprechende Entscheidung unmittelbar bevor.

Eine Vielzahl dieser Daten ist bereit jetzt verfügbar, allerdings oftmals unsystematisch und nicht in einheitlicher Abgrenzung. Insgesamt ist daher davon auszugehen, dass mit der Umsetzung der Verpflichtungen ein großer Schritt in Richtung auf effiziente Großhandelsmärkte getan werden wird. Die Veröffentlichung dieser Daten bringt jedoch auch die Aufgabe mit sich, die ordnungsgemäße Umsetzung durch die Übertragungsnetzbetreiber zu überwachen. Gemäß dem Auftrag der BNetzA umfasst dies zunächst nur die Frage, ob die Daten in der geforderten Definition und im geforderten zeitlichen Rahmen zur Verfügung gestellt werden. Dies beinhaltet somit nicht, inwieweit mit bzw. vor Veröffentlichung dieser Daten damit missbräuchlich umgegangen wird. Aus Sicht der BNetzA erscheint es daher überlegenswert, aufgrund des hier vorhandenen Sachverstands und vor dem Hintergrund der ohnehin anfallenden Überwachungsaufgaben zusätzliche Kompetenzen für die BNetzA vorzusehen. Ohne Änderung des gesetzlichen Rahmens ist ein entsprechendes Tätigwerden der BNetzA jedoch nicht möglich.

---

<sup>8</sup> Nach der BNetzA vorliegenden Erkenntnissen sind rund 20% der Erzeugungskapazität aus Kraftwerken mit mehr als 100 MW an Verteilnetzen angeschlossen. Dies sind etwa 40% dieser Anlagen.

<sup>9</sup> Az. BK6-06-012 vom 29.08.2006.

Die Europäische Kommission sieht im Rahmen ihres Vorschlags zum sog. 3. Binnenmarktpaket für den Strom- und Gasmarkt auch neue gesetzliche Maßnahmen bezüglich der Veröffentlichungspflichten vor. Diese setzen inhaltlich auf den Anforderungen aus den Leitlinien zum Engpassmanagement auf. Allerdings sind die Transparenzvorgaben auf europäischer Ebene derzeit beschränkt auf den unmittelbaren Zusammenhang mit dem grenzüberschreitenden Stromhandel. Die Kommission strebt nun an, diesen engen Zusammenhang aufzulösen und die Verpflichtungen zur Markttransparenz auf eine eigenständige rechtliche Grundlage zu stellen, die dann sowohl den Strom- als auch den Gasmarkt erfassen könnte.

#### **4. Strompreisbildung an der EEX**

##### **4.1 Die Börse im Stromgroßhandelsmarkt**

Der Stromgroßhandelsmarkt umfasst den börslichen und außerbörslichen Handel am Spot- und Terminmarkt mit Stromhandelsprodukten.

Die in Folge der EU-weiten Strommarktliberalisierung als integraler Bestandteil von liberalisierten Märkten angesehenen Strombörsen als eine Form von Warenbörsen gehören zu den jüngsten Börsen in Europa. Nach der Liberalisierung des Strommarktes sind in den Mitgliedstaaten zum Teil unterschiedliche Rahmenbedingungen für den kurzfristigen physischen Stromgroßhandel gesetzt worden. In Deutschland besteht für Stromgroßhändler eine Wahlfreiheit zwischen börslichem und außerbörslichem Handel von Stromprodukten. Im Gegensatz dazu gibt es Länder (z.B. Spanien, Italien und Norwegen), die diese freie Wahl des Handels mit Spotmarktprodukten bis hin zu einer Börsenpflicht mehr oder weniger stark einschränken.

Während der kurzfristige physische Handel (Intraday-Markt und Day-Ahead-Markt) im Wesentlichen über den Spotmarkt der Börse abgewickelt wird, findet der Handel am Terminmarkt nur zu einem kleinen Teil börslich statt. Von einem Gesamtwert im Terminmarkt von schätzungsweise ca. 4.000 TWh Strom sind im Jahr 2006 an der EEX ca. 386 TWh börslich gehandelt und 639 TWh aus dem OTC-Handel geleast

worden. Dabei zeigt sich vor allem im stark wachsenden Terminmarkt, dass der Handel zunehmend von neuen, nicht primär an der Stromlieferung orientierten Marktteilnehmern, z.B. Banken, betrieben wird.

Die Börse selbst ist dabei der Marktplatz, auf dem Angebot und Nachfrage unter beaufsichtigter Preisbildung zusammengebracht werden. Die Börse hat insbesondere keinen Einfluss auf die Menge des gehandelten Volumens oder die Höhe der gestellten Preise. Der an der EEX ermittelte Preis hat jedoch Referenzpreischarakter auch für außerbörsliche Geschäfte, was insbesondere mit der im Börsengesetz geregelten Transparenz der Börsenpreise begründet wird. Aufgrund der Leitfunktion des Börsenpreises soll der Preisbildungsmechanismus an der EEX, der der Rechtsaufsicht der Börsenaufsichtsbehörde unterliegt, im Folgenden näher dargestellt werden, bevor auf die Überwachung des börslichen Handels eingegangen wird. Dabei ist voranzustellen, dass der Börsenhandel an der EEX ausschließlich auf den bewährten elektronischen Systemen XETRA und EUREX basiert, die der EEX durch die Deutsche Börse AG zur Verfügung gestellt werden. Vergleichbare Systeme werden auch an anderen Strombörsen verwendet.

## **4.2 Preisbildungsmechanismus an der EEX**

Um die technischen Gegebenheiten des Stroms und des Strommarktes zu berücksichtigen, werden an der EEX zwei unterschiedliche Handelsverfahren eingesetzt, die Auktion und der fortlaufende Handel.

Die zeitliche Verfügbarkeit ist bei Strombörsen ein wichtiges Kriterium, da z.B. Stromverteiler umgehend auf Wetterprognosen reagieren, um die unterschiedliche Nachfrage befriedigen zu können.

Im fortlaufenden Handel kann permanent auf neue Informationen reagiert werden, während dies beim Handel zu festen Zeitpunkten nicht möglich ist. Der Nachteil des fortlaufenden Handels ist, dass dadurch die Volatilität, also die Schwankung des Strompreises, steigen kann.

Der Handel zu festen Zeitpunkten bündelt die Liquidität (die Menge der angebotenen bzw. nachgefragten Ware) und verringert dadurch die Volatilität.

Die Erfahrungen in Leipzig zeigen, dass im Stromspotmarkt von den Marktteilnehmern ganz überwiegend die Auktion genutzt wird und der fortlaufende Handel praktisch keine Bedeutung hat. Dies ist auch bei anderen Strombörsen zu beobachten.

Dies vorausgesetzt wird die Preisbildung an den an der EEX betriebenen beiden Strommärkten, dem Stromspotmarkt und dem Stromterminmarkt, im Folgenden näher dargelegt:

a) Stromspotmarkt

Der Preis für das wichtigste Stromhandelsprodukt des Spotmarktes der EEX, der Einzelstundenkontrakt mit Lieferung am nächsten Tag, wird im geschlossenen Auktionsverfahren ermittelt. Aufgrund der Leitungsgebundenheit ist der Spotmarkthandel auf Marktgebiete angewiesen, um die Geschäftsabschlüsse physisch erfüllen zu können. Die EEX bietet derzeit den Handel in zwei Marktgebieten an: ein Marktgebiet umfasst Deutschland und Österreich (fünf Regelzonen), das andere Marktgebiet die Schweiz (eine Regelzone). Im Marktgebiet Deutschland/Österreich werden knapp 20% des täglichen Verbrauchs über den Day-Ahead-Markt börslich gehandelt. Der weitaus größte Teil des täglichen Verbrauchs wird dagegen durch bilaterale Verträge langfristig dargestellt bzw. über Termingeschäfte (außerbörslich und börslich) gehandelt.

Das geschlossene Auktionsverfahren wird für jede Einzelstunde des Tages durchgeführt, so dass insgesamt 24 Auktionen stattfinden. Die Gebote für die jeweilige Stunde werden - überwiegend in der Zeit von 11:30 bis 12:00 Uhr - ins System eingestellt und gesammelt. Danach wird von 12:00 bis 12:15 Uhr der Preis für jede Stunde gemäß dem Matching-Algorithmus im Handelssystem der EEX ermittelt. Die Preisermittlung erfolgt dann im Wege der linearen Interpolation. Dabei werden in einem ersten Schritt die Punkte der einzelnen Preis-Mengen-Kombinationen linear miteinander verbunden und in Verkaufs- und Kaufkurven so umgewandelt, dass jedem Preis ein Volumen - und umgekehrt - zugeordnet werden kann. In einem zweiten

Schritt werden die Verkaufs- und Kaufkurven zu einer Angebots- und Nachfragekurve aggregiert. Der Schnittpunkt beider Kurven ist als so genannter Gleichgewichtspreis (Market Clearing Price) der Börsenpreis pro Stunde. Die Verkaufs- und Kaufgebote werden nach dem für die jeweilige Stunde ermittelten Börsenpreis ausgeführt.

