



**Bedeutung von etablierten nationalen  
Gebotszonen für die Integration des  
europäischen Strommarkts – ein  
Ansatz zur wohlfahrtsorientierten  
Beurteilung**

**KURZFASSUNG FÜR DIE BUNDESNETZAGENTUR**

Oktober 2011



## Executive Summary

### Grundlegende Herausforderungen des Netzmanagements

Deutschland und andere EU-Länder stehen zunehmend vor der Herausforderung variierender Lastflusssituationen in Höchstspannungsnetzen. Diese Veränderungen entstehen durch die Integration erneuerbarer Energieerzeugung, aber auch durch die Restrukturierung der Topologie konventioneller Stromerzeugung und die Entwicklung der Stromnachfrage. Wenn keine weiteren Schritte unternommen werden, kann es zunehmend notwendig werden, die Stromerzeugung zu drosseln oder von den bisherigen kostenminimierenden Mustern abzuweichen, um Netzengpässe im System zu beheben.

Es gibt eine Reihe von Möglichkeiten, diesen Herausforderungen zu begegnen:

- Maßnahmen, die Engpässe endgültig beheben, z.B. Netzinvestitionen und -verstärkung; und
- Maßnahmen, die eher kurzfristige und operative Auswirkungen haben, wie z.B. der echtzeitnahe Redispatch von Kraftwerken.

Es gibt keine allgemeingültige Antwort dahingehend, welche der Methoden priorisiert werden sollte und wie sich die Methoden ideal kombinieren lassen. Die optimale Lösung muss immer auch die spezifischen örtlichen Begebenheiten berücksichtigen.

### Bisherige Diskussion in Deutschland

Für Deutschland kamen bisherige Studien zu dem Ergebnis, dass

- an einigen Haupttrouten Netzausbau und -investitionen priorisiert werden sollten;
- einige Maßnahmen für Standortanreize für neue Kraftwerke künftig sinnvoll sein könnten, diese jedoch langfristig stabil ausgestaltet werden müssten, insbesondere mit dem Ziel
  - neue Gaskraftwerke nahe der Last; und
  - Kohlekraftwerke entlang des Rheins zu errichten;
- die Möglichkeit des Redispatch von Kraftwerken aus Sicherheitsgründen weiterhin bestehen bleiben sollte.

Basierend auf diesen Erkenntnissen entschied die Bundesnetzagentur 2008, Countertrading und Redispatch als zentrale operative Maßnahmen zum

Engpassmanagement beizubehalten (und beispielsweise kein Market Splitting innerhalb Deutschlands zu verfolgen). Gleichzeitig wurde jedoch entschieden, den Fortschritt beim Netzausbau zu überwachen, um sicherzustellen, dass die tiefgreifenden und endgültigen Ansätze zur Beseitigung von Netzengpässen auch tatsächlich Wirkung zeigen.

### Jüngste Entwicklungen in Deutschland und Europa

Seit der letzten Analyse des Engpassmanagements durch die BNetzA gab es eine ganze Reihe relevanter Entwicklungen in Deutschland und Europa:

- Es gab beträchtliche Verzögerungen beim Ausbau des deutschen (Onshore-) Netzes.
- Wichtige Restrukturierungs- und Erweiterungsprojekte für Nord-Süd-Transite sind teilweise immer noch in der Planung und müssen noch genehmigt werden.
- Windkrafterzeugung wurde in Deutschland zwar weiter ausgebaut, was zu Loop Flows in angrenzenden Ländern geführt hat, allerdings hat sich die Offshore-Erzeugung nicht so stark entwickelt wie erwartet.
- Andererseits gab es beträchtliche Zuwächse bei der Stromerzeugung durch Photovoltaik (PV) im Süden Deutschlands, d.h. relativ lastnah.

Die Auswirkungen dieser Entwicklungen auf das Stromnetz und Abweichungen von erwarteten Trends sind komplex und nicht von vornherein offensichtlich.

Auf **europäischer Ebene** hat es einige relevante Entwicklungen in der politischen Diskussion zum Umgang mit Engpässen im Stromnetz und der Eignung von Market Splitting zur Behebung von Engpässen innerhalb einzelner Länder gegeben:

- die ERGEG Framework Guidelines on Capacity Allocation and Congestion Management for Electricity;
- eine Entscheidung der EU-Kommission zu Engpassmanagement durch Svenska Kraftnät; und
- die Einführung von Market Coupling in Zentralwesteuropa (CWE).

Die Diskussion auf europäischer Ebene hat auch Deutschland erfasst, wobei von einigen Nachbarländern der Druck ausgeht, die Gebotszone Deutschland-Österreich in zwei oder mehr Gebotszonen aufzuteilen, um mit *vermuteten* erheblichen Engpässen innerhalb Deutschlands umgehen zu können.

## Executive Summary

## Umfang der Studie

Motiviert durch diese jüngsten Entwicklungen hat die Bundesnetzagentur Frontier Economics Ltd (“Frontier”) und Consentec GmbH (“Consentec”) damit beauftragt, die wirtschaftlichen Vor- und Nachteile einer Aufteilung der gemeinsamen deutsch-österreichischen Gebotszone in mehrere kleinere Zonen zu untersuchen. Die beiden Schwerpunkte der Studie sind:

- **Entwicklung eines (allgemeingültigen) Referenzrahmens**, innerhalb dessen die quantitativen und qualitativen Aspekte einer Einführung zusätzlicher Gebotszonen (durch Market Splitting) in einem Markt untersucht werden.
- **Anwendung des allgemeingültigen Rahmens auf die spezifische Situation in Deutschland-Österreich.**

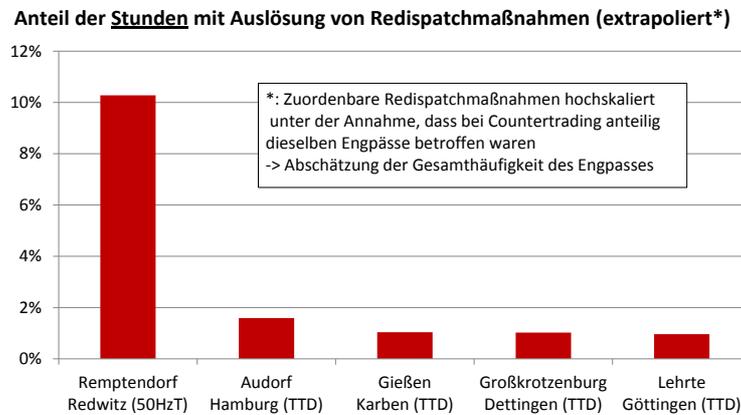
Die Studie beschäftigt sich außerdem mit den Möglichkeiten des Nodal Pricing als Engpassmanagementsystem. Der Schwerpunkt liegt jedoch auf dem Vergleich größerer Gebotszonen bzw. der Einführung des Market Splitting innerhalb größerer Gebotszonen.

## Ausgangssituation

Die Ausgangssituation unserer Analyse im deutschen Markt lässt sich folgendermaßen beschreiben:

- **Netzbelastung** – Im Verlauf der letzten 3 Jahre traten gelegentlich kritische Netzbelastungen (d. h. Belastungen auf einem Niveau, das entlastende Maßnahmen seitens des betroffenen ÜNB erforderte) auf einer Reihe von Übertragungsleitungen auf, allerdings bis auf einen Fall nur in weniger als 2% der Stunden. Ein häufigeres Auftreten kritischer Belastungen – während ca. 10% der Stunden – wurde lediglich auf der Leitung Remptendorf-Redwitz zwischen den Netzen von 50Hertz Transmission und TenneT TSO berichtet. Allerdings ist in dieser Region ein Netzausbauprojekt bereits in einem fortgeschrittenen Stadium, sodass eine baldige Verbesserung der Situation bzgl. dieser Leitung erwartet werden kann. **Abbildung 1** zeigt die abgeschätzte Häufigkeit stündlicher kritischer Belastungen für die am meisten betroffenen deutschen Leitungen im Jahr 2009 (innerhalb des Betrachtungszeitraums das am meisten von Engpässen betroffene Jahr).

