

EFET Deutschland Pressekonferenz

auf der E-World 2012

Pressemitteilungen

Essen - 8.2.2012

Themenblock 1

STROMHANDEL

S. 2: BNetzA-Vorschlag zur Vergütung von Redispatch unter Kostenniveau inakzeptabel

S. 4: Mehr Transparenz beim Eingriff der Übertragungsnetzbetreiber in den Kraftwerksbetrieb – auch bei der Kaltreserve!

Themenblock 2

GASHANDEL

S. 5: Transparenz im deutschen Gasmarkt noch verbesserungswürdig

S. 6: Vielzahl an Transportkapazitäten nicht im Sinne des Handels

S. 7: Wiedereinführung des VHP-Entgelts - was kommt als Nächstes?

Themenblock 3

FINANZMARKT-REGULIERUNG

S. 8: "One size fits all"-Ansatz nicht sachgerecht für den Energiemarkt

Themenblock 1

STROMHANDEL

BNetzA-Vorschlag zur Vergütung von Redispatch unter Kostenniveau inakzeptabel

Essen, 8.2.2012 - **EFET Deutschland fordert im Rahmen des Festlegungsverfahrens der Bundesnetzagentur zum Redispatch eine angemessene Vergütung für in Anspruch genommene Kraftwerke, bei denen Netzbetreiber in die marktgetriebene Fahrweise der Kraftwerke eingreifen. Dies ist von zentraler Bedeutung, um bestehende Kraftwerke nicht einem Wirtschaftlichkeitsrisiko auszusetzen sowie Investitionen in flexible Kapazität nicht zu gefährden.**

Generell müssen Redispatch-Maßnahmen marktkompatibel und für den Kraftwerksbetreiber kostendeckend ausgestaltet werden. Redispatch darf nicht dazu führen, dass Investitionen in flexible Kraftwerke, auf die das Stromnetz angewiesen ist, entwertet werden. **„Im Gegensatz zur Bundesnetzagentur ist für uns die Vergütung in Höhe des Börsenpreises unvereinbar mit der Forderung des EnWG, § 13 (1a), welches eine Angemessenheit der Vergütung vorschreibt“**, meint Dr. Alexander Kox, Leiter der Taskforce Strom bei EFET Deutschland.

Begründung:

- Eine Bezugnahme auf einen Tagesdurchschnittspreis (z.B. Phelix Day Base) als alleinige Referenz der Vergütungshöhe für einen beliebigen Zeitpunkt des Redispatch ist vollkommen ungeeignet, weil die Marktpreise für die Einzelstunden eines Tages sehr unterschiedlich sind.
- Spotpreise sind keine Anhaltsgröße für die Kostenstruktur eines Kraftwerks, die durch Brennstoffkosten, Kosten für Emissionsberechtigungen, Personal- und Instandhaltungskosten determiniert ist. Die Praxis des Redispatch zeigt, dass oftmals Anlagen (Spitzenlastkraftwerke) aus dem Stillstand angefahren werden müssen, deren Brennstoffkosten allein ein Vielfaches der vorgeschlagenen Vergütung (1,1 * EPEX-Spotpreis) übersteigen.
- Für das Redispatch-bedingte Herunter- als auch Hochregeln von Anlagen entstehen weitere Kosten für Ausgleichsenergie, wenn z.B. nach dem Ende des Redispatches der ursprünglich vom Kraftwerksbetreiber angemeldete Kraftwerksfahrplan nicht eingehalten werden kann, sowie für Personal, erhöhten Verschleiß und Wiedereindeckung durch den Verlust von Reserven zur Eigenbesicherung.
- Eingriffe in nicht laufende Kapazitäten werden unzureichend vergütet, da nur die Brennstoffkosten laufender Kapazitäten bemessen werden. Anfahrkosten sollen vollkommen unberücksichtigt bleiben.
- Darüber hinaus entstehen Opportunitätskosten in erheblichem Umfang durch den Redispatch-bedingten Flexibilitätsverlust. Die Nicht-Berücksichtigung dieser Opportunitätskosten ist insbesondere inakzeptabel, da

Deckungsbeiträge aus der Kurzfristflexibilität zukünftig eine immer weiter wachsende Bedeutung für den wirtschaftlichen Betrieb von Kraftwerken darstellen. Bereits heute werden konventionelle Kraftwerke, deren variable Erzeugungskosten unter Spotpreis-Niveau liegen, nur eingesetzt wegen der Möglichkeit, Zusatzerlöse aus den Regelenenergimärkten und dem Intraday-Handel zu generieren. Beides sind Märkte, die die Hauptverantwortung für die Integration des fluktuierend erzeugten Stroms aus erneuerbaren Quellen tragen.