In einem Marktgebiet gibt es täglich so insgesamt 24 Börsenpreise. Sie werden unabhängig voneinander ermittelt und als separate Börsenpreise veröffentlicht. Aus dem Mittel der 24 Börsenpreise des Marktgebietes Deutschland/Österreich ergibt sich der Tagesindex (Physical Electricity Index) „Phelix Day Base“ und der „Phelix Day Peak“, der das Mittel aus den Börsenpreisen zwischen 09:00 und 20:00 Uhr darstellt. Beide Indices dienen als Underlying im Terminmarkt und haben eine hohe Referenzpreiswirkung für den außerbörslichen, bilateralen Over-the-counter-Handel (OTC-Handel) in Deutschland und im europäischen Ausland. Die entsprechenden Tagesindices im Marktgebiet Schweiz heißen „Swissix Day Base“ und „Swissix Day Peak“.

Da Strom bisher nicht effizient gespeichert werden kann, ist es möglich, dass Börsenteilnehmer innerhalb eines Tages in einigen Einzelstunden ein Interesse haben, Strom zu kaufen, in anderen Einzelstunden hingegen das Interesse besteht, Strom zu verkaufen. Wegen der fehlenden Speichermöglichkeit, sind missbräuchliche Gegengeschäfte zwischen den Einzelstundenvolumina ausgeschlossen.

#### b) Stromterminmarkt

Im Terminmarkt der EEX sind die wichtigsten Stromhandelsprodukte die finanziellen Monats-, Quartals- und Jahresfutures, die auf den „Phelix Base“ oder den „Phelix Peak“ als Underlying Bezug nehmen. Das Handelsinteresse der Börsenteilnehmer besteht hauptsächlich darin, zukünftige Preisentwicklungen abzusichern. So kann ein Börsenteilnehmer, der z.B. im März 2008 Strom braucht, ihn im März 2008 im Stromspotmarkt zwar kaufen, er weiß allerdings nicht, wie teuer der Strom dann sein wird. Um sich vor dieser Unsicherheit abzusichern, besteht die Möglichkeit bereits jetzt einen finanziellen Monats-Futures für März 2008 zu kaufen, um damit seine spätere tatsächliche physische Strombeschaffung am Spotmarkt im März 2008 finanziell ausgleichen. Andere Handelsmotive neben der Absicherung sind Spekulation und Arbitrage.

Das Verfahren zur Preisermittlung im Fortlaufenden Handel beginnt mit der Vorhandelsphase, in der Börsenteilnehmer Aufträge einstellen, löschen und ändern können. Zu diesem Zeitpunkt erfolgen noch keine Geschäftsabschlüsse; es sind keine Preisinformationen erhältlich. In der sich anschließenden kurzen Eröffnungsauktion wird ab 08:55 Uhr für ca. 5 Minuten dazu aufgerufen, ebenfalls Aufträge einzustellen, zu löschen oder zu ändern. Anders als im Vorhandel wird allerdings zur Orientierung der Preis angezeigt, der sich ergäbe, wenn die Phase der Preisermittlung tatsächlich abgeschlossen wäre (indikativer Marktpreis). Im Anschluss beginnt ab ca. 09:00 Uhr der Fortlaufende Handel. Das Orderbuch ist jetzt offen, so dass jeder Börsenteilnehmer die im EEX-System befindlichen Aufträge - jedoch ohne den dahinterstehenden Börsenteilnehmer - sehen kann. Jeder Auftrag wird sofort auf Ausführbarkeit nach Preis-Zeit-Kriterium geprüft, d.h. es werden zunächst die Aufträge geprüft, die sich hinsichtlich des Preises ausführbar gegenüberstehen. Stehen sie sich ausführbar gegenüber, ergibt sich ein neuer Preis. Als Schutz vor erheblichen Preisschwankungen dient eine Ausführungsspanne um den letzt gehandelten Futurespreis als Preiskorridor. Ab 16:00 Uhr beginnt die Nachhandelsphase, in der beispielsweise Geschäfte zum Clearing angemeldet werden können oder Aufträge für den nächsten Handelstag eingestellt, gelöscht oder geändert werden können.

### **4.3 Überwachung des Börsenhandels an der EEX**

Im Gegensatz zum außerbörslichen Handel werden der Börsenhandel und die Börsengeschäftsabwicklung an der EEX nach dem Börsengesetz von der börseneigenen Handelsüberwachungsstelle (HÜSt) - unter der Aufsicht der Sächsischen Börsenaufsichtsbehörde - überwacht. Die Institution der HÜSt als Börsenorgan und die damit verbundene Primärzuständigkeit der Börsenselbstverwaltung bei der Marktaufsicht gilt nach dem Börsengesetz an allen deutschen Börsen gleichermaßen. Die HÜSt überwacht den Börsenhandel und die Börsengeschäftsabwicklung auf das ordnungsgemäße zustande kommen des Börsenpreises, indem sie die entsprechenden Handelsdaten systematisch und lückenlos erfasst und auswertet und ggf. Sonderuntersuchungen durchführt. Neben der Beachtung der Vorschriften des Börsengesetzes schließt dies wie im Wertpapierhandel

die Kontrolle der Einhaltung der im börseneigenen Regelwerk (Börsenordnung, Handelsbedingungen) bestimmten Handelsregelungen (z.B. das Verbot von Cross- und Pre-arranged Trades) mit ein. Die HÜSt erstattet der Börsenaufsichtsbehörde regelmäßig und anlassbezogen Berichte und ist ihr gegenüber weisungsgebunden. Sofern Tatsachen festgestellt werden, die auch für die BaFin von Bedeutung sind (z.B. Hinweise auf Insidergeschäfte oder Kurs- und Marktpreismanipulation im Sinne des Wertpapierhandelsgesetzes (WpHG)), informiert die HÜSt die BaFin unverzüglich.

Die BaFin ist für die Marktaufsicht nach dem WpHG zuständig. Sie überwacht insbesondere, ob die Verbote des Insiderhandels und der Marktpreismanipulation eingehalten werden. Dabei ist die Aufsicht grundsätzlich nicht auf den börslichen Handel beschränkt, sondern gilt für börsliche wie außerbörsliche Geschäfte mit Finanzinstrumenten (im Bereich der Marktmanipulation auch bei Geschäften mit Waren), die zum börslichen Handel zugelassen oder in den geregelten Markt oder Freiverkehr einbezogen sind. Für die an der EEX gehandelten Stromprodukte gilt dabei folgendes:

- Stromtermingeschäfte sind gemäß § 2 Abs. 2a i.V.m. Abs. 2 WpHG zwar Finanzinstrumente. Sie weisen allerdings als Warenderivate gegenüber herkömmlichen Finanzinstrumenten (Wertpapiere wie Aktien) einige Besonderheiten auf, die die Marktaufsicht und damit die Überwachung des Insiderhandels- und Marktpreismanipulationsverbot erschwert bzw. versperrt. Beim Handel mit Warenderivaten gibt es derzeit weder Meldepflichten nach § 9 WpHG noch Ad-hoc-Publizitätspflichten nach § 15 WpHG, die besonders für eine wirksame Überwachung des Insiderhandelsverbots bedeutsam sind. Mit dem Inkrafttreten des Finanzmarkttrichtlinie-Umsetzungsgesetzes werden zwar erstmals Meldepflichten auch für Warenderivate eingeführt, jedoch ausschließlich für Wertpapierdienstleistungsunternehmen und damit den deutlich kleineren Teil der Handelsteilnehmer an der EEX.
- Für Stromspotgeschäfte ist im WpHG das Verbot der Kurs- und Marktpreismanipulation geregelt (§ 20 a Abs. 4 i.V.m. Abs. 1 bis 3 WpHG). Es gibt weder Meldepflichten noch Ad-hoc-Publizitätspflichten. Auch Insiderhandel ist im Spotmarkt nicht verboten (vgl. dazu Abschnitt 5 und Handlungsempfehlung in Abschnitt 6). Allerdings ist zu erwarten, dass durch die neuen

Veröffentlichungspflichten (vgl. Abschnitt 3) mögliche Insidervorsprünge reduziert werden.

Die Aufsicht im Stromgroßhandelsmarkt leidet an Informationsineffizienzen, die durch Umsetzung energierechtlicher Transparenzvorschriften, die eine zeitnahe Veröffentlichung aller preisrelevanten Informationen gewährleisten, verbessert werden soll. Zu den entsprechenden Maßnahmen siehe Abschnitt 3.

Daneben können flankierende Maßnahmen im Bereich der Finanzmarktgesetzgebung, wie im Abschnitt 5 beschrieben, getroffen werden, um den Status quo mit einer Verbesserung der Markttransparenz sowie mit Informations- und Meldepflichten an die Überwachungsbehörden zu verbessern.

