



Aachen | Leipzig | Hamm

Büro für Energiewirtschaft
und technische Planung GmbH
Alfonsstraße 44
52070 Aachen

Telefon +49 241 47062-0
Telefax +49 241 47062-600

info@bet-aachen.de
www.bet-aachen.de

Studie

zur Neustrukturierung des Deutschen Stromübertragungsnetzes

Aachen, den 18.06.2009

Bearbeitung:

Dipl.-Ing. **U. Macharey**

Dipl.-Ing. Dipl.-Ing. **D. Nailis**

Dr.-Ing. **W. Zander**

Inhaltsverzeichnis

Seite

Sieben Thesen zur zukünftigen Struktur des deutschen Übertragungsnetzes

1	Zusammenfassung	1
2	Einleitung und Aufgabenstellung	4
3	Die Ausgangslage: Welche Mängel weist der Status Quo auf?	6
	3.1 Historie und Aufgaben des Höchstspannungsnetzes	6
	3.1.1 Aufgaben des Verbundnetzes	6
	3.1.2 Aufgaben des Übertragungsnetzbetreibers	10
	3.2 Wandel der Randbedingungen	11
	3.3 Diskriminierungsfreiheit - Transparenz - Effizienz - Versorgungssicherheit als Leitkriterien für den ÜNB als Market Facilitator	13
	3.3.1 Diskriminierungsfreiheit	14
	3.3.2 Transparenz.....	15
	3.3.3 Effizienz	17
	3.3.4 Versorgungssicherheit	17
	3.4 Konkrete Kritikpunkte und Suboptima	18
	3.4.1 Märkte für Regelenergie	18
	3.4.2 EEG-Ausgleich	20
	3.4.3 Engpassmanagement (Congestion Management, "CM"), international	22
	3.4.4 Engpassmanagement (Congestion Management, "CM"), national.....	23
	3.4.5 Netzausbau	24

3.4.6 Erzeugungs-Allokation.....	25
3.4.7 Uneinheitliches Netzentgelt in der HöS-Ebene	26
3.5 Zwischenfazit: Suboptima aufgrund der Zersplitterung der ÜNB	27
4 Die Optionen: Welche Gestaltungsansätze kann es geben? ...	28
4.1 Europarechtlicher Rahmen: Aufriss der Entflechtungs-Optionen	28
4.2 Anzahl und Zuschnitt der Regelzonen.....	31
4.3 Übergang vom Status Quo zum OU / ISO / ITO	32
4.4 Funktionale Verbesserung durch Schaffung von Anreizen für Effizienz und Kundenfreundlichkeit.....	34
5 Die Bewertung: Welche der Optionen ist erstrebenswert, und wie kann sie erreicht werden?	37
5.1 Bewertungsmatrix	37
5.2 Zusammenfassende Bewertung der Optionen.....	41
5.3 Das Ziel und die Wege dorthin	44
Glossar	46

Sieben Thesen zur zukünftigen Struktur des deutschen Übertragungsnetzes

1. Für die wirtschaftliche Entwicklung Deutschlands wird ein Übertragungsnetz benötigt, das einen effizienten und liquiden Marktplatz für Energie und Systemdienstleistungen bildet. Die derzeitige organisatorische Struktur des deutschen Übertragungsnetzes wird diesen Anforderungen an einen Marktplatz nicht ausreichend gerecht. Vielmehr weist sie diverse Suboptima auf, die zu **Ineffizienzen, mangelnder Transparenz und Ungleichbehandlungen** führen. Diese Suboptima zeigen sich insbesondere in den Bereichen Regelleistung, EEG-Ausgleich, Engpassmanagement und Netzausbau.
2. Jedwede Umorganisation muss in den europapolitischen Rahmen des "**dritten EU-Energiebinnenmarktpaketes**" passen. Die Hauptvarianten sind "ownership unbundling" (**OU**), "independent system operator" (**ISO**) und "independent transmission operator" (**ITO**).
3. **Wichtigster Aspekt zur Verbesserung hinsichtlich der beschriebenen Kriterien ist nicht die Wahl zwischen den drei Eigentumsmodellen und Organisationsformen, sondern die Zusammenfassung der heutigen ÜNB zu einer Regelzone und zu einem Netzbetreiber.**
4. Aus der Sicht des Netznutzers sind **ISO und OU ähnlich gute Lösungsansätze**. Der ISO ist hierbei bezüglich des Netzeigentums das "mildere Mittel". Auch ist die Durchsetzbarkeit eines OU gegen den Willen der derzeitigen Eigentümer zweifelhaft. Zwischen den organisatorischen Varianten ist der **ITO** auf Grund der geringeren Unabhängigkeit von Konzerninteressen und des zu erwartenden höheren Regulierungsbedarfs **nachteilig zu bewerten**.
5. Die Setzung **angemessener Anreize** für den Netzbetreiber im regulatorischen Umfeld ist ein ungelöstes Problem. Einen sinnvollen Beitrag hierzu könnte ein "**Rat der Netznutzer**" liefern, der – institutionell verankert – einen direkten Einfluss auf die Ertragslage des System Operator hat.
6. Bei Fortsetzung des Status Quo mit minimalen politischen Vorgaben werden sich die Konzerne verschieden positionieren, es wird OU-Netzbetreiber und ITO-Netzbetreiber geben. Das Ergebnis ist deutlich suboptimal und wird daher voraussichtlich durch die BNetzA aufgegriffen und Stück für Stück optimiert werden. Im Ergebnis wird ein "**de facto ISO**" stehen, der allerdings erst in Jahren seine endgültige Ausprägung erreichen wird. Ein **besseres Ergebnis ist schneller zu erreichen**, indem der ISO zeitnah installiert wird.
7. Die Kombination der Aspekte "Einführung des einheitlichen **ISO**" mit **Anreizen** zu Markt förderndem Verhalten und der Beteiligung der Netzkunden ("**Rat der Netznutzer**") ist nach heutiger Einschätzung der optimale Weg zur Neuorganisation des deutschen Übertragungsnetzes. Dieser Weg müsste allerdings **politisch** flankiert werden, um kurzfristig Verbesserungen zu erzielen.

1 Zusammenfassung

Für die wirtschaftliche Entwicklung Deutschlands wird ein Übertragungsnetz benötigt, das sowohl die technischen Aufgaben erfüllt als auch einen effizienten und liquiden Marktplatz für Energie und Systemdienstleistungen bildet. Das Deutsche **Übertragungsnetz** als komplexes, historisch gewachsenes Gebilde muss somit eine Vielzahl von Aufgaben wahrnehmen, die z. T. in einem Spannungsfeld zueinander stehen. Technische Kernaufgaben wie der weiträumige Energietransport und der internationale Stromaustausch mit den europäischen Nachbarländern spielen hierbei eine ebenso wesentliche Rolle wie zentrale Funktionen des Energiemarktes, z. B. die Bewirtschaftung der Grenzkuppelstellen oder die Organisation des Regelenenergiemarktes. Als Gebietsmonopolisten agieren derzeit vier Eigentümer und Betreiber - die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB, engl. Transmission System Operator TSO) - in regionaler Abgrenzung.

Die **Aufgaben des Übertragungsnetzes** wandeln sich. Die Transporte von Windenergie-Strom nehmen zu, der internationale Handel wird stärker, aber auch die technischen Möglichkeiten sind vielfältiger und mächtiger als vor Jahren. Ziel ist das Erreichen einer Marktgestaltung, die einem effektiven und diskriminierungsfreien Wettbewerb förderlich ist. Der Betreiber des Übertragungsnetzes soll ein Selbstverständnis als Market Facilitator entwickeln.

Aufgrund dieser sich wandelnden Aufgaben und bedingt durch Partikularinteressen bildet das Deutsche Übertragungsnetzes in seiner derzeitigen Organisationsform nur einen unzureichenden Marktplatz für Energie und Systemdienstleistungen. Die gesetzlichen und gesamtwirtschaftlichen Anforderungen an **Transparenz, Effizienz und Diskriminierungsfreiheit** werden nicht bzw. nicht ausreichend erfüllt. Hinter diesen politischen Schlagworten konkretisieren sich Suboptima im heutigen Zustand. Besonders zu erwähnen sind die Themengebiete Regelenergie, EEG-Ausgleich, Engpassmanagement (national und international), Netzausbau, Erzeugungsallokation und uneinheitliches Netzentgelt. Diese Suboptima sollten im Interesse der Netznutzer und der Allgemeinheit sowie zur Erfüllung gesetzlicher Vorgaben beseitigt werden.

Die EU hat in Form des sog. "Dritten EU-Energiebinnenmarktpakets" Rahmenbedingungen beschlossen, die auch konkrete Vorgaben für die Organisation der Übertragungsnetze enthält. Diese werden für das Entstehen eines europäischen Energiebinnenmarktes für besonders wichtig erachtet. Die EU sieht als Optimum das "**Ownership Unbundling**" (OU) vor, also die Schaffung eines Netzeigentümers und -betreibers, der von den Interessen der Erzeugung und des Energiehandels- und Vertriebes gänzlich, auch bezüglich seiner Eigentümerstruktur, unabhängig ist. Die mögliche Alternative aus EU-Sicht ist der "**Independent System Operator**" (ISO), also eine Institution, die den Betrieb und die Investitionsentscheidungen bezüglich des Netzes, das im Eigentum eines Energiekonzerns verbleiben kann, unabhängig verantwortet. Als sogenannter Dritter Weg besteht das Modell eines "**Independent Transmission Operator**" (ITO). Dieser wäre eine Einrichtung, die das Netz im Eigen-

tum hat und betreibt. An die Unabhängigkeit des ITO werden mildere Anforderungen gestellt als an die des ISO oder des OU.

Das dritte EU-Binnenmarktpaket enthält keinerlei Vorgaben für die Anzahl der Übertragungsnetzbetreiber bzw. Regelzonen in einem Mitgliedsstaat. Die Frage, wie viele Regelzonen bzw. Netzbetreiber es zukünftig in Deutschland geben soll, ist daher eine rein deutsche Entscheidung. Bei der Analyse der Aufgaben, die der optimale Übertragungsnetzbetreiber ("OTSO") bei der Verbesserung des Status Quo erfüllen soll, wird zunächst deutlich, dass die Grundvarianten "ISO", "ITO" und "OU" weniger wichtig sind, als die Zusammenlegung der Regelzonen. **Das Ergebnis - eine Regelzone mit einem System Operator - zeigt in allen untersuchten Aspekten deutlich bessere Entwicklungsmöglichkeiten als der Status Quo oder auch als jede Variante mit mehreren Regelzonen und Netzbetreibern.** Zugleich ist in diesem Aspekt mit dem Widerstand mancher der heutigen Konzernmütter zu rechnen, da diese einen Monopolverlust zu gewärtigen hätten. Obschon dieser Schritt also ggf. nicht einfach umzusetzen ist, ist diese Zusammenführung die eigentlich wichtige Weiterentwicklung des heutigen Systems.

Ein von der Organisationsform unabhängiges Problem besteht in der Setzung adäquater Anreize für den Netzbetreiber im Umfeld der Regulierung. Hier wäre ebenfalls politisches Gestalten wünschenswert, dass eine 'Qualitätsregulierung' im Sinne einer Kundenorientierung betreibt bzw. ermöglicht. Kunden des Netzes sind nachgelagerte Netzbetreiber, Kraftwerksbetreiber, Händler und letztlich alle Endkunden als Netznutzer. Als sinnvolle Ergänzung zu jedem der Modelle wäre ein "**Rat der Netznutzer**" zu diskutieren, der den Aspekt der Kundenzufriedenheit in den regulatorischen Rahmen einbringen und so die Gewinnmöglichkeiten des Unternehmens mit beeinflussen würde. Hierdurch könnte ein direkter Anreiz zu wettbewerbs- und kundenfreundlichem Verhalten gegeben werden, der heute nicht erkennbar ist.

Wagt man einen Blick in die Zukunft, erscheint es auf dem bisher eingeschlagenen Weg als wahrscheinlich, dass die einzelnen Konzerne unterschiedliche Strategien verfolgen werden. RWE und EnBW werden sich in Richtung des ITO bewegen. Die Verkaufsprozesse bei VET und E.ON weisen auf eine OU-Lösung hin. Unter dieser Mischform bleiben die bestehenden Ineffizienzen erhalten, was ein Eingreifen der Bundesnetzagentur erforderlich macht, so wie dies in diversen Einzelaspekten in der Vergangenheit bereits geschehen ist. Die BNetzA könnte den einzelnen, verschieden organisierten ÜNB Stück für Stück Kompetenzen entziehen und diese in die Hand einer unabhängigen, für alle vier Regelzonen zusammengefassten Institution legen, um z. B. die gesetzliche Vorgabe der Effizienz (EnWG) zu erfüllen. Ergebnis wäre langfristig ein "de facto ISO". Weit sinnvoller wäre es, dieses Ergebnis kurzfristig anzustreben. Eine Zusammenlegung der dann entstehenden ISO wäre voraussichtlich relativ unproblematisch da die Konzerne am ISO ohnehin weniger Interesse haben als an den ITOs. Eine internationale Ausprägung dieses ISO wäre sinnvoll und wünschenswert, Deutschland könnte auf diesem Wege eine Vorreiterrolle in Europa einnehmen.

Im **Fazit** erscheint die Etablierung eines einheitlichen Netzbetreibers (Modell "ISO"), als optimaler Weg und zugleich als "mildestes Mittel", die Interessen der Netzkunden und zugleich

die der Öffentlichkeit im Einklang mit den Vorgaben der EU und des deutschen Rechtsrahmens wahr zu nehmen. Ferner sollten durch politische Vorgaben zusätzliche, angemessene Anreize für den ISO zur Erfüllung der Dienstleistungsaufgabe ermöglicht und dessen Arbeit durch eine Beteiligung seiner Kunden ("Rat der Netznutzer") mit bewertet werden, um die Entfaltung des Marktes zu unterstützen.

2 Einleitung und Aufgabenstellung

Die deutschen Übertragungsnetze für elektrische Energie weisen in ihrer heutigen, viergeteilten Struktur und Organisation diverse Mängel auf. Diese sind zu Teilen den sich ändernden Rahmenbedingungen geschuldet, zu Teilen aber auch Folge der gemeinsamen Interessen von Netzbetreiber, Erzeuger und Händler innerhalb eines Energiekonzerns.

Auf Ebene der Europäischen Union sind deutliche Anstrengungen erkennbar, diese Verflechtungen aufzusprengen. Im Rahmen des "3. EU-Energiebinnenmarktpaketes" wird das ownership unbundling als Königsweg zur Lösung dieses Problems angesehen. Als Ziel gilt hierbei, Wettbewerbsverzerrungen zu verringern und Transparenz, Effizienz und Diskriminierungsfreiheit zu befördern. In Folge dieser Aktivitäten prüft auch die Bundesregierung mögliche Lösungen für eine Neugestaltung der (eigentums-)rechtlichen, ökonomischen und organisatorischen Struktur des deutschen Strom-Übertragungsnetzes. Neben der auf europäischer Ebene diskutierten Form des Unbundling wird in Deutschland die Aufteilung des Übertragungsnetzes in vier Regelzonen, die entsprechend der Eigentumsgrenzen der Übertragungsnetzbetreiber zugeschnitten sind, hinterfragt.

Bei jeder strukturellen Neuordnung der Strom-Übertragungsnetze sind zum einen die politischen Vorgaben und Ziele zu verfolgen und zum anderen eine Reihe anspruchsvoller, z. T. widersprüchlicher technisch/wirtschaftlicher Zielsetzungen zwingend zu beachten: Die Analyse des vorliegenden Gutachtens zeigt, dass für das Erreichen der politischen Zielvorgaben Diskriminierungsfreiheit, Effizienz und Transparenz der Zuschnitt der Regelzonen für einen funktionierenden Wettbewerb wesentlich bedeutsamer ist als die konkrete eigentumsrechtliche Ausgestaltung. Die optimale Organisationsform sollte sicherstellen, dass folgende Anforderungen erfüllt werden:

- Erreichen einer **Marktgestaltung**, die einem **effektiven, diskriminierungsfreien Wettbewerb** förderlich ist.
- Gewährleistung erheblicher **Netzausbauinvestitionen** in Höhe mehrerer Mrd. Euro, als Folge des Ausbaus erneuerbarer Energien und der Erneuerung des Kraftwerksparks
- Durchführung eines effizienten und **kostengünstigen Netzbetriebs** im Rahmen des EnWG, der StromNEV und der ARegV, u. a. bei der Bereitstellung der notwendigen Regel- und Ausgleichsenergie,
- Zusammenführung und Intensivierung der bisher weitgehend getrennten Planungsprozesse sowie Planungs-, Anlagen- und **Betriebskonzepte**,
- **Nachhaltigkeit der neuen Organisationsstruktur**, um langfristiges Handeln der Marktakteure zu ermöglichen.
- Gewährleistung einer weiterhin hohen **Versorgungssicherheit** und Sicherstellung hierzu notwendiger erheblicher **Reinvestitionen** in das Übertragungsnetz unter Beachtung der Vorgaben aus der Anreizregulierung (ARegV).

Der Status Quo und die identifizierten Haupt-Kritikpunkte werden zunächst in **Kapitel 2** dargestellt. Ziel muss es sein, diese Defizite unter Wahrung der aufgeführten technisch/wirtschaftlichen Vorgaben so weit eben möglich zu eliminieren. Hierzu sind unterschiedliche Strukturen denkbar, die jeweils eigene Spezifika (Vor- und Nachteile) mit sich bringen und vor allem durch europäische Gesetzgebung determiniert werden und einen unterschiedlichen Zuschnitt der Regelzonen vorsehen.