- Pönalen für Redispatch-bedingte Bilanzkreisabweichung sowie die damit verbundene Nicht-Vorhaltung/Nicht-Erbringung von Regelleistung müssen ebenfalls erstattet werden bzw. dürfen erst gar nicht durch die Übertragungsnetzbetreiber erhoben werden.
- Revisionsverschiebungen sollen zwar Einzelfälle bleiben, können aber enorme Kosten verursachen. So ist unter anderem ein erforderliches Fremdpersonal nicht ohne weiteres disponibel. Daher sind Eingriffe in die Revisionspläne der Kraftwerke inakzeptabel.
- Die Bundesnetzagentur hat bereits selbst 2011 in ihrer damaligen Konsultation anerkannt, dass die Kraftwerksbetreiber auch Opportunitätskosten haben. Ebenso hat nun das Bundeswirtschaftsministerium in seinem Entwurf für eine Verordnung zu abschaltbaren Lasten eine Vergütung auf Grundlage der Opportunitätskosten (Vorhaltekosten) vorgesehen. EFET begrüßt dies grundsätzlich. Allerdings mahnt EFET an, dass für sämtliche Redispatchvorgänge eine einheitliche Vergütungssystematik geschaffen wird, die alle Anbieter von Flexibilität diskriminierungsfrei behandelt. Maßgebend sollte dabei die energiewirtschaftliche Effizienz sein und nicht sonstige industriepolitische Ziele. Ein Stückwerk inkonsistenter Einzelregelungen ist abzulehnen.

„Als Mindestvergütung erachtet EFET daher eine Regelung für erforderlich, die eine Kostendeckung unter Einschluss von Opportunitätskosten garantiert“, stellt Dr. Alexander Kox fest. „Da hierfür eine kraftwerks- und situationsspezifische Kalkulation vermutlich zu aufwändig ist, halten wir eine vereinfachte, technologie- und regionsspezifische Vergütung als Mindestwert für überlegenswert. Für die konkrete Ausgestaltung eines solchen Modells steht EFET Deutschland jederzeit gerne als Gesprächspartner zur Verfügung.“

Nicht zu vergessen: Redispatch darf keine Dauerlösung sein! Bei allen Überlegungen muss sichergestellt sein, dass Redispatch nicht den nötigen Netzausbau verzögert. Redispatch darf keine Dauerlösung werden, um strukturelle Engpässe zu lösen!

Mehr Transparenz beim Eingriff der Übertragungsnetzbetreiber in den Kraftwerksbetrieb – auch bei der Kaltreserve!

Essen, 8.2.2012 - **Durch die Presse ging kürzlich die Meldung, dass am 8. und 9. Dezember 2011 erstmals in Österreich unter Vertrag genommene Reservekapazitäten zur Engpasslösung abgerufen wurden. Das Beispiel zeigt, wie wichtig es ist, die Transparenz dieser Reservekapazitäten zu verbessern.**

„Der Markt wurde nicht unmittelbar über den Einsatz Anfang Dezember benachrichtigt, sondern erst vier Wochen später über einzelne Medienvertreter. So kann es keinen fairen Markt geben!“, findet Dr. Jan Haizmann, Geschäftsführer von EFET Deutschland. „Die Hintergründe des Einsatzes sind dabei im Dunkeln geblieben. Unklar ist, warum Strom von dem österreichischen Kraftwerk bezogen wurde. Nach unseren Erkenntnissen stand noch ausreichend Kapazität in Süddeutschland zur Verfügung. Zudem kann man der Plattform „Regelleistung.net“ entnehmen, dass die Minutenreserve zu keinem Zeitpunkt ausgeschöpft war.“

Ein derartiger Vorfall verunsichert die Strommärkte erheblich. Nach den Zusagen der Bundesnetzagentur hat der Markt darauf vertraut, dass die österreichischen Reserven nur als letztes Mittel zum Einsatz kommen, wenn die Netzsicherheit durch den Einsatz deutscher Kraftwerke nicht zu gewährleisten ist. Dieser Grundsatz wurde hier offensichtlich nicht eingehalten.