#### **4.4 Aspekte einer Andienungspflicht im Spotmarkt**

Unabhängig von der Funktionstüchtigkeit des Preisbildungsmechanismus an der EEX wird diskutiert, dass an einem Markt mit nur wenigen Erzeugern auch durch gezielte Kapazitätszurückhaltung eine Marktmanipulation stattfinden könnte. Konkret wird von Verbänden der Stromabnehmer und in der Öffentlichkeit die Möglichkeit gesehen, dass Kraftwerksbetreiber die Stromerzeugung teilweise und temporär zurückfahren, um das Angebot an der Börse bei gleich bleibender Nachfrage zu reduzieren und damit den Marktpreis zu erhöhen.

Dadurch entfällt zwar der Erlös des aus dem Markt genommenen Kraftwerks, die im Markt verbleibenden Kraftwerke desselben Kraftwerksbetreibers - und natürlich auch der anderen Kraftwerksbetreiber - erlösen aber mehr. Dieser Zusatzerlös könnte für den derart handelnden Kraftwerksbetreiber auf Grund seines größeren Kraftwerksparks ggf. – so die Argumentation – höher sein, als die Erlösminderung infolge des nicht produzierten Stromes des aus dem Markt genommenen Kraftwerks.

In diesem Zusammenhang wird für den Spotmarkt eine so genannte Andienungspflicht als Möglichkeit diskutiert, diese vermutete Verhaltensweise zu erschweren. Mit einer Andienungspflicht ist die Verpflichtung gemeint, sämtliche Stromhandelsaktivitäten über die Börse oder das Clearing-Haus der Börse abzuwickeln bzw. abwickeln zu



lassen. Dadurch könnte die Liquidität der Börse erhöht und das Vertrauen in die Referenzwirkung ihrer Preise verbessert werden. Zugleich würde es Marktteilnehmern erschwert, den Börsenpreis zu beeinflussen, indem sie parallel zum Börsenhandel alternative Handelswege nutzen.

Fraglich ist aber, ob eine derartige Andienungspflicht rechtlich und tatsächlich, insbesondere in ihrer Umsetzung möglich ist, wie sie auszugestalten wäre und welche Folgen von ihr berechtigterweise erwartet werden dürfen. Ein Hinweis auf Usancen im skandinavischen Strommarkt (Nordpool) ist wegen der Besonderheiten der dort dominierenden Wasserkraft nicht unmittelbar zielführend.

Es sind insbesondere folgende Aspekte zu beachten:

- europäisches Recht,
- verfassungsrechtliche Zulässigkeit,
- die Wettbewerbsordnung für Stromhändler in anderen EU-Mitgliedstaaten,
- die Auswirkungen für ausländische Erzeuger und Händler,
- die Auswirkungen für Stromverkäufe ins Ausland,
- die Leistungsfähigkeit und die Wettbewerbssituation bei den europäischen Strombörsen sowie
- der erforderliche Verwaltungsaufwand.

Ferner könnte ein so erheblicher Eingriff wie eine Andienungspflicht einen Eingriff in den im Aufbau befindlichen regionalen Strommarkt-Zusammenschluss – Market Coupling -, der derzeit von der BNetzA und der Strombörse EEX mit gestaltet wird, bedeuten. Im Übrigen zeigt die Entwicklung der vergangenen Jahre, dass die Preisentwicklung an den europäischen Börsenplätzen unabhängig von ihrer regulatorischen Ausgestaltung mehr und mehr korreliert.

## **5. Finanzmarktrechtliche Aspekte, auch aus europäischer Sicht**

Das BMF hat gemeinsam mit dem BMWi, der BaFin und Vertretern aus den Ländern Niedersachsen und Sachsen ein Gespräch über Möglichkeiten zur Transparenzverbesserung im Rahmen des Kapitalmarktrechts geführt. Dieses

Gespräch soll in naher Zukunft fortgesetzt werden. Als gegenwärtiges Ergebnis ist festzuhalten:

### **5.1 Verbesserung der Verfolgung von Verstößen gegen das Verbot der Marktmanipulation (§ 20a WpHG)**

Nach § 20a Abs. 1 Nr. 1 WpHG verstößt u. a. derjenige gegen das Verbot der Marktmanipulation, der entgegen bestehender Rechtsvorschriften Umstände verschweigt, die für die Bewertung eines Finanzinstruments erheblich sind, sofern das Verschweigen geeignet ist, auf den Börsen- oder Marktpreis dieses Finanzinstruments einzuwirken. Nach § 20a Abs. 4 gilt diese Bestimmung auch für Waren und damit auch für Strom. Deshalb sind verbindliche Transparenzvorschriften im Bereich des Energiewirtschaftsrechts auch für die Integrität der börslichen und außerbörslichen Märkte für Strom und Stromderivate von großer Bedeutung. Strombörsen, ggf. auch andere Waren- und Warenderivatebörsen (Spot- und Terminhandel), könnten dazu verpflichtet werden, in der Börsenordnung vorzuschreiben, dass bei der Eingabe von Kauf- oder Verkaufsaufträgen durch die Handelsteilnehmer der wirtschaftlich Berechtigte für das jeweilige Geschäft anzugeben ist (Meldung als Eigengeschäft bzw. Angabe einer Kundenidentifikationsnummer), ohne diese jedoch veröffentlichen zu müssen. Daneben kommt auch eine Pflicht zur Angabe dieser Daten bei OTC-Geschäften, die über das Clearing-System der EEX abgewickelt werden, in Betracht. Ferner könnte auch eine Melde- bzw. Veröffentlichungspflicht der Handelsteilnehmer an Strombörsen für OTC-Geschäfte - ggf. ab einem bestimmten Schwellenwert - eingeführt werden. Meldeadressat wäre nicht die BaFin, sondern die EEX.

Die Regelungen könnten durch eine Änderung im Börsengesetz oder/und durch den Erlass einer Durchführungsverordnung zum Börsengesetz eingeführt werden. Die an die Börse gemeldeten Daten würden von der HÜSt der EEX ausgewertet werden. Im Falle eines Verdachts auf einen Verstoß gegen § 20a WpHG würde die HÜSt nach § 4 Abs. 5 BörsG eine entsprechende Meldung an die BaFin übersenden.

## **5.2 Verbesserung der Verfolgung von Insiderdelikten**

### **5.2.1 Terminhandel**

Die Termingeschäfte an den Energiemärkten betreffen Finanzinstrumente im Sinne des WpHG. Daher gelten die entsprechenden Vorschriften des Insiderrechts und der Marktmanipulation für diese Geschäfte. Allerdings existieren bis dato keine Veröffentlichungspflichten im Hinblick auf kurserhebliche Informationen. Die Einführung einer Veröffentlichungspflicht könnte für sämtliche nichtöffentlichen und kurserheblichen Informationen, die nicht allgemeine Marktdaten sind, sondern bei einem Erzeuger oder Marktteilnehmer auftreten, vorgenommen werden.

### **5.2.2 Spotmarkt**

Für den Spotmarkt an Waren- bzw. Strombörsen existieren derzeit keine Vorschriften zur Sanktionierung von Insidergeschäften. Die Einführung eines spezialgesetzlichen Insiderhandelsverbots mit Strom oder Waren allein auf nationaler Ebene ist vor dem Hintergrund der EU-Marktmissbrauchsrichtlinie schwer darstellbar. Es wäre jedoch denkbar, bei der Revision der EU-Marktmissbrauchsrichtlinie, einen entsprechenden Vorschlag auf europäischer Ebene einzubringen.

## **5.3 Stand der Berichte nach Kapitaladäquanzrichtlinie und Richtlinie über Märkte für Finanzinstrumente (MiFID)**

Auf europäischer Ebene wird die EU-Kommission einen Bericht zur angemessenen aufsichtsrechtlichen Überwachung von Warenderivaten und Warenderivatehändlern gemäß der Kapitaladäquanzrichtlinie und der MiFID nach neuestem Zeitplan im Dezember 2008 vorlegen. Die Kommission hat hierbei bereits einen so genannten Call for Evidence durchgeführt, eine Befragung der Marktteilnehmer, dessen Ergebnisse im August 2007 auf der Webseite der Kommission veröffentlicht wurden.

Der Ausschuss der europäischen Bankenaufseher (CEBS) hat nach Mandat durch die EU-Kommission im Dezember 2006 einen ersten Bericht hinsichtlich der bestehenden aufsichtlichen Praktiken zur Überwachung des Warengeschäfts und der darin tätigen

Firmen veröffentlicht. Betreffend der auftretenden Risiken im Warengeschäft hat CEBS im Juni ein Konsultationspapier veröffentlicht. Frist der Kommission für die Ablieferung eines Berichts durch CEBS in diesem Bereich ist Ende September 2007.

Der Ausschuss der europäischen Wertpapierregulierungsbehörden (CESR) hat auf ein Mandat der EU-Kommission hin im Juni 2007 einen Bericht hinsichtlich bestehender Marktstrukturen, regulatorischer Vorgaben, insbesondere zur Anwendbarkeit von Verboten für Insiderhandel und Marktmanipulation, und vorhandener Informationsquellen für Marktteilnehmer in den einzelnen Ländern veröffentlicht. Ein weiterer Bericht CESRs im Hinblick auf die nach MiFID vorgesehenen Ausnahmen für Warenderivatehändler war Ende September 2007 fällig.

