



Eckpunkte für ein diskriminierungs- ungsfreies Modell zum Netzengpassmanagement

**Festlegungsverfahren zur Bewirtschaftung von
Engpässen im Übertragungsnetz**

Inhaltsverzeichnis

	Seite
1 Gründe für ein innerdeutsches Netzengpassmanagement	1
1.1 Historische Entwicklung	1
1.2 Aktuelle Entwicklung und resultierende Herausforderungen	1
2 Adressat des Netzengpassmanagements	3
2.1 Vertragliche Position der Betreiber von Bestandsanlagen.....	3
2.2 Grundrechte der Betreiber von Bestandsanlagen	4
3 Ziele für ein Netzengpassmanagement	5
4 Modelle für ein Netzengpassmanagement	6
4.1 Open Market Coupling bzw. Market Splitting	6
4.2 Marktbasiertes Redispatch	7
5 Fazit	11

1 Gründe für ein innerdeutsches Netzengpassmanagement

1.1 Historische Entwicklung

Das deutsche Übertragungsnetz ist historisch aus **9 Regelzonen** entstanden (Preussen-Elektra, HEW, VEAG, BEWAG, RWE, VEW, EVS, Badenwerk, Bayernwerk). Aufgrund der damaligen Situation wurden Netze und Kraftwerkssysteme bis 1998 zunächst weitgehend autark für jede Regelzone geplant. Kuppelstellen zwischen den Verbundnetzen dienten in erster Linie

- der Ausfallreserve für unvorhergesehene Blockausfälle, Lastprognosefehler etc.,
- der Frequenz und Spannungsstabilität im Rahmen des UCTE-Verbundes,
- in geringem Umfang auch zu Stromhandelsgeschäften, wie z. B. den Abtauschgeschäften mit den Alpenländern (Grundlastlieferung nach Österreich und in die Schweiz versus Bezug von Spitzenlast aus Speicherkraftwerken in den Alpen).

Aufgrund der Kleinteiligkeit der Regelzonen sowie der weitgehend autarken Erzeugungsplanung resultierten im gesamten deutschen Höchstspannungsübertragungsnetz geringe Übertragungsentfernungen von 30 bis 50 km.

Für **überregionale Stromtransite** sind die **deutschen Höchstspannungsübertragungsnetze** ursprünglich **nicht ausgelegt** worden.

1.2 Aktuelle Entwicklung und resultierende Herausforderungen

Bisher sind **innerdeutsch keine** offiziellen **Netzengpässe** aufgetreten. Das daraus resultierende einheitliche Marktgebiet ist eine wesentliche Voraussetzung für Liquidität und unverfälschten Wettbewerb.

Von 1998 bis 2006 war der Erzeugungsmarkt sowie das Verbundnetz von folgenden wesentlichen Entwicklungen geprägt:

- Bisherige Stilllegungen von mindestens 5.000 MW älterer konventioneller, fossil gefeuerter Kraftwerke aufgrund des Preisverfalls zu Beginn der Liberalisierung des deutschen Elektrizitätsmarktes sowie der Kernkraftwerke Stade und Obrigheim allein in den Jahren 2001 - 2003 (vgl. Anhang 1).
- Zunahme der installierten Leistung aus Windenergieanlagen (WEA) um mehr als 15.000 MW von 2,9 GW (1998) auf 18,2 GW (2005)
- Zunahme des internationalen Stromhandels um über 50 % von 75 TWh/a (1995) auf 115 TWh/a (2005) zwischen Deutschland und Europa (Summe Import und Export).

Auf Grund dieser Entwicklungen könnte es erforderlich werden, das Übertragungsnetz erheblich auszubauen. Allein durch den weiteren Zubau von EEG-Anlagen ist entsprechend der dena-Netzstudie der Netzausbaubedarf bis 2015 auf 1,1 Mrd. € veranschlagt (400 km Netzverstärkung und 850 km Neubau). Bei Zubau weiterer konventioneller Kraftwerke kann ein weiterer Netzausbau notwendig werden.