Die größte Sorge von EFET ist, dass die Netzbetreiber die Möglichkeit zum Markteingriff haben, ohne dass die Marktteilnehmer **die Spielregeln** hierfür kennen:

- Welche Einsatzregeln müssen Netzbetreiber und Reservekraftwerksbetreiber einhalten?
- Wie wird der von den Reservekraftwerken erzeugte Strom vermarktet?
- Wie ist das Verhältnis zum Abruf von Regelenergie?

Eine solche grundlegende Unsicherheit über den Einsatz mehrerer Kraftwerke während extremer Preissituationen beeinträchtigt die Funktionsfähigkeit der Märkte. **„Betroffen sind sowohl die Spot- als auch die Regenergiemärkte“, so Dr. Jan Haizmann. „Daher halten wir es nicht für tragbar, dass die Regeln für den Einsatz im Verhältnis zwischen den Anlagenbetreibern und den Netzbetreibern ausgehandelt werden, ohne dass diese veröffentlicht werden. Wir wissen noch nicht einmal, ob es solche Regeln überhaupt gibt!“**

Aus Sicht von EFET Deutschland ist es daher essentiell, dass die folgenden Vorgaben für den Einsatz der Reserve erfüllt werden:

- Keine Stromerzeugung durch Reservekraftwerke zur Vermarktung am Großhandelsmarkt, solange dort noch sonstige Erzeugungskapazität angeboten wird;
- Kein Einsatz von Reservekraftwerken zur Erzeugung von Regelenergie;
- Veröffentlichung von allen Einsätzen durch den Netzbetreiber ohne Verzögerung.

Nur so wird gewährleistet, dass die eingeführte Reserve keinen negativen Einfluss auf den Markt hat und dass die Reserve keine Dauereinrichtung wird, welche immer größere Kosten bei den Netznutzern verursacht.

Themenblock 2

GASHANDEL

Transparenz im deutschen Gasmarkt noch verbesserungswürdig

Essen, 8.2.2012 - **Transparenz ist ein wesentliches Element für einen funktionierenden europäischen Gasmarkt. Sie wird eigentlich durch die Verordnung 715/2009/EC garantiert. Aber in der Praxis zeigen sich einige Diskrepanzen im Verständnis der Umsetzung. EFET Deutschland begrüßt die Initiative von ACER, die Maßnahmen der Netzbetreiber gründlich zu überprüfen.**

Joachim Rahls, Leiter der Taskforce Gas von EFET Deutschland: „Wir erkennen zunächst klar an, dass die Fernleitungsnetzbetreiber in Deutschland ihre Informationsdienstleistungen in den letzten Jahren verbessert haben. **Allerdings möchten wir auch deutlich machen, dass es in Bezug auf die Bereitstellung von Informationen immer noch einige Barrieren gibt, die die Entwicklung effizienter europäischer Gasmärkte verhindern können.**“

Derzeit ist die Qualität und Quantität der Informationen, die von deutschen Fernleitungsnetzbetreibern zur Verfügung gestellt werden, schwer zu validieren. Fernleitungsnetzbetreiber veröffentlichen die Daten gemäß Verordnung 715/2009/EC auf einer Vielzahl von Webseiten. „Jeder Fernleitungsnetzbetreiber benutzt seine eigene Internetseite, unterschiedliche Strukturen der Datenvorhaltung und Verweise auf die jeweiligen Marktgebietsverantwortlichen NetConnect Germany und Gaspool oder die gemeinsame Kapazitätsplattform Trac-X.“ Es gibt kein Standardformat, über das alle Informationen schnell und effizient gefunden werden können. Dies bedeutet einen hohen Rechercheaufwand insbesondere für kleinere Marktteilnehmer (Shipper). **Eine gemeinsame Transparenzplattform wie in Großbritannien würde das Problem beheben.**

Gastransportkunden brauchen Echtzeit-Informationen, um ihre Portfolios optimal zu verwalten. Offensichtlich sind Informationen über Lastflüsse nicht immer „nahezu in Echtzeit“, wie oftmals deklariert. Dies muss sich alsbald ändern!