## **6. Nationaler Handlungsbedarf – Schlussfolgerungen**

Der nationale Handlungsbedarf wird unter den drei Aspekten

- (1) Vermeidung von Insiderhandel/gleiche Informationen für alle Marktteilnehmer über die Erzeugungs- und Netzlastdaten,
- (2) Verbesserung der Aufdeckungsmöglichkeiten von etwaigen Marktmanipulationen und
- (3) europäische Aktivitäten

dargestellt:

- (1) Die EU-Kommission schlägt mit dem 3. Binnenmarktpaket nur wenig veränderte Transparenzregeln für Erzeugungs- und Netzlastdaten ergänzend zu den bereits bestehenden aus den Engpassmanagementleitlinien vor. Darüber hinaus sehen die Vorschläge auch weitergehende Regelungen zu Angebots- und Nachfrageprognosen vor. Der weitere Verhandlungsprozess zum 3. Binnenmarktpaket muss jedoch nicht abgewartet werden. Für den deutschen Markt liegen umfassende und umsetzungsreife Regelungen vor, die von der BNetzA in Zusammenarbeit mit anderen Regulierungsbehörden und Marktparteien im Rahmen der Engpassmanagementleitlinien zunächst für die Region Nordeuropa erarbeitet wurden. Das Ziel, für alle Handelsteilnehmer, große und kleine Händler, mit oder ohne Erzeugungshintergrund hinsichtlich des Informationsstandes ein faires transparentes Informationsangebot zu schaffen,

wird aus Sicht der Arbeitsgruppe mit diesen Transparenzvorschriften erreicht. Dies gilt umso mehr, als sie auch für die angrenzenden Regionen gelten sollen. Wie in Abschnitt 3 bereits erwähnt ist, ist lediglich zu prüfen, ob die Kontrollbefugnisse der BNetzA für diese Veröffentlichungspflichten gesetzlich zu erweitern sind. Außerdem sollten die Veröffentlichungspflichten auch so ausgestaltet werden, dass die Insiderregeln des Wertpapierhandelsgesetzes zumindest auf den Terminmarkt effektiv angewandt werden können. Hinsichtlich dieses Punktes ist eine abschließende Beurteilung der Transparenzvorschriften erst nach erfolgter Umsetzung möglich.

Da es sich bei Termingeschäften an den Energiemärkten um Finanzinstrumente im Sinne des WpHG handelt, finden die entsprechenden Vorschriften des Insiderrechts und der Marktmanipulation Anwendung. Allerdings wäre in diesem Zusammenhang an die flankierende Einführung einer Veröffentlichungspflicht für sämtliche nichtöffentlichen und kurserheblichen Informationen, die nicht allgemeine Marktdaten sind, sondern bei einem Erzeuger oder Marktteilnehmer auftreten, zu denken (vgl. die unter 3. genannten Regelungen der BNetzA ab 2008). Erforderlichenfalls könnten auch spezialgesetzliche Regelungen im Energiewirtschaftsrecht (entsprechend der unter 2.1 genannten Regelungen) getroffen werden. Dies wird von BMWi mit BNetzA im Zuge der Umsetzung geprüft werden. In diesem Zusammenhang wäre es zur Verhinderung von Marktmanipulation und Insidergeschäften im Bereich des Strom- und Stromderivatemarkts erforderlich, dass die zu veröffentlichenden kurserheblichen Informationen von den Unternehmen vor der Veröffentlichung an die Geschäftsführung der Börse gemeldet würden, um gegebenenfalls Handelsaussetzungen durch die Geschäftsführung bei entsprechenden Informationsungleichgewichten zu ermöglichen.

Im Spotmarkt an Waren- bzw. Strombörsen existieren hingegen keine Vorschriften zur Sanktionierung von Insidergeschäften. Statt der schwer darstellbaren Einführung eines spezialgesetzlichen Insiderhandelsverbots mit Strom auf nationaler Ebene wäre hier jedoch die Abstimmung eines entsprechenden Vorschlags auf europäischer Ebene vorzugswürdig.

- (2) Durch eine Änderung des Börsengesetzes und/oder durch den Erlass einer Durchführungsverordnung zum Börsengesetz sollten Strombörsen, ggf. auch andere Waren- und Warenderivatebörsen (Spot- und Terminhandel), dazu verpflichtet werden, in der Börsenordnung vorzuschreiben, dass bei der Eingabe von Kauf- oder Verkaufsaufträgen durch die Handelsteilnehmer der wirtschaftlich Berechtigte für das jeweilige Geschäft anzugeben ist, ohne diesen jedoch veröffentlichen zu müssen.

Die Daten würden dann durch die HÜSt der EEX ausgewertet werden, die im Falle eines Verdachts auf einen Verstoß gegen das Verbot der Marktmanipulation eine entsprechende Meldung an die BaFin übersenden würde.

Ferner könnte hinsichtlich der Transaktionsdaten auch eine Melde- bzw. Veröffentlichungspflicht der Handelsteilnehmer an Strombörsen für ihre OTC-Geschäfte eingeführt werden, um etwaige Marktmanipulationen zu verhindern.

Die ab 2008 bestehenden umfassenden Informationspflichten zu den Erzeugungsdaten (Ausfälle geplant und ungeplant, Wind-Prognosewerte) werden auch Aufschlüsse über etwaige vermutete Kapazitätszurückhaltungen geben können und so das reale Warenumfeld der Geschäfte an der EEX aufhellen.

- (3) Der Kommissionsvorschlag enthält darüber hinaus für alle Stromlieferanten die Verpflichtung, relevante Transaktionsdaten über ihre Großhandelsgeschäfte aufzubewahren und bei Bedarf u.a. den nationalen Regulierungsbehörden zur Verfügung zu stellen. Damit würde auch der gesamte außerbörsliche Handel (OTC-Geschäfte) besser nachvollziehbar sein.

Deshalb ist ein nationaler Alleingang zur Einführung einer Andienungspflicht oder einer generellen Erfassung von OTC-Geschäften bis auf weiteres auch nicht erforderlich, vielmehr sollte der Prozess in Brüssel mitgestaltet werden. Maßnahmen für eine bessere Nachvollziehbarkeit gerade des OTC-Handels sowohl bei physischen als auch bei finanziellen Geschäften sollten dabei besonders unterstützt werden. Dies könnte der derzeit zu beobachtenden Tendenz zur Verlagerung der Handelsaktivitäten in den außerbörslichen Bereich entgegenwirken. Damit würde das Handelsgeschehen insgesamt für die

Marktteilnehmer transparenter, was deren Vertrauen in die Funktionsfähigkeit der Strom-Großhandelsmärkte stärken dürfte.

Ein EU-weit koordiniertes Vorgehen ist hier insofern vorzugswürdig, als damit die Gefahr des Ausweichens auf andere europäische Großhandelsmärkte verhindert werden könnte.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass beide Aspekte der Transparenz im Stromgroßhandelsmarkt auf allen relevanten Handlungsebenen zurzeit aktiv adressiert werden (BNetzA, EU, BMF, Börsenaufsicht) und konkrete Verbesserungen kurz vor der Realisierung stehen oder absehbar sind. Eine verbesserte Transparenz wird zu einer Erhöhung der Preisqualität führen.

## Zu 2.1 Weitere Veröffentlichungspflichten nach deutschen Rechtsvorschriften

### Zu 2.1.1 Regelungen im EnWG

#### § 18 Allgemeine Anschlusspflicht

Gemäß § 18 Abs. 1 Satz 1 haben Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen für Gemeindegebiete, in denen sie Elektrizitätsversorgungsnetze der allgemeinen Versorgung von Letztverbrauchern betreiben, allgemeine Bedingungen für den Netzanschluss von Letztverbrauchern in Niederspannung und für die Anschlussnutzung durch Letztverbraucher zu veröffentlichen.

#### § 19 Technische Vorschriften

§ 19 Abs. 1 verpflichtet Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen, unter Berücksichtigung der nach § 17 festgelegten Bedingungen für den Netzanschluss von Erzeugungsanlagen, Elektrizitätsverteilernetzen, Anlagen direkt angeschlossener Kunden, Verbindungsleitungen und Direktleitungen technische Mindestanforderungen an deren Auslegung und deren Betrieb festzulegen und im Internet zu veröffentlichen.

#### § 20 Zugang zu den Energieversorgungsnetzen

Nach § 20 Abs. 1 Satz 1 haben Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen jedermann nach sachlich gerechtfertigten Kriterien diskriminierungsfrei Netzzugang zu gewähren sowie die Bedingungen, einschließlich Musterverträge, und Entgelte für diesen Netzzugang im Internet zu veröffentlichen.