Die unterstellten **Szenarien der ÜNB** sind allerdings aus folgenden Überlegungen nicht hinreichend aussagefähig:

- Es werden **nur Extremsituationen** untersucht (Starklast, Schwachlast, Starkwind, kein Wind).
- Die **Szenarien** erscheinen bisher **zwischen den vier Übertragungsnetzbetreibern nicht durchgängig konsistent**.
- **Methodisch** sind die angewendeten **Verfahren** zur Lastflussberechnung **nicht geeignet**, da sie keine Aussagen zur Dauer und Häufigkeit von Netzengpässen liefern und **keinen marktbasierten Kraftwerkseinsatz** unterstellen.
- Es wird der **Zubau sämtlicher neuer Kraftwerksvorhaben unterstellt** ohne die Annahme alters- sowie ökonomischbedingter Stilllegungen¹.

Im Ergebnis ist somit festzuhalten, dass derzeit **nicht vorhersehbar** ist, **ob und in welchem Ausmaß innerdeutsche Netzengpässe** in der Zukunft auftreten werden. Die weitere Entwicklung hängt zum einen von den unternehmerischen Entscheidungen der Marktteilnehmer (Neubau, Stilllegung von Kraftwerkskapazitäten) ab. Zum anderen ist der Übertragungsnetzbetreiber gesetzlich zum bedarfsgerechten Netzausbau verpflichtet, so dass Netzengpässe temporär begrenzt sein müssen.

Für die Beantwortung der Grundsatzfrage, welches im Übertragungsnetz anzuwendende Bewirtschaftungsverfahren im Falle von temporären Netzengpässen geeignet erscheint, sollte vorher geklärt sein,

- in welchem Ausmaß Netzengpässe bei realistischen Szenarien tatsächlich zu erwarten sind,
- ob die realistisch zu erwartenden Netzengpässe durch effizienten Netzausbau beseitigt werden können und im Wesentlichen durch verzögerte Netzausbauten entstehen.

¹ Zwischenzeitlich sind mehr als 30.000 MW Großkraftwerksprojekte veröffentlicht, die bei vollständiger Realisierung einen hohen Verdrängungswettbewerb auslösen würden.

2 Adressat des Netzengpassmanagements

In ein Verfahren zum Management von Engpässen in Übertragungsnetzen sind
alle Erzeugungsanlagen,

das heißt sowohl neu zu errichtende als auch bestehende Erzeugungsanlagen, diskriminierungsfrei einzubeziehen. Sofern Betreiber von Bestandsanlagen dagegen einwenden, sie würden dadurch in ihren vertraglich gesicherten Rechten und ihren Grundrechten verletzt, so trifft dies nicht zu.

2.1 Vertragliche Position der Betreiber von Bestandsanlagen

Fehl geht insbesondere die Behauptung, bestehende Anschlussnutzungs- bzw. Netznutzungsverträge würden eine bestimmte Einspeiseleistung „garantieren“. Vielmehr enthalten derartige Verträge üblicherweise Regelungen zur Reduzierung der Einspeiseleistung der Erzeugungsanlagen beim Auftreten von Netzengpässen. Diese Regelungen greifen nicht nur bei Engpässen, die durch den gesetzlichen Einspeisevorrang von **Strom aus Erneuerbaren Energien** oder Kraft-Wärme-Kopplung verursacht werden, sondern bei allen Netzengpässen, ganz unabhängig von der Verursachung. Dementsprechend müssen Betreiber von Erzeugungsanlagen **bereits nach heutigem Vertragsstand damit rechnen, dass sie nicht jederzeit die volle Leistung einspeisen können.**

Auch der **TransmissionCode 2003**, der üblicherweise ergänzend in die entsprechenden Verträge einbezogen ist, enthält in Ziffer 3.3 Regelungen zum Umgang mit Engpässen. Danach ist der Netzbetreiber berechtigt, Erzeugungseinheiten einen geänderten Einsatz anzuweisen und kann so deren **Einspeiseleistung beschränken.**

Einem Bestandsschutz unterliegen die bisher üblichen Verträge auch schon deswegen nicht, weil diese in der Regel nicht für die gesamte Laufzeit der Erzeugungsanlage fest abgeschlossen, sondern innerhalb einer bestimmten – üblicherweise halbjährigen – Frist **durch beide Vertragsparteien auch ohne Kündigungsgrund kündbar** sind. Die Einführung eines dem neuen Energierechtsrahmen und zukünftigen Vorgaben entsprechenden Engpassmanagementsystems wäre deshalb zumindest im Wege der Änderungskündigung ohne weiteres möglich.