Die Optionen zur Neustrukturierung sowie mögliche Wege vom Status Quo zu einer den europäischen Vorgaben entsprechenden Struktur, die gleichzeitig die deutsche Ausgangssituation berücksichtigt, werden in **Kapitel 3** beschrieben. Weiterhin wird gezeigt, welche Anreize zum Erreichen dieser Option geschaffen werden sollten. In **Kapitel 4** wird schließlich untersucht, welche der Optionen am ehesten geeignet ist, die geschilderten Probleme zu lösen. Zusätzlich wird die Entwicklung des deutschen Übertragungsnetzes unter Berücksichtigung aktueller Entscheidungen der Übertragungsnetzbetreiber in einem Szenario als Fortsetzung des Status Quo dargestellt.

Eine quantitative Bewertung der Folgen identifizierter Suboptima oder des Aufwandes eine vorgeschlagenen Veränderung findet hierbei nicht statt. Auch einer juristischen Bewertung z. B. der Durchsetzbarkeit einer Enteignung oder einer anderen Vorgabe der Umstrukturierung müssen sich die Autoren enthalten. Die Ergebnisse der Studie werden in einem gesonderten Kapitel zusammengefasst.

3 Die Ausgangslage: Welche Mängel weist der Status Quo auf?

3.1 Historie und Aufgaben des Höchstspannungsnetzes

3.1.1 Aufgaben des Verbundnetzes

Das Deutsche Übertragungsnetz blickt auf eine lange Geschichte zurück. Seit fast 100 Jahren werden Kraftwerke miteinander und mit mehreren Verbrauchern vernetzt, um die vielfältigen Vorteile eines Netzes gegenüber einer Insellösung zu nutzen. Die folgende Darstellung zeigt das Höchstspannungsnetz Deutschlands in seiner heutigen Form, also das Ergebnis dieser langjährigen Entwicklung.

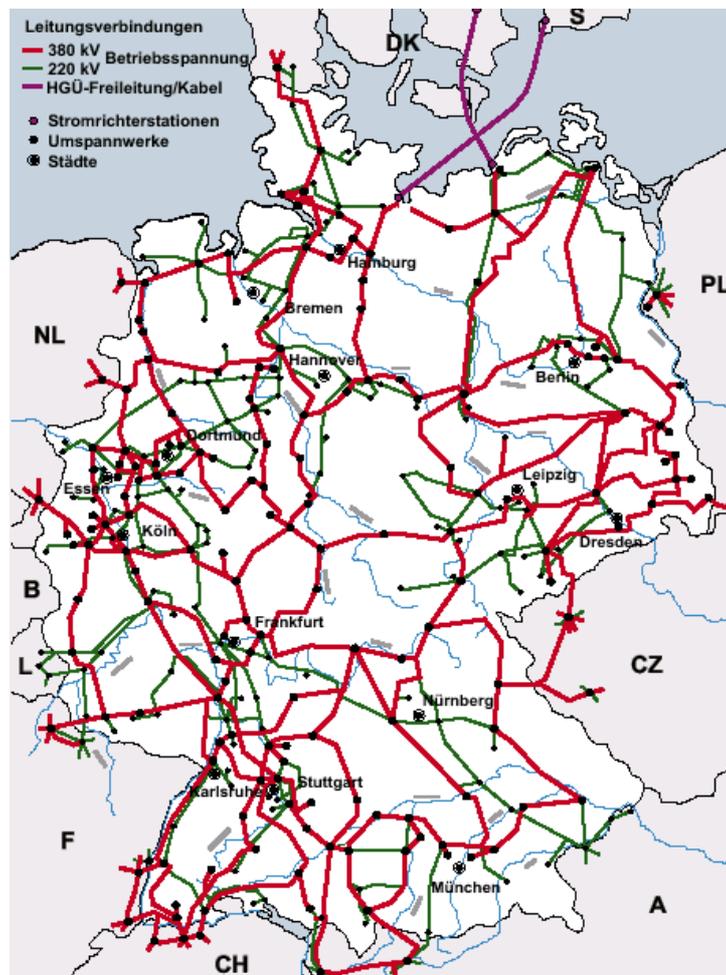


Abbildung 1: Übertragungsnetz in Deutschland [VDN]

Stromdurchleitungen zur Versorgung von Industriebetrieben z. B. werden in Deutschland seit den 20er Jahren des vergangenen Jahrhunderts praktiziert. Beispielsweise wurde es mit der zunehmenden Industrialisierung des Ruhrgebietes notwendig, die räumlich verteilten Verbraucher einer Firma oder Gesellschaft mit den ebenfalls verteilten Anlagen zur Stromerzeugung (z. B. Kohleverstromung und Anfallgas) zu verbinden.

Wie in der Jubiläumsschrift zum 50jährigen Bestehen der Gesellschaft für Stromwirtschaft (GfSt)¹ beschrieben, sollten verteilte Standorte durch den Neubau von 110-kV-Leitungen verbunden werden. Um einen volkswirtschaftlich unsinnigen (parallelen bzw. konkurrierenden) Leitungsbau zu verhindern, hat die Energieaufsichtsbehörde damals darauf gedrungen, dass dieser Stromtransport über das vorhandene Netz geführt, also eine Durchleitung vorgenommen wurde. Schon zum damaligen Zeitpunkt diente diese Keimzelle des heutigen Übertragungsnetzes mithin demselben Ziel, dem auch heute die Energiewirtschaft verpflichtet ist: Einer effizienten und kostengünstigen Stromversorgung (vgl. § 1 EnWG) durch Vermeidung unnötigen und ineffizienten Leitungsbaus.

Weitere Aspekte kamen hinzu: So ergänzen sich, wie bereits in den 50er Jahren des vergangenen Jahrhunderts erkannt wurde, der thermische Kraftwerkspark in Deutschland und der hydraulisch dominierte Kraftwerkspark der Alpenregion sehr gut. Dies führte zu einem zweiten Zweck der Höchstspannungsnetze: Die Ermöglichung von internationalen Stromtransporten. Zur Veranschaulichung der langen Historie solcher Aktivitäten diene folgendes Zitat:

*"Eine wesentliche Förderung hat der europäische Verbundbetrieb durch die Bemühung der OEEC, die grenzüberschreitenden Stromlieferungen schrittweise zu liberalisieren, erfahren. 1953 haben die Regierungen der Mitgliedsländer den Im- und Export von gelegentlichen Stromlieferungen bis zu einer bestimmten Höhe freigegeben (...). Dadurch wurde es möglich, zufällige Wasserkraftüberschüsse, die im eigenen Land nicht unterzubringen waren, zu verwerten, und einem Land, das (...) zusätzlich Strom benötigte, auszuweichen und schließlich durch **Lieferung von Nachtstrom** den hydraulischen Wasservorrat in Speichern (...) zu schonen. 1956 brachte aufgrund der günstigen Erfahrungen die **Ausdehnung der Lieferungen** auf jahreszeitlich bedingte Stromlieferungen (...). **Ab 1965** wurde die Liberalisierung auch auf **Stromlieferungen bis zu einer Dauer von zwei Jahren** ausgedehnt. Damit waren zumindest auf deutscher Seite **keinerlei Beschränkungen für den Stromaustausch** mehr vorhanden."*²

(Hervorhebung durch den Autor)

¹ "GfSt 1953 - 2003", Gesellschaft für Stromwirtschaft m.b.H., Mühlhausen an der Ruhr, Oktober 2003

² OEEC: Council of Ministers of the Organisation for European Economic Cooperation

Das Deutsche Übertragungsnetz ist heute ein Teil des Europäischen Übertragungsnetzes der UCTE³, wie die folgende Darstellung veranschaulicht (Abbildung 2). Diese Verbindungen sind nicht Selbstzweck. Sie dienen neben dem internationalen Stromhandel vor allem der gegenseitigen Hilfe im Falle von Kraftwerksausfällen oder anderen Störungen.

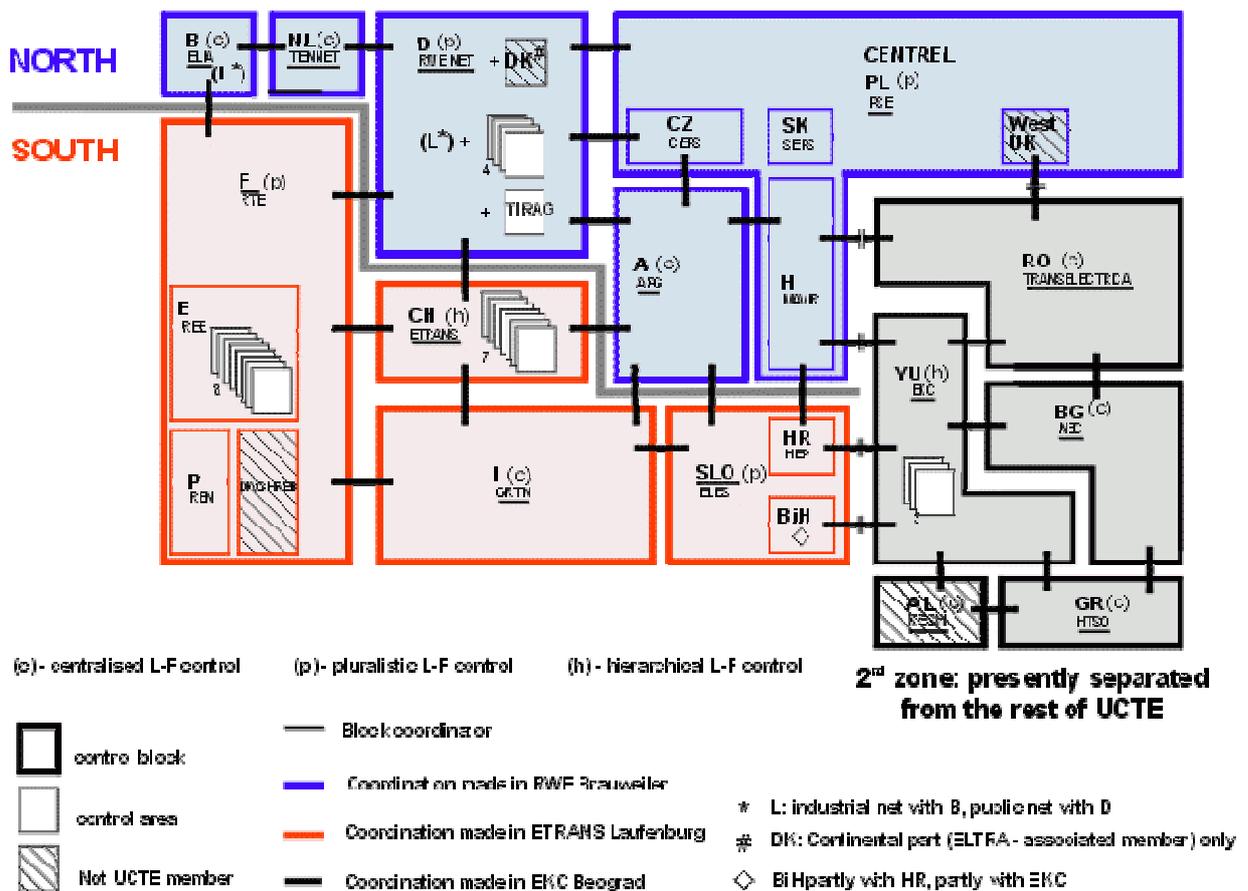


Abbildung 2: Regelnheiten der UCTE und deren Zusammenhang [UCTE]

Aus dem - inzwischen im EnWG gesetzlich fixierten - Zweck einer effizienten, sicheren, umweltfreundlichen und kostengünstigen Stromversorgung folgen also verschiedene Aufgaben, die in optimaler Weise zu erfüllen sind. Die Hauptaufgaben des Übertragungsnetzes sind:

- Der Ausgleich zwischen Erzeugungs- und Verbrauchsschwerpunkten, Bereitstellung von Durchmischungsvorteilen, Verringerung des Regelbedarfes ("**nationale Transportaufgabe**")

³ UCTE: union for the coordination of transmission of electricity

- Ermöglichung internationalen Austausches / Handels ("**internationale Transportaufgabe**")
- Gegenseitige Hilfe innerhalb der UCTE im Havariefall, Sicherung der Systemstabilität, Ermöglichung von großen Kraftwerksblöcken ("**Regelenergie und Reserveleistung**")

Diese Aufgaben überschneiden sich und verändern im Laufe der Zeit ihre Gewichtung. So kommt dem internationalen Handel eine ständig wachsende Bedeutung zu, der nationale Transport wird mehr und mehr geprägt durch die Integration der Windenergie, etc. Weitere Ausführungen hierzu folgen in Abschnitt 3.2.

Innerhalb Deutschlands werden diese Aufgaben von den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) wahrgenommen. Historisch handelt es sich hierbei um Gebietsmonopolisten, die in räumlicher Abgrenzung agieren. Durch Fusionen haben sich diese Gebietsmonopole in den vergangenen Jahren verändert, wie Abbildung 3 zeigt:

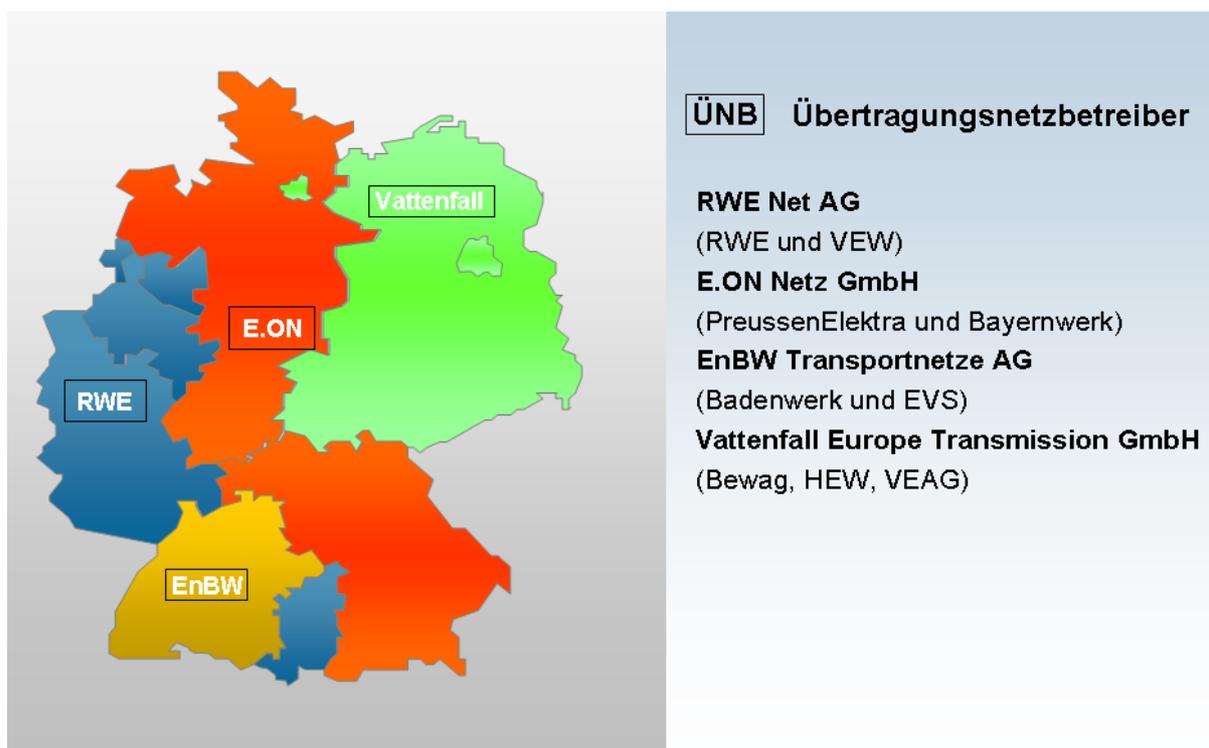


Abbildung 3: Status Quo und Historie der ÜNB in Deutschland

Zu einem späteren Zeitpunkt werden zwei Schlussfolgerungen aus der Betrachtung dieser Fusion von Gebietsmonopolen belangreich werden:

1. Die Aufteilung der Bundesrepublik in die Gebiete der ÜNB (=Regelzonen) hat vorrangig keine technischen, sondern historische Gründe.

2. Die Zusammenlegung von - auch sehr unterschiedlichen, sich weit erstreckenden oder sogar räumlich getrennten - Regelzonen ist grundsätzlich nicht ausgeschlossen.

3.1.2 Aufgaben des Übertragungsnetzbetreibers

Die Aufgabe des ÜNB besteht darin, das Übertragungsnetz so zu bauen, auszubauen, zu warten, instand zu halten und zu betreiben, dass es den oben genannten Aufgaben und Zielen gerecht werden kann. Die Umsetzung dieser globalen Formulierung in konkrete Aufgaben geht mit der Gestaltung der betroffenen Tätigkeitsbereiche und Märkte einher. Auch sind einzelne Aufgaben gesetzlich (EnWG und zugehörige Verordnungen) oder durch Abkommen (z. B. innerhalb der UCTE) festgelegt.

Die gesetzlichen Aufgaben des ÜNB sind in § 11 bis 13 EnWG definiert.

§ 11 gibt die grundsätzliche Verpflichtung vor, das Netz bereit zu stellen. Hierbei sind

- Sicherheit,
- Zuverlässigkeit,
- Leistungsfähigkeit und
- Diskriminierungsfreiheit

Prüfsteine für den Betrieb des Netzes. Ferner ist der bedarfsgerechte Ausbau als besonderes Ziel hervorgehoben.