Vielzahl der Transportkapazitätsprodukte nicht im Sinne des Handels

Essen, 8.2.2012 - „**In Deutschland hat der Gasnetznutzer eine Auswahl aus nicht weniger als acht verschiedenen Kapazitätsarten, um Gas transportieren zu lassen. Was auf den ersten Blick als willkommene Marktvielfalt wirkt, widerspricht dem Grundsatz der Harmonisierung zwischen den europäischen Ländern**“, kritisiert **Dr. Andreas Holzer, stellvertretender Leiter der Taskforce Gashandel von EFET Deutschland**. „**In der restlichen EU kennt man nur feste („firm“) oder unterbrechbare Kapazität, viele der deutschen Produkte wie z.B. ‚bedingt frei zuordenbare Kapazität‘ sind gar nicht bekannt bzw. kaum übersetzbar.**“ EFET Deutschland spricht sich klar für die Beschränkung der Kapazitätsprodukte auf feste bzw. unterbrechbare frei zuordenbare Kapazitäten aus.

Bekannterweise ist eine Unterscheidung zwischen Transitgas und Transportgas aufgrund der europäischen Vorgaben aus dem Europäischen Binnenmarktpaket nicht mehr zulässig. Im Hinblick auf eine Steigerung der Liquidität an den Großhandelsmärkten sollte allen Gasmengen ein freier Zugang zum virtuellen Handelspunkt ermöglicht werden bzw. sollten diese am VHP handelbar sein. Diesem Anspruch werden beschränkt zuordenbare Produkte, d.h. Punkt-zu-Punkt-Transporte, die am VHP „vorbeigeführt“ werden, nicht gerecht.

Die vorhandene Vielzahl an Kapazitätsprodukten erschwert die Umsetzung der Framework Guidelines.

Die Framework Guidelines zum Kapazitätsallokationsmechanismus (CAM) schreiben vor, dass alle Transportkapazitäten zu versteigern sind. Sie beinhalten zudem einen verbindlichen Zeitrahmen (Sunset Clause) für die Einführung von gebündelten Transportkapazitäten. Bis zum Jahr 2016 sind demnach sämtliche Einspeise- und Ausspeisekapazitäten an Grenzübergangspunkten (IPs) gebündelt zu auktionieren. „Um dies zu gewährleisten, müssen auf beiden Seiten der Grenze die gleichen Kapazitätsbestimmungen gelten, d.h. identische Kapazitätsprodukte angeboten werden“, meint Holzer. „Die Vielzahl an Kapazitätsprodukten erschwert diese Harmonisierung unnötig!“

Die vorhandene Vielzahl an Kapazitätsprodukten ist nicht notwendig, um die physische Versorgung sicherzustellen.

Die Reduktion der Kapazitätsprodukte führt voraussichtlich zu einer Verringerung der verfügbaren festen Transportkapazitäten. Allerdings sind solche festen Kapazitäten, die gar nicht oder nur unter bestimmten Temperatur- oder Lastflussszenarien Zugang zum virtuellen Handelspunkt bieten, nicht unbedingt als feste Transportrechte anzusehen. Aus Händlersicht erscheint die Ergänzung der festen frei zuordenbaren Transportkapazitäten durch unterbrechbare frei zuordenbare ausreichend, um die Bedürfnisse der Transportkunden hinreichend erfüllen zu können. Von zentraler Bedeutung ist in diesem Zusammenhang wieder Transparenz: der Shipper mit unterbrechbarer Kapazität muss auch Informationen darüber erhalten, wie weit vorne er in der „Warteschlange“ steht. So kann er abschätzen, ob er noch die Chance bekommt, einen Zuschlag zu erhalten. Der Markt ist sicherlich besser geeignet zu entscheiden, welche Risiken eingegangen werden können, als dass der Fernleitungsnetzbetreiber Wahrscheinlichkeitsklassen einführt.

Denn zum einen sollte sich an den physischen Gasströmen innerhalb des Marktgebietes in Folge einer Reduktion der Vielzahl der Kapazitätsprodukte nichts Grundlegendes ändern, da die Art der Transporte keinen Einfluss auf das Transportverhalten

haben. Zweitens sollten auf funktionierenden Großhandelsmärkten auf beiden Seiten der Grenz- bzw. Marktgebietsübergangspunkte liquide Hubs bestehen, die im Falle von Transportunterbrechungen hinreichend Liquidität bereitstellen, um Ungleichgewichte auszugleichen.

Drittens ermöglichen unterbrechbare Transporte eine erhöhte Auslastung der Pipelines und die Beseitigung vertraglicher Engpässe. „In diesem Sinne unterstützt EFET Deutschland jegliche Maßnahmen der Bundesnetzagentur, die zu einer Reduzierung der Kapazitätsprodukte beitragen und eine weitere zügige Integration der europäischen Gasmärkte ermöglichen“, betont Holzer.