Etwas anderes lässt sich auch nicht aus einer etwaigen Erwartung der Anlagenbetreiber bei Vertragsschluss ableiten, dass nur so viele Erzeugungsanlagen neu angeschlossen würden, wie ohne Auftreten von Netzengpässen in das Netz einspeisen könnten. Solange Netzbetreiber insofern keine vertraglichen Verpflichtungen eingegangen sind – und davon ist bisher nichts bekannt geworden – würden solche Erwartungen allenfalls eine **subjektive Geschäftsgrundlage** darstellen, die durch die Einführung eines Engpassmanagementsystems nicht mehr in der ursprünglichen Form fortbestehen würde. Einer Einbeziehung von Bestandsanlagen in ein Engpassmanagementsystem kann diese subjektive Geschäftsgrundlage nicht entgegengehalten werden; sie begründet auch keine Ersatzansprüche gegen den Netzbetreiber.

Schließlich erlauben es die in Netzverträgen üblicherweise enthaltenen **Wirtschaftsklauseln** ohne weiteres, diese an einen geänderten wirtschaftlichen und rechtlichen Rahmen anzupassen.

2.2 Grundrechte der Betreiber von Bestandsanlagen

Das Grundgesetz gebietet im Übrigen keine Besserstellung der Alt- gegenüber den Neuanlagen. Weder schützen die Berufsfreiheit des Art. 12 und die Eigentumsgarantie des Art. 14 GG Bestandsanlagenbetreiber vor dem Wettbewerb neuer Erzeugungsanlagen, noch ist ein sachlicher Grund für ihre Bevorzugung im Sinne des Art. 3 Abs. 1 GG erkennbar.

Schon die Schutzbereiche von Art. 12 und Art. 14 GG sind nicht berührt. Beide Grundrechte schützen gerade nicht vor Marktentwicklungen oder Veränderungen der Rahmenbedingungen für unternehmerische Entscheidungen. Marktteilnehmer haben keinen grundrechtlich gesicherten Anspruch darauf, dass die Wettbewerbsbedingungen für sie stets die gleichen bleiben. Insbesondere wird **keine erfolgreiche Marktteilhabe oder künftige Erwerbsmöglichkeit gewährleistet**. Vielmehr unterliegen die Wettbewerbsposition eines Marktteilnehmers und damit auch die erzielbaren Erträge aus der wirtschaftlichen Tätigkeit dem Risiko laufender Veränderung je nach den Verhältnissen am Markt. Insoweit ist bereits die Erwartung der vollständigen Einspeisung produzierter Elektrizität in das vorgelagerte Netz – unabhängig davon, ob dies durch Neu- oder Bestandsanlagen erfolgt – nicht vom Schutzbereich des Grundgesetzes umfasst.

Daneben würden durch die Einführung eines Netzengpassmanagements – wie dargestellt – **keine vertraglich begründeten Rechte und/oder Ansprüche verletzt**. Diese würden vom Grundrechtsschutz ohnehin nur soweit erfasst, wie sie dem Berechtigten auch tatsächlich vertraglich eingeräumt wurden, wofür es keine Anhaltspunkte gibt.

Unabhängig davon wird durch die Einbeziehung von Bestandsanlagen in ein Engpassmanagement auch das **Recht am eingerichteten und ausgeübten Gewerbebetrieb** der Bestandsanlagenbetreiber nicht berührt. Dieses aus Art. 14 GG abgeleitete Recht schützt nur den Bestand des Unternehmens als solches, kann ihm aber nicht das hier allein betroffene Unternehmerrisiko abnehmen oder gar den künftigen Erwerb sichern.