§ 12 zielt zunächst auf die Pflicht zur **Bereitstellung des Netzes** ab. Diese soll der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Systems sowohl bezüglich der Transportaufgaben im internationalen Verbund als auch innerhalb der betreffenden Regelzone und zwischen den nationalen Regelzonen dienen. Ferner verpflichtet § 12 den ÜNB zur **Bereitstellung von Informationen** an andere Netzbetreiber. Auch haben die ÜNB die Pflicht, **dauerhaft** die Fähigkeit des Netzes sicher zu stellen, die "**Nachfrage nach Übertragung**" befriedigen zu können. Über den Zustand des Netzes ist zweijährlich zu berichten.

§ 13 gibt dem ÜNB **diverse Eingriffsrechte**, um die ihm auferlegten Aufgaben wahrnehmen zu können. Hierunter fallen z. B. der Einsatz von Regelenergie, Engpassmanagement, Redispatch. Ziel ist die Aufrechterhaltung der sicheren Versorgung und die Abwehr von Gefährdungen und Störungen. Diesem Ziel werden andere Ziele, etwa der Vorrang der EEG-Einspeisung, untergeordnet.

Der Aufgabenkatalog des EnWG ist also - sachgerechter Weise - zielorientiert und kann daher nicht als unmittelbare Handlungsanweisung an den ÜNB, muss aber als Prüfstein für dessen Aufgabenerfüllung dienen.

3.2 Wandel der Randbedingungen

Auf dem Sockel der skizzierten Anforderungen an das Netz und Aufgaben des ÜNB hat sich ein komplexes und filigranes System aus Regelwerken und Arbeitsabläufen gebildet, das die Erfüllung der Anforderungen zu sichern geeignet ist. Durch unterschiedliche Änderungen der Rahmenbedingungen ist dieses System seinerseits zu stetigem Wandel gezwungen, sollen auch in Zukunft die selben Ziele erreicht werden. Die Veränderlichen im System sind vorrangig die Folgenden:

Liberalisierung

Die Liberalisierung des Strommarktes und die Einführung des Bilanzkreissystems hat in den vergangenen 10 Jahren zu grundlegenden Veränderungen der Marktregeln und Prozesse geführt. Hiervon waren und sind auch die Prozesse der ÜNB betroffen. Die Bedeutendste Veränderung für den ÜNB war hierbei, dass er neben der eigentlichen, technisch geprägten Rolle des ÜNB (an der sich durch die Liberalisierung zunächst wenig ändert) die des Bilanzkoordinators (BKO) wahrnimmt. Diese Konstellation ist weder zwingend noch unumstritten und führt zu diversen neuen Tätigkeiten auf Seiten des ÜNB, die mit den vorstehend skizzierten, ursprünglichen Aufgaben nicht direkt in Verbindung stehen, so z. B. das Führen der Bilanzkonten aller Bilanzkreisverantwortlichen der Regelzone. Zugleich wurden bestimmte Aufgaben (z. B. die Bereitstellung der Regelenergie) aus der alleinigen Hoheit des ÜNB als Netzbetreiber heraus gelöst und in ein Beschaffungssystem mit größerer Marktnähe überführt.

Zunahme des internationalen Handels

In den Ursprüngen des internationalen Verbundes gab es zwar bereits Stromaustausch zwischen Staaten (z. B. D-AT, wie beschrieben), der aber nicht den Hauptbeweggrund für die Schaffung des europaweiten Verbundnetzes darstellte. Dieser lag vielmehr in der Möglichkeit der gegenseitigen Nothilfe bei Systemstörungen, erst so wurde es ermöglicht, Kraftwerksblöcke von 1.000 MW und mehr zu betreiben. In den vergangenen Jahren tritt nun verstärkt der Wunsch nach einem europaweiten Strombinnenmarkt in den Vordergrund. Da der Ausbau vorhandener Grenzkuppelstellen langwierig ist, treten folgerichtig Engpässe an fast allen Grenzen zwischen Deutschland und seinen Nachbarländern auf. Auch kommen neue Grenzkuppelstellen durch den Bau unterseeischer Kabel hinzu (z. B. D-NO, NL-NO). Es findet also eine Schwerpunktverschiebung von Nothilfe zu Stromhandel statt.

Zunahme nationaler Transporte

Die wohl gravierendste Änderung der Schwerpunktsetzung wird durch den Ausbau der Windenergie induziert. Der Transport elektrischer Energie von zentralen Kraftwerksstandorten zu Verbrauchsschwerpunkten gehört seit je her zu den Aufgaben des ÜNB, etwa durch die stets in Brennstoffnähe gebauten Braunkohlekraftwerke oder andere Großkraftwerke, bei denen andere Standortfaktoren wichtiger sind als die Verbrauchsnähe oder der Brennstofftransport ungünstiger als der Stromtransport eingeschätzt wird. Die Standortwahl der Wind-

energieanlagen an und vor der Küste von Nord- und Ostsee hat dieser Transportaufgabe aber ein nicht gekanntes Gewicht verliehen und wird dies in Zukunft noch verstärkt tun. Das Phänomen wird durch die Ansiedlung von z. B. Kohlekraftwerken an Küstenstandorten weiter verschärft.

Fortentwicklung der Technik

In vielen hier relevanten Bereichen der Technik sind massive Entwicklungen zu verzeichnen. Beispielhaft seien zwei Bereiche hervorgehoben: Die **Fortentwicklung der EDV** inklusive der elektronischen Kommunikation ermöglicht erst eine Massendatenverarbeitung, wie das Bilanzkreissystem sie durch die Erfordernis von Fahrplänen und Bilanzierungskonten verlangt. Für die Bewirtschaftung diverser Marktplätze (Regelenergiemärkte, Kapazitätsauktionen an Engpässen etc.) gilt nämlich.

Auch die **Leistungselektronik** hat sich massiv weiter entwickelt. Heutige Konverterstationen für Hochspannungsgleichstrom Übertragungs- (HGÜ- bzw. HVDC-) Verbindungen klassischer, netzgeführter Technologie (HVDC Classic, basierend auf Thyristoren Technik; Abbildung 4, Quelle: ABB) können beispielsweise infolge von Fortschritten im Bereich der Thyristorenventile sowie im Bereich der AC bzw. DC-Filter mit geringerem Aufwand als noch vor 10-15 Jahren für höhere Leistungen bei geringerer Grundflächenbeanspruchung realisiert werden.

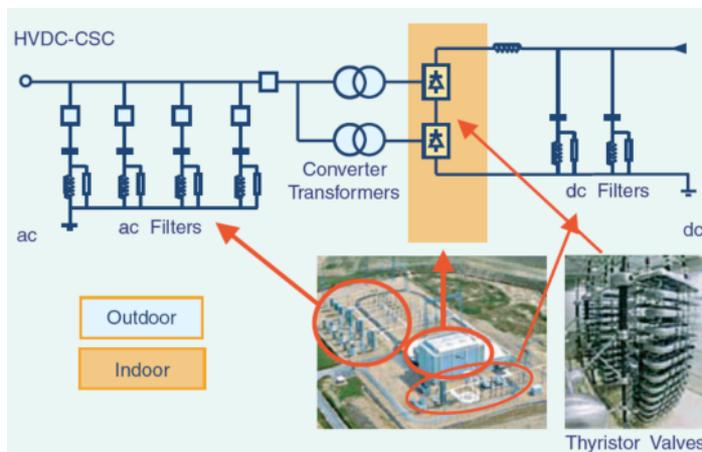


Abbildung 4: Netzgeführter Umrichter mit 12-Puls-Konverter; Einphasiges Ersatzschaltbild

Weiterhin entwickelt sich das seit gut 10 Jahren verfügbare selbstgeführte Konzept (Voltage Source Converter HVDC, HVDC Light oder Plus), bei dem anstelle der Thyristoren Leistungstransistoren auf IGBT-Basis (Insulated Gate Bipolar Transistor) eingesetzt werden, kontinuierlich weiter (Abbildung 5; Quelle: ABB).

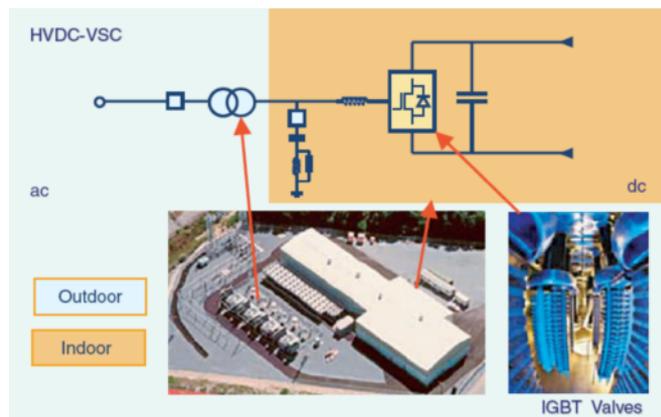


Abbildung 5: Selbstgeführten Umrichter; Einphasiges Ersatzschaltbild

HVDC Systeme können im gestörten Netzbetrieb zur Spannungsstützung beitragen. Dies gilt insbesondere für die VSC HVDC Technik, da sie durch schnelle Regelungsvorgänge innerhalb eines weiten Bereichs Blindleistung erzeugen oder verbrauchen kann. Der technologische Fortschritt führt darüber hinaus dazu, dass die Break-Even-Distanzen, ab denen der Einsatz von HVDC wirtschaftlicher ist als der von HVAC, zukünftig geringer werden.

Neben wachsenden Anforderungen sind also auch zusätzliche Potenziale in technischer Hinsicht zu verzeichnen.

3.3 Diskriminierungsfreiheit - Transparenz - Effizienz - Versorgungssicherheit als Leitkriterien für den ÜNB als Market Facilitator

Ziel der europäischen und der deutschen Energiepolitik ist eine sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltfreundliche Energieversorgung (vgl. § 1 EnWG). Zur Erreichung dieses Zieles wird das Mittel eines wirksamen und unverfälschten Wettbewerbs gewählt (vgl. § 1 (2) EnWG). Die Erfahrungen aus leitungsgebundenen Energiemärkten zeigen, dass zur Erreichung dieses Zieles die Schaffung eines Marktplatzes für Energie und andere energiebezogene Dienstleistungen von zentraler Bedeutung ist. Der Marktplatz muss eine ausreichende Liquidität aufweisen. Dies beinhaltet, dass das Netzzugangssystem eine Zersplitterung in einzelne Teilmärkte möglichst vermeidet. Unter dem Gesichtspunkt der Liquidität ist daher anzustreben, ein möglichst großes Gebiet zu einem Marktplatz zusammen zu fassen, in dem die handelbaren Produkte möglichst ohne weitere Einschränkungen ausgetauscht werden können. Die Wettbewerbsfreundlichkeit und Kundentreue, d. h. die Wettbewerb fördernde Ausgestaltung des Marktplatzes ist entscheidend für die Entwicklung des Wettbewerbs selbst. Ein unzureichend ausgestalteter Marktplatz behindert nachhaltig die Entwicklung des Wettbewerbs. Umgekehrt gilt: Je kundenfreundlicher und wettbewerbsfreundlicher das System ist, desto mehr Marktteilnehmer vermag es anzulocken. Hierbei gilt es, die unterschiedlichen Kunden des ÜNB zugleich im Blick zu behalten. Nicht nur nachgelagerte Netzbetreiber, sondern auch Kraftwerksbetreiber, Bilanzkreisverantwortliche und natürlich Endverbraucher sind auf die Dienstleistung der ÜNB angewiesen.

Die drei Kriterien "Diskriminierungsfreiheit", "Transparenz" und "Effizienz" haben hierbei Schlüsselfunktion. Da dieser Zusammenhang oft und ausführlich begutachtet wurde, soll die Ableitung hier nur grob skizziert und die Bedeutung dieser wichtigen Leitkriterien für ein funktionierendes Gesamtsystem knapp geschildert werden, ohne damit deren gewichtige Rolle in der Bewertung jedweden Lösungsansatzes zu schmälern. Ohne einen wirksamen und unverfälschten Wettbewerb wird das Ziel der Effizienz nicht erreicht werden (Abbildung 6).

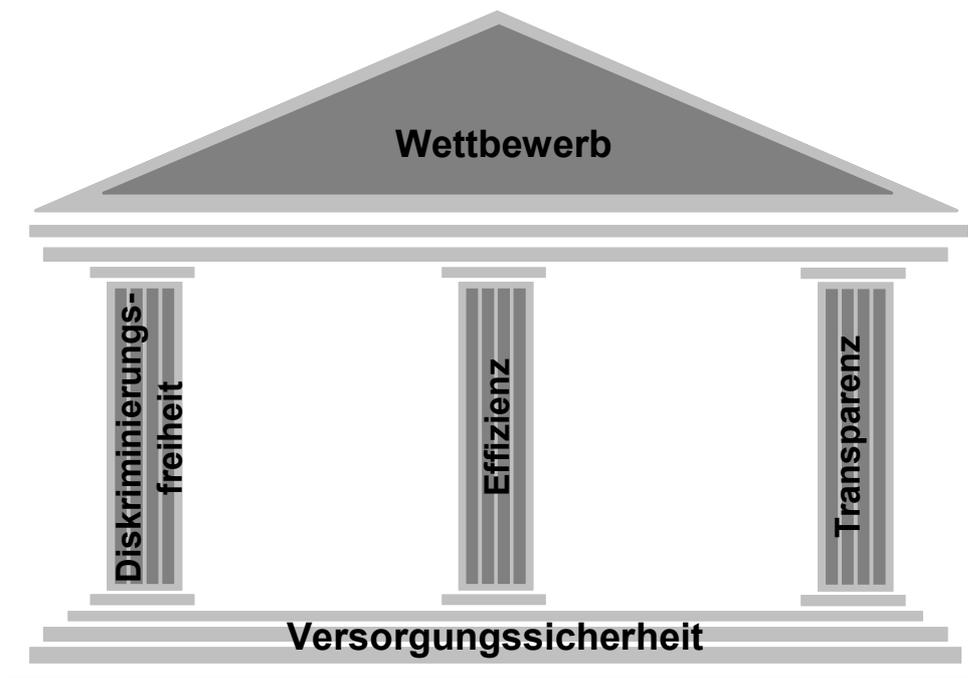


Abbildung 6: Voraussetzungen des Wettbewerbs

Die Rolle und das Selbstverständnis des Netzbetreibers kann hierbei sehr unterschiedlich interpretiert werden. In der Vergangenheit gab es Beispiele, in denen die Verbundunternehmen und die hierin enthaltenen Übertragungsnetzbetreiber dem Wettbewerb eher im Wege standen als ihn zu fördern - die zögerliche und komplexe Praxis der Regelenergiebeschaffung ist ein solches. Doch das Aufgeben einer Verhinderungshaltung alleine ist nicht das anzustrebende Optimum: Förderlich für den Wettbewerb wäre ein Netzbetreiber, der sich aktiv und aus einem Selbstverständnis als Dienstleister heraus für den Wettbewerb stark macht und in den Dienst seiner Kunden, der Netznutzer stellt. Dies geht weit über eine bloße Unterlassung der Wettbewerbsbehinderung hinaus.

3.3.1 Diskriminierungsfreiheit

Der Anspruch der Diskriminierungsfreiheit lässt sich aus dem Wunsch nach unverfälschten Wettbewerb direkt ableiten. Die dem Begriff inhärente Chancengleichheit aller Wettbewerber

kann vor allem durch konzern- oder unternehmensinterne Interessenskonflikte gefährdet werden.

So können Markt- oder Netzzugangssysteme z. B. so gestaltet sein, dass einzelnen Teilnehmern systematisch Informationen vorliegen, die andere entbehren. Die im Folgenden noch thematisierte Transparenz ist mithin wichtig, um Chancengleichheit zu gewährleisten. Auch ist denkbar, dass Marktregeln große oder alt eingesessene Marktteilnehmer bevorzugen. Ein Beispiel hierfür ist die Methode des "Grandfathering" zur Vergabe knapper Leitungskapazitäten - eine zwar nicht im strengen Sinne diskriminierende (gleiche werden gleich behandelt!) aber dennoch höchst ineffiziente Vorgehensweise, denn neue Marktteilnehmer werden benachteiligt.

Folge des Anspruchs auf Diskriminierungsfreiheit war vor wenigen Jahren das sog. "unbundling" also die (damals informatorische und/oder gesellschaftsrechtliche, nicht aber eigentumsrechtliche) Trennung von Netz- und Vertriebsaktivitäten in Versorgungsunternehmen. Ziel war es, gleiche Bedingungen für alle konkurrierenden Vertriebe zu schaffen, besonders die Vorteile der eingesessenen Vertriebe durch deren Datensicht abzubauen.

Problematisch in der Beurteilung ist, dass der einzelne Diskriminierungstatbestand in aller Regel im Verborgenen liegen wird. Es ist daher kein wirksames Mittel der Marktgestaltung, Diskriminierung lediglich zu verbieten. Vielmehr muss sie unmöglich gemacht bzw. den Akteuren der Anreiz zur Bevorzugung bestimmter anderer Marktteilnehmer (z. B. verbundener Unternehmen) genommen werden.

3.3.2 Transparenz

Der Transparenz des Modells kommt, wie bereits angedeutet, eine zentrale Bedeutung zu. Intransparenz kann sich unterschiedlich ausdrücken. Im einfachsten Fall besteht sie in der Nicht-Veröffentlichung relevanter Daten. Ebenso hinderlich für die Marktteilnehmer ist die Unkenntnis der angewendeten Verfahren. Eine besondere Form der Intransparenz besteht darin, durch Überinformation oder geringe Performance⁴ der zur Verfügung gestellten Information die relevanten Daten und Verfahren zwar preis zu geben, sie aber zugleich zu verschleiern.