#### § 23 Erbringung von Ausgleichsleistungen

Nach § 23 Satz 2 sind von den Betreibern von Elektrizitätsversorgungsnetzen, denen der Ausgleich der Energieversorgungsnetz obliegt, die Entgelte für die Ausgleichsleistungen zusammen mit den übrigen diesbezüglichen Regelungen im Internet zu veröffentlichen.



### **§ 36 Grundversorgungspflicht**

Energieversorgungsunternehmen sind nach § 36 Abs. 1 u. a. verpflichtet, für Netzgebiete, in denen sie die Grundversorgung von Haushaltskunden durchführen, Allgemeine Bedingungen und Allgemeine Preise für die Versorgung in Niederspannung öffentlich bekannt zu geben und im Internet zu veröffentlichen.

Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen der allgemeinen Versorgung nach § 18 Abs. 1 werden durch § 36 Abs. 2 Satz 2 u. a. verpflichtet, alle drei Jahre jeweils zum 1. Juli, erstmals zum 1. Juli 2006, den Grundversorger für die nächsten drei Kalenderjahre festzustellen sowie dies zum 30. September des Jahres im Internet zu veröffentlichen.

### **Zu 2.1.2 Regelungen in der StromNZV**

#### **§ 5 Grundsätze der Fahrplanabwicklung und untertäglicher Handel**

Nach § 5 Abs. 3 Satz 2 hat der Übertragungsnetzbetreiber auf seiner Internetseite einen Kalender, dem die Werktage zu entnehmen sind, zu veröffentlichen.

#### **§ 12 Standardisierte Lastprofile**

§ 12 Abs. 3 Satz 3 verpflichtet die Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen mit mindestens 100 000 unmittelbar oder mittelbar an das Netz angeschlossenen Kunden dazu, die Ergebnisse der Differenzbilanzierung jährlich auf ihrer Internetseite zu veröffentlichen.

#### **§ 13 Jahresmehr- und Jahresminderungen**

Nach § 13 Abs. 3 Satz 4 haben die Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen auf ihrer jeweiligen Internetseite den einheitlichen Preis für die Jahresmehr- und Jahresminderungen zu veröffentlichen.

### **Zu 2.1.3 Regelungen in der StromNEV**

#### **§ 10 Behandlung von Netzverlusten**

Zum 1. April eines Jahres haben die Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen gemäß § 10 Abs. 2 auf ihrer Internetseite die Höhe der Durchschnittsverluste des Vorjahres je Netz- und Umspannebene und die durchschnittlichen Beschaffungskosten der Verlustenergie im Vorjahr in Cent pro Kilowattstunde zu veröffentlichen.

#### **§ 21 Änderungen der Netzentgelte**

Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen haben unverzüglich auf ihrer Internetseite bekannt zu geben, wenn sie einen Antrag nach § 23a Abs. 3 EnWG gestellt haben.

#### **§ 27 Veröffentlichungspflichten**

§ 27 Abs. 1 verpflichtet die Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen, die für ihr Netz geltenden Netzentgelte auf ihren Internetseiten zu veröffentlichen; sofern individuelle Netzentgelte nach § 19 gebildet werden, sind auch diese in die Veröffentlichung der Netzentgelte mit aufzunehmen.

§ 27 Abs. 2 verpflichtet die Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen, jeweils zum 1. April eines jeden Jahres im Einzelnen aufgeführte Strukturmerkmale ihres Netzes auf ihrer Internetseite zu veröffentlichen (siehe Anhang III).

### **zu 2.1.4 Regelungen in der StromGKV**

#### **§ 2 Vertragsschluss**

Nach § 2 Abs. 2 Satz 4 hat der Grundversorger seine ergänzenden Vertragsbedingungen öffentlich bekannt zu geben und auf seiner Internetseite zu veröffentlichen.

#### **§ 5 Art der Versorgung**

§ 5 Abs. 2 Satz 2 verpflichtet den Grundversorger u. a . beabsichtigte Änderungen der Allgemeinen Preise und der ergänzenden Bedingungen öffentlich bekannt zu geben und auf seiner Internetseite zu veröffentlichen.

## **§ 23 Übergangsregelungen**

Nach § 23 ist der Grundversorger verpflichtet, die Kunden über öffentliche Bekanntgabe und einer Veröffentlichung auf seiner Internetseite über die Vertragsanpassung nach § 115 Abs. 2 Satz 3 EnWG zu informieren.

### **zu 2.1.5 Regelungen in der NAV**

## **§ 4 Inhalt des Vertrages und der Bestätigung des Netzbetreibers**

Nach § 4 Abs. 2 ist der Betreiber eines Elektrizitätsversorgungsnetzes der allgemeinen Versorgung verpflichtet, die Allgemeinen (Netzanschluss-) Bedingungen auf seiner Internetseite zu veröffentlichen.

Nach § 4 Abs. 3 hat der Betreiber eines Elektrizitätsversorgungsnetzes der allgemeinen Versorgung Änderungen der ergänzenden Bedingungen öffentlich bekannt zu geben und am Tage der Öffentlichen Bekanntgabe auf seiner Internetseite zu veröffentlichen.

## **§ 25 Kündigung des Netzanschlussverhältnisses**

§ 25 Abs. 2 Satz 2 bestimmt, dass im Falle eines Wechsels des Netzbetreibers dieser Wechsel öffentlich bekannt zu machen und auf der Internetseite des Netzbetreibers zu veröffentlichen ist.

## **§ 29 Übergangsregelung**

§ 29 Abs. 1 Satz 1 verpflichtet den Betreiber eines Elektrizitätsversorgungsnetzes der allgemeinen Versorgung, die Anschlussnehmer durch öffentliche Bekanntgabe und Veröffentlichung im Internet über die Möglichkeit einer Anpassung nach § 115 Abs. 1 Satz 2 EnWG zu informieren.

### Veröffentlichungspflichten der Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen nach § 17 StromNZV

- (1) Betreiber von Übertragungsnetzen sind verpflichtet, folgende netzrelevanten Daten unverzüglich und in geeigneter Weise, zumindest auf ihrer Internetseite, zu veröffentlichen und zwei Jahre verfügbar zu halten:
1. die Summe aller Stromabgaben aus dem Übertragungsnetz über direkt angeschlossene Transformatoren und Leitungen an Elektrizitätsverteilernetze und Letztverbraucher (vertikale Netzlast) stundenscharf in Megawattstunden pro Stunde,
  2. die Jahreshöchstlast und den Lastverlauf als viertelstündige Leistungsmessung,
  3. die Netzverluste,
  4. den viertelstündigen Regelzonensaldo in Megawattstunden pro Viertelstunde sowie die tatsächlich abgerufene Minutenreserve,
  5. die grenzüberschreitenden Lastflüsse zusammengefasst je Kuppelstelle inklusive einer Vorschau auf die Kapazitätsvergabe,
  6. die marktrelevanten Ausfälle und Planungen für Revisionen der Übertragungsnetze,
  7. die Mengen und Preise der Verlustenergie und
  8. Daten zur vorgesehenen Einspeisung von Windenergie auf Grundlage der Prognosen, die auch die Betreiber von Übertragungsnetzen verwenden, und zur tatsächlichen Einspeisung anhand der Daten, die die Betreiber von Übertragungsnetzen untereinander verrechnen (in Megawattstunden pro Stunde).
- (2) Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen sind verpflichtet, folgende netzrelevanten Daten unverzüglich in geeigneter Weise, zumindest im Internet, zu veröffentlichen:
1. die Jahreshöchstlast und den Lastverlauf als viertelstündige Leistungsmessung,
  2. die Netzverluste,
  3. die Summenlast der nicht leistungsgemessenen Kunden und die Summenlast der Netzverluste,
  4. die Summenlast der Fahrplanprognosen für Lastprofilkunden und die Restlastkurve der Lastprofilkunden bei Anwendung des analytischen Verfahrens,
  5. die Höchstentnahmelast und der Bezug aus der vorgelagerten Netzebene,
  6. die Summe aller Einspeisungen pro Spannungsebene und im zeitlichen Verlauf und
  7. die Mengen und Preise der Verlustenergie.

**Veröffentlichungspflichten nach § 27 Absatz 2 StromNEV**

Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen haben ferner jeweils zum 1. April eines Jahres folgende Strukturmerkmale ihres Netzes auf ihrer Internetseite zu veröffentlichen:

1. die Stromkreislänge jeweils der Kabel- und Freileitungen in der Niederspannungs-, Mittelspannungs-, Hoch- und Höchstspannungsebene zum 31. Dezember des Vorjahres,
2. die installierte Leistung der Umspannebenen zum 31. Dezember des Vorjahres,
3. die im Vorjahr entnommene Jahresarbeit in Kilowattstunden pro Netz- und Umspannebene,
4. die Anzahl der Entnahmestellen jeweils für alle Netz- und Umspannebenen,
5. die Einwohnerzahl im Netzgebiet von Betreibern von Elektrizitätsversorgungsnetzen der Niederspannungsebene zum 31. Dezember des Vorjahres,
6. die versorgte Fläche nach § 24 Abs. 2 Satz 2 und 3 zum 31. Dezember des Vorjahres und
7. die geographische Fläche des Netzgebietes zum 31. Dezember des Vorjahres.