Die in Bestandskraftwerke **getätigten Investitionen** werden durch ein Engpassmanagementsystem nicht in grundrechtsrelevanter Form berührt. Es besteht nämlich kein Vertrauensstatbestand bezüglich der Beibehaltung des *status quo*. Insbesondere die frühere Investitionskontrolle begründete keinen Vertrauensschutz, sondern wirkte allein repressiv. Und spätestens seit der Energierechtsnovelle des Jahres 1998 stand die Netznutzung generell unter dem **Vorbehalt, dass diese nicht aus betriebsbedingten oder sonstigen Gründen unmöglich oder unzumutbar** war (§ 6 Abs. 1 EnWG 1998).

Etwas anderes gilt allenfalls für Kraftwerke, die ostdeutsche Braunkohle verstromen und denen durch die Genehmigung der so genannten Braunkohleschutzklausel aus Art. 4 § 3 EnWG-NeuregelungsG 1998 durch die Europäische Kommission eine befristete Betriebsga-

rantie im Sinne von Art. 24 der Richtlinie 96/92/EG zugestanden wurde.² Dies belegt im Umkehrschluss aber erst recht, dass sich die übrigen Erzeugungsanlagen im Bundesgebiet nicht auf einen derartigen Bestandsschutz berufen können. Andernfalls hätte die Bundesrepublik auch für diese Anlagen eine entsprechende Ausnahme beantragen müssen.

Doch selbst wenn ein Netzengpassmanagement einen Eingriff in Grundrechte von Bestandsanlagenbetreibern darstellen würde, wäre er **jedenfalls gerechtfertigt**, um wettbewerbliche Strukturen auf dem Stromerzeugungsmarkt und die Beseitigung von faktischen Handelsschranken zu erreichen. Ein Bestandsschutz für bestehende Erzeugungsanlagen würde den überwiegenden Teil der bestehenden Erzeugungskapazität vor dem Wettbewerb durch Neuanlagen schützen. Die besonders effizient und umweltfreundlich produzierenden neuen Anbieter würden bei Netzengpässen vom Markt ausgeschlossen. Da derzeit keine verlässlichen Prognosen über die voraussichtliche Dauer etwaiger Engpässe vorliegen, würden wegen des unkalkulierbaren Wirtschaftlichkeitsrisikos die geplanten – und dringend erforderlichen – Neuinvestitionen gestoppt. Der geforderte Bestandsschutz stünde daher im Widerspruch zu dem Ziel einer sicheren, preisgünstigen, effizienten und umweltverträglichen Energieversorgung (§ 1 Abs. 1 EnWG). Die vom Betreiber von Bestandsanlagen hinzunehmenden Einschränkungen des Anlagenbetriebs im Engpassfall werden durch die Unterstützung und Sicherung wettbewerblicher Strukturen auf dem Stromerzeugungsmarkt und die Beseitigung von faktischen Handelsschranken mithin vollständig aufgewogen und daher verfassungsrechtlich gerechtfertigt.

3 Ziele für ein Netzengpassmanagement

Die dargestellte Entwicklung in der Stromwirtschaft zeigt, dass auf Grund einer Vielzahl von Veränderungen im Stromhandel und im Erzeugungsmarkt das innerdeutsche **Übertragungsnetz** in seiner **Struktur und Leistungsfähigkeit** den neuen Anforderungen **entsprechend angepasst** und die Übertragungsnetzbetreiber ihrer gesetzlichen Ausbauverpflichtung schnellstmöglich nachkommen müssen. Dies gilt insbesondere für die unverzügliche Planung und die Einleitung von Genehmigungsverfahren auf Grund der langen Verfahrensdauern. Vor dem dargestellten energiewirtschaftlichen Hintergrund sollten durch ein Netzengpassmanagement daher folgende Ziele verwirklicht werden:

- Gewährleistung eines stets **zuverlässigen Übertragungsnetzes**
- **Vorrang für einen effizienten Netzausbau**, d. h. strikte Vermeidung dauerhafter Netzengpässe durch bedarfsgerechten Netzausbau (§ 12 (1) EnWG),
- bei temporären Netzengpässen **keine Benachteiligung** von **Neubaukraftwerken gegenüber Bestandskraftwerken**,

² Allerdings ist der Fortbestand dieser Begünstigung höchst fraglich, da die Bundesregierung bereits im Jahr 2003 entschieden hat, diese Regelung aufzuheben, weil es dieses zur Stabilisierung der ostdeutschen Braunkohleverstromung erforderlichen Instruments nicht mehr bedurfte.