Mangelnde Transparenz hat verschiedene Auswirkungen, die zu einem Suboptimum der Marktgestaltung führen können:

So kann **Intransparenz als Markteintrittsbarriere** erscheinen und damit zu einer unnötig geringen Liquidität des Marktes führen. Neue Marktteilnehmer können sich z. B. auf Grund

⁴ Sind z. B. Jahressgänge von Viertelstundenwerten (also 35.040 Werte pro Jahr) in einem Fall von Interesse, ist es wenig hilfreich, diese tageweise online zur Verfügung zu stellen. Sinnvoll ist hingegen eine Downloadmöglichkeit des Jahressganges z. B. im Excelformat.

fehlender Daten kein fundiertes Bild von ihren Chancen auf dem betreffenden Markt machen, oder sie können mangels Kenntnis der angewendeten Verfahren und Kriterien nicht beurteilen, ob und wie sie auf diesem Markt überhaupt agieren können. Als Beispiel hierfür können die Anfänge der Regelenergiemärkte im RWE-Gebiet gelten: Nach einer relativ transparenten Anfangsphase unmittelbar nach der Umsetzung der Kartellamtsauflagen⁵ kam es zu mangelhaften Veröffentlichungen von Einzelgeboten und Preisen des Grenzanbieters, so dass für einen neuen Marktteilnehmer die Einschätzung seiner Chancen auf diesem Markt erschwert war. Intransparenz ist also ein Mittel der Marktabschottung.

Ferner ist Intransparenz geeignet, den **Verdacht eines missbräuchlichen Verhaltens** zu wecken: Ein aktuelles Beispiel hierfür ist die öffentliche Diskussion um Gaspreiserhöhungen für Endkunden. Verbraucher und deren Verbände vermuten, dass die Preiserhöhungen nicht auf Kostensteigerungen alleine zurück zu führen sind, da die zu Grunde liegenden Kalkulationen nicht öffentlich sind und von den betreffenden Unternehmen auch nicht veröffentlicht werden. Unabhängig von der Stichhaltigkeit der Vermutung ist hier Intransparenz Keim des Misstrauens.

Derzeit ist bezogen auf das Thema dieser Untersuchung in folgenden Bereichen zu geringe Transparenz zu bemängeln:

- **Regelenergie**

Im Segment der Regelenergie hat sich die Transparenz in den vergangenen Jahren deutlich erhöht. So werden nunmehr z. B. auch anonymisierte Einzelgebote veröffentlicht. Der Bereich des Abrufens der Regelleistung aus der gemeinsamen merit order bzw. unter Einbezug der regionalen Restriktionen lässt aber noch Verfahrensfragen offen.

- **EEG-"Veredelung"**

Die fluktuierende Windenergieeinspeisung wird durch den ÜNB zu einem Band geglättet oder "veredelt". Hierzu werden Handelsgeschäfte und physische Erzeugungsbeeinflussung (Stundenreserve, Minutenreserve) eingesetzt. Allerdings ist nicht transparent, welche Kosten hierfür entstehen und ob diese zu senken wären. Einen "Markt für Veredelungsdienstleistungen" gibt es nicht. Ferner ist nicht auszuschließen, dass Produkte des Regelenergiemarktes für Aufgaben der Veredelung herangezogen werden.

- **Systemdienstleistungen (Kosten)**

Unter dem Begriff der Systemdienstleistungen im Höchstspannungsnetz werden unterschiedliche Teile subsumiert. So hält der Energieversorgungskonzern etwa schwarzstartfähige Erzeugungskapazität vor, um nach einem Störfall im Netz

⁵ Das Bundeskartellamt hat im Zuge des Genehmigungsverfahrens der Fusion RWE-VEW der RWE diverse Regeln zur Gestaltung der Regelenergiemärkte aufgegeben.

("Schwarzfall") den Versorgungswiederaufbau gewährleisten zu können. Außerdem wird z. B. der Blindleistungshaushalt durch den Eingriff geeigneter Erzeuger und Verbraucher ("Phasenschieber") bewirtschaftet. Diese Maßnahmen verursachen Kosten, die über die Systemdienstleistungen als Bestandteil der Netzentgelte sozialisiert werden und für die Öffentlichkeit nicht nachvollziehbar sind.

- **Netzzustand / Netzbelastung**

Informationen über den Zustand bzw. Ausbauzustand des Netzes, also z. B. über die Beseilung bestimmter (besser: aller) Trassen oder die Ausstattung bestimmter Schaltanlagen, wären Grundlage einer exakten rechnerischen Nachbildung des Höchstspannungsnetzes und damit einer Lastflussberechnung. Diese sind von Interesse, wenn z. B. ein Investor die Eignung eines Kraftwerksstandortes prüfen möchte. Auch Aussagen über den Belastungszustand der Betriebsmittel in bestimmten Lastsituationen wären hierfür notwendig. Diese Informationen liegen öffentlich nicht ausreichend vor.

3.3.3 Effizienz

Die Effizienz des Gesamtsystems ist implizit Folge des angestrebten funktionierenden Wettbewerbs, denn in diesem wird das effizientere Unternehmen sich gegen das ineffizientere durchsetzen. Dennoch lassen sich auch explizite Beispiele für Ineffizienz aufspüren und kritisieren. Aktuell ist das "Gegeneinanderregeln" der Übertragungsnetzbetreiber aus eben diesem Grunde in der Kritik.

Die Ineffizienz in diesem unvollkommenen Wettbewerb führt für den Oligopolisten zunächst zu keinem Nachteil, sie ist vielmehr ein Schaden für das Gesamtsystem. Im Beispiel des Gegeneinanderregelns führt sie zu einer Geld-Umverteilung von den Netznutzern zu den Regelleistung-Anbietern.

Das Aufspüren von Ineffizienzen wird also zu einem Teil durch den Wettbewerb an sich geleistet, zu einem anderen Teil ist es aber auch dauernde Weiterentwicklung des Systems.

3.3.4 Versorgungssicherheit

Im hochindustrialisierten Europa hat die Frage der Versorgungssicherheit einen hohen Stellenwert - großflächige und / oder lang andauernde Versorgungsausfälle können immense volkswirtschaftliche Schäden nach sich ziehen. Andererseits sind die Netzbetreiber gehalten, ihre Kosten so weit wie möglich zu senken, was die vielfache Absicherung eines jeden Betriebsmittels verbietet. Aus dieser Konstellation erwächst das Optimierungsproblem, zu minimalen Kosten die gewünschte Versorgungssicherheit sicher zu stellen.

Die gesellschaftliche Aufgabe besteht also darin, das angemessene Niveau der Versorgungssicherheit zu bestimmen. Mit wie viel Ausfallzeit kann die Volkswirtschaft leben? Welche Kosten ist die Gemeinschaft bereit zu tragen, um die Wahrscheinlichkeit eines Ausfalls

ggf. weiter zu senken? Diese Fragestellung ist unabhängig von organisatorischer oder technischer Umsetzung vorhanden. Die Rahmenbedingungen für die agierenden Unternehmen können allerdings dazu geeignet sein, z. B. Investitionen heraus zu zögern oder Wartungsintervalle zu verlängern, sodass wachsender Kostendruck tendenziell eine sinkende Versorgungssicherheit nach sich ziehen kann.

Da im hier behandelten Kontext ein Vergleich zwischen verschiedenen organisatorischen Varianten durchgeführt werden soll, ist der Bedarf an einer angemessenen Versorgungssicherheit zunächst eine allgemeingültige Randbedingung. Darüber hinaus gilt es ab zu schätzen, ob eine der Varianten Aspekte birgt, die dasselbe Niveau der Versorgungssicherheit nur schwerer bzw. aufwändiger erreichbar erscheinen lässt. Dies würde sich letztlich in der Bewertung der Effizienz der Organisationsvariante niederschlagen, da die Erreichung des gesteckten Ziels in diesem Fall mit geringerem Aufwand realisierbar wäre.

3.4 Konkrete Kritikpunkte und Suboptima

Das angesprochene, komplexe System der Tätigkeiten des ÜNB weist aus Sicht der Marktteilnehmer verschiedene konkrete Suboptima auf. Dies liegt teilweise in den sich ändernden Rahmenbedingungen begründet, denen das System noch nicht oder nicht ausreichend gefolgt ist. Teilweise bestehen auch grundsätzliche Mängel, die z. B. aus Interessenkonflikten resultieren können.

Hierbei ist festzustellen, dass die zu kritisierenden Bereiche interagieren und Schnittmengen bilden. Da in der späteren Analyse die Lösungs-Chancen für einzelne Kritikpunkte bewertet werden sollen, wird die Vielzahl der Einzelaspekte im Folgenden unter Schlagworten zusammengefasst, wobei es aus den genannten Gründen zu Überschneidungen kommen kann.

3.4.1 Märkte für Regelenergie

Regelenergie dient dem ständigen Ausgleich der Ungleichgewichte zwischen Erzeugung und Verbrauch sowie dem Auffangen von Störungen im Versorgungssystem (z. B. durch Kraftwerksausfälle) innerhalb des UCTE-Netzes bzw. der Regelzone.

Die Beschaffung und der Einsatz von Regelenergie gehören seit jeher zu den Aufgaben des Übertragungsnetzbetreibers. Bezüglich der Beschaffung haben sich im Zuge der Strommarktliberalisierung allerdings Veränderungen ergeben, die prägend durch die Kartellamtsauflagen des BKartA zur Fusion RWE/VEW bestimmt wurden. Die Beschaffung wird derzeit in für alle vier Regelzonen als gemeinsame Ausschreibung für die Teilmärkte Primärregelung, Sekundärregelung und Minutenreserve durchgeführt.

Es sind in folgenden Teilbereichen Suboptima zu verzeichnen:

- **Zu geringe Liquidität der RE-Märkte**

Die Zahl der Teilnehmer auf den Regelenergiemärkten ist zu gering. Auf Grund der schlechten Datenlage ist nicht eindeutig klar, welche Akteure hier tätig sind, es darf aber damit gerechnet werden, dass die Zahl der Bieter im Bereich der Sekundärregelung bei zwei bis vier für jeweils eine Regelzone, im Bereich der Minutenreserve bei insgesamt ca. zwei Dutzend liegt. Insbesondere im Falle der Sekundärregelung, die finanziell und in ihrer Auswirkung auf die Netzentgelte dominiert, ist diese Marktsituation unbefriedigend.

- **Gegeneinander-Regeln**

Ein inzwischen von der BNetzA aufgegriffenes, offenkundiges Suboptimum besteht im Gegeneinander Regeln der vier ÜNB: Während in einer Regelzone ein Überschuss an Energie besteht und ausgeglichen wird, liegt in der Nachbarregelzone eine Unterdeckung vor, die ebenfalls ausgeregelt wird. Eine offenkundige Ineffizienz, die in ca. 70 % der Zeit eintritt⁶. Zwei konkurrierende Vorschläge der ÜNB sollen dieses Defizit nun ganz oder teilweise beheben.

- **Suboptimale Marktgestaltung bzgl. Produkten und Fristen**

Die Produkte der Regelenergiemärkte sind nicht optimal darauf ausgerichtet, viele Marktteilnehmer zur Teilnahme einzuladen. So sind etwa die Monats-Bindefristen bei der Sekundärregelung, aber auch die Zeitscheiben (HT und NT) für viele kleinere Bieter zu lang. Folge sind die bemängelte zu geringe Liquidität und damit tendenziell zu hohe Preise und Kosten.

- **Verdacht der Quersubventionierung**

Die genannten hohen Preise und Kosten sind für den ÜNB ein durchlaufender Posten. Weder die Leistungskosten, die in die Netzentgelte geschlüsselt werden, noch die Arbeitskosten, die über die Ausgleichsenergie refinanziert werden, sind für ihn belastend. Der größte dieser Posten ist der Leistungspreisanteil der Sekundärregelung. In Zusammenschau mit der geringen Bieterzahl (die sich vermutlich aus den Konzernen der ÜNB rekrutieren) liegt es nahe, dass dem ÜNB der rechte Anreiz fehlt, den Geldfluss vom Stromkunden als Entrichter der Netzentgelte hin zu seinen Kraftwerksschwestern wirksam einzudämmen.

Zukünftig wird dem Regelenergiemarkt eine noch wachsende Bedeutung zukommen, denn der Bedarf an Regelenergie wird durch die Zunahme stochastischer Einspeiser wie mancher Erneuerbaren Energien, vor allem der offshore-Windenergie, wachsen.

Das organisatorische Minimum zur Zielerreichung läge bei einer Koordinierungsstelle ("Kordinator"), die die einschlägigen Aufgaben der heutigen Netzbetreiber wahrnähme. Der "Op-

⁶ Studie zur Marktgestaltung der Regel- und Ausgleichsenergie vor dem Hintergrund des neuen EnWG; BET 2006

timale TSO" ("OTSO") zur Lösung der Regelenergie-Probleme wäre ein einheitlicher für Deutschland, da so die größten Synergien gehoben würden und Ineffizienzen zwischen den ÜNB ausgeschlossen wären. Ferner wäre der "OTSO" absolut unabhängig von Konzerninteressen und Einflussnahmen Dritter. Damit er seiner Aufgabe gerecht werden könnte, müsste ihm außerdem eine angemessener Anreiz zur Schaffung eines liquiden RE-Marktes gegeben werden.

3.4.2 EEG-Ausgleich

Die gesetzlich bevorzugte Einspeisung aus Erzeugungsanlagen nach dem Erneuerbare Energien Gesetz (EEG), vor allem der Anteil aus Windenergieanlagen, ist deutschlandweit sehr unterschiedlich verteilt. Die Küsten von Nord- und Ostsee weisen eine erheblich dichtere Besetzung mit diesen Kapazitäten auf als das Binnenland. Dieser Befund wird sich in Zukunft durch das Hinzukommen der Offshore-Windparks noch verstärken. Ferner ist diese Erzeugung nicht oder nur im Ausnahmefall in der Nähe der Lastschwerpunkte angesiedelt. Hieraus würde ohne weitere Maßnahmen eine ungleiche Belastung der ÜNB bezüglich der Transport- und Veredelungsaufgaben folgen. Um dies abzumildern existiert ein Ausgleichsmechanismus zwischen den vier ÜNB, der sog. "horizontale Belastungsausgleich" oder "HoBa". Innerhalb dieses HoBa werden die ungleich eingespeisten Mengen online durch Beeinflussung der Sollwerte der Kuppelstellen ausgeglichen. Im Ergebnis sind die vier ÜNB in etwa so gestellt, als würde in jeder Regelzone in jeder Viertelstunde relativ zur energiewirtschaftlichen Größe gleich viel EE-Strom eingespeist. Der Wälzungsmechanismus ist in Abbildung 7 dargestellt.

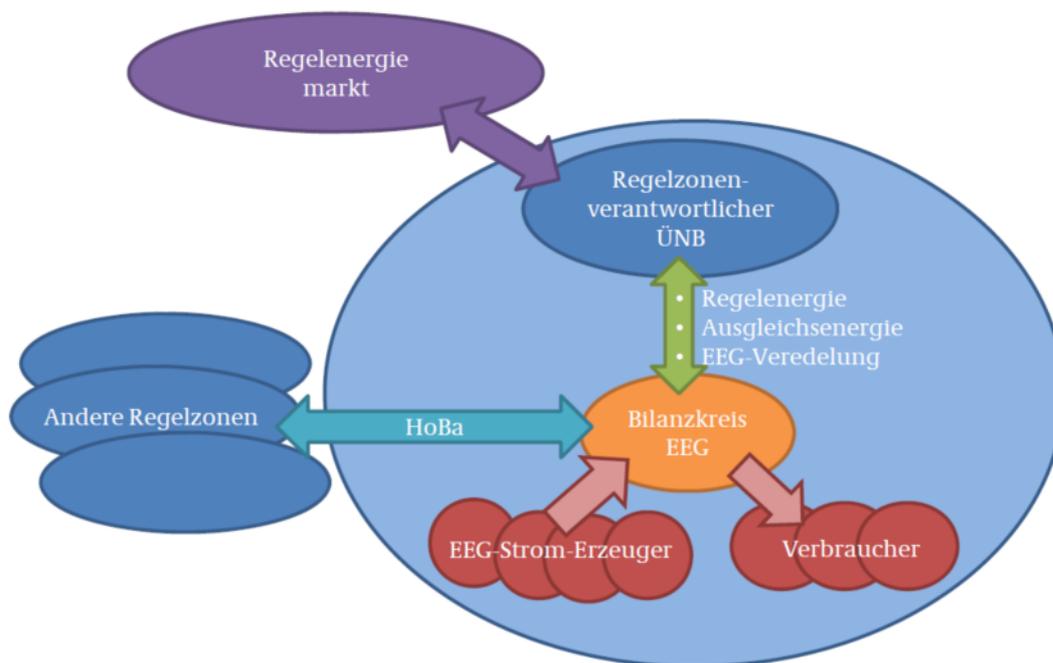


Abbildung 7: EEG-Wälzungsmechanismus HoBa und Bandveredelung⁷

Die Notwendigkeit dieser Wälzung erwächst direkt aus der Verteilung des Deutschen Übertragungsnetzes und würde durch eine Zusammenlegung entfallen⁸.