**Auszug aus dem Beschluss der EG-Kommission vom 9 November 2006,  
2006/770/EG, zur Änderung des Anhangs zur Verordnung (EG) Nr. 1228/2003  
über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel,  
aus den sog. Leitlinien zum Engpassmanagement**

5. Transparenz

- 5.1. Die ÜNB veröffentlichen alle relevanten Daten, die die Netzverfügbarkeit, den Netzzugang und die Netznutzung betreffen, einschließlich eines Berichts, in dem die Engpässe und die Gründe dafür, die für das Engpassmanagement angewandten Methoden und die Pläne für das künftige Engpassmanagement dargelegt werden.
- 5.2 Die ÜNB veröffentlichen auf der Grundlage der elektrischen und physikalischen Netzgegebenheiten eine allgemeine Beschreibung der einzelnen, in Abhängigkeit von den jeweiligen Rahmenbedingungen zur Maximierung der dem Markt zur Verfügung stehenden Kapazität angewandten Methoden für das Engpassmanagement und ein allgemeines Modell für die Berechnung der Verbindungskapazität für die verschiedenen Zeitraster. Ein derartiges Modell unterliegt der Überprüfung durch die Regulierungsbehörden der betroffenen Mitgliedstaaten.
- 5.3 Die angewandten Engpassmanagement- und Kapazitätsvergabeverfahren sowie die Zeiten und Verfahren für die Beantragung von Kapazitäten, eine Beschreibung der angebotenen Produkte und der Rechte und Pflichten sowohl der ÜNB als auch der Partei, die die Kapazität bezieht, einschließlich der Haftungsansprüche aus der Nichteinhaltung von Verpflichtungen, werden von den ÜNB ausführlich dargelegt und allen potenziellen Netznutzern in transparenter Weise zugänglich gemacht.
- 5.4 Die Betriebs- und Planungsstandards sind fester Bestandteil der Informationen, die die Übertragungsnetzbetreiber in öffentlich zugänglichen Unterlagen veröffentlichen. Auch diese Unterlagen werden von den nationalen Regulierungsbehörden überprüft.
- 5.5 Die ÜNB veröffentlichen alle relevanten Daten, die den grenzüberschreitenden Handel betreffen, ausgehend von der bestmöglichen Prognose. Um dieser Verpflichtung nachzukommen, stellen die betroffenen Marktteilnehmer den ÜNB die relevanten Daten zur Verfügung. Die Art und Weise, in der solche

Informationen veröffentlicht werden, wird von den Regulierungsbehörden überprüft. Die ÜNB veröffentlichen mindestens folgende Angaben:

- a) jährlich: Informationen über die langfristige Entwicklung der Übertragungsinfrastruktur und ihre Auswirkungen auf die grenzüberschreitende Übertragungskapazität
- b) monatlich: Prognosen über die dem Markt im Folgemonat und im Folgejahr zur Verfügung stehende Übertragungskapazität unter Berücksichtigung aller dem ÜNB zum Zeitpunkt der Prognoseberechnung vorliegenden relevanten Informationen (z. B. Auswirkungen der Sommer- und der Wintersaison auf die Leitungskapazität, Netzwartungsarbeiten, Verfügbarkeit von Erzeugungseinheiten usw.)
- c) wöchentlich: Prognosen über die dem Markt in der Folgewoche zur Verfügung stehende Übertragungskapazität unter Berücksichtigung aller dem ÜNB zum Zeitpunkt der Prognoseberechnung vorliegenden relevanten Informationen wie Wetterprognose, geplante Netzwartungsarbeiten, Verfügbarkeit von Erzeugungseinheiten usw.
- d) täglich: die dem Markt je Marktzeiteinheit am Folgetag und "intra-day" zur Verfügung stehende Übertragungskapazität unter Berücksichtigung aller saldierten Nominierungen für den Folgetag, aller saldierten Erzeugungsfahrpläne für den Folgetag, aller Nachfrageprognosen und geplanten Netzwartungsarbeiten
- e) die bereits zugewiesene Gesamtkapazität je Marktzeiteinheit und alle relevanten Bedingungen, die für die Nutzung dieser Kapazität gelten (z. B. Auktionsgleichgewichtspreis, Auflagen bezüglich der Art der Kapazitätsnutzung usw.), um etwaige verbleibende Kapazitäten zu ermitteln
- f) möglichst bald nach jeder Vergabe die zugewiesene Kapazität und Angaben zu den gezahlten Preisen
- g) unmittelbar nach der Nominierung die genutzte Gesamtkapazität je Marktzeiteinheit
- h) möglichst echtzeitnah: die aggregierten realisierten kommerziellen Lastflüsse und die tatsächlichen physikalischen Lastflüsse je Marktzeiteinheit, einschließlich einer Beschreibung etwaiger Korrekturmaßnahmen, die von den ÜNB zur Behebung von Netz- oder

Systemschwierigkeiten vorgenommen wurden (z. B. Einschränkung der Transaktionen)

- i) ex-ante-Informationen über geplante Ausfälle und ex-post-Informationen über planmäßige und unplanmäßige Ausfälle von Stromerzeugungseinheiten mit mehr als 100 MW des Vortags.

- 5.6 Alle relevanten Informationen müssen dem Markt rechtzeitig für das Aushandeln aller Transaktionen (z. B. rechtzeitig für das Aushandeln jährlicher Lieferverträge für Industriekunden oder für die Einsendung von Geboten an organisierte Märkte) zur Verfügung stehen.
- 5.7 Die ÜNB veröffentlichen die relevanten Informationen über die prognostizierte Nachfrage und Erzeugung entsprechend den unter Ziffer 5.5 und Ziffer 5.6 angegebenen Zeitrastern. Die ÜNB veröffentlichen auch die relevanten Informationen, die für den grenzüberschreitenden Ausgleichsmarkt erforderlich sind.
- 5.8 Für die Veröffentlichung von Prognosen gilt, dass in Bezug auf die prognostizierten Informationen auch die ex post tatsächlich realisierten Werte in dem auf die Prognose folgenden Zeitraum oder spätestens am Folgetag (d+1) zu veröffentlichen sind.
- 5.9 Sämtliche von den ÜNB veröffentlichten Informationen werden in leicht zugänglicher Form unentgeltlich zur Verfügung gestellt. Ferner müssen alle Daten über adäquate und standardisierte Mittel des Datenaustauschs, die in enger Zusammenarbeit mit den Marktteilnehmern festzulegen sind, zugänglich sein. Zu den Daten gehören u. a. Informationen über vergangene Zeiträume - mindestens über die letzten zwei Jahre -, damit neu in den Markt eintretende Unternehmen auch Zugang zu solchen Daten haben.
- 5.10 Die ÜNB tauschen regelmäßig einen Satz ausreichend genauer Netz- und Lastflussdaten aus, um dem ÜNB in ihrem jeweiligen Gebiet die Berechnung von Lastflüssen zu ermöglichen. Der gleiche Datensatz ist den Regulierungsbehörden und der Europäischen Kommission auf Anfrage zur Verfügung zu stellen. Die Regulierungsbehörden und die Europäische Kommission gewährleisten, dass sie und jedweder Berater, der für sie auf der Grundlage dieser Daten analytische Arbeiten durchführt, diesen Datensatz vertraulich behandeln.



### **Tabellarische Übersicht der Einzeleinträge des englischsprachigen *Reports on Transparency* aus der Region Nordeuropa.**

Eine deutsche Fassung ist derzeit nicht verfügbar.