**Abbildung 1.** Abgeschätzte Häufigkeit stündlicher kritischer Belastungen für die am meisten betroffenen deutschen Leitungen (2009)



Quelle: ÜNBs, eigene Berechnungen

- **Strategische Positionierung Deutschlands innerhalb des europäischen Strommarktes** – Die geografische Lage im Zentrum Europas verleiht Deutschland eine bedeutende strategische Position im europäischen Strommarkt. Dies zeigt sich insbesondere durch die Teilnahme Deutschlands an vier Electricity Regional Initiatives und an Initiativen zum Market Coupling.
- **Marktgröße und Marktliquidität** – Deutschland hat sich zum Markt mit der höchsten Liquidität in Europa entwickelt:
  - Handelsvolumen – Der deutsche Markt hat die höchste Churn Rate<sup>1</sup> in Europa. Die Churn Rate übersteigt seit 2006 den Wert in der Nordpool-Region. Angesichts der Größe des deutschen Marktes hat Deutschland somit auch absolut das bei weitem größte Handelsvolumen.
  - Marktteilnehmer – Deutschland hat überdies eine hohe Anzahl an Marktteilnehmern an der EEX mit rund 200 registrierten Mitgliedern (wobei nicht alle aktiv handeln).
  - Derivate und Indexhandel – Deutschland profitiert von einem liquiden Terminmarkt, wobei die Liquidität 3 Jahre in die Zukunft reicht. Dieser Handel und Zeithorizont sind ein starker Indikator für das bisherige Vertrauen der Marktteilnehmer in die Liquidität des Marktes.

<sup>1</sup> Churn Rate = Volumen der gehandelten Produkte / jährliche Stromnachfrage.

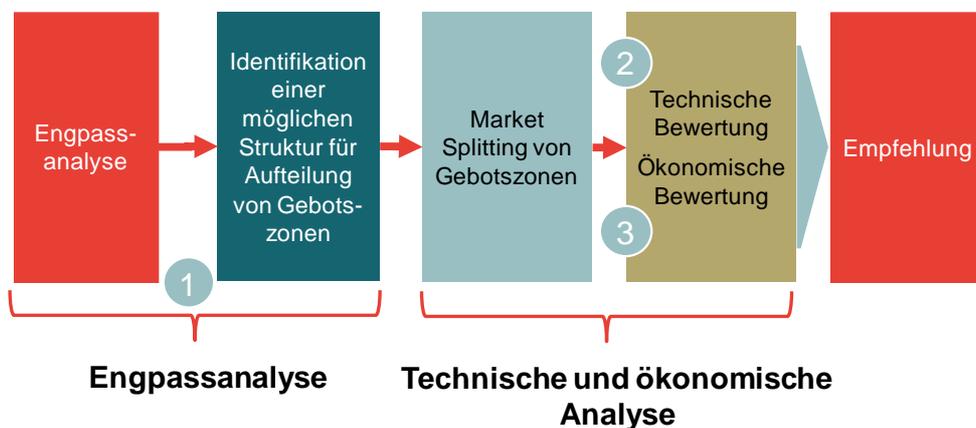
- Ausländische Marktteilnehmer – Es gibt eine große Anzahl internationaler Marktteilnehmer am deutschen Handelsmarkt. Gleichzeitig werden deutsche Preise regelmäßig als Indexfaktoren für Preisformeln u.a. in Stromverträgen auch im Ausland verwendet. Die Größe des Marktes war und ist die Basis für die Entwicklung wichtiger Marktinstitutionen und eines liquiden Großhandelsmarktes.
- **Wettbewerb** – Obwohl die Marktkonzentration im deutschen Strommarkt seit der Liberalisierung rückläufig ist, beurteilt die deutsche Wettbewerbsbehörde, das Bundeskartellamt, die Marktstruktur im deutschen Stromgroßhandelsmarkt immer noch als problematisch. Gleichzeitig fand das Bundeskartellamt jedoch nach Auswertung umfassender Daten von Marktteilnehmern keinerlei Hinweise auf Missbrauch von Marktmacht in den vergangenen Jahren. Nichtsdestotrotz wird das Bundeskartellamt die Wettbewerbssituation auf diesem Markt weiterhin beobachten.

## Generische Referenzmethode

Die vorgeschlagene Analysemethode besteht aus zwei Phasen:

- Phase 1: Engpassanalyse;
- Phase 2: Technische und wirtschaftliche Beurteilung.

Abbildung 2. Sequenzieller Analyserahmen



Quelle: Frontier Economics / Consentec

### Phase 1 – Beurteilung der Engpasssituation

Es macht nur dann Sinn, eine Trennung von Gebotszonen (durch Market Splitting) zu untersuchen, wenn die aktuelle und zukünftige Netzsituation durch Engpässe gekennzeichnet sind, die folgende Kriterien erfüllen:

- **Strukturell** (und nicht intermittierend), d.h. Engpässe, die nicht nur sporadisch, sondern mit großer Häufigkeit an derselben Stelle auftreten, beispielsweise innerhalb eines Jahres. Es ist nicht ohne weiteres möglich, eine exakte und objektive Grenze zu definieren, wann Engpässe struktureller Natur sind. Wenn die Situation nicht eindeutig ist (und die nächste Bedingung erfüllt ist), so dürfte eine detailliertere Analyse – wie in Phase 2 vorgesehen – angemessen sein.
- **Dauerhaft** (und nicht temporär), d.h. Engpässe, von denen angenommen wird, dass sie über einen gewissen Zeitraum auftreten und nicht nur ein temporäres Phänomen sind oder bald behoben werden, wie z.B. durch bevorstehende Netzinvestitionen. Eine Definition, über welchen Zeitraum hinweg Engpässe als dauerhaft anzusehen sind, ist nicht einfach. Eine Richtschnur für die Festlegung einer Zeitspanne kann die benötigte Zeit für die Einführung von Market Splitting und die folgende Gültigkeitsdauer der neuen Gebotszonenstruktur (d.h. bevor ggf. eine erneute Anpassung erfolgt) sein. Wenn z.B. die Einführung einer neuen Gebotszonenstruktur eine Vorlaufzeit von 3 Jahren benötigt und alle 5 Jahre eine Veränderung in Betracht gezogen werden soll, es aber möglich ist, den Engpass in weniger als 5 Jahren vom jetzigen Zeitpunkt zu beheben, dann wäre der Engpass nicht nachhaltig. Man könnte sich dann auf fundamentale Entwicklungen (einschließlich Netzinvestitionen) verlassen, die den Engpass beheben, bevor ein Market Splitting überhaupt greifen könnte.

Wird eine der beiden Bedingungen nicht erfüllt, so wäre es ratsam, den intermittierenden und/oder temporären Engpass durch andere operative Maßnahmen, wie beispielsweise Redispatch zu beheben. In einem solchen Fall wäre es nicht notwendig, mit Phase 2 der Analyse fortzufahren.