Im weiteren Verlauf der EEG-Wälzung "veredelt" jeder der ÜNB die fluktuierende Einspeisung zu einem Band, das an die letztkundenbeliefernden Händler weiter gegeben wird. Dieser Veredelungsprozess ist in hohem Maße intransparent und dem Markt nicht zugänglich - folglich stehen Ineffizienzen zu befürchten. Der ÜNB ist hiervon im Saldo nicht der Leidtragende, da er sich über die Netzentgelte refinanzieren kann. Allerdings bindet die Veredelung bei ihm Liquidität.

Zukünftig wird der Bedarf an innerdeutschen Stromtransporten, hier relevant die EEG-Transporte, getrieben durch den Ausbau der Erneuerbaren Energien, weiter wachsen. Verbleibt man im Zustand der vier getrennten Regelzonen und ÜNB, wächst auch die geschilderte Problematik weiter an.

Der "OTSO" zur Lösung dieses Aspektes wäre ähnlich demjenigen im Punkte Regelenergie: Als Minimallösung käme ein einheitlicher Koordinator in Frage. Eine einheitliche Regelzone würde den HoBA zwischen den Regelzonen obsolet werden lassen, Unabhängigkeit würde

⁷ Quelle: EEG - Netzentgeltauswirkungen in Sachsen-Anhalt, Studie im Auftrag des Ministeriums für Wirtschaft und Arbeit des Landes Sachsen-Anhalt; dena, 2007

⁸ Ab dem 01.01.2010 entfällt die physische Wälzung und wird durch einen rein finanziellen Mechanismus ersetzt.

eine marktgerechte Veredelung der Einspeisung befördern, ein Anreiz zur Erfüllung der Aufgaben müsste geschaffen werden.

3.4.3 Engpassmanagement (Congestion Management, "CM"), international

Das Thema Netzengpassmanagement hat zwei Hauptaspekte. Zum einen existieren an fast allen Deutschen Außengrenzen Engpässe, die in Auktionsverfahren bewirtschaftet werden. Diesen Grenzkuppelstellen kommt durch den wachsenden internationalen Austausch und den Wunsch nach einem freien Strombinnenmarkt in Europa wachsende Bedeutung zu. Der "Priority Plan" der EU zum Netzausbau der Strom- und Gasnetze dokumentiert den politischen Willen, diese Engpässe nicht zu einem Markthindernis werden zu lassen, deutlich. Die bestehenden Kritikpunkte an den internationalen Engpässen und deren Bewirtschaftung sind die folgenden:

- **Fehlende Vereinheitlichung / Zusammenfassung der Auktionen und Verfahren**
Die einzelnen nationalen Grenzen werden nicht einheitlich bewirtschaftet. Die Ansprechpartner, die Fristen und Zeitpunkte etc. weichen voneinander ab. Dies verringert die Transparenz und erschwert dadurch den Handel über nationale Grenzen hinweg. Dieser Umstand der Uneinheitlichkeit und Undurchschaubarkeit wird an einem Beispiel deutlich: Schaut man gen Osten, betreiben die Netzbetreiber ČEPS, a.s., E.ON Netz GmbH, PSE-Operator S.A., Slovenská elektrizačná prenosová sústava, a.s. und Vattenfall Europe Transmission GmbH ein gemeinsames Auktionsbüro, das "Coordinated Auction Office". Dies gibt jährlich ein etwa 100seitiges Regelwerk heraus, nach dem sich die Auktionsteilnehmer richten. Teilweise wird dieses Regelwerk außerdem unterjährig aktualisiert.

Blickt man in den Westen, sind diese Regeln ungültig. Für langfristige Auktionen ist hier die "Capacity Allocation Service Company for the Central West European Electricity market", kurz CASC-CWE zuständig - sofern es sich um die Netzbetreiber Cege-del Net, Elia, ENBW TNG, E.ON Netz, RTE, RWE TSO und TenneT handelt und falls eine langfristige Buchung angestrebt wird. Die intraday-Kapazitäten werden nämlich abweichend über eine Online-Plattform vergeben.⁹

- **Fehlende Optimierung der heutigen Auktionen auf die Belange der Kunden**
Die Nutzer der internationalen Kuppelstellen, also auch die Stromhändler, haben unterschiedliche Interessenslagen. Derzeit ist nicht erkennbar, dass die Bewirtschaftung der Grenzkuppelstellen an diesen Interessen ausgerichtet würde. Dies könnte z. B. durch eine Abstimmung der Fristen und Produkte mit den Akteuren erfolgen. So wäre es denkbar, die Zeitfenster für Auktionen mit dem Börsenschluss der beteiligten Länder zu harmonisieren.

⁹ Diese Aufzählung der Ansprechpartner und Auktionsbüros ist nicht vollständig.

- **Fehlende Weiterentwicklung zu integrierten Märkten**

Heute wird an den meisten internationalen Grenzen das knappe Gut der Transportkapazität mittels expliziter Auktion verteilt. Dieses Verfahren ist aber keineswegs alternativlos: Wie etwa der skandinavische Markt seit langem vorlebt, besteht eine Alternative im sog. "market coupling", bei dem die Kosten des Engpasses (sofern ein solcher besteht) in die Preise der beteiligten Börsen einfließen. Man spricht hierbei von einer impliziten Auktion des Engpasses. Weiterentwicklungen dieses Verfahrens greifen auch in Kontinentaleuropa Raum. Deutschland könnte diesen Prozess aktiv mitgestalten, um dem Ziel eines europäischen Strombinnenmarktes zu dienen.

Zukünftig wird der internationale Stromtransport im Zuge des Zusammenwachsens der europäischen Märkte wachsende Bedeutung erlangen. Der Handlungsdruck wird zunehmen.

Der "OTSO" würde die Verfahren auf die Bedürfnisse der Marktteilnehmer adaptieren, sie vereinheitlichen und für alle Grenzen einheitlich weiterentwickeln. Dies wäre bei einem einzigen Netzbetreiber, zumindest einem Koordinator, einfacher zu realisieren als bei mehreren.

3.4.4 Engpassmanagement (Congestion Management, "CM"), national

Zum Zweiten bestehen innerdeutsch zunehmend kritische Lastsituationen¹⁰, denen aufgrund der Zunahme der Windenergieeinspeisungen (besonders nach Inbetriebnahme der Offshore-Windparks) noch größere Wahrscheinlichkeit vorhergesagt wird. Diesen ersten innerdeutschen Engpässen wird derzeit mit den Mitteln des § 13 EnWG begegnet, letztlich also durch ein Redispatch des jeweiligen ÜNB. Folgende Suboptima sind zu verzeichnen:

- **Mangelnde Transparenz des Redispatchprozesses** (Daten und Verfahren)
Grundsätzlich ist zu bemängeln, dass das Redispatch für den Außenstehenden nicht nachvollziehbar ist, da die Einzelmaßnahmen, Preise, Kosten und Auswirkungen nicht öffentlich kommuniziert werden.
- **Redispatch als denkbarer Quer-Subventionsweg**
Die vom ÜNB durchgeführten Schritte im Falle eines Redispatch sind der Öffentlichkeit nicht zugänglich. Entstehende Kosten werden - soweit bekannt - über die Netzentgelte sozialisiert, da (und falls) der Eingriff durch § 13 EnWG gedeckt war. Die Betroffenen Kraftwerke werden aber auch - wenn nicht vorrangig - die der Kraftwerksschwester des ÜNB sein. Eine Vergütung an diese Kraftwerke stellt in diesen Fällen die Sozialisierung der Netz-Unzulänglichkeiten (der Engpasskosten) über Netzentgelte dar. Sollten im Einzelfall die Kraftwerksschwester von diesem Umstand profitieren, ist dies ein Fehlanreiz für die ÜNB, Netzengpässe zu beheben.

¹⁰ vgl. unter anderem die Internet-Mitteilung der VET zum 19. November 2008 und die aufgetretene "Gefährdung der Systemsicherheit"

- **Vermutlich fehlende Koordination des Redispatch zwischen den ÜNB**
Das Redispatch ist eine Maßnahme, die - soweit bekannt - keiner Koordination zwischen den ÜNB unterliegt. Da somit Teilsysteme optimiert werden ist nahe liegend, dass nicht das Gesamtoptimum erreicht und somit Effizienz verschenkt wird.
- **Fehlende Entwicklung von Alternativen**
In der fachöffentlichen Diskussion werden auch Alternativen zum Redispatch genannt. Von der Bildung mehrerer deutscher Preiszonen bis hin zum "Nodal Pricing", also der Bepreisung eines jeden Netzknotens mit Energie- und integriertem Netzpreis, reicht das Spektrum. Die Mängel des Status Quo und die Notwendigkeit einer Alternative sind offenbar, die konstruktive und konzertierte Arbeit an Alternativen scheint allerdings nicht statt zu finden.

Zukünftig wird auch die nationale Engpassproblematik an Gewicht gewinnen, da auf das Transportnetz zusätzliche Aufgaben durch EE-Einspeiser und Transite zukommen.

Der "OTSO" würde aus einer Hand die Redispatchaufgaben wahrnehmen und den Umgang mit Engpässen einheitlich, aktiv und konstruktiv im Sinne der Marktteilnehmer weiterentwickeln. Vorteilhaft wäre also ein einziger Netzbetreiber / Koordinator, der unabhängig agiert.

3.4.5 Netzausbau

Die steigende Einspeisung von Windenergie, vor allem an Nord- und Ostseeküste, die durch die Offshore-Nutzung zu erwarten steht, die Kraftwerksneubau-Vorhaben in Küstennähe und die wachsende Bedeutung des Übertragungsnetzes für den Stromhandel machen den Ausbau des Netzes an Grenzkuppelstellen und im Inland erforderlich. In diesem Themenbereich sind folgende Suboptima zu benennen:

- **Fehlende Koordination des Netzausbau zwischen den ÜNB**
Besonders bezüglich der Netzausbaumaßnahmen im Inland - dem besten Mittel zur Vermeidung von Netzengpässen - scheint ein eng koordiniertes Vorgehen der ÜNB angeraten. Der Zustand einer getrennten Netzausbauplanung auf Basis einzelner Datensätze ist nicht dauerhaft haltbar. Nur koordiniert kann im Ergebnis ein deutsches Übertragungsnetz erzielt werden, dass den Gesamtaufgaben gerecht wird und nicht von Partikularinteressen geprägt ist.
- **Unzureichend konzertiertes Auftreten der ÜNB**
Gegenüber Politik und Interessensvertretern ist eine einheitliche und abgestimmte Vorgehensweise zum Ausbau der Netze notwendig, um den langwierigen und schwierigen Genehmigungsprozess so flüssig wie eben möglich zu gestalten. Der Abwägung von öffentlichem Interesse und Interesse des Einzelnen kommt hierbei die zentrale Rolle zu.
- **'Kleinstaaterei' in den Genehmigungsfragen**
Die Genehmigung von Übertragungsleitungen ist Landessache. Die Aufgabe, die das

Transportnetz zu erfüllen hat, ist aber eine zumindest bundesweite Angelegenheit. Ein Teil der Probleme im bedarfsgerechten Ausbau der Übertragungsnetze könnte dadurch gelöst werden, dass die Entscheidungsbefugnis über einen Trassenbau von der Landes- auf die Bundesebene verlagert würde. Auf diese Weise wären effizientere Planungs- und Genehmigungsverfahren realisierbar. Derzeit erscheint dies allerdings politisch nicht umsetzbar.

Zukünftig wächst die Bedeutung des Netzausbaus bedingt durch die hinzukommenden Anforderungen an das Netz aus Transit und EE-Integration.

Ein "OTSO" oder ein Koordinator würde einheitlich die Ausbauplanung vornehmen und mit einer Stimme gegenüber Politik und anderen Beteiligten auftreten.

3.4.6 Erzeugungs-Allokation

Der räumlichen Ansiedlung von Erzeugungsanlagen kommt in mehrerer Hinsicht hohe Bedeutung zu. Zunächst sind die typischen Fragen des Kraftwerksstandortes, etwa das Vorhandensein von Verkehrsinfrastruktur, Kühlwasser etc. zu berücksichtigen. Im Falle der Stromerzeugung ist ferner die Möglichkeit des Stromabtransportes zu prüfen. Hierbei ist aus gesamtwirtschaftlicher Sicht eine Abwägung zwischen dem Transport der Brennstoffe und dem des Stroms anzustellen.

Da in Deutschland derzeit einheitlich von Einspeisern keine Netzentgelte verlangt werden, ist dieser Anreiz zur Kraftwerksansiedlung regional gleich. Das Ziel einer Netz entlastenden Allokation wird also nur insofern verfolgt, als ein Kraftwerksbetreiber Standorte nicht wählen wird, bei denen er mit Betriebseinschränkungen (technischen oder wirtschaftlichen), z. B. durch drohende Engpässe, zu rechnen hätte.

Allokationssignale könnten auf unterschiedliche Weise gesetzt oder zugelassen werden. Seit längerem in der Diskussion ist die Einführung einer G-Komponente, also der Erhebung von Netzentgelten vom Einspeiser. Dies ist in anderen europäischen Staaten geübte Praxis. Der Verzicht auf eine G-Komponente ist im internationalen Handel eine Bevorzugung der deutschen Produzenten gegenüber denjenigen ausländischen, die eine G-Komponente haben und beeinflusst somit die Wettbewerbsposition. Europaweit wird daher ein einheitliches Vorgehen der Mitgliedsstaaten angestrebt, um Marktverzerrungen zu vermeiden oder zu beseitigen. Gleichzeitig ist darauf hinzuweisen, dass international weitere Allokationssignale bestehen. Als nationaler Anreiz könnte die G-Komponente nur dienen, wenn sie regional unterschiedlich ausgeprägt wäre, also z. B. in Süddeutschland geringere Einspeiseentgelte erhoben würden als in Küstennähe. Beim Zuschnitt derartiger Tarifzonen besteht allerdings erhebliches Diskriminierungspotential gegenüber den betroffenen Kraftwerksbetreibern.

Eine andere Überlegung besteht darin, innerhalb Deutschlands mehrere Preiszonen zuzulassen. Über den Mechanismus der Strombörse könnten sich so die Engpasskosten zwischen zwei Gebieten in den Strompreisen widerspiegeln ("market splitting"). Ein Engpass,

der langfristig niedrigere Preise in einer Zone erwarten lässt, wäre für Kraftwerksinvestoren ein Argument, in diesem Gebiet nicht zu investieren sondern in der Hochpreiszone und hätte so eine gewisse Lenkungswirkung. Die Extremform dieses Ansatzes würde zu einem Preis je Netzknoten führen, der Energie- und Netzkosten beinhaltet ("nodal pricing"). Auch Kombinationen von market splitting Ansätzen und regionalisierten Einspeiseentgelten sind, wie z. B. Schweden vorlebt, denkbar.

Es stellt sich hierbei die grundsätzliche Frage, ob die Ansiedlungssignale für so langfristige Investitionen wie Kraftwerke besser im Rahmen ordnungspolitischen Eingreifens oder eher durch Mechanismen des Marktes gegeben werden sollten.

Zukünftig wird diese Frage erst in der mittleren Frist an Bedeutung gewinnen: Deutschland befindet sich aktuell in einer Phase der Modernisierung des Kraftwerksparks. Die Standortfrage für einen Großteil der Projekte scheint abgeschlossen oder vorentschieden. Eine Änderung der Rahmenbedingungen kommt also für die aktuelle Welle zu spät. Da eine Neuregelung oder europäische Harmonisierung allerdings erheblichen zeitlichen Vorlauf benötigen würde, ist eine gründliche Erörterung der Ziele und Mittel angebracht. Diese Erörterung würde allerdings den Rahmen dieser Studie sprengen und muss an anderer Stelle vertieft werden.

Auch ein "OTSO" hätte auf diese Frage nur geringen Einfluss, da sie von europa- und nationalpolitischen Entscheidungen determiniert wird. Es ist allerdings klar festzustellen, dass für jedwede Variante die Umsetzung bei einem deutschlandweiten "OTSO" oder mindestens einem Koordinator einfacher und effizienter vorstellbar ist, als bei mehreren getrennten ÜNB. Der "OTSO" würde deutschlandweit die Ansiedlung von Kraftwerken und nicht nur eine einzelne Regelzone optimieren.

3.4.7 Uneinheitliches Netzentgelt in der HöS-Ebene

Bau und Betrieb des Transportnetzes sind eine nationale Aufgabe. Dieser Befund verstärkt sich weiter durch die per Bundesgesetz geförderte Windenergieeinspeisung, die es zu integrieren gilt. Schon heute tragen die Bewohner / Netznutzer in den vier Regelzonen in unterschiedlicher Ausprägung die Folgekosten dieser nationalen Aufgabe. Verschärft wird dies durch die Kosten der windbedingten Netzverstärkungen. Eine weitere Verungleichmäßigung der Netzentgelte, genauer der Briefmarke Höchstspannung, ist die absehbare Folge. Sachgerecht wäre es, diese nationale Aufgabe auch gemeinsam zu finanzieren und ein einheitliches Entgelt über alle Regelzonen zu erheben. Dies träte bei Zusammenlegung der Regelzonen und Netze automatisch ein.

Die manchmal durch Versorgungsbetriebe in den alten Bundesländern geäußerte Sorge, die Vertriebe hätten bei einer Vereinheitlichung der Netzentgelte eine zusätzliche Bürde zu tragen, ist dabei für die heute preiswerten Regelzonen unbegründet: Grundsätzlich steht der Vertrieb mit Unternehmen im Wettbewerb, die natürlich dieselben Netzentgelte zahlen wie er selbst. Dies gilt auf jedem Preisniveau. Im (seltenen) Falle eines bundesweit agierenden

Händlers mit Einheitstarif kommt ein weiterer Aspekt zum Tragen: Dieser wird sicherlich besonders aktiv um Kunden werben, wenn die Netzentgelte niedrig und somit die Gewinnspanne zum (bundeseinheitlichen) Endkunden-Preis eher hoch ist. Dies ist in Netzen mit niedriger HHS-Briefmarke eher der Fall.