- **Anreiz zum effizienten Netzausbau** für den Übertragungsnetzbetreiber,
- **Transparenz, Vorhersehbarkeit** und **Einschätzbarkeit** für Erzeuger,
- **einfache Umsetzbarkeit, Flexibilität** bei sich ändernden Rahmenbedingungen.

4 Modelle für ein Netzengpassmanagement

Grundsätzlich lassen sich die Methoden zur Netzengpassbewirtschaftung unterscheiden in Modelle mit

- a) Aufsplitterung in mehrere Marktgebiete bei Netzengpässen, bzw. Optimierung der Engpassbewirtschaftung bei mehreren bereits vorhandenen, durch Engpässe getrennten Marktgebieten,
- b) Beibehaltung eines einheitlichen Marktgebietes bei Netzengpässen.

Die nachfolgende Bewertung beschränkt sich auf das **Open Market Coupling** (Modell gemäß a) und von der BnetzA erwogene) und das **marktbasierte Redispatch** (Modell gemäß b)).

4.1 Open Market Coupling bzw. Market Splitting

Das **Open Market Coupling** ist zur Bewirtschaftung grenzüberschreitender Engpässe in **Europa ein sinnvoll anzuwendendes, marktbasiertes Engpasssystem**. Hierbei ist zu beachten, dass bei den bisher geplanten Anwendungsfällen

- historisch bedingt durch die Ländergrenzen unterschiedliche Marktgebiete schon immer vorgelegen haben,
- die Marktgebiete den jeweiligen Regelzonen bzw. Regelblöcken entsprechen.

Ziel des Open market coupling ist u. a., die **historisch bedingt getrennten Marktgebiete** in Europa durch **technisch-wirtschaftlich optimale Ausnutzung der begrenzten Kuppelkapazitäten** so nah wie möglich aneinanderzuführen.

Die **Anwendung des Open market coupling** würde in **Deutschland** bei etwaigen künftigen Netzengpässen hingegen zunächst zu einem **Market splitting** führen (Entstehung mehrerer Marktgebiete). In einem Extremszenario könnten **bis zu 9 Marktgebiete in Deutschland** entstehen (6 Marktgebiete etwa entsprechend der Netzregionen in der dena-Studie, wobei die Netzregion West sich laut Analyse RWE in vier weitere Netzgebiete aufteilen könnte.) Die Folgen der Einführung dieses Verfahrens wären:

- **Abnahme der Liquidität** auf dem Stromhandelsmarkt durch Marktzersplitterung (vgl. Gashandelsmarkt),

- **deutlich erhöhter Transaktionsaufwand** durch geändertes Marktdesign,
- Entstehung **regionaler Preisgefälle** mit der Folge, dass die Handelspreise und damit Verbraucherpreise in den Zonen mit Erzeugungsüberschuss tendenziell sinken, in den Zonen mit Erzeugungsmangel hingegen zum Teil drastisch ansteigen könnten. Dies führt darüber hinaus zu einer deutlichen Zunahme der **Volatilität der Preise**.
- keine immanente Signalwirkung für den Übertragungsnetzbetreiber zum Netzausbau

Das Open Market Coupling könnte im Grundsatz eine **Allokationswirkung** hinsichtlich der Standortwahl neuer Kraftwerksblöcke entfalten (Zubau im Marktgebiet mit den höheren Preisen) und ggf. Verbraucherwanderungen. Um Mehrkosten an aus Kraftwerksbetreibersicht ungünstigeren Standorten zu vermeiden, müssten sich aber diese Preisunterschiede dauerhaft einstellen, z. B. über die Finanzierungsdauer neuer Kraftwerke (in der Regel wenigstens 20 Jahre). Dies ginge mit einer dauerhaften Festschreibung des Netzengpasses einher und ist mit der gesetzlichen Netzausbauverpflichtung nicht vereinbar. Im Übrigen ist die unterstellte **Allokationswirkung** auch **spekulativ** (aus einer Hochpreiszone kann durch übermäßigen Zubau eine Niedrigpreiszone entstehen). Insoweit ist die unterstellte Allokationswirkung sehr stark zu relativieren.