Wiedereinführung des VHP-Entgelts – was kommt als Nächstes?

Essen, 8.2.2012 - **VHP-Entgelte, Konvertierungsentgelte, usw: Die BNetzA genehmigt Zusatzbeiträge zu den Netzentgelten, die teilweise nicht reguliert und nicht transparent gemacht werden. Hier setzt EFET Deutschland auch 2012 an.**

Die Bundesnetzagentur beschloss 2011 die Genehmigung von Gebühren für die Nutzung der Virtuellen Handlungspunkte Gaspool und NetConnect Germany. In Ihrer Begründung nennt sie jedoch nur unzureichende Begründungen und leistet Intransparenzen in der Kostenentstehung Vorschub. „**EFET Deutschland ist zum Beispiel nicht klar, wie die maximale Höhe des VHP-Entgelts von 0,8 Eurocent/MWh – die wir als deutlich zu hoch erachten – entstanden ist**“, meint Joachim Rahls, Leiter der Taskforce Gas bei EFET Deutschland.

„Wenngleich die Marktgebietsverantwortlichen den Maximalsatz bisher noch nicht ausschöpfen, können wir ohne entsprechende Informationen nicht bewerten, in welchem Maße der festgesetzte Betrag mit den tatsächlich erbrachten Leistungen oder gar den dafür angefallenen Kosten in Relation steht“. Da sich die Marktgebietsverantwortlichen im Eigentum der jeweiligen Fernleitungsnetzbetreiber befinden, ist die Möglichkeit einer **Quersubventionierung aus dem Erlös des VHP-Entgeltes** gegeben. Sie darf auf keinen Fall zugelassen werden.

EFET lehnt VHP-Gebühren aus folgenden Gründen ab: der Betrieb des Hubs ist eine monopolistisch erbrachte Dienstleistung einer von Netzbetreibern geführten Gesellschaft – etwaige Kosten müssen ergo unter die Netzentgeltregulierung fallen. Der volkswirtschaftliche Nutzen, den die Bundesnetzagentur aus einer Verursachungsgerechtigkeit ableitet, steht außerdem in diesem Fall in keinem Verhältnis zum Aufwand, nämlich der Abrechnung der Hubnutzer. Ein variables Entgelt verursacht zudem unverhältnismäßig hohe Bürokratiekosten (zum Beispiel für eine Rechungskontrolle). Last, but not least: die Kosten der VHP-Abwicklung sind im Vergleich zu den insgesamt erhobenen Netzentgelten marginal.

Die Gebühren für die Nutzung der Sekundärplattform Trac-X – einer Dienstleistung die ebenfalls Bestandteil der Netzentgelte ist – wurden kürzlich seitens Trac-X abgeschafft. Für die Konvertierungsentgelte gibt es einen Zeitplan (der aus Händlersicht allerdings gestrafft werden sollte), diese in eine Konvertierungsumlage umzuwandeln.

„**Also warum bleiben die Kosten des Betriebs der VHPs nicht einfach Bestandteil der Netzentgelte?**“, fragt sich Rahls. „Damit wäre allen Marktteilnehmern gedient. So kann man nur hoffen, dass 2012 nicht plötzlich noch irgendwo eine Zusatzgebühr auftaucht.“

Themenblock 3

FINANZMARKTREGULIERUNG

"One size fits all"-Ansatz nicht sachgerecht für den Energiemarkt

Essen, 8.2.2012 - **EFET ist besorgt, dass ein „bloßes Überstülpen“ von für den Finanzmarkt ausgelegten Regeln negative Auswirkungen für die weitere Entwicklung des europäischen Strom- und Gasmarktes hat. Deshalb müssen die Spezifika des Energiemarktes noch viel stärker im laufenden Novellierungsprozess berücksichtigt werden, um einen sachgerechten Ansatz zu garantieren.**

1. Mangelnde Definition der Nebentätigkeitsausnahme (Art. 2 Abs. 1 (i))

Die bisher geltende MiFID schließt Unternehmen aus ihrem Erfassungsbereich aus, die auf eigene Rechnung im Handel mit Rohstoffen (z.B. Strom, Gas) tätig sind. Nun soll diese Eigenhandelsausnahme ersatzlos gestrichen werden. Nur wenn der Energiehandel als Nebentätigkeit im unternehmerischen Gesamtkontext dient, kann in Zukunft eine Ausnahmeregelung beansprucht werden (Art 2 (1) lit. (i)). Positiv sieht EFET, dass der Entwurf der EU-Kommission eine größere Rolle für die Nebentätigkeitsausnahme gemäß Art. 2 (1) lit. i vorsieht. Die überarbeitete Nebentätigkeitsregelung spiegelt die Vorstellung wider, dass Unternehmen Derivate zur Absicherung ihrer physischen Handelstätigkeiten brauchen, um ihre wirtschaftlichen Risiken (z.B. Rohstoffpreisrisiken) abzusichern, und dass deswegen ein solcher Derivatehandel von der Finanzmarktregulierung ausgeschlossen bleiben sollte.