Zukünftig werden die Netzentgelte *ceteris paribus* weiter auseinanderdriften. Der "OTSO" wäre auch hier der einheitliche Übertragungsnetzbetreiber, der per se diese Drift unterbindet. Dennoch kann grundsätzlich auch ein einheitlicher TSO innerhalb seines Gebietes Tarifzonen mit unterschiedlichen Netzentgelten bilden, wenn hierfür sachliche Gründe vorliegen.

3.5 Zwischenfazit: Suboptima aufgrund der Zersplitterung der ÜNB

Der vorliegende Abschnitt 3.4 dokumentiert, ein Großteil der bestehenden herausgearbeiteten Suboptima resultiert daraus, dass das deutsche Übertragungsnetz in vier Regelzonen mit unterschiedlichen, in integrierte Konzerne eingebundene Übertragungsnetzbetreiber aufgliedert ist. Ein einheitlicher Übertragungsnetzbetreiber lässt augenscheinlich Verbesserungen in folgenden Bereichen erwarten:

- Transparenz und Effizienz des Regelenergiemarktes.
- Koordination der steigenden Stromtransporte als Folge des EEG-Ausgleichs.
- Koordinierte Bewirtschaftung von Netzengpässen an internationalen Kupplungen durch ein einheitliches, auf die Bedürfnisse der Marktteilnehmer abgestimmtes Verfahren.
- Organisation der nationalen Engpässe durch eine einheitliche, aktive und konstruktive Weiterentwicklung des Umgangs mit Engpässen sowie durch die Koordination der Redispatchaufgaben aus einer Hand.
- Koordinierte Netzausbauplanung zur Unterstützung der EE-Integration und von Stromtransiten.
- Schaffung eines deutschlandweiten einheitlichen Netzentgeltes im Übertragungsnetz.

Um diesen "OTSO" zu erreichen, ist eine Neustrukturierung der Stromübertragung in Deutschland erforderlich. Die notwendige Umorganisation muss konform zum europäischen Rahmen erfolgen, der durch das dritte EU-Energiebinnenmarktpaket abgesteckt ist. Im folgenden Kapitel 4 werden die gegebenen Optionen sowie der Übergang zu den jeweiligen neuen Strukturen beschrieben.

4 Die Optionen: Welche Gestaltungsansätze kann es geben?

Wesentliche Rahmenbedingungen für mögliche Ausprägungen einer Neustrukturierung des deutschen Stromübertragungsnetzes werden durch die Europäische Union im Zuge der Liberalisierung des Energiebinnenmarktes vorgegeben. Darüber hinaus bestehen nationale Gestaltungsspielräume vor allem in der Anzahl und dem Zuschnitt der Regelzonen, d. h. Intensität der Kooperation der Übertragungsnetzbetreiber, in der Maximalvariante bis hin zur Zusammenlegung der derzeit vier Regelzonen.

Im Folgenden werden diese Rahmenbedingungen hinsichtlich ihrer Bedeutung als Eingangsparameter für die zukünftige Struktur des deutschen Übertragungsnetzes beschrieben.

4.1 Europarechtlicher Rahmen: Aufriss der Entflechtungs-Optionen

Im Fokus der EU-Kommission stehen die im Folgenden diskutierten, vor allem eigentumsrechtlichen Optionen des

- Ownership Unbundling (OU),
- Independent System Operator (ISO) und
- Independent Transmission Operator (ITO).

Die derzeitige Beschlusslage des europäischen Parlaments sieht vor, dass das vollständige Ownership Unbundling umgesetzt werden soll. Als Alternative wird die "zweitbeste Lösung" des ISO anerkannt. Die Widerstände einiger EU-Mitgliedstaaten (u. a. Deutschland und Frankreich) gegen diese Vorgaben führten zu kontroversen Entscheidungen auf EU-Ebene. Im Juni 2008 wurde ein Vorschlag zur gleichwertigen Anerkennung einer weiteren Option (dritter Weg) - dem Independent Transmission Operator - parlamentarisch abgelehnt. Die europäischen Energieminister hielten jedoch an diesem dritten Weg fest, so dass bei der Verabschiedung des 3. Energiebinnenmarkt-Paketes der ITO als gleichwertig zugelassen wurde.

Im Folgenden werden zunächst die drei auf EU Ebene diskutierten Modelle zur Liberalisierung des Energiebinnenmarkts vorgestellt.

Ownership Unbundling - OU

Die vom europäischen Parlament bevorzugte Wahl für zur Liberalisierung des Energiebinnenmarktes sieht die Umsetzung des Ownership Unbundlings vor. Das heißt, dass die Stromerzeugung und sonstige Wettbewerbsbereiche komplett von der Übertragung getrennt

werden müssen. Diese Diskussion wird ausschließlich im Zusammenhang mit den Übertragungsnetzen, bisher nicht den Verteilnetzen geführt.

Der zukünftige Netzbetreiber muss also einer unabhängigen, auch nicht im **Eigentum** eines Energieunternehmens befindlichen Gesellschaft entsprechen, die nicht in der Stromerzeugung oder dem Vertrieb engagiert ist. Die Anwendung des OU ist grundsätzlich nicht auf eine einheitliche deutsche Regelzone beschränkt; OU kann theoretisch auch unter Beibehaltung der vier Regelzonen mit unabhängigen Netzbetreibern umgesetzt werden.

Independent System Operator - ISO

Die Option, einen unabhängigen Systembetreiber (Independent System Operator - ISO) zu etablieren, wird von der EU-Kommission als zweitbeste Lösung zur Ankurbelung des Wettbewerbs angesehen. Wesentliche Entflechtungsvorgabe ist die Unabhängigkeit in Rechtsform, Organisation und Entscheidungsgewalt des ISO.

Im Vergleich zum Ownership Unbundling gilt die Variante des ISO als Kompromiss, da die Stromnetze im **Eigentum des Mutterkonzerns** bleiben können. Jedoch liegen die Geschäfts- und Investitionsentscheidungen beim ISO. Obwohl der Eigentümer keine Kontrolle über den Betrieb, die Wartung und den Ausbau des Stromnetzes hat, muss er für die Finanzierung der vom ISO geplanten Investitionen aufkommen. Der ISO wird von der nationalen Regierung bestimmt. Diese Festlegung muss von der europäischen Kommission genehmigt werden. Durch diesen Schritt soll ein ausreichendes Maß an Unabhängigkeit sichergestellt werden.

Auch für die Option des ISO gilt, dass grundsätzlich eine einheitliche Regelzone formal nicht zwingend erforderlich wäre.

Independent Transmission Operator - ITO

Gegen das Bestreben der Europäischen Union, die europäischen Energieversorgungsunternehmen zu entflechten, gibt es Widerstände aus einigen Mitgliedstaaten (unter anderem aus Deutschland und Frankreich). Daher haben diese Staaten dem europäischen Energierat einen Kompromissvorschlag unterbreitet, nach dem alternativ zum OU die Etablierung einer unabhängigen Übertragungsgesellschaft (Independent Transmission Operator) zulässig ist.

Wird die Option des ITO genutzt, bleiben die Netze als integriertes Unternehmen im **Eigentum der Konzernmütter**. Der wesentliche Unterschied zum ISO liegt in der Tatsache, dass der Netzeigentümer zumindest **mittelbar Einfluss** auf Investitionsentscheidungen nehmen kann; er bekommt im Aufsichtsrat ein Stimmrecht von 50 % plus einer Stimme. Zu beachten ist, dass wesentliche Maßnahmen zur Sicherstellung der folgenden Aspekte getroffen werden müssen¹¹:

¹¹ Protokoll der EU Energieratssitzung vom 06.06.2008 -

- Effektive Unabhängigkeit des Netzbetreibers, seines Managements und der Aufsichtsbehörde
- Vermeidung von Interessenskonflikten
- Fairer und diskriminierungsfreier Netzzugang
- Unverfälschte Anreize zur Investition sowie die Entwicklung von Investitionen und der Verbundnetzinfrastruktur
- Unabhängiger Zugang zu Betriebsmitteln und Anlagen für den TSO.

Hierzu gehören unter anderem auch die Vorgaben, dass Manager nicht mehr unmittelbar (Einhaltung einer Karenzzeit ist erforderlich) zwischen dem Eigentümer und dem Tochterunternehmen wechseln können. Weiterhin wird die Durchführung der Maßnahmen nach zwei Jahren durch die EU-Kommission überprüft.

Prinzipiell ist bei der Option des ITO nicht die Etablierung einer einheitlichen Regelzone gefordert.

Zusammenfassende Darstellung der europapolitischen Entflechtungsoptionen

Die folgende Abbildung fasst die europapolitisch denkbaren Varianten bezüglich der eigentumsrechtlichen Aspekte und der Auswirkungen auf die Systemverantwortung zusammen.

	Status Quo	OU	ISO	ITO
Eigentümer des Netzes	Mutterkonzern bzw. integriertes Unternehmen	Eigentumsrechtlich vom Mutterkonzern bzw. von Versorgungs- und Erzeugungsinteressen entflochtene Gesellschaft	Im Mutterkonzern integriertes Unternehmen bzw. Mutterkonzern	Mutterkonzern bzw. integriertes Unternehmen
Verantwortung für Netzbetrieb	direkt: ÜNB indirekt: Konzern	Neuer Eigentümer	ISO (damit nicht der Eigentümer)	ITO (damit mittelbar der Eigentümer)
Verantwortung für Netzausbau	direkt: ÜNB indirekt: Konzern	Neuer Eigentümer	ISO (Finanzierung durch Eigentümer)	mittelbar der Eigentümer (über Aufsichtsrat)

Abbildung 8: Übersicht europapolitischer Entflechtungsoptionen und Auswirkung auf das Netzeigentum sowie auf die Systemverantwortung

4.2 Anzahl und Zuschnitt der Regelzonen

Das dritte EU-Binnenmarktpaket enthält keinerlei Vorgaben für die Anzahl der Übertragungsnetzbetreiber bzw. Regelzonen in einem Mitgliedsstaat. Die Frage, wie viele Regelzonen bzw. Netzbetreiber es zukünftig in Deutschland geben soll, ist daher eine rein deutsche Entscheidung.

Insgesamt lehnen die deutschen Übertragungsnetzbetreiber derzeit eine komplette Zusammenlegung der Regelzonen ab. Hinsichtlich der zukünftigen Gestaltung verfolgen die vier deutschen ÜNB offensichtlich unterschiedliche Ziele. RWE hat den Weg zum ITO beschritten, EnBW scheint so lange wie möglich an der derzeitigen Situation festhalten zu wollen, orientiert sich ggf. auch international. Sowohl E.ON als auch Vattenfall beabsichtigen, ihre Übertragungsnetze mitsamt dem zu ihrem Betrieb hierzu erforderlichen Personal und den technischen Infrastrukturen zu verkaufen, was der Organisationsform des OU entspricht. Es ist durchaus denkbar, dass die zukünftigen Eigentümer einer Zusammenlegung von Regelzonen offener gegenüberstehen.

Die deutschen Übertragungsnetzbetreiber verfolgen bereits jetzt unterschiedliche Pläne zur Neustrukturierung eines wichtigen Teilbereiches der ÜNB-Tätigkeit, nämlich des Regelenergiemarktes. Während E.ON, Vattenfall und EnBW eine Kooperation zu einer optimierten Koordination beschlossen haben, schlägt RWE sich selber als übergeordneten Dienstleister vor, der die Systemführung der deutschen TSOs verantwortet. Generell scheint keines der beteiligten Netz-Unternehmen derzeit die Hoheit über seine Regelzone aufgeben zu wollen. Darüber hinaus ist bisher unklar, wie diese Pläne mit den Vorgaben der EU harmonisiert werden.

Ein weiterer Aspekt liegt in der derzeitigen den Regelenergiemarkt beherrschenden Situation der vier großen EVU. Offensichtlich handeln die Konzerne zur Beschaffung der Regelenergie weitgehend mit sich selber. Wenn einer der vier Transportnetzbetreiber Regelleistung nachfragt, kann er diese, zumindest im Bereich der Sekundärregelung, weit überwiegend nur von Kraftwerksgesellschaften derselben Konzerne als Anbieter erhalten. In diesem Zusammenhang und vor dem Hintergrund, dass eine Zusammenlegung der Regelgebiete zur Senkung der Netzkosten beitragen sollte, stellten der Ökostrom-Anbieter "Lichtblick" und der Bundesverband Neuer Energieanbieter (BNE) einen Antrag auf Einleitung eines Missbrauchsverfahrens gegen die vier Transportnetzbetreiber E.ON, RWE, Vattenfall und EnBW.

Grundsätzlich ergibt sich die Systemverantwortung aus den europapolitischen Vorgaben (s. Abbildung 8). Bereits im Kapitel 3 wurde jedoch deutlich, dass eine Neustrukturierung der Regelzonen zu einer Vermeidung konkreter Suboptima des Status Quo der elektrischen Energieversorgung in Deutschland beitragen kann. Durch den feststehenden Verkauf - und damit der Umsetzung des Ownership Unbundling - des Übertragungsnetzes der E.ON Netz GmbH ist ein erster Schritt hin zu einer möglichen Neustrukturierung erfolgt. Der Verkauf des Übertragungsnetzes der Vattenfall Europe Transmission steht ebenfalls bevor. Unklar ist, ob zukünftig ein gemeinsamer Eigentümer die beiden bisherigen Regelzonen zu einer zusammenführen wird oder ob es zukünftig zwei unabhängige Eigentümer geben wird. Weiterhin

hat RWE den Weg des ITO eingeschlagen. Das gleiche Verhalten wird auch von EnBW erwartet. Alleine diese Grundkonstellation, eine Fortsetzung des Status Quo, lässt also einen gewissen Spielraum für eine Neustrukturierung.

Abbildung 9 zeigt eine Auswahl realistischer Kombinationen der Ausprägung der Regelzonen in Bezug auf den Grad der Entflechtung. Dargestellt sind nur die vorwiegend diskutierten Varianten; weniger wahrscheinliche Konstellationen haben eine gestrichelte Umrandung¹². Die blau umrandeten Varianten stehen für verschiedene Ausprägungen einer Fortsetzung des Status Quo bei minimiertem politischen Eingreifen. Verbindungen bedeuten, dass bspw. 2 ITO und 2 OU zusammen 4 Regelzonen ergeben. Besteht keine Verbindung, handelt es sich um alternative Ausprägungen für eine bestimmte Anzahl an Regelzonen.

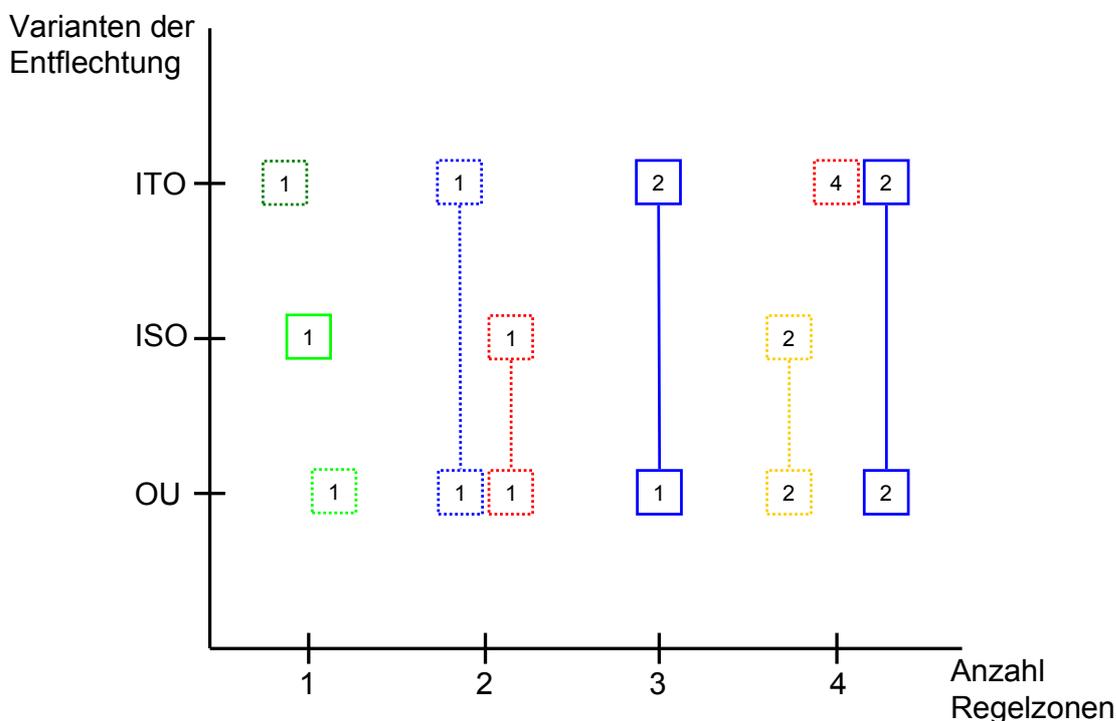


Abbildung 9: Mögliche Varianten des deutschen Übertragungsnetzes hinsichtlich der Anzahl der Regelzonen und der Variante der Entflechtung

4.3 Übergang vom Status Quo zum OU / ISO / ITO

Um aus dem Status Quo zu einer mit dem derzeit erwarteten europapolitischen Kontext konformen Lösung zu gelangen, bieten sich den heutigen ÜNB diverse Möglichkeiten. In der folgenden Abbildung werden diese grundsätzlichen Wege einander gegenüber gestellt. Diese berücksichtigen keine Ausprägung hinsichtlich der Anzahl der Regelzonen und Übertra-

¹² Manche Varianten sind eher theoretischer Natur. So ist z. B. ein ITO mit nur einer Regelzone, also als Kooperation der heutigen ÜNB, schwer vorstellbar.

gungsnetzbetreiber. Eine letztendlich gültige Einschätzung der Machbarkeit, der Vor- und Nachteile sowie der Folgen der betrachteten Entscheidungen hängt von den endgültigen Vorgaben und Bedingungen des Richtlinien textes ab und ist heute nicht abschließend zu beurteilen.