## Phase 2 (Schritt 2) – Eine technische Beurteilung der Einführung von Market Splitting

Vor der Überprüfung, ob ein neuer Gebotszonenzuschnitt wirtschaftlich vorteilhafter ist als der Status Quo, empfehlen wir zunächst eine Untersuchung der technischen Auswirkungen der betrachteten Änderung. Hier sind zwei Aspekte maßgebend:

- **Einfluss auf die Höhe grenzüberschreitender Übertragungskapazitäten** – Würde z. B. eine Auftrennung von Gebotszonen die Erhöhung kommerziell verfügbarer Übertragungskapazitäten an bestehenden Grenzen erlauben, würde dies zusätzliche Möglichkeiten zur wirtschaftlichen Verknüpfung benachbarter Gebotszonen bewirken.
- **Einfluss auf die Nutzung von Übertragungskapazitäten** – Weiterhin ist zu prüfen, ob den Marktteilnehmern bessere Möglichkeiten für eine

## Executive Summary

effiziente Nutzung grenzüberschreitender Übertragungskapazitäten geboten werden. Dies hängt auch von den Regeln zur Einspeisung nicht marktbasierter Erzeugung in denjenigen Fällen ab, in denen ein solcher Erzeugungsanteil (z. B. aus erneuerbaren Energien) nennenswert ist. Es sei angemerkt, dass die Nutzung von Übertragungsleitungen sich ändern könnte, selbst wenn ihre Kapazität konstant bleibt.

### Phase 2 (Schritt 3) – Eine ökonomische Kosten-Nutzen-Analyse der Einführung von Market Splitting

Diese Analyse berücksichtigt die Ergebnisse der Phase 1, um einerseits die “Grenzen” der Gebotszonen bei Market Splitting zu definieren und andererseits die technologischen und physischen Auswirkungen einer Auftrennung von Gebotszonen (durch Market Splitting) beurteilen zu können.

Als Analyserahmen für die ökonomische Beurteilung ist eine Kosten-Nutzen-Analyse zu wählen, die sich einschlägig bewährt hat. Dadurch kann ein allgemeiner Referenzrahmen entwickelt werden, der der Diskussion eine klare Struktur gibt. Die Beurteilung anhand dieses Rahmens kann – theoretisch – in monetären Werten vorgenommen werden. Und auch dann, wenn die Analyse so komplex ist, dass bestimmte Überlegungen nur qualitativ und nicht quantitativ untermauert werden können (wie im vorliegenden Fall), stellt eine Kosten-Nutzen-Analyse noch immer einen hilfreichen Analyserahmen dar.

Eine Kosten-Nutzen-Analyse erfordert einen Vergleich zweier Situationen. Im nachfolgenden Fall erfolgt der Vergleich zwischen einer Aufrechterhaltung des Status Quo und der Einführung von Market Splitting (entlang zu definierender Grenzen von Gebotszonen).

Wir beurteilen die Vorteile und Kosten des Market Splitting basierend auf dem Kriterium der ökonomischen “Effizienz”, wobei wir unterscheiden zwischen:

- **Statischer Effizienz** – Dies bedeutet, dass das Stromversorgungssystem auf Basis einer gegebenen Netz- und weiterer Elektrizitätsinfrastruktur kostenminimal betrieben wird, z.B. vorhandene Kraftwerke sollten derart eingesetzt werden, dass die Nachfrage kostenminimal bedient wird;
- **Dynamischer Effizienz** – Dies bedeutet, dass die Effizienz im Zeitablauf maximiert wird; dynamische Effizienz umfasst üblicherweise die Sicherstellung effizienter langfristiger Investitionsentscheidungen für Kraftwerke, Lasten und Übertragungsnetze.

Zu den Punkten, die bei der Analyse des Market Splitting betrachtet werden sollten, zählen:

- **Auswirkungen auf Systemkosten** – Diese beinhalten die *statischen Kosten* des Einsatzes von bestehenden Kraftwerken und des Betriebes des

bestehenden Netzes, aber auch die *dynamischen* (langfristig variablen) *Kosten* für Kraftwerks- und Netzinvestitionen.

- **Transaktionskosten der Einführung eines neuen Systems** – Zu diesen zählen die direkten Kosten für die Entwicklung neuer Marktregeln und die Einführung der benötigten Hard- und Software sowie indirekte Kosten wie beispielsweise Kosten für die Anpassung von Verträgen, die zu den geänderten Marktregeln nicht mehr passen, oder auch Auswirkungen auf die Reputation eines Marktes durch eine Änderung des Marktdesigns.

Während die Kosten-Nutzen-Analyse theoretisch eine Summierung aller Auswirkungen für alle Stakeholder beinhaltet, ist es aus praktischer Sicht auch von Interesse zu wissen, wer die Gewinner und Verlierer eines Systemwechsels sind („Verteilungsaspekte“). Dies ist wichtig, um zu verstehen,

- woher politischer Widerstand gegen den Systemwechsel kommen könnte; und
- ob und in welchem Ausmaße eine Kompensation der potenziellen Verlierer möglich ist.

**Abbildung 3. Struktur der Kosten-Nutzen-Analyse**



Quelle: Frontier Economics / Consentec

Im Folgenden fassen wir die wichtigsten Schlussfolgerungen unserer allgemeinen Diskussion über den Effekt einer Aufteilung der einheitlichen Gebotszone in mehrere Gebotszonen zusammen.

## Executive Summary

### *Statische Effizienz – Kostenminimaler Kraftwerkseinsatz*

Beim Market Splitting wird versucht, Netzengpässe im Rahmen des Spotmarktes aufzulösen. Dadurch können kurzfristige Kostenvariationen beim Kraftwerkseinsatz berücksichtigt werden (zumindest für jene korrektiven Maßnahmen, welche effizient sind, siehe unten). Darin besteht der wesentliche Vorteil des Market Splitting im Vergleich zu einem kostenorientierten Redispatch.

Jedoch sind zwei Punkte zu berücksichtigen, welche diesem Effekt entgegenwirken könnten:

- **Marktmacht**, welche zu Preisgeboten oberhalb des Wettbewerbsniveaus resultiert mit negativen Auswirkungen auf Preise und Wettbewerb im Großhandelsmarkt.
- **Suboptimaler Redispatch**, da die technische Effektivität der Veränderung des Einsatzes einzelner Kraftwerke nicht beim Clearing des Spotmarktes in den einzelnen Gebotszonen berücksichtigt wird. Dies kann zu einem weniger effizienten Kraftwerkseinsatz bei einem System mit Market Splitting und anschließendem weiterhin erforderlichen residualen Redispatch im Vergleich zu einem System mit größeren Gebotszonen und Redispatch führen.

### *Dynamische Effizienz – Kraftwerksinvestitionen*

Gebotszonen mit Strompreisunterschieden senden Standortsignale an Investoren in Erzeugungskapazitäten. Inwieweit Investoren darauf bei der Wahl des Kraftwerksstandorts reagieren können und werden, hängt von mehreren Faktoren ab:

- dem Niveau der Preisunterschiede zwischen Gebotszonen und dem absoluten Niveau der Preise in der Hochpreiszone, in der Kraftwerksinvestitionen angelockt werden sollten;
- der Volatilität der Preissignale;
- der langfristigen Zuverlässigkeit des Standortsignals, z.B. kleine und / oder sich ändernde Gebotszonen können in Widerspruch zur langfristigen Zuverlässigkeit stehen; und
- sonstigen Standortfaktoren, z.B. Verfügbarkeit geeigneter Grundstücke.