Insbesondere zur Überbrückung temporärer Netzengpässe, die zeitlich begrenzt bis zum effizienten Netzausbau auftreten, würde die Einführung des Open market coupling innerhalb von Deutschland zu unverhältnismäßigen Umbrüchen (mehrere Marktgebiete, ggf. sogar Anpassung der Regelzonen an die Marktgebiete) führen. Ohne verlässliche Klärung des Ausmaßes etwaiger, künftiger Netzengpässe innerhalb Deutschlands ist somit die **Einführung dieses Verfahrens risikobehaftet und nicht angemessen**.

4.2 Marktbasiertes Redispatch

Der **Redispatch** von Kraftwerken im Sinne kurzfristiger, netzbezogener Maßnahmen zur Beseitigung ungeplanter, nicht vorhersehbarer Netzengpässe (z. B. durch ungeplante Ausfälle anderer Kraftwerksblöcke und/oder Höchstspannungsleitungen) ist bereits heute in den Netznutzungsverträgen von RWE Transportnetzstrom vereinbart. Eine deutschlandweite, **einheitliche Preiszone für den Stromhandel** bleibt erhalten, das Marktdesign muss nicht angepasst werden.

Der Kraftwerksbetreiber wird wirtschaftlich so gestellt, als ob kein Netzengpass aufgetreten wäre, die Vergütung erfolgt auf Basis der variablen Betriebskosten, die der Kraftwerksbetreiber dem Übertragungsnetzbetreiber mitteilen muss.

Nachteile dieses Systems sind:

- Der Redispatch ist beschränkt auf die jeweilige Regelzone des ÜNB.
- Das Modell ist gedacht für ungeplante, kurzfristig auftretende Netzengpässe innerhalb der Regelzone.

- Das Modell ist nicht marktbasierend.
- Der ÜNB erhält sensible Preisinformationen vom Kraftwerksbetreiber.

Diese Nachteile können weitgehend durch ein **marktbasierendes Redispatch** vermieden werden unter folgenden wesentlichen **Voraussetzungen**:

- Es handelt sich um einen **temporären Netzengpass**, der nach Kraftwerksstilllegungen und **durch** Maßnahmen im Rahmen eines **effizienten Netzausbaus dauerhaft beseitigt** werden kann und somit im Wesentlichen eine Folge des zeitlichen Auseinanderfallens von Kraftwerkszubau und damit zusammenhängendem langfristigem Netzausbau ist.
- Der somit erforderliche, aber **verzögerte Netzausbau** soll die **Kraftwerksbetreiber** wirtschaftlich **nicht schlechter stellen** als bei rechtzeitig erfolgtem effizientem Netzausbau.
- Es muss sichergestellt werden, dass etwaige **Mehrkosten** für das temporäre Netzengpassmanagement den Übertragungsnetzbetreibern im **Rahmen der Netzentgelte** durch die BNetzA entsprechend anerkannt werden.
- Der börsliche und außerbörsliche **Stromhandel** wird unverändert für ein **einheitliches deutsches Marktgebiet** durchgeführt.

Durch die Übertragungsnetzbetreiber erfolgt täglich nach Marktschluss eine Vorhersage eines etwaigen Netzengpasses für den folgenden Handelstag anhand der Einspeise - Prognose - Fahrpläne der Kraftwerksbetreiber (die Ergebnisse der OTC-Handelsaktivitäten und des börslichen Handels sind). Seitens der Kraftwerksbetreiber werden dem Übertragungsnetzbetreiber täglich im Voraus **Angebotspreise** übermittelt,

- für die der Kraftwerksbetreiber bei nicht geplantem Einsatz in der Stunde t sein Kraftwerk dennoch in Betrieb nehmen würde,
- für die der Kraftwerksbetreiber bei geplantem Einsatz in der Stunde t sein Kraftwerk zurückfahren würde.