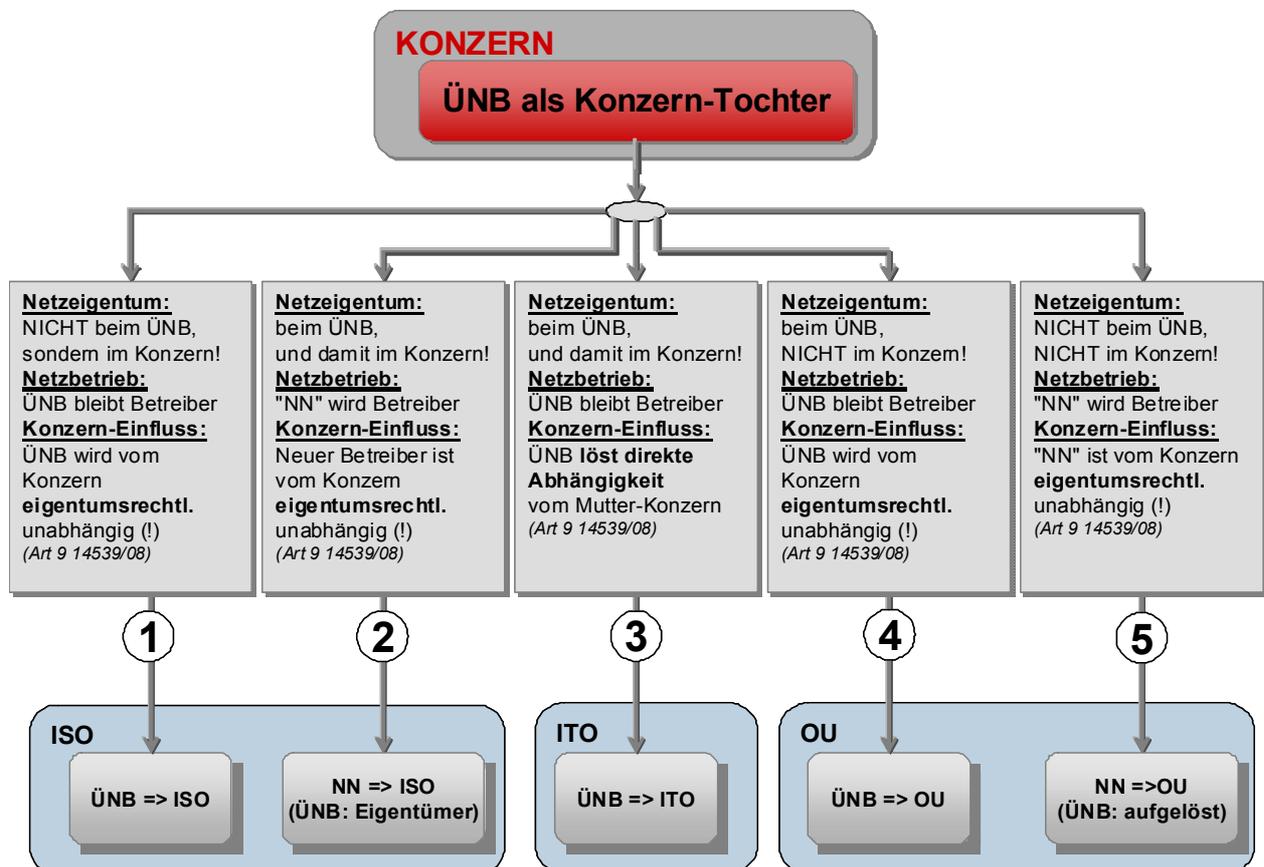


Abbildung 10 Wege aus dem Status Quo zum OU / ISO / ITO

In der Beurteilung dieser Alternativen spielen - wie später noch ausgeführt wird - die Anforderungen an die Unabhängigkeit einerseits des ISO (nach Artikel 9 des Entwurfes des dritten EU-Energiebinnenmarktpaketes) und andererseits an das OU (nach Kapitel V desselben) eine entscheidende Rolle.

Die fünf Wege unterscheiden sich in folgenden Aspekten:

1. Der ÜNB ist heute eine 100 %ige Tochter des Energiekonzerns. Auf Weg 1 würde der ÜNB das Eigentum an den Mutterkonzern übertragen, also nicht aus dem Konzern herauslösen ("Rückgliederung"). Eine für die Konzerne wenig attraktive Alternative zur Rückgliederung besteht darin, das Netz fremd zu veräußern. Der ÜNB selber würde Netzbetreiber bleiben. Außerdem müsste die ÜNB-Gesellschaft aus dem Konzern ausgegliedert und eigentumsrechtlich unabhängig gestellt werden. Im Ergebnis

wäre der ÜNB ein Netzbetreiber ohne Eigentum am Netz, der unabhängig von Erzeugung und Vertrieb agiert - ein ISO.

2. Die Zukunft des ÜNB in Pfad 2 besteht in der Eigentümerschaft am Netz. Der Netzbetreiber wäre ein Dritter, der das Netz vom ÜNB pachtet. Dieser Dritte müsste unabhängig von Erzeugung und Vertrieb sein. Das Netzeigentum verbliebe auf diese Weise im Konzern. Weg 2 erscheint eher unwahrscheinlich.
3. Wird die Abhängigkeit des ÜNB vom Mutterkonzern gelockert und dessen Einflussmöglichkeiten gemäß den EU-Vorgaben auf die Mehrheit im Aufsichtsrat beschränkt, könnte der ÜNB den Status des ITO erlangen. Er bliebe sowohl Eigentümer als auch Betreiber des Netzes, das Eigentum müsste nicht aus dem Konzern heraus gelöst werden. Diese Option kommt den Interessen derjenigen ÜNB, die keine Netzverkaufsabsichten hegen, am nächsten.
4. Ein möglicher Weg zum OU bestünde darin, den heutigen ÜNB als Ganzes, inklusive seines Eigentums am Netz und inklusive des Personals, aus dem Energiekonzern heraus zu lösen und den strengen Bedingungen der Unabhängigkeit wie bei Pfad 1 und 2 zu unterwerfen. Der ÜNB kann dann wie im konkreten Beispiel der E.ON Netz GmbH verkauft werden. Der Konzern verlöre dadurch das Eigentum am Netz und zugleich die Einflussmöglichkeiten auf den Betrieb. Die Konzerne, die sich nicht schon mit Verkaufsabsichten tragen, werden nur ungern diesen Weg beschreiten.
5. Von eher theoretischer Natur ist Pfad 5, nämlich der Verkauf des Netzbetreibers und des Netzes inklusive der technischen Infrastruktur jedoch exklusive des Personals an einen unabhängigen Dritten, der dann OU würde. Die Auflösung des bestehenden ÜNB wäre die Folge.

4.4 Funktionale Verbesserung durch Schaffung von Anreizen für Effizienz und Kundenfreundlichkeit

Ein Kernproblem aller skizzierten Lösungsansätze besteht darin, dem Netzbetreiber, wie auch immer er organisiert ist, im regulierten Umfeld einen angemessenen und ausreichenden Anreiz zu bieten. Anreize sind in zweierlei Hinsicht erforderlich: Zum einen sollen sie effizientes Verhalten fördern, um so die Gesamtkosten des Netzbetriebes, die die Allgemeinheit zu tragen hat, unter Aufrechterhaltung der gegebenen Versorgungsaufgabe möglichst gering zu halten. Zum Anderen sollen sie den Netzbetreiber animieren, sich wettbewerbsförderlich zu verhalten. Diese Ziele können einander im Einzelfall widersprechen.

Anreize zur Effizienz

Das heutige System der Anreizregulierung ermittelt einen Startwert der Kosten des Unternehmens und gibt einen Pfad zu deren Absenkung auf Grund festgestellter oder vermuteter Ineffizienzen vor. Belohnt werden also Kostensenkungen. Allein dieses Ziel ist schwierig zu

erreichen, da mangels Vergleichsunternehmen die Feststellung von Ineffizienz problematisch ist: Denkbar ist ein Vergleich mit zuvor festgesetzten Sollwerten, die es zu erreichen gilt oder eine Effizienzmessung anhand von Vergangenheitswerten. Auch ein internationaler Vergleich ist theoretisch möglich, die Suche nach vergleichbaren Unternehmen ist aber in Praxi schwierig. Ziel all dieser Ansätze ist die Effizienz des regulierten Unternehmens, nicht seine Kunden- bzw. seine Marktfreundlichkeit in direktem Sinne.

Anreize zur Kundenfreundlichkeit und Wettbewerbsförderung

Direkte Anreize für den ÜNB zur Kundenfreundlichkeit und Wettbewerbsförderung bestehen im Moment nicht. Um Anreize für Kundenfreundlichkeit und Wettbewerbsförderung zu setzen, sollte zunächst ergänzend beurteilt werden, ob das vom ÜNB gezeigte Verhalten wettbewerbsförderlich ist und den Wünschen und Anforderungen der Netznutzer entsprochen hat. Diese Beurteilung sollte zeitnah geschehen und zeitnah Konsequenzen haben, um ihre Lenkungswirkung zu entfalten. Hierzu sollte das Urteil der Betroffenen berücksichtigt werden. Naheliegend ist daher der Gedanke, den Netznutzern in einem heute nicht vorhandenen Gremium¹³ - einem "**Rat der Netznutzer**" - Raum und Gehör zu verschaffen. Dieser könnte z. B. bei der BNetzA angesiedelt sein und dieser beratend zur Seite stehen. Berechtigte Teilnehmer wären etwa Einspeiser (also Kraftwerksbetreiber), Händler, (potentielle) Teilnehmer am Regelenergiemarkt, nachgelagerte Netzbetreiber oder auch die Endverbraucher und deren Verbände. Mit Hilfe festgelegter Verfahren und unter Berücksichtigung des Rates der Netznutzer wäre es denkbar, die Zielerreichung der ÜNB zu bewerten. Auf diese Weise entfaltet der Rat der Netznutzer seine Wirkung, obwohl er ein deutlich milderer Mittel als die ebenfalls im Raum stehende staatliche Beteiligung ist.

Als Vorlage für einen Zielkatalog könnten die Kritikpunkte aus Kap. 3.4 dienen.

In einem zweiten Schritt müsste diese Beurteilung Folgen für den ÜNB haben, die das heutige Anreizsystem der Regulierung nicht ermöglicht. So wäre eine Bonus-Regelung in Abhängigkeit der Bewertung denkbar, in welcher ein Teil der erzielten Erlöse unter den Vorbehalt marktfördernden Verhaltens gestellt und im anderen Fall abgeschöpft wird. Auch für den ÜNB könnte also eine solche Einrichtung vorteilhaft sein, da sich über die Bonusregelung Investitionen und Aktivitäten bezahlt machen könnten, die andernfalls nicht erfolgt wären oder unentlohnt blieben.

Die gesetzliche Legitimation eines solchen Rates ist heute noch nicht gegeben. Auch ist die Frage nach der personelle Besetzung des Gremiums aus den Reihen derer, die ein berechtigtes Interesse haben, offen. Aus diesem Grund ist eine politische und fachöffentliche Dis-

¹³ In gewisser Weise stellt die Bundesnetzagentur ein solches Kontrollgremium dar, hier ist in Abgrenzung zur BNetzA aber von einem Rat die Rede, in dem nicht der Staat seine Aufsichtsfunktion wahrnimmt, sondern der Betroffene selbst zu Wort kommt.



kussion über das Anreizdilemma dringend notwendig, um die entsprechende institutionelle Verankerung durchzusetzen.

5 Die Bewertung: Welche der Optionen ist erstrebenswert, und wie kann sie erreicht werden?

Die in Abschnitt 4.2 gefundenen realistischen Optionen werden im Folgenden auf ihre Eignung, die in Abschnitt 3.3 beschriebenen Probleme zu lösen, qualitativ untersucht. Neben der "Problemlösefähigkeit" der Variante wird eine grobe Einschätzung des Aufwandes zur Installation der Variante mitgeführt. Auf diese Weise können mögliche Erfolge und zu betreibender Aufwand qualitativ verglichen werden.

5.1 Bewertungsmatrix

Die folgende Matrix stellt konkrete Suboptima und deren zu erwartende Folgen den grundsätzlichen organisatorischen Varianten gegenüber und findet eine qualitative Wertung der Kreuzungspunkte. Nicht betrachtet wurden hierbei Varianten, die nach Stand der Dinge politisch keine Realisierungschance haben.

Eine zusätzliche Komponente resultiert aus dem Umstand, dass derzeit in Deutschland vier Organisationseinheiten vorhanden sind. Eine Zusammenlegung dieser ist genau so wenig sicher wie deren mögliche Ausprägung. Die Bewertungsmatrix betrachtet daher sowohl die Option, dass zukünftig nur eine Organisation (OU, ITO oder ISO) existieren, als auch, dass weiterhin mehrere vorhanden sind. Auf eine weitere Differenzierung nach der Frage, ob die Zahl der Netzbetreiber gleich der Zahl der Regelzonen sein muss, wurde verzichtet, die Betrachtung geht von der Prämisse "Regelzonenzahl = Netzbetreiberzahl" aus. Es ist hiervon abweichend zwar auch denkbar, dass mehrere Netzbetreiber eine Regelzone betreiben - der regelungstechnische Vorschlag der RWE zielt in diese Richtung. Dieser Sonderfall hätte eine geringfügig andere Bewertung im Punkt "Regelenergie" zur Folge, die übrigen Bewertungen werden aber von der Zahl der Netzbetreiber maßgeblich bestimmt. Die umgekehrte Vorstellung eines Netzbetreibers, der mehrere Regelzonen bewirtschaftet hingegen ist rein theoretischer Natur.

Aus dem geschilderten Grund sind auch die zwei konkurrierenden Vorschläge der ÜNB zur Lösung des "Gegeneinanderregelns" in der Matrix nicht explizit zu finden. Diese betrachten nur einen Teilaspekt der Problematik. Da sie über die organisatorischen Kernfragen keine Aussage treffen, sind sie nicht als eine Variante, die dem dritten EU-Energiebinnenmarktpaket genügen würde, anzusehen, sondern lediglich ein Aspekt, der in unterschiedlichen der gezeigten Varianten auftreten kann und den beschriebenen Effekt auf den Unterpunkt "Regelenergie" zeigen würde.

Im Falle mehrerer Netzbetreiber ist ferner denkbar, dass diese unterschiedliche organisatorische Wege gehen. Die theoretische Variantenvielfalt ist hierbei groß (siehe auch Abschnitt 4.2, Abbildung 9). Um den Aspekt einzubeziehen wurde exemplarisch die Variante berück-

sichtigt, dass die Errichtung zweier durch Netzverkäufe entstehender OU-Netzbetreiber und zweier ITO erfolgen würde. Diese Optionen wurden unter dem Punkt "Mix" subsumiert.

Bewertung der Optionen im Vergleich								
Grundkonzept	Status	OU	OU	ISO	ISO	ITO	ITO	Mix
	Quo	1	2-4	1	2-4	1	2-4	
Anzahl der Netzbetreiber	4	1	2-4	1	2-4	1	2-4	2-4
konkrete Suboptima								
Regelenergie	-	++	o	++	o	+	-	-
EEG-Ausgleich	-	++	-	++	-	+	-	-
CM, international	-	++	-	++	-	++	-	-
CM, national	--	++	-	++	-	+	--	--
Netzausbau	-	++	-	++	-	++	-	-
Erzeugungs-Allokation	-	+	-	+	-	+	-	-
NE-HHS	-	++	-	++	-	++	-	-
zusammenfassende Folgen								
Wettbewerb	--	++	-	++	-	o	-	-
Chance auf Effizienz	--	++	-	++	-	++	-	-
Kundenfreundlichkeit	--	++	-	++	-	+	-	-
geringer Anpassungsaufwand	++	-	-	o	o	+	+	o
Ranking		2		1		3		

Abbildung 11: Matrix der Suboptima und Optionen

Die einzelnen Bewertungen der Optionen werden im Folgenden erläutert und begründet. Grundsätzlich hat der Status Quo eine negative Bewertung, da es sich bei den Zeilenköpfen ja um Kritikpunkte am Status Quo handelt. Lediglich im Anpassungsaufwand ist der Status Quo vorteilhaft - er existiert bereits.

Die konkreten Suboptima

Im Feld der **Regelenergie** gibt es mehrere gewichtige Kritikpunkte. Im Zentrum der öffentlichen Diskussion steht das "Gegeneinander Regeln". Dieses Problem lösen diejenigen Optionen, die nur eine Regelzone vorsehen, automatisch. Daher sind die Lösungen mit einem Netzbetreiber (und - wie geschildert - daher auch einer Regelzone) deutlich vorteilhaft. Außerdem würden die Aspekte 'Liquidität der RE-Märkte' und 'Verdacht der Quersubventionierung' umso besser gelöst, je unabhängiger der Netzbetreiber von Interessen dritter wäre. Aus diesem Grund sind ISO und OU besser bewertet als ITO. Die Mix-Variante ist in diesem Aspekt zu bewerten wie ihr schlechtester Bestandteil, also wie die Lösung mit 4 ITO.