Die Standortsignale des Market Splitting müssen gegen alternative Anreizsysteme innerhalb einer Gebotszone abgewogen werden, z.B. Entry/Exit-Netztarife, welche besser geeignet sein können, mit spezifischen Standortbedürfnissen umzugehen.

### *Dynamische Effizienz – Standortsignale von Strompreisen und Erneuerbaren*

Das Market Splitting hat keinen Einfluss auf die Standortentscheidung von Windkraftwerken, da die Investoren aufgrund der aktuellen Ausgestaltung der Erneuerbaren-Förderprogramme dem Strommarktpreis in ihren Standortentscheidungen kein oder nur wenig Gewicht beimessen. Standortsignale für konventionelle Kraftwerke könnten den Effekt der volatilen Winderzeugung lindern. Jedoch werden neue Übertragungsleitungen benötigt, um den Strom von der Erneuerbaren-Erzeugung zu den Lastzentren zu transportieren.

### *Dynamische Effizienz – Standortsignale von Strompreisen für die Nachfrage*

Gebotszonen mit Strompreisunterschieden senden in der Regel nur an große energieintensive Industrien wirksame Standortsignale. Ähnlich dem Fall der Erzeuger hängt der Einfluss auf die Standortentscheidungen von Verbrauchern von mehreren Faktoren ab. Von großer Bedeutung ist die langfristige Zuverlässigkeit des Standortsignals. Kleine und/oder sich periodisch ändernde Gebotszonen können im Widerspruch zur langfristigen Preiszuverlässigkeit stehen. Dies wirkt den Vorteilen von standortbezogenen Strompreissignalen entgegen.

### *Dynamische Effizienz – Anreize für Netzinvestitionen durch Market Splitting*

Es gibt zwei Typen von Investoren in Übertragungsnetze:

- regulierte Unternehmen; und
- Merchant Investoren.

Market Splitting wird unterschiedliche Auswirkungen auf die Investitionsanreize für diese beiden Investorentypen haben:

- **Reguliertes Unternehmen** – eine mögliche **Reduktion** der Anreize, da
  - sich Engpassmanagement*kosten* in Engpassmanagement*erlöse* umwandeln (dem könnte durch zusätzliche Regulierungsmaßnahmen entgegengewirkt werden);
  - lokaler Widerstand zunehmen kann und der Druck auf Behörden zur Beschleunigung von Genehmigungsverfahren reduziert wird;
  - selbst wenn das Market Splitting nur als vorübergehende Maßnahme bis zur Fertigstellung von Netzinvestitionen geplant wird, kann es durch seinen dämpfenden Effekt auf die Umsetzung solcher Investitionen zu

## Executive Summary

einem Dauerzustand und nicht – wie ursprünglich vorgesehen – einer Übergangslösung werden.

- **Merchant Investoren – Erhöhung** der Anreize, weil Unterschiede in Strompreisen Engpässe transparent machen und somit Gewinnmöglichkeiten offenlegen. Jedoch ist das Merchant Modell nur für bestimmte Verbindungen geeignet und nicht für Investitionen in vermaschte Netze bzw. innerhalb von Ländern.

Solange das europäische vermaschte Übertragungsnetz die Abschöpfung der Engpasserlöse für Merchant Investoren beschränkt, übersteigt im Falle eines Market Splitting die Reduktion der Anreize für den Netzausbau die potenzielle Erhöhung der Anreize für den Netzausbau durch Merchant Investoren. Anders ausgedrückt, Market Splitting kann den indirekten Effekt haben, Investitionen in den Netzausbau zu reduzieren, die ihrerseits jedoch Engpässe beseitigen würden.

### *Market Splitting – Wettbewerb und Marktkonzentration*

Kleinere Gebotszonen haben tendenziell einen negativen Einfluss auf die Marktstruktur und den Wettbewerb in den Großhandels- und Einzelhandelsmärkten, weil die Wahrscheinlichkeit einer profitablen Ausübung von Marktmacht durch etablierte Marktakteure steigt.

Auf Großhandelsniveau kann die Marktmacht die Preise erhöhen und den effizienten Kraftwerkseinsatz verzerren. Zusätzlich könnte die Qualität der durch die Preise den Marktteilnehmern im Spot- und Terminmarkt offengelegten Informationen sinken. Dadurch reduziert die Marktmacht das Vertrauen in den Großhandelsmarkt, was Marktakteure von einer Teilnahme abhalten könnte.

Auf Einzelhandelsebene steigen die Eintrittsbarrieren für unabhängige Vertriebsunternehmen bei der Bildung kleinerer Gebotszonen, was einige Unternehmen aus dem Vertriebsmarkt treibt und/oder einige Unternehmen davon abhält, in den Markt einzutreten. Höhere Eintrittsbarrieren führen tendenziell zu höheren Preisen für die Endkunden. Zusätzlich reduzieren weniger Markteintritte in und mehr Austritte aus dem Einzelhandelsmarkt auch die Anzahl der Marktteilnehmer auf dem Großhandelsmarkt.

### *Market Splitting – Marktliquidität*

Die Aufteilung einer Gebotszone kann von zwei Maßnahmen begleitet werden, um die Marktliquidität auf hohem Niveau zu halten:

- *Organisation des Großhandelsmarktes* – ein Großhandelsmarkt, der alle Gebotszonen abdeckt. Ein Großhandelsmarkt mit einem virtuellen Systempreis für alle Gebotszonen als Referenzpreis für Forward Verträge; sowie

- *Finanzielles Risiko* – Hedging Instrumente, die auf *Contract for Differences* und/oder *Financial Transmission Rights* beruhen.

Dennoch bleiben Probleme bestehen, welche die Marktliquidität gefährden können:

- Es ist unklar, wie Marktteilnehmer auf eine Änderung des Großhandelsmarktdesigns reagieren werden. Eine mögliche Reaktion könnte sein, dass einige Teilnehmer sich einfach nur „zurücklehnen und warten, was passiert“, wodurch die Liquidität fällt.
- Eine andere Reaktion könnte sein, dass einige Marktteilnehmer, z.B. unabhängige Vertriebsunternehmen, den Markt verlassen, weil die Absicherung gegen finanzielles Risiko zu komplex wird und nicht mehr durch erwartete Margen im Vertriebsmarkt gerechtfertigt wird.
- Das neue finanzielle Risiko könnte unmittelbar in den Spot- und/oder Forward-Preis einberechnet werden und diesen somit tendenziell erhöhen.

Darüber hinaus könnten sich Marktteilnehmer durch vertikale Integration von Erzeugung und Vertrieb absichern, was die Liquidität weiter reduzieren könnte.

### *Market Splitting und Transaktionskosten*

Das Grundprinzip bei der Durchführung des Market Splitting sollte sein, dass die Wirkung auf die bestehenden Marktinstitutionen und Verträge in Großhandels- und Einzelhandelsmärkten so gering als möglich ist.

- **Vorlaufzeit** – Ein guter Indikator für die Mindestvorlaufzeit ist die Reichweite des Terminmarktes. Die Ausrichtung der Vorlaufzeit an der Reichweite (in Jahren) des Marktes reduziert die Unsicherheiten aller Marktteilnehmer auf ein Minimum.
- **Primäre Maßnahmen** – Dies sind Maßnahmen, welche direkt mit dem Wechsel des Marktdesigns verbunden sind. Die Höhe der Transaktionskosten für primäre Maßnahmen hängt dabei vom Ausmaß des Wechsels im Marktdesign ab.
- **Sekundäre Maßnahmen** – Dies sind Folgen des institutionellen Wandels, z.B. der Neudefinition von Regelzonen, Neubewertung von Verträgen/Positionen. Wenn Marktteilnehmer außerhalb der Gebotszone den Marktpreis als ihren Referenzpreis genutzt haben und nun ein neuer Referenzpreis in Verträgen definiert werden muss, sind diese Kosten nicht nur auf Marktteilnehmer in den betroffenen Gebotszonen beschränkt.