- **Energiehandelsunternehmen sollten auf jeden Fall vollständig von der MiFID II befreit sein, wenn ihre Handelsaktivitäten im Wesentlichen der Absicherung von Rohstoffrisiken (insbesondere Preisrisiken) dienen.**

2. Gefahr der Einbeziehung physisch erfüllbarer Termingeschäfte als Finanzinstrumente

Die neuen Vorschläge der MiFID II zeigen im grundsätzlichen Ansatz, dass physisch zu erfüllende Warentermingeschäfte auf dem OTC-Markt auch weiterhin nicht als Finanzinstrumente eingestuft werden sollten (siehe Anhang 1 der MiFID, C (7)), indem diese relevante Passage unverändert gelassen wurde. Allerdings ist EFET sehr beunruhigt bezüglich der exakten Unterscheidung von Finanzprodukten und physisch erfüllten Verträgen nach Anlage 1, C (6) (im Entwurf): Diese Regelung definiert einen physisch erfüllten Vertrag, der über ein organisiertes Handelssystem (Organised Trading Facility, OTF) gehandelt wird, fälschlicherweise als Finanzinstrument. Somit werden physisch erfüllte Kontrakte, die derzeit über alle Arten von Broker-Plattformen (zukünftig als OTFs bezeichnet) gehandelt werden, automatisch als Finanzinstrumente gewertet. Dies verschiebt zugleich die Grenze zwischen erlaubnisfreien Nebentätigkeiten der Realwirtschaft (mit Nicht-Finanzprodukten) und einer erlaubnispflichtigen Haupttätigkeit (mit Finanzprodukten) zu Lasten der Realwirtschaft mit der Folge, dass die Nebentätigkeitsausnahme sogar komplett leer laufen könnte.

- **Damit ist die EU-Kommission in ihrem Anliegen, hochspekulative Computerhändler (sogenannte Algorithmen- oder Hochfrequenz-Händler) einer stärkeren Regulierung zu unterwerfen, zu Lasten der Realwirtschaft über das Ziel hinaus geschossen.**

3. Ex-ante-Positionslimits ungeeignet als Volatilitätsbremse

Das Anliegen der Politik, auf die steigenden Warenpreise und Volatilitäten reagieren zu wollen, scheint für bestimmte Waren (wie Weizen, etc.) nachvollziehbar. Allerdings sind ex-ante-Positionslimits nicht sachgerecht für etwaigen Volatilitäten auf dem Energiemarkt. Nach unserer Einschätzung beruhen diese Marktbewegungen hauptsächlich auf fundamentalen Gründen (Angebot und Nachfrage) und können nicht durch Positionslimits vermieden werden. Bereits aus diesem Grunde wird die Ermächtigung sowohl regulierter Handelsplattformen (z.B. Börsen) als auch der Finanzmarktregulatoren, Ex-ante-Positionsobergrenzen in Bezug auf Warenderivate festzulegen, kritisch gesehen. Vor allem aber treffen Ex-ante-Positionslimits ein effektives Risikomanagement der Realwirtschaft empfindlich, da Unternehmen dann ihre Warenpreisrisiken nur noch bis zu einer bestimmten Obergrenze absichern können. Diese Obergrenze verhindert somit, dass z.B. Energieversorger im benötigten Umfang ihre Stromproduktion entsprechend auf Termin verkaufen können.

- **Ein Stromversorger mit Erzeugungskapazitäten hat eine natürliche „long position“ im Strom; gleichzeitig hat sein Vertrieb eine natürliche „short position“. Beide Positionen für sich genommen könnten möglicherweise oben genannte Limits überschreiten; deshalb wären solche Limits absolut kontraproduktiv.**
- **Somit ist die klare Definition von Ausnahmeregelungen für solche Risikomanagementtätigkeiten unbedingt erforderlich.**