Durch die ÜNB wird – ähnlich wie z. B. bei der Minutenreserve – eine Merit order der Gebote erstellt. Wird ein Redispatch erforderlich, erhält jeder Kraftwerksbetreiber seinen Gebotspreis nach folgendem System:

- A. In der Netzregion ergibt sich ein **Erzeugungsüberschuss**, der aufgrund von Netzengpässen nicht in benachbarten Netzregionen abgeführt werden kann.
 - Der Übertragungsnetzbetreiber weist das erforderliche Zurückfahren von Kraftwerkseinheiten an (Redispatch), der Kraftwerksbetreiber vergütet seinen Angebotspreis an den ÜNB.

- Der Redispatch orientiert sich zum einen an den physischen Erfordernissen des Netzes (Einspeisestelle, Lage des Netzengpasses); im Übrigen sollen die Kraftwerkseinheiten mit den höchsten Angebotspreisen zurückgefahren werden.
- Im Bilanzkreis wird der Kraftwerksbetreiber hingegen so gestellt, als ob er den angemeldeten Erzeugungsfahrplan tatsächlich geliefert hätte (der Betreiber vermarktet "virtuell" sein Kraftwerk gegen Zahlung des Angebotspreises an den ÜNB bei ersparten eigenen Betriebskosten).

B. In einer Netzregion herrscht **Erzeugungsmangel**

- Der Übertragungsnetzbetreiber fordert zusätzliche Kraftwerkseinheiten gegen Vergütung des Angebotspreises an den Kraftwerksbetreiber an.
- Die anzufordernden Kraftwerkseinheiten orientieren sich zum einen an den physischen Gegebenheiten (Einspeisestelle, Lage des Netzengpasses); im Übrigen werden die erforderlichen Kraftwerkseinheiten mit den jeweils niedrigsten Angebotspreisen angefordert.
- Im Bilanzkreis wird der Kraftwerksbetreiber hingegen so gestellt, als ob er den angemeldeten Erzeugungsfahrplan tatsächlich geliefert hätte.

Die Kraftwerksbetreiber werden wirtschaftlich so gestellt, als ob kein Netzengpass aufgetreten wäre, es erfolgt kein Eingriff in den Stromhandel.

Um das Modell umzusetzen, ist eine **Zusammenarbeit der 4 ÜNB** erforderlich, da gegenläufige Redispatch-Maßnahmen in unterschiedlichen Netzgebieten und Regelzonen liegen können. Eine **Anpassung der Regelzonen** ist **nicht erforderlich**. Zur Erhöhung der Transparenz könnte die Abwicklung und Ermittlung der Gebotskurven unter **Einbeziehung der EEX** erfolgen.³ Zwischen den 4 ÜNB ist ein **Belastungsausgleich der Entgelte und Vergütungen für die Redispatch-Maßnahmen** vorzunehmen, d. h., Einnahmen und Vergütungen aus Maßnahmen für Redispatch zur Beseitigung temporärer Netzengpässe werden zwischen den Übertragungsnetzbetreibern ausgeglichen. Verbleiben nicht gedeckte Mehrkosten, sind diese über alle Netznutzer gleichmäßig im Sinne eines Netzengpasszuschlags auf die Netznutzungsentgelte zu verrechnen.

In der nachfolgenden Tabelle sind wesentliche Vor- und Nachteile von Open Market Coupling und marktbasierendem Redispatch gegenüber gestellt.

³ Hierzu könnte sich anbieten, eine Auktionsgesellschaft (auction office) zu gründen, an der die 4 ÜNB, die EEX sowie ggf. weitere Marktteilnehmer (Kraftwerksbetreiber) beteiligt sind.