## Executive Summary

- **Effekte auf Reputation** – Diese stellen qualitative Transaktionskosten dar, z.B. könnten Marktteilnehmer ihr Vertrauen in den Markt verlieren, wenn nicht nachvollziehbar ist, warum ein funktionierendes Marktdesign verändert wird, oder Marktteilnehmer in Ländern mit weniger entwickelten Märkten können ihr Vertrauen in den Referenzpreis des Marktes verlieren.

### *Market Splitting und Verteilungseffekte*

Die Aufteilung von Gebotszonen entlang eines strukturellen und dauerhaften Engpasses wird Gewinner und Verlierer hervorbringen. Die Aufteilung in Gebotszonen bedingt tendenziell eine Begünstigung von zwei Gruppen von Marktteilnehmern:

- Erzeuger in der hochpreisigen Gebotszone (Zone mit hoher Last – geringen Erzeugungskapazitäten); und
- Kunden in der niedrigpreisigen Gebotszone (Zone mit geringer Last – hohen Erzeugungskapazitäten).

Verschieben sich Gebotszonen, dann können Gewinner und Verlierer im Zeitablauf wechseln. Zum Beispiel könnte ein Erzeuger nahe der Grenze zwischen zwei Gebotszonen seine Rolle – von einem Erzeuger in einer hochpreisigen zu einem Erzeuger in einer niedrigpreisigen Gebotszone – wechseln, wenn sich die Grenze im Zeitablauf verschiebt.

Die Komplexität des Verteilungseffekts kann durch zusätzliche politische Maßnahmen bzw. Programme noch erhöht werden. Beispielsweise können in allen Gebotszonen eingehobene Abgaben zur Förderung von Windkraft unerwartete Verteilungseffekte bewirken, wenn eine Gebotszone unverhältnismäßig vom preisdämpfenden Effekt der Winderzeugung profitiert.

## **Generischer Rahmen – Anwendung auf Deutschland-Österreich**

### **Phase 1 (Schritt 1) – Bewertung der Engpasssituation Deutschland-Österreich**

Unsere technische Analyse zeigt, dass die deutsch-österreichische Situation bisher nicht von einem strukturellen und nachhaltigen Engpass gekennzeichnet war. In den letzten Jahren trat der häufigste Engpass zwischen den Netzknoten Remptendorf (Regelzone von 50Hertz Transmission) und Redwitz (TenneT TSO) auf, bei der ein Engpass während 10% der Stunden im Jahr 2009 beobachtet wurde. (Im Jahr 2010 – Daten waren von Januar bis September verfügbar – sank der Anteil der Tage mit Engpass verglichen mit 2009). Während dieser Engpass strukturell oder nicht strukturell sein kann, ist zu erwarten, dass er nicht nachhaltig ist. Das Genehmigungsverfahren für die Errichtung einer neuen,

fast parallelen Leitung, die auf die Beseitigung des Engpasses abzielt, ist im fortgeschrittenen Stadium, und obwohl es hinter dem Zeitplan liegt, ist es sehr wahrscheinlich, dass Remptendorf-Redwitz innerhalb der nächsten fünf Jahre entlastet wird. Der, gemessen an seiner Häufigkeit, nächste Engpass auf einer weiteren Leitung trat in 2% der Stunden auf, was keinen strukturellen Engpass darstellen würde.

Es ist auch vermutet worden, dass die Situation innerhalb Deutschlands nur deshalb lediglich von intermittierenden oder vorübergehenden Engpässen gekennzeichnet war, weil angebliche Engpässe zu grenzüberschreitenden Verbindungen des deutschen Netzes verschoben wurden (d. h. durch Reduktion grenzüberschreitender Übertragungskapazitäten beseitigt wurden). Auch wenn es nicht möglich ist, solche Argumente mit absoluter Sicherheit zu widerlegen, lassen die verfügbaren Informationen darauf schließen, dass es schwer vorstellbar ist, dass solch eine Verschiebung von Engpässen aufgetreten sein könnte. Die Hauptargumente dafür sind die folgenden:

- Die am häufigsten überlastete Leitung kann technisch nicht durch Änderung der grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten entlastet werden, angesichts ihrer Lage und Orientierung (parallel zu den Grenzen).
- Gemäß einer Analyse, die von den deutschen ÜNB durchgeführt wurde, wird die Kapazität an den meisten deutschen Grenzen, in jeweils marktrelevanten Richtungen, größtenteils von den entsprechenden ausländischen ÜNB eingeschränkt.

Gestützt auf die Schlussfolgerung in Schritt 1 mag es nicht länger notwendig sein, die Effekte eines Market Splitting in Deutschland-Österreich zu untersuchen, da kein „struktureller und dauerhafter Engpass“ identifiziert werden konnte. Dennoch wird die Analyse im Folgenden fortgeführt. Die Diskussion sollte daher vor dem Hintergrund gelesen werden „wenn es einen strukturellen und dauerhaften Engpass innerhalb der Gebotszone Deutschland-Österreich gäbe, wäre es sinnvoll Market Splitting einzuführen?“

## Phase 2 (Schritt 2) – Technischer Effekt einer Aufteilung von Gebotszonen

Die grenzüberschreitende Wirkung einer Aufteilung der deutsch-österreichischen Gebotszone – hinsichtlich der Höhe und Nutzung von Übertragungskapazitäten – wäre begrenzt:

- Erstens würde die Gebotszonentrennung als solche keine Erhöhung grenzüberschreitender Kapazitäten ermöglichen, da hierbei lediglich die ohnehin bestehende Begrenzung des Stromtransports innerhalb der Gebotszone in eine explizite kommerzielle Begrenzung zwischen den neu entstehenden kleineren Gebotszonen transformiert würde.

## Executive Summary

- Zweitens würde die Beibehaltung des nationalen Fördersystems für erneuerbare Energien es erfordern, Strom aus Erneuerbaren einen Übertragungsvorrang über die neu entstandenen Gebotszonengrenzen einzuräumen. Dies hätte den Effekt, dass der Strommarkt auf einer Situation aufsetzen würde, die physisch stark dem Status Quo ähnelt. Ohne einen solchen Übertragungsvorrang könnten sich die kommerzielle Nutzung der Übertragungskapazitäten und damit das Marktergebnis zwar ändern. Das gegenwärtige nationale Fördersystem für erneuerbare Energien müsste jedoch angepasst werden, um zu einem solchen Fall kompatibel zu sein, da es sich implizit auf eine einzige deutsche Gebotszone stützt. Eine solche Anpassung müsste vor einer Auftrennung der Gebotszone in Kraft treten. Dies wiederum zeigt, dass eine Entscheidung für eine Auftrennung von Gebotszonen nicht unabhängig erfolgen kann sondern in Wechselwirkung mit anderen Prozessen und Zielen der Energiepolitik steht.