1. Load
  1. Actual load
  2. Day-ahead load forecast
  3. Week ahead load forecast
  4. Month-ahead load forecast
  5. Year ahead load forecast
  6. Year-ahead forecast margin incl. peak load forecast
  
2. Transmission and Interconnectors
  1. Report on developments in transmission grid
  2. Planned outages in the transmission grid and on interconnections
  3. Year-ahead forecasts of available transmission capacity
  4. Month-ahead forecasts of available transmission capacity
  5. Week-ahead forecasts of available transmission capacity
  6. Day ahead available transmission capacity
  7. Intra-day available transmission capacity
  8. Details on actual outages in the transmission grid
  9. Capacity offered, requested, assigned
  10. Capacity requested as priority rights
  11. Capacity reserved for balancing market
  12. Total capacity nominated
  13. Capacity allocated, capacity price, congestion income
  14. Reasons and effects of actions taken by TSOs
  15. Aggregated realised commercial and physical flows per interconnection
  
3. Generation
  1. Installed generation capacity
  2. Ex ante information on planned outages of generation units
  3. Ex ante information on the scheduled unavailability of significant consumption units
  4. Ex ante aggregated information on scheduled generation
  5. Filling rate of the water reservoirs
  6. Forecast and actual generation of wind and solar power (so called intermittent generation)
  7. Ex post information on unplanned unavailability of generation units
  8. Ex post information on the unplanned unavailability of significant consumption units
  9. Ex post data on the actual generation
  
4. Balancing
  1. Volume of balancing power
  2. Average and marginal prices of bids/offers
  3. Imbalance prices
  4. Control area imbalance volumes
  5. Financial balance of the market
  
5. Wholesale Market
  1. Information on electricity trading at PEX
  2. Prices and volumes of OTC standard contracts

**Ausführliche tabellarische Übersicht über die zu veröffentlichenden Einzelpositionen im Transparenzbericht aus der Region Nordeuropa**

Die genannten Veröffentlichungszeitpunkte beziehen sich auf das tatsächliche Ereignis (Veröffentlichung vor oder nach dem Ereignis, z.B. D-1 oder H+2) bzw. auf den Zeitpunkt des Börsenschlusses (vor Börsenschluss: early; nach Börsenschluss: late)

Eine deutschsprachige Zusammenfassung ist nicht verfügbar

What information	When to publish	Timeframe	Update
<b>Load</b>			
Actual load per control area/ bidding area	At the latest H+2	Per hour	Not necessary
Day-ahead load forecast per control area/ bidding area	D-1, early	Per hour	Not necessary
Week ahead load forecast per control area/ bidding area	Friday W-1, early	Per day, for every day of the following week W average data on peak and off-peak hours shall be published	Not necessary
Month-ahead load forecast per control area/ bidding area	One week before monthly transmission capacity auction, at the latest 15 <sup>th</sup> calendar day of the "delivery" month, i.e. the month which the capacity refers to, late,	Per week, for each week there should be published average data on peak and off-peak hours	Not necessary
Year ahead load forecast per control area/ bidding area for the next year	One week before yearly capacity auction, at the latest 15 <sup>th</sup> calendar day of the month before the "delivery" year, late  If no yearly capacity auctions are conducted: at the latest at the end of week 51	Per month, for each month there should be published average data on peak and off-peak hours	Not necessary
Difference between yearly forecast of available generation capacity and yearly forecast of load (all withdrawals and losses to be included), both evaluated at time of annual peak load per control area/ bidding area  The following information shall be given regarding generation capacity: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Forecast of total domestic generation capacity</li> <li>• Forecast of non-availability of generation</li> <li>• Forecast of reserves contracted for system services</li> </ul>	One week before yearly capacity auction, at the latest 5 <sup>th</sup> calendar day of the month before "delivery" month, late  If no yearly capacity auctions are conducted: at the latest at the end of week 51	Per year	Not necessary

What information	When to publish	Timeframe	Update
<b>Transmission and Interconnectors</b>			
<p>List of expansion and dismantling projects in transmission grid per control area/ bidding area with the estimated impact on the interconnection capacity for the next minimum three following years. This information has to be given only for projects with a relevant effect on transmission capacity (i.e. in any case if larger than 100 MW). For every project the following information should be given:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>○ asset concerned, place (including affected bidding areas/ control areas),</li> <li>○ type of asset,</li> <li>○ effect on interconnector (between control/bidding areas) capacity,</li> <li>○ project status, and</li> <li>○ estimated time of completion.</li> </ul>	<p>One week before yearly capacity auction, at the latest 5<sup>th</sup> calendar day of the month before that auction, late</p> <p>If no yearly capacity auctions are conducted: at the latest at the end of week 51</p>	Yearly	To be updated with changes, as soon as possible, latest end of W+2
<p>Planned outages (including maintenance and other works) in the transmission grid and on interconnections with dates and their impact on available capacity of interconnectors and between bidding areas, if the impact on the capacity is greater than 100 MW. This information should be published per control area/ bidding area.</p> <p>This information has to be given:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• asset concerned,</li> <li>• place (including affected bidding areas/ control areas),</li> <li>• type of asset,</li> <li>• start and estimated stop dates of the outage,</li> <li>• impact on available transmission capacity,</li> <li>• reasons.</li> </ul>	<p>One week before yearly capacity auction, at the latest 5<sup>th</sup> calendar day of the month before that auction, late, i.e. until 18.00 h</p> <p>If no yearly capacity auctions are conducted: at the latest at the end of week 51</p>	Yearly, per calendar year	To be updated with changes, at the latest h+2 after information is known
<p>Year-ahead forecast of transmission capacity available to the market (relating to calendar year), taking into account all relevant information available to the TSO at the time of the forecast calculation (e.g. the impact of summer and winter seasons on the capacity of lines, maintenance on the grid, availability of productions units, etc.) referring to the next calendar year</p>	<p>One week before monthly transmission capacity auction, at the latest 5<sup>th</sup> calendar day of M-1, late, i.e. until 18.00 h</p>	Per month	Not necessary

What information	When to publish	Timeframe	Update
Month-ahead forecasts of transmission capacity available to the market, taking into account all relevant information available to the TSO at the time of the forecast calculation (e.g. the impact of summer and winter seasons on the capacity of lines, maintenance on the grid, availability of production units, etc.)	One week before monthly transmission capacity auction, at the latest 15 <sup>th</sup> calendar day of the month before the “delivery” month, late	Per week, for each week there should be published average values on peak and off-peak hours (in case such products are available)	Not necessary
Week-ahead forecasts of transmission capacity available to the market, taking into account all relevant information available to the TSO at the time of the forecast calculation (e.g. the impact of summer and winter seasons on the capacity of lines, planned maintenance on the grid, availability of production units, etc.)	Friday W-1, early	Per day	Not necessary
Day-ahead transmission capacity available to the market for each market time unit, taking into account all netted day-ahead nominations, day-ahead production schedules, demand forecast and planned maintenance works of the grid	D-1, early	Per hour	Not necessary
Intra-day transmission capacity available to the market for each market time unit, taking into account all netted day-ahead nominations, day-ahead production schedules, demand forecast and planned maintenance works of the grid	At the latest D-1, late	Per hour	Updated with changes, as soon as possible
<p>Details on actual outages in the transmission grid and on interconnections (unplanned) with dates and their impact on available capacity of interconnectors and between bidding areas, if the impact on the capacity is greater than 100 MW. This information should be published per control area/ bidding area.</p> <p>This information has to be given:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• asset concerned,</li> <li>• place (including affected bidding areas/ control areas),</li> <li>• type of asset,</li> <li>• start and forecasted stop date of the outage,</li> <li>• impact on available transmission capacity (between control areas/bidding areas)</li> <li>• reasons</li> </ul>	Immediately, at the latest H+2 after occurrence	Per hour	Not necessary

<b>What information</b>	<b>When to publish</b>	<b>Timeframe</b>	<b>Update</b>
<p>Applicable for congested borders with explicit auction mechanism only.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>-Capacity offered by TSO</li> <li>-Capacity requested by market participants</li> <li>-Capacity allocated to market participants</li> </ul> <p>per border between bidding areas/ control areas</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Capacity offered by TSO</li> </ul> <p>Sufficiently before the allocation procedure</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>-Capacity requested by market participants</li> </ul> <p>Immediately, at the latest H+2 for H after each capacity allocation session</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>-Capacity allocated to market participants</li> </ul> <p>Immediately, at the latest H+2 for H after each capacity allocation session</p>	Per hour	Not necessary
<p>Applicable for congested borders with explicit auction mechanism only.</p> <p>Aggregated values of capacity nominated by market players on each interconnection</p>	At the latest H+2 after nomination	Per hour	Not necessary
<p>Explicit auction:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- capacity allocated</li> <li>- capacity price (marginal price)</li> <li>- congestion income</li> </ul> <p>per border between bidding areas/ control areas per hour and per allocation timeframe</p> <p>Implicit auction</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- capacity allocated (i.e. planned commercial flow)</li> <li>- price difference</li> <li>- congestion income</li> </ul> <p>per border between bidding areas/ control areas per hour</p>	At the latest H+2 after each capacity allocation session	Per hour	Not necessary
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Any corrective actions taken by the TSOs (such as curtailment, reduction of grid feed-ins or withdrawals and grid related measures) for solving network or system problems</li> <li>- Effects of these actions on physical power flows</li> <li>- Reasons for any corrective action taken by the TSOs</li> </ul> <p>This information shall be published per control area/ bidding area.</p> <p>Publication is only required, if effect of TSOs' actions on the capacity is greater than 100 MW.</p>	<p>Actions and effects immediately (if possible with short description of reasons), at the latest H+2 after real time</p> <p>Reasons in more details: D+1, late</p>	Per hour, as soon as possible	Not necessary
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Sum of final scheduled exchanges, i.e. after real time including intra-day changes</li> <li>- Realised physical cross-border flows aggregated per interconnection</li> </ul>	At the latest H+2	Per hour	Not necessary