Tabelle 1 Vergleich von Open-Market-Coupling und marktbasiertem Redispatch

Bewertungskriterien aus Erzeugungs- und Beschaffungssicht	Open Market Coupling	Marktbasieretes Redispatch
effiziente Ausnutzung der begrenzten Übertragungskapazitäten	+ ja	+ ja
eine Handelszone/ein Marktpreis	- separate Handelszonen entsprechend den Netzengpassgebieten, unterschiedliche Marktpreise sind möglich	+ eine Handelszone / ein Marktpreis, neuer Handelsmarkt für Anfahr- und Abfahrkosten muss geschaffen werden
Marktliquidität	- geringere Marktliquidität als beim Redispatch	+ keine Einschränkung der Marktliquidität
Marktbasieretes System	+ ja	+ ja
Offenlegung von Betriebsgeheimnissen	+ nein	+ nein - durch anbotbasiertes System, entsprechend jetzigen Geboten ähnlich Minutenreserve oder EEX Intraday
Netzengpasstransparenz	+ über Auction Office	+ über Angebotssystem
Netznutzungsentgelte	+ keine Veränderung	- steigen durch Weiterwälzung der Angebotsdifferenzen
Neutralität / Interessenskonflikte beim Engpassmanagement	+ ja - über Auction Office	+ ja - über Angebotssystem
Signale zum Netzausbau	- keine immanente Signalwirkung	+ Signale zum Netzausbau, sobald Kosten für Redispatch die Netzausbaukosten übersteigen
Erlössituation Erzeugung & Kostensituation Verbraucher	- Veränderungen entsprechend der Merit Order der einzelnen Handelszonen (Verbesserungen und Verschlechterungen)	+ keine Veränderungen
Abwicklungsaufwand	- hoher Aufwand für Abwicklung, Handelssysteme müssen angepasst werden	+ geringer Aufwand für Gebotsermittlung, Minutenreserve- oder Intraday-Systeme können modifiziert werden
Flexibilität hinsichtlich der unklaren Eintrittswahrscheinlichkeit von Engpässen	- Systeme müssen in jedem Fall vorbereitet werden	+ Schnelle, flexible Umsetzung
Gleichbehandlung	regional + in Handelszone werden alle gleich behandelt (gleich gut bzw. gleich schlecht) überregional - Überregionale Unterschiede vorhanden	+ ja, keine Ungleichbehandlung durch deutschlandweite Sozialisierung der Angebotsdifferenzen
Regelzone	- Anpassung an Marktgebiete erforderlich	+ keine Anpassung erforderlich
Regionale Steuerungswirkung auf Investitionsentscheidungen (Sichtweise: Erzeugung + Verbraucher) ^{*1}	0 durch regional unterschiedliches Preisniveau in den Handelszonen möglich, aber langfristig unsicher	0 durch bundesweit gleiches Preisniveau keine Beeinflussung

*1 Die Bewertung ist abhängig von der Zielsetzung

5 Fazit

Insgesamt überwiegen die Vorteile eines Verfahrens zur Netzengpassbewirtschaftung auf der Grundlage eines marktbasierten Redispatch Modells. Die Beibehaltung eines deutschlandweiten Marktgebietes ist eine wesentliche Voraussetzung für einen liquiden Strommarkt. Das System kann mit vergleichsweise geringem Aufwand eingeführt und vor allem sehr flexibel an das tatsächliche Ausmaß etwaiger innerdeutscher Netzengpässe angepasst werden. Der Nachteil höherer Netznutzungsentgelte ist zu relativieren, da Netzengpässe zeitlich begrenzt sein müssen und (i) durch effizienten Netzausbau beseitigt werden (effizienter Netzausbau ist langfristig günstiger) oder (ii) Stilllegung alter Kraftwerke wieder verschwinden.

Anhang 1

Kraftwerksname	Eigentümer	Stilllegungs- jahr	Netto- Leistung in MW
Kraftwerk Franken 2-1	EON	2001	190
Kraftwerk Franken 2-2	EON	2001	190
Kraftwerk Meppen	EON	2001	610
Kraftwerk Scholven 6	RWE	2001	672
Kraftwerk Dettingen	RWE	2001	94
Kraftwerk Westerholt 2	EON	2001	138
Kraftwerk Charlottenburg 1-3	BEWAG	2001	67
Kraftwerk Weiher 2	SaarEnergie	2001	270
Kraftwerk Moorburg 1	HEW	2001	486
Kraftwerk Moorburg 2	HEW	2001	486
Kraftwerk Robert Frank 1	EON	2001	298
Kraftwerk Arzberg 5	EON	2002	104
Kraftwerk Offleben 3	EON	2002	280
Kraftwerk Westerholt 1	EON	2002	138
Kraftwerk Scholven 7	RWE	2002	672
Kraftwerk Schwandorf D	EON	2003	284
Kraftwerk Arzberg 7	EON	2003	121
Kernkraftwerk Stade	EON/HEW	2003	630
			Σ 5.730