Stellenweise wird argumentiert, dass die Auftrennung der deutsch-österreichischen Gebotszone dazu beitrüge, Loop Flows durch Nachbarländer zu verringern. Auch dieses Argument halten wir für unbegründet. Loop Flows sind technisch unvermeidbar. Sie entstehen, wenn Erzeugungs- und Lastzentren auseinanderfallen, unabhängig von einem Auftreten von Engpässen. Insbesondere tritt dies in Zeiten hoher Windenergieeinspeisung in Norddeutschland auf – aber auch als Folge von Leistungstransporten innerhalb von und zwischen ausländischen Gebotszonen. Allerdings wird sich die Situation bzgl. Loop Flows bei einem Market Splitting vermutlich nicht wesentlich ändern im Vergleich zur derzeitigen Situation einer einzelnen Gebotszone Deutschland-Österreich in Verbindung mit Countertrading/Redispatch zum Umgang mit Engpässen. Über diese technischen Aspekte hinaus werden Loop Flows zudem nach EU-Recht anerkannt. Somit stellt das Auftreten von Loop Flows keinen Anlass für eine Größenänderung von Gebotszonen dar. Eine dynamischere Berücksichtigung der tatsächlich zu erwartenden Niveaus von Windenergieeinspeisung und damit zusammenhängenden Loop Flows könnte dagegen dazu beitragen, grenzüberschreitende Übertragungskapazitäten in Schwachwindzeiten anzuheben.

### Phase 2 (Schritt 3) – Ökonomische Kosten-Nutzen-Analyse der Einführung des Market Splitting Deutschland-Österreich

Die Analyse aus Phase 1 deutet an, dass eine Aufteilung von Deutschland in mehrere Gebotszonen um den Engpass Remptendorf-Redwitz herum geschehen würde. Daher definieren wir für die weitere hypothetische Analyse *Remptendorf-*

Redwitz als den strukturellen und dauerhaften “als-ob-Engpass” und teilen die Gebotszone in zwei Zonen entlang *Remptendorf-Redwitz* auf. Somit erhalten wir:<sup>2</sup>

- *Gebotszone Nord* – Diese besteht aus der Regelzone von 50HzT und der Nordhälfte von TenneT Deutschland. Aufgrund der Verteilung von Erzeugung und Last in Deutschland gehen wir davon aus, dass dies die Niedrigpreiszone ist.
- *Gebotszone Süd* – Diese besteht aus der Regelzone von Amprion, EnBW und der Südhälfte von TenneT Deutschland. Aufgrund der Verteilung von Erzeugung und Last in Deutschland gehen wir davon aus, dass dies die Hochpreiszone ist.

Market Splitting hätte eine Vielzahl an wesentlichen Effekten.

### **Marktkonzentration wird steigen**

Die Einführung des Market Splitting könnte zu Marktmachtproblemen im deutschen Stromgroßhandelsmarkt führen, welche derzeit latent im Redispatch und Countertrading verborgen sind (wobei zumindest beim Redispatch die Marktmacht durch das Prinzip kostenbasierter Vergütung limitiert ist). Zumindest wenn die Engpässe zwischen den Gebotszonen Nord und Süd bindend sind – was eine Voraussetzung für die Einführung eines Market Splitting darstellt – ist die Marktkonzentration innerhalb der beiden Gebotszonen deutlich höher als in einheitlichen Gebotszone „Deutschland“ (oder „Deutschland-Österreich“). Die quantitative Analyse zeigt, dass in solchen Situationen die Marktkonzentration über das kritische Niveau eines funktionsfähigen effektiven Wettbewerbs steigen könnte. Damit können darüber hinaus negative Auswirkungen auf die Marktliquidität verbunden sein, wenn Marktteilnehmer einem stärker konzentrierten Markt weniger Vertrauen entgegenbringen.

### **Marktliquidität bleibt bestenfalls konstant**

Es gibt zwei potentielle Effekte auf die Liquidität im Fall eines Market Splitting:

- einen Liquiditätseffekt für Handelsgeschäfte, die Erzeugung und Vertrieb in Deutschland betreffen; und
- einen Liquiditätseffekt für Handelsgeschäfte, die Erzeugung und Vertrieb außerhalb Deutschland betreffen, welche jedoch eine einheitliche Gebotszone Deutschland als Referenzmarkt genutzt haben.

Zwei separate Großhandelsmärkte für die Gebotszone Nord und Süd haben sehr wahrscheinlich eine negative Auswirkung auf die Marktliquidität in diesen beiden

---

<sup>2</sup> In der folgenden Analyse schließen wir Österreich aus. Dies hat jedoch keine Auswirkung auf die Ergebnisse.

neuen Gebotszonen. Somit würden wir – falls Market Splitting eingeführt wird – jedenfalls eine Organisation des Großhandelsmarktes in den Gebotszonen Nord und Süd empfehlen, in dem für beide Gebotszonen ein virtueller Systemspotpreis, der zur Abwicklung der Forwardverträgen verwendet wird, sowie Spotpreise für jede Zone ausgewiesen werden (entsprechend der Organisation von NordPool). Dieser Ansatz könnte dabei helfen, die Liquidität und Handelsvolumen für Produkte zu sichern, die sich auf den Systempreis beziehen, d.h. finanzielle Forwardkontrakte. Gleichzeitig könnte der Markt Finanzinstrumente entwickeln, die dabei helfen, sich gegen das Risiko von Preisunterschieden zwischen dem Systemspotpreis und den Zonenspotpreisen abzusichern.

Es muss jedoch betont werden, dass durch diese Maßnahmen die Liquidität bestenfalls erhalten bleibt. Gleichzeitig besteht jedoch ein reales Risiko, dass die Liquidität fällt. Market Splitting führt nämlich ein neues Handelsrisiko ein, wobei das Ausmaß der Wirkung auf die Marktteilnehmer unsicher ist. Das Handelsrisiko ergibt sich aus den neueingeführten Strompreisunterschieden einerseits zwischen den Gebotszonen Nord und Süd (z.B. wenn ein Erzeuger/Anbieter in einer Zone erzeugt/kauft und in einer anderen verkauft) und andererseits zwischen dem Systemspotpreis und den Spotpreisen in den Gebotszonen, wodurch die Absicherung gegen das regionale Spotpreisrisiko erheblich komplexer wird. Solche Risiken können theoretisch abgesichert werden, jedoch ist unklar, inwieweit sich entsprechende Absicherungsprodukte entwickeln bzw. wie liquide diese Produkte gehandelt werden.

Das Risiko für Geschäfte mit physischer Lieferung außerhalb Deutschlands, die den deutschen Strompreis als Referenzpreis benutzen, wird geringer sein. Diese Geschäfte könnten auch künftig den virtuellen Systemspotpreis als Referenzpreis nutzen. Jedoch könnte der Wechsel des Marktdesigns die Glaubwürdigkeit von Geschäftsmodellen untergraben, bei denen internationale Verträge auf eine dritte Region referenzieren.

### *Vorteilen durch zeitliche Anpassung von Inputpreisschwankungen stehen technische Effekte und Marktmachtprobleme entgegen*

Ein Market Splitting ermöglicht den Erzeugern und Übertragungsnetzbetreibern eine Berücksichtigung von kurzfristigen Brennstoffpreisveränderungen für Gebote, die Engpässe lindern. Dies könnte zu Kosten- und Preisreduktionen zu Gunsten der Energiekunden führen. Jedoch funktioniert die rechtzeitige Preisanpassung nur für Kraftwerke, die durch Market Splitting und nicht durch das traditionelle System redispatched werden.

Beim Market Splitting könnten sich jedoch zwei Effekte ergeben, die den Kostenersparnissen aufgrund kurzfristiger Inputpreisanpassungen entgegenwirken:

- Höhere Kosten, wenn der “Redispatch” durch Market Splitting nicht optimal ist (dies ist wahrscheinlich);
- Höhere Kosten durch größere Marktkonzentration im Spotmarkt.