What information	When to publish	Timeframe	Update
<b>Generation</b>			
<p>(I.) Installed generation capacity larger 100 MW per unit including foreseeable evolution at least for the next three years</p> <p>List of all generators contained:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Station name (including planned stations),</li> <li>• unit name (including planned units),</li> <li>• installed capacity,</li> <li>• location,</li> <li>• production type [i.e. hydro, renewables (differentiating between wind and others), nuclear, CHP, condensing powerthermal plants (differentiating between hard coal, lignite and others), gas turbines],</li> <li>• forecast of available power for each year,</li> <li>• remarks]</li> </ul> <p>This information should be published per control area/ bidding area.</p> <p>(II.) Total sum of installed generation larger than 1 MW for each year</p>	<p>One week before yearly capacity auction, at the latest 15<sup>th</sup> calendar day of the month before "delivery year" of the yearly auction, late</p> <p>If no yearly capacity auctions are conducted: at the latest at the end of week 51</p>	Per year	Not necessary
<p>Ex ante information on planned outages of generation units larger than 100 MW per control area/ bidding area including information on</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• station name (including planned stations),</li> <li>• unit name (including planned units),</li> <li>• installed capacity,</li> <li>• location,</li> <li>• production type [i.e. hydro, renewables (differentiating between wind and others), nuclear, CHP, thermal plants (differentiating between hard coal, lignite and others), gas turbines],</li> <li>• estimated start and stop dates of the outages,</li> <li>• unavailable capacity,</li> <li>• remarks</li> </ul>	<p>One week before yearly capacity auction, at the latest 15<sup>th</sup> calendar day of the month before the "delivery" year, late</p> <p>If no yearly capacity auctions are conducted: at the latest at the end of week 51.</p>	Per year	Updated with changes as soon as possible

<b>What information</b>	<b>When to publish</b>	<b>Timeframe</b>	<b>Update</b>
<p>Ex ante information on the scheduled unavailability of significant consumption units, including:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• consumption unit concerned,</li> <li>• place,</li> <li>• start and estimated stop dates of the unavailability,</li> <li>• maximum consumption capacity,</li> <li>• unavailable power</li> </ul> <p>per control area/ bidding area.</p> <p>Significant is every consumption unit with consumption capacity &gt; 100 MW.</p>	<p>One week before yearly capacity auction, at the latest 15<sup>th</sup> calendar day of the month before the “delivery” year, late</p>	<p>Per year</p>	<p>Updated with changes as soon as possible</p>
<p>Ex ante aggregated information on the scheduled generation per control area/ bidding area</p>	<p>D-1, late, i.e. until 18.00 h</p>	<p>Per hour</p>	<p>Not necessary</p>
<p>Ex-post information on filling rate of the water reservoirs in an aggregated form, per control area/ bidding area and per week in terms of percentage of the 100% filling, compared to value of the year before.</p> <p>Only to be published for each control area/bidding area in countries with more than 15 % feed-in of this type of generation per year or for control areas/bidding with more than 30 % feed-in of this type of generation per year.</p>	<p>Third working day of W+1, late, i.e. until 18.00 h</p>	<p>Per week</p>	<p>Not necessary</p>
<p>a) Forecast that TSOs themselves use concerning generation difficult to forecast correctly due to the type of production (i.e. wind and solar power) per control area/ bidding area</p> <p>b) Actual generation difficult to forecast correctly due to the type of production (i.e. wind and solar power) per control area/ bidding area</p> <p>Only to be published for each control area in countries with more than 1 % feed-in of this type of generation per year or for control areas with more than 5 % feed-in of this type of generation per year.</p>	<p>a) D-1, late, i.e. until 18.00 h</p> <p>b) At the latest H+2</p>	<p>Per hour</p>	<p>Updated in case of changes</p>

<b>What information</b>	<b>When to publish</b>	<b>Timeframe</b>	<b>Update</b>
<p>Ex post information on the unplanned unavailability of actually running generation units larger 100 MW, including:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• station name (including planned stations),</li> <li>• unit name (including planned units),</li> <li>• installed capacity,</li> <li>• location,</li> <li>• production type [i.e. hydro, renewables (differentiating between wind and others), nuclear, CHP, thermal plants (differentiating between hard coal, lignite and others), gas turbines],</li> <li>• start and (estimated) stop dates of the outages,</li> <li>• unavailable capacity,</li> <li>• remarks</li> </ul> <p>per control area/ bidding area</p>	At the latest H+2	Per hour	Not necessary
<p>Ex post information on the unplanned unavailability of significant consumption units, including</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• consumption unit concerned,</li> <li>• place,</li> <li>• start and estimated stop dates of the unavailability,</li> <li>• maximum consumption capacity,</li> <li>• unavailable power</li> </ul> <p>per control area/ bidding area</p> <p>Significant is every consumption unit with consumption capacity &gt; 100 MW.</p>	At the latest H+2	Per hour	Not necessary
<p>Ex post data on the actual generation aggregated per bidding/ control area for units larger than 100 MW</p>	At the latest H+2	Per hour	Not necessary
<b>Balancing</b>			
<p>Volume of balancing power contracted by TSO via tenders, auctions or bilateral contracts as reserves, separately for each type of balancing energy (e.g. primary reserve, secondary reserve, tertiary reserve)</p> <p>This information shall be published per control area/ bidding area.</p>	At the latest 2 hours before the procurement procedure	<p>Per balancing mechanism time unit</p> <p>= time unit relevant for the concerning balancing market (e.g. 4:00-8:00 hrs for the German balancing market)</p>	Not necessary



<b>What information</b>	<b>When to publish</b>	<b>Timeframe</b>	<b>Update</b>
<p>Relevant prices for balancing energy/ reserve power, depending on pricing mechanism applied i.e.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Anonymous list of bids and offers separated for each type of balancing energy (e.g. primary reserve, secondary reserve, tertiary reserve) or at least average price (in case of pay as bid)</li> <li>- Market clearing price for up and down regulation (in case of market clearing pricing)</li> </ul> <p>This information shall be published per control area/ bidding area.</p>	<p>Depending on the mechanism applied:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- sufficiently (at least 2 hours) before the following procurement procedure</li> <li>- at the latest H+2 after real-time e.g. for continuous trading</li> </ul>	<p>Per market time unit relevant for imbalance settlement = time unit relevant for the concerning imbalance settlement (e.g. quarter of an hour in the German balancing market)</p>	Not necessary
<p>Imbalance prices per control area/ bidding area including a definition of what is published</p>	At the latest D+1	<p>Per market time unit relevant for imbalance settlement = time unit relevant for the concerning imbalance settlement (e.g. quarter of an hour in the German balancing market)</p>	Not necessary
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Control area/ bidding area imbalance volumes</li> <li>- Volumes of manually activated reserve used and of automatic reserves used (actual use) distinguishing between <ul style="list-style-type: none"> <li>o volumes of manually activated reserves used</li> </ul> </li> <li>volumes of automatically activated reserves used (e.g. primary, secondary reserves)</li> </ul>	At the latest H+2	<p>Per market time unit relevant for imbalance settlement = time unit relevant for the concerning imbalance settlement (e.g. quarter of an hour in the German balancing market)</p>	Not necessary
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Expenses for balancing energy and power at the balancing market</li> <li>- Payments resulting from imbalance pricing</li> <li>- Difference between expenses and income</li> </ul> <p>This information shall be published per control area/ bidding area.</p>	last calendar day of month M+3 for month M, late	Per month	To be updated until final annual reconciliation in balance unit's economical balance sheet
<b>Wholesale Market</b>			
<p>Aggregated supply and demand curves (for auctions),</p> <p>Prices and volumes for each standard traded product and for all kinds of markets (spot, continuous intra-day, futures, etc.)</p>	at the latest D+1	Per market time unit	

What information	When to publish	Timeframe	Update
Prices and volumes of the OTC market	One week before monthly transmission capacity auction, at the latest 5 <sup>th</sup> calendar day of M-1, late, i.e. until 18.00 h	Per month	

**Übersicht der Unternehmen, die ihre Erzeugungsdaten über die Internetseite der EEX melden (Stand: 1.10.2007)**

Nr.	Name	Land	Meldung seit
1	DREWAG - Stadtwerke Dresden AG	D	30.06.2007
2	E.ON Energie	D	10.04.2006
3	Electrabel Deutschland AG	D	01.11.2006
4	ENBW Energie Baden-Württemberg	D	10.04.2006
5	Energie AG Oberösterreich	A	27.11.2006
6	EVN AG	A	14.12.2006
7	EVO Energieversorgung Offenbach AG	D	08.08.2007
8	Grosskraftwerk Mannheim AG	D	13.04.2007
9	RheinEnergie AG	D	28.11.2006
10	RWE AG	D	10.04.2006
11	Salzburg AG	A	25.06.2007
12	Stadtwerke Leipzig GmbH	D	11.04.2007
13	SWB AG	D	02.08.2007
14	TIWAG - Tiroler Wasserkraft AG	A	24.10.2006
15	Vattenfall Europe AG	D	10.04.2006
16	VERBUND - Austrian Hydro Power AG	A	20.04.2007
17	VERBUND - Austrian Thermal Power GmbH & Co. KG	A	18.04.2007
18	VSE AG	D	02.07.2007