### *Für Standortsignale für Kraftwerksinvestitionen bestehen wirksame Alternativen zum Market Splitting*

Market Splitting würde regional differenzierte Standortsignale in der Gebotszone Deutschland-Österreich setzen und könnte – theoretisch – Investoren anreizen, Kraftwerksstandorte in Regionen mit Erzeugungsdefizit zu wählen. Allerdings könnten Signale, die von volatilen regionalen Strompreisen ausgehen, zu schwach und/oder zu volatil sein, um die Standortwahl in benötigtem Umfang zu beeinflussen. Andere Instrumente, z.B. regional differenzierte Übertragungsnetztarife, können eine zumindest ebenso präzise und verlässliche Alternative darstellen. Diese könnten darüber hinaus ohne grundlegende Änderungen des Marktdesigns eingeführt werden und hätten somit keinen nachteiligen Einfluss auf Marktkonzentration und Liquidität.

### *Investitionen in Übertragungsnetze unausweichlich für die Integration von Erneuerbaren*

Zur Integration der Winderzeugung (mit Einspeisevorrang) in das Stromsystem ist die Erweiterung des Übertragungsnetzes unumgänglich. Market Splitting oder andere Anreizsysteme innerhalb des Status Quo können bestenfalls den Einfluss einer volatileren Erzeugung auf die Nutzung des Übertragungsnetzes entschärfen.

### *Market Splitting reduziert Anreize für Übertragungsinvestitionen durch die Umwandlung von Engpassmanagement-“Kosten” in Engpassmanagement-“Erlöse”*

Im Falle eines Market Splitting werden aus Sicht des Übertragungsnetzbetreibers Engpassmanagementkosten zu Engpassmanagementernlösen. Somit ändern sich die Anreize des bestehenden regulatorischen Kosten-Teilungs-Mechanismus für Systemdienstleistungen, welcher die Optimierung der Engpassmanagementkosten, z.B. durch Netzinvestitionen, anreizt. Abhängig vom neuen Regulierungsdesign würden die Investitionsanreize sehr wahrscheinlich reduziert werden, da der Kostendruck durch Engpässe von den Übertragungsnetzbetreibern genommen würde.

Market Splitting reduziert zusätzlich den Druck zum Netzausbau, wenn es öffentlich als ein geeignetes Substitut für Netzinvestition wahrgenommen wird, selbst wenn Netzinvestitionen die volkswirtschaftlich bevorzugte Option darstellen.

## **Executive Summary**

Des Weiteren kann Market Splitting zusätzliche dämpfende Effekte auf Investitionen haben:

- *Lokaler Widerstand* – Market Splitting macht die potenziellen Gewinner und Verlierer einer engpassabbauenden Investition transparent. Dies wird den Widerstand der Verlierer gegen neue Netzinvestitionen erhöhen, was den existierenden öffentlichen Widerstand verstärkt.
- *Einfluss auf Behörden* – Market Splitting kann den Druck auf Behörden reduzieren, die Genehmigungsverfahren zu beschleunigen, da die Behörden argumentieren könnten, dass die Marktkräfte zur Optimierung der Engpässe schon wirksam sind.

### *Vorlaufzeit für die Einführung von Market Splitting mindestens 3 Jahre*

Erfahrungen, z.B. mit Änderungen des Marktdesigns in UK von Pool zu NETA und von NETA zu BETTA zeigen, dass die Transaktionskosten einer Marktreform erheblich sein können. Jedoch könnte ein großer Teil dieser Kosten vermieden werden, wenn ausreichend Vorlaufzeit für die Einführung des neuen Systems gegeben wird. Die deutschen Stromgroßhandelsmärkte handeln liquide ca. 3 Jahre im Voraus. Dies würde bedeuten, dass eine Vorlaufzeit von 3 Jahren bei der Einführung von Market Splitting zur Vermeidung von Störungen Großhandelsmarkt sinnvoll erscheint. (Basierend auf dieser Überlegung würden wir einen Engpass, der durch eine Investition innerhalb der Frist von 3 Jahren, zuzüglich einiger Jahre der Gültigkeit einer neuen Gebotszonenstruktur, beseitigt wird, als temporär klassifizieren, der eine Einführung von Market Splitting somit nicht erforderlich macht; siehe Diskussion zu Phase 1).

Ein Systemwechsel zum Market Splitting könnte in Deutschland zu Transaktionskosten im hohen zweistelligen oder niedrigen dreistelligen Millionen-Euro-Bereich führen. Des Weiteren können zusätzliche Kosten auftreten, welche schwer zu messen sind, die sich aus der Unsicherheit beim Wechsel eines existierenden funktionierenden Marktdesigns ergeben, z.B. der Einfluss auf die EEX aufgrund des neuen finanziellen Risikos durch das Market Splitting.

### *Verteilungseffekte des Fördersystems für Erneuerbare ergeben sich national und international*

Market Splitting wird erhebliche Verteilungseffekte auslösen. Es ist wahrscheinlich, dass es einen starken Widerstand von nachteilig beeinflussten Stakeholdern geben wird (konventionelle Erzeuger in Niedrigpreis-Zonen, Anbieter oder Verbraucher in Hochpreis-Zonen), die „politische“ Entschädigung fordern werden. Market Splitting kann weiterhin einige Veränderungen des derzeitigen Fördersystems für Erneuerbare in Deutschland erforderlich machen.

### *Market Splitting Deutschland-Österreich – Nachteile dominieren tendenziell Vorteile*

Insgesamt und unter Berücksichtigung der historischen Erfahrung im deutschen Markt erwarten wir, dass der Nutzen eines geringfügig (man beachte, dass selbst mit Market Splitting ein Redispatch immer noch erforderlich wäre) effizienteren Kraftwerkseinsatzes bei Market Splitting die Nachteile (Risiko ineffizienter Investitionen und suboptimaler Markteintritt als Folge einer geringeren Marktliquidität sowie die Gefahr der Marktmacht auf Erzeuger-/Großhandelsniveau) nicht übersteigt. Transaktionskosten sind ein weiterer Nachteil eines Wechsels zu Market Splitting. Jedoch würden wir nicht erwarten, dass diese Kosten ein kritisches Niveau erreichten, solange eine ausreichende Vorlaufzeit für einen Regimewechsel (z.B. 3 Jahre) gewährt wird.

Aus heutiger Sicht gibt es eine Vielzahl von Unsicherheiten, die die zukünftige Netzsituation in Deutschland betreffen, z.B. durch den beschleunigten Atomausstieg in Deutschland. Diese hängen von politischen Entscheidungen ab, die zum Zeitpunkt der Erstellung dieser Studie nicht vollkommen klar waren bzw. deren Auswirkungen noch zu kurz sind und deshalb hier nicht im Detail berücksichtigt wurden. Erste Einschätzungen deuten aber darauf hin, dass der jüngst beschlossene Kernenergieausstieg die Beurteilung gemäß unserer Engpassanalyse nicht grundsätzlich ändert, und dass Loop Flows über die Übertragungsnetze von Nachbarländern durch die Reduktion von Exporten bzw. Erhöhung von Importen Deutschlands tendenziell sinken.

### *Market Splitting Deutschland-Österreich –Effekte auf europäischer Ebene*

Die obigen Ausführungen konzentrieren sich auf den Effekt von Market Splitting auf Deutschland und Österreich, was auch den wesentlichen Fokus bei der praktischen Anwendung des Referenzansatzes in diesem Gutachten darstellt. Aufgrund der Bedeutung des deutsch-österreichischen Strommarktes für den europäischen Strommarkt erwarten wir jedoch auch einen Effekt auf andere europäische Länder durch eine Aufteilung der Gebotszone Deutschland/Österreich. Nachfolgend fassen wir Argumente zusammen, die wir in der obigen Diskussion schon angeführt haben, und dehnen die Betrachtung ihrer Auswirkungen auf Europa aus.

Tabelle 1. Market Splitting Deutschland/Österreich – Europäische Perspektive

Schritt	Thema	Effekt – Europäische Perspektive
<b>Schritt 2 – Technische Auswirkungen einer Auftrennung von Gebotszonen</b>	Auswirkung auf Übertragungs-kapazitäten	Eine Gebotszontentrennung als solche würde keine Erhöhung grenzüberschreitender Kapazitäten ermöglichen. Allerdings könnte sie als Gelegenheit von Nachbarländern gesehen werden, die geographische Verteilung von NTCs neu auszuhandeln. Dabei ist keine eindeutige Tendenz zu erkennen, dass die Höhe verfügbarer Übertragungskapazität an irgendeiner bestimmten Grenze steigen wird.
<b>Schritt 3. Ökonomische Analyse</b>	Marktliquidität und Auswirkung auf Wettbewerb	Höhere Marktkonzentration reduziert die Informationseffizienz von Preisen. Wir würden einen negativen Effekt auf die Spot/Forward Preise an der EEX durch höhere Konzentrationsgrade erwarten. Dies hätte eine Rückwirkung auf die EEX-Preise als relevante Referenzpreise für die Nachbarländer oder andere europäische Länder mit weniger entwickelten Großhandelspreisen.  Bei Market Splitting wird im besten Fall die Marktliquidität konstant bleiben. Wir erwarten jedoch tendenziell eine Reduktion der Marktliquidität. Dies wird auch einen Effekt auf Marktteilnehmer haben, die aktuell den EEX-Markt anstatt des lokalen Großhandelsmarktes zur Absicherung ihrer lokalen Positionen verwenden, z.B. holländische und französische Marktteilnehmer.
<b>Schritt 3. Ökonomische Analyse</b>	Anreize für Investitionen ins Übertragungsnetz	Market Splitting hat potentiell einen negativen Effekt auf die Anreize für Investitionen ins Übertragungsnetz, da das Problem von Netzengpässen durch einen Marktmechanismus als gelöst angesehen werden könnte. Aufgrund der zentralen Lage und Größe Deutschlands sowie der Vermaschung des europäischen Übertragungsnetzes hat eine Verzögerung des Netzausbaus in Deutschland einen negativen Effekt auf die Übertragungskapazitäten in den Nachbarländern.
<b>Schritt 3. Ökonomische Analyse</b>	Integration von erneuerbaren Energien	Die Integration von Erneuerbaren in Europa setzt ein starkes europäisches Übertragungsnetz voraus. Alle Maßnahmen, die einen negativen Effekt auf die Anreize zum Netzausbau haben, z.B. ein Market Splitting von Deutschland/Österreich (s.o.), gefährdet die Integration von intermittierender und/oder lastferner Erzeugung (z.B. Windstrom an küstennahen Standorten), die eine Grundlage für die kosteneffiziente Transformation des

		Energiesystems hin zu mehr Erneuerbaren darstellt.
<b>Schritt 3. Ökonomische Analyse</b>	Europäische Marktintegration	In der Vergangenheit haben alle politischen und ökonomischen Maßnahmen darauf abgezielt, den europäischen Strommarkt zu erweitern, speziell auch zur Reduktion der Marktkonzentration. Market Splitting läuft diesem Prozess tendenziell entgegen. Es sollte deshalb nur herangezogen werden, wenn durch andere Maßnahmen, z.B. Netzausbau, kurz- sowie mittelfristig Engpässe nicht behoben werden können.

Quelle: Frontier/Consentec

## Weitere Designoptionen

Die Aufteilung der Gebotszone Deutschland-Österreich stellt nicht die einzige politische Option für ein Marktdesign dar. Zwei zusätzliche Optionen für ein neu gestaltetes Marktdesign können in Betracht gezogen werden.

### Nodal Pricing

Nodal Pricing erweitert den Ansatz des Market Splitting auf die einzelnen Netzknoten. Es kann gezeigt werden, dass Nodal Pricing einen theoretischen Vorteil beim kostenminimalen Kraftwerkseinsatz bei einem gegebenen Netz und Kraftwerkspark hat. Jedoch bestehen eine Vielzahl von Bedenken bezüglich der praktischen Bedeutung für Europa und Deutschland, z.B.:

- **Keine klare Abhilfe des Investitionsproblems** – Nodal Pricing kann einen effizienten Weg darstellen, Knappheit zu bewirtschaften. Es stellt jedoch nicht ausreichend Anreize zur Beseitigung eines strukturellen Engpasses durch Investitionen (in Kraftwerke oder das Netz) zur Verfügung. Einige gehen so weit zu sagen, dass die effizientere Bewirtschaftung der Knappheit eher den Druck senken wird, nach grundlegenden Lösungen, d.h. Investitionen, zu streben.
- **Erhöhung der Wettbewerbsbedenken** – Nodal Pricing kann Marktmachtprobleme schaffen, durch die Schaffung kleiner „nodaler Gebotszonen“ mit jeweils hohen Konzentrationsniveaus. Solche „nodalen Gebotszonen“ können auch derzeit existieren, wobei derzeit nur Kraftwerke für den marktbasieren (im Gegensatz zu dem in Deutschland durchgeführten kostenbasierten) Redispatch oder Countertrading betroffen sind, jedoch nicht der Großhandelsmarkt insgesamt. Eine Reaktion auf Marktkonzentration in „nodalen Gebotszonen“ – unter Nodal Pricing – besteht international in der detaillierteren Überwachung und möglichen Regulierung des Bieterverhaltens im Spotmarkt (wobei dann jede

## Executive Summary

Erzeugungseinheit zur Teilnahme am Spotmarkt gezwungen wäre). Dies würde ein grundlegend anderes Marktdesign bedingen als das derzeitige auf flexiblen und freiwilligen Marktvereinbarungen beruhende in Europa.

### Erweiterung von Gebotszonen

Anstelle einer Aufteilung der Gebotszonen könnte auch über eine Erweiterung der Gebotszonen, beispielsweise durch Zusammenfassung verschiedener Länder in eine Gebotszone, nachgedacht werden. Dies entspricht tendenziell mehr dem Grundsatz eines integrierten europäischen Strommarktes. Solch ein Schritt würde jedoch ein effizienteres Management grenzüberschreitender Kapazitäten erfordern (wobei einige Market Coupling Initiativen bereits bestehen) und ebenso weitere Investitionen in grenzüberschreitende Kapazität.







Frontier Economics Limited in Europe is a member of the Frontier Economics network, which consists of separate companies based in Europe (Brussels, Cologne, London & Madrid) and Australia (Brisbane, Melbourne & Sydney). The companies are independently owned, and legal commitments entered into by any one company do not impose any obligations on other companies in the network. All views expressed in this document are the views of Frontier Economics Limited.

FRONTIER ECONOMICS EUROPE

BRUSSELS | COLOGNE | LONDON | MADRID

Frontier Economics Ltd 71 High Holborn London WC1V 6DA

Tel. +44 (0)20 7031 7000 Fax. +44 (0)20 7031 7001 [www.frontier-economics.com](http://www.frontier-economics.com)