Bezüglich des **EEG-Ausgleich** (Horizontaler Belastungsausgleich HoBA und Veredelung) fällt die Gewichtung derselben Argumente ähnlich aus: Der Gesamtaspekt der Wälzung wür-

de im Falle eines ÜNB, der die gesamte Integrations- und Veredelungsaufgabe wahrnehme, entfallen, was diesen Punkt zusätzlich betont und die Optionen mit einem ÜNB positiv hervor hebt. Der Aspekt einer transparenten und unabhängigen Beschaffung der Veredelungsdienstleistung scheint in den Optionen OU und ISO realistisch, beim ITO müssen aus den genannten Gründen leichte Abstriche gemacht werden. Für den Mix gilt nämlich (Abbildung 12).

	Status Quo	OU		ISO		ITO			
Anzahl der Regelzonen	4	1	4	1	4	1	4		
Horizontaler Belastungsausgleich erforderlich (ja/nein)?	ja	nein	Anzahl der TSOs		nein	Anzahl der ISOs		Anzahl der ITOs	
			1	2-4		1	2-4	1	2-4
			nein	ja		nein	ja	nein	ja

Abbildung 12: Auswirkungen der Optionen auf den Horizontalen Belastungsausgleich

Die bestehenden Probleme des **Engpassmanagement** sind **international** vor allem auf mangelnde Koordination und Einheitlichkeit zu reduzieren. Positiv sind daher Optionen mit einem Netzbetreiber zu bewerten, gleich welche Eigentümerstruktur angenommen wird. Die auf diese Weise verringerte Komplexität vereinfacht die Zusammenarbeit in den Regionalinitiativen auf europäischer Ebene: Deutschland ist als Transitland und als Bestandteil mehrerer europäischer Regionen in besonderem Maß gefordert, handelsfreundliche Strukturen zu bilden. Hauptunterschied hierzu ist im **nationalen** Bereich die Frage des Redispatch: Einerseits wird hier eher ein optimales Vorgehen erwartet, wenn aus einer Hand agiert wird. Daher fallen zunächst die Modelle mit 4 NB ab. Auf Grund der Nähe zum Regenergiemarkt wird andererseits der Unabhängigkeits-Aspekt zusätzlich gewichtet, was den ITO geringfügig benachteiligt.

Netzausbau wird am besten einheitlich geplant, öffentlich vertreten und umgesetzt. Die Varianten mit einem Netzbetreiber, der den Netzausbau in einer Hand zusammen führt, liegen hier also vorne. Allen Varianten gleich ist, dass der Anreiz zum Netzausbau problematisch sein kann. Dies ist mithin kein Unterscheidungsmerkmal. Die Optimierung des Netzes für ein Gesamtes, scheint allerdings der Optimierung mehrerer Teilsysteme gegenüber vorteilhaft zu sein.

Die Frage nach einer einheitlichen Vorgehensweise der **Erzeugungs-Allokation** hat sich nicht als hervorstechendes Unterscheidungsmerkmal zwischen den Optionen heraus gestellt. Vielmehr ist hier eine Anforderung an die Politik gestellt, die Diskussion über eine "G-Komponente" fortzusetzen. Die Bewertung ist daher für alle Organisations-Grundvarianten gleich, allerdings liegt ein leichter Vorteil in einer einheitlichen Handhabung, also den Varianten mit nur einem Netzbetreiber.

Schließlich wurde die Uneinheitlichkeit der **Netzentgelte Höchstspannungsebene** sachlich für unbegründet befunden, da die Aufgaben des Übertragungsnetzes nationaler oder sogar internationaler Art sind. In diesem Punkt liegen also Varianten vorne, in denen nur ein Über-

tragungsnetz und eine Regelzone existiert. Die Alternative einer Ausgleichszahlung zwischen den ÜNB ist möglich, aber wenig erstrebenswert.

Die möglichen Verbesserungen

Bezüglich der **Wettbewerb fördernden Marktgestaltung** ist die zu erwartende Unabhängigkeit maßgebliches Bewertungskriterium. Diese ist - setzt man voraus, dass das "I" im Begriff ISO ernst genommen, kontrolliert und mit Leben gefüllt wird, in den Varianten OU und ISO hoch einzustufen. Der ITO weckt auf Grund der indirekten Einflussmöglichkeiten des Konzerns über die Mehrheit im Aufsichtsgremium weniger Vertrauen in die Zukunft eines echten und unverfälschten Wettbewerbs und wird also geringer bewertet. In allen Varianten sind mehrere Betreiber dem Wettbewerb hinderlich.

Die Chancen auf eine **effiziente Abarbeitung** der diversen Problemfelder und Suboptima sind so groß wie die Zusammenarbeit der Unternehmen. Folglich sind die Varianten mit einem NB positiv bewertet. Die Eigentümerstruktur und die Organisationsform sind nicht oder nur gering ausschlaggebend für diesen Aspekt.

Welches Ausmaß die **Kundenfreundlichkeit** der zukünftigen Organisation haben wird, ist schwer zu prognostizieren. Bezüglich der Zahl der Regelzonen und Betreiber gilt zunächst der gleiche Befund wie zur Wettbewerbsförderung: Ein Ansprechpartner ist jeweils erstrebenswert. Hierdurch werden diverse Tätigkeitsbereiche wie etwa das Fahrplanmanagement, der Intradayhandel etc. vereinfacht. Erweitert man die Frage nach der Kundenfreundlichkeit auf den Transparenzgedanken, lässt der ITO auf Grund seiner Nähe zum Mutterkonzern am ehesten Befürchtungen zu, intransparentes und wenig kundenfreundliches Verhalten könnte sich tradieren. Daher wird er geringfügig schlechter bewertet als OU und ISO.

Neben der Frage, welcher Endzustand erstrebenswert ist, treten Überlegungen, wie komplex und aufwändig der Weg zu diesem Zustand ist. Diesen Aspekt bildet das Bewertungskriterium "**Anpassungsaufwand**" ab. Natürlich führt in dieser Wertung der Status Quo, da er bereits existiert. Er gehört aber nicht zu den zukunftsfähigen Lösungen. Die Einschätzung innerhalb jeder der drei Grundoptionen ist auf der hier vorgenommenen Detaillierungsebene konstant anzusetzen - einen unterschiedlichen Aufwand zur Etablierung etwa eines ISO für eine oder mehrere Regelzonen kann man in diesem Schritt nicht heraus präparieren.

Im Rückbezug auf Abbildung 10 ist festzustellen, dass fünf grundsätzliche Wege der Neuorientierung denkbar erscheinen. Die Pfade 1 und 2 führen zu einem ISO. Während in Pfad 1 der ÜNB zum ISO wird, indem er das Eigentum am Netz abgibt (z. B. durch Rückgliederung an den Mutterkonzern) und eigentumsrechtlich Unabhängigkeit herstellt, wäre Pfad 2 der umgekehrte Weg, in welchem der heutige ÜNB eine Art Netz-Eigentums-Gesellschaft wird und ein Dritter die ISO-Rolle wahrnimmt.

Pfad 3, der zum ITO, könnte Eigentum und Betrieb des Netzes beim heutigen ÜNB belassen. Lediglich eine abgemilderte Unabhängigkeit vom Mutterkonzern wäre zu etablieren.

Pfad 4 und 5 schließlich führen zu einer OU-Lösung. In Pfad 4 kann der ÜNB Eigentümer und Betreiber des Netzes bleiben, muss aber die vollständige Unabhängigkeit vom Mutterkonzern erreichen. Dies impliziert, dass der Mutterkonzern das Eigentum am Netz und den Einfluss auf den Netzbetrieb verliert. Pfad 5 besteht in der Auflösung des ÜNB, denn er gibt sowohl Eigentum als auch Betrieb des Netzes auf, da beides an einen dritten Marktteilnehmer übergeht.

In der folgenden Bewertung wird unterstellt, dass der Betrieb des Netzes sinnvoller Weise beim bisherigen ÜNB (oder einem Zusammenschluss solcher) verbleiben sollte. Eine Reduzierung des ÜNB auf eine "Eigentümer-Gesellschaft" oder die Auflösung des bestehenden ÜNB erscheinen suboptimal, da so Kompetenz unnötig verschenkt würde. Mithin sind die Pfade 1, 3 und 4 Gegenstand des Vergleichs.

Ein unternehmensorganisatorischer Aufwand in Pfad 1 ist der Eigentumsübergang am Netz, der gedanklich an den Mutterkonzern stattfindet ("Rückgliederung") sowie die Erreichung der Unabhängigkeit des ÜNB-ISO. Relativ geringer Widerstand und damit geringer politischer Aufwand ist zu erwarten, da den Konzernen das Eigentum am Netz bleiben kann.

In Pfad 3 liegt der Aufwand 'lediglich' in der Erreichung der abgemilderten Unabhängigkeit des ITO. Pfad 4 macht die Erreichung der Unabhängigkeit (wie in 1) notwendig. Der unternehmensorganisatorische Aufwand mag hier gering sein, da der heutige formale Eigentümer des Netzes bleibt (der ÜNB), allerdings kann - je nach Konzernstrategie des Mutterkonzerns - mit erheblichem politischem Widerstand gegen den Verlust des Netzeigentums gerechnet werden. Auf Basis dieser grob skizzierten Zusammenfassung ist der am wenigsten aufwändige Weg der zum ITO (3), gefolgt von dem zum ISO (1) und zuletzt dem zum OU (4). Davon unbenommen ist der bereits anvisierte Verkauf der Transportnetze von E.ON und Vattenfall, da die hierzu erforderlichen Umstrukturierungen bereits angelaufen sind.

5.2 Zusammenfassende Bewertung der Optionen

Anzahl und Zuschnitt der Regelzonen

Die Betrachtung der Bewertungsmatrix (Abbildung 11) macht bereits deutlich, dass die identifizierten Probleme durch Vorschläge mit mehreren Regelzonen oder Betreibern nicht hinreichend gelöst werden. Es gilt:

- Eine Vereinheitlichung der bisherigen Strukturen ist in allen bewerteten Kriterien deutlich vorteilhaft.
- Die 'Top 3' der Bewertungsmatrix bilden unabhängig von der eigentumsrechtlichen Ausgestaltung jeweils die Varianten mit einer Regelzone und einem Systemoperator.

Hiermit ist das Hauptziel zur Lösung der benannten Probleme identifiziert und zugleich der Bereich, in welchem von den Energiekonzernen (oder manchen aus dieser Gruppe) am

ehesten mit Widerstand zu rechnen ist, denn die Folge jeder Umstrukturierung, die die Probleme löst, geht also mit dem Monopolverlust der Konzernmütter einher.

Bewertung der Entflechtungsformen

Die spezifizierten drei Varianten mit einer Regelzone sind grundsätzlich geeignet, die bestehenden Probleme einer Verbesserung zuzuführen. Es gilt jedoch festzustellen, dass in mehreren sensiblen Bereichen die Befürchtung eines Durchgriffs der Konzerninteressen so schwerwiegend ist, dass die Unabhängigkeit der Netzbetreiber als sehr hohes Gut erscheint und dass die Unabhängigkeit des ITO - obschon im Namen manifestiert - fraglich erscheint. Daher fällt der ITO im Vergleich zu den anderen Varianten ab.

Auch der Umstand, dass in der Anpassung des heutigen Systems der Aufwand zur Errichtung des ITO vermutlich am geringsten ist, vermag diesen Aspekt nicht aufzuwiegen, denn die zu befürchtenden Wettbewerbsnachteile erscheinen langfristig größer als der Zusatzaufwand zur Erreichung eines Status des OU oder ISO. Es liegt nicht im Interesse der Netznutzer und der Allgemeinheit, einen Einmalaufwand zur Erreichung des deutlich erstrebenswerteren Zieles zu scheuen.

Die Betrachtung der Entflechtungsformen zeigt also:

- Die Varianten „OU“ und „ISO“ liegen fast gleich auf.
- Die "ITO"-Variante folgt mit deutlichem Abstand.

Umsetzbarkeit

Neben der formalen Bewertung aus der aufgezeigten Matrix weist die ITO-Lösung weitere Schwächen auf: Bereits grundsätzlich ist es offenkundig suboptimal, zunächst ein Ziel (nämlich das der Unabhängigkeit) zu definieren, um dasselbe im zweiten Schritt zu verwässern. Bezüglich der Zielerreichung muss dieser "Kompromiss" zu einem schlechteren Ergebnis führen als der unverfälschte Ansatz. Doch auch die konkrete Umsetzbarkeit ist fraglich:

Vergleichsgegenstand ist hier eine ITO-Lösung mit einem Netzbetreiber und einer Regelzone. Die Varianten des ITO mit mehreren Netzbetreibern - im Mix oder alle als ITO - fallen inhaltlich bei weitem schlechter aus und können nicht konkurrieren. Dieser "gemeinsame ITO" der ÜNB ist aber vor dem Hintergrund des Netzverkaufs der E.ON und der Verkaufsabsichten der VET einerseits und dem Willen, Netzeigentümer zu bleiben auf RWE-Seite andererseits, schwer vorstellbar. Die einzige ITO-Lösung die also im Vergleich ob ihrer Qualität überhaupt betrachtenswert erscheint, ist zugleich bezüglich ihrer Umsetzbarkeit höchst fraglich.

Inhaltlich liegen die zwei verbleibenden Varianten ISO und OU gleich auf, selbes gilt für die zusammenfassenden Kriterien. Dies bedeutet, dass - ein glaubhaftes "I" in ISO unterstellt - die Frage des Eigentums am Netzes von deutlich nachrangiger Bedeutung ist. Bereits in Kap. 3.4 wurde deutlich, dass das mindeste Element zur Lösung der benannten Probleme in

fast allen der beschriebenen Fälle ein "Koordinator" zwischen den Netzen wäre. Ein einheitlicher ISO ist eben ein solcher Koordinator. Für den Netznutzer sind die Varianten letztlich annähernd gleichwertig. In beiden Fällen wäre dem Wunsch nach Kundenfreundlichkeit durch geeignete Maßnahmen zusätzlich gedient.

Je nach Konzerninteressen muss allerdings mit mehr oder weniger großem Widerstand gegen den Verlust am Netzeigentum gerechnet werden. Nach heutiger Einschätzung ist E.ON qua Auflage gezwungen, sein Netz zu veräußern. VET betreibt ebenfalls Verkaufsaktivitäten, die augenscheinlich durch das negative Umfeld der Finanzmarktkrise erschwert werden. Diese beiden Teile des Übertragungsnetzes könnten demnach zukünftig in die Form eines OU übergehen. Bei den anderen Beiden besteht dem Vernehmen nach keinerlei Absicht oder auch nur Bereitschaft, das Netz aus dem Konzern zu lösen. RWE hat gar den ITO in vorausseilender Umsetzung des 3. EU-Energiebinnenmarktpaketes bereits angekündigt. Die Option des gemeinsamen OU, also des eigentumsrechtlich entflochtenen Netzbetreibers (eine mögliche Ausprägung der "Deutschen Netz-AG") würde folglich implizieren, die zwei letztgenannten Konzerne gegen deren Willen vom Netz zu trennen. Dieser Eingriff in das Konzerneigentum ist schwerwiegend, seine rechtliche Umsetzbarkeit heftig umstritten. Dieser Aspekt könnte zur Folge haben, dass die OU-Lösung gegen den Willen der Konzerne nicht umsetzbar und damit obsolet ist. Ein solcher Eingriff in das Eigentum wäre für die hier diskutierte Alternative, die ISO-Lösung nicht notwendig. Die Konzerne können im Eigentum des Netzes bleiben. Vor diesem Hintergrund wird der Umsetzungsaufwand für das OU erheblich größer vermutet als der für den ISO.

Weiterhin gilt, dass der vermutete, wesentliche Grund für das heutige Festhalten der Konzerne am Netzbetrieb die direkten oder indirekten Möglichkeiten, Konzerninteressen zu wahren sind. Wenn diese Einflussmöglichkeiten durch die Unbundlingvorschriften zum ISO ohnehin entfallen, steht zu erwarten, dass zugleich ein großer Teil des Konzerninteresses am Netzbetrieb ebenfalls schwindet. Eine Zusammenlegung mehrerer ISO zu einem Einheitlichen wäre vor diesem Hintergrund durchaus durch Betreiben der BNetzA vorstellbar. Das Effizienzgebot des EnWG ist hier nur ein möglicher Ansatzpunkt.

Aus Sicht der Umsetzung gilt daher unter Berücksichtigung der vorherigen Sachverhalte:

- Die Umsetzung eines ISO mit einer Regelzone scheint mit dem geringsten Aufwand verbunden zu sein.
- Die Umsetzung des OU mit einer Regelzone beinhaltet nach derzeitiger Sachlage eine Enteignung von 2 ÜNB und wird daher als erheblich aufwändiger eingestuft.
- Die Umsetzbarkeit des ITO mit einer Regelzone scheint vor dem Hintergrund der derzeitigen Entwicklungen der deutschen ÜNB (Verkauf E.ON und VE-T → OU sowie RWE → ITO) zumindest fraglich.

5.3 Das Ziel und die Wege dorthin

Aus Sicht der Netzkunden ist notwendiger Weise eine Lösung anzustreben, die mit den Vorgaben des 3. EU-Energiebinnenmarktpaketes konform geht. Innerhalb dieser sind nur solche Optionen geeignet, die existierenden Probleme zu lösen, die für Deutschland eine einheitliche Regelzone und einen einheitlichen System Operator vorsehen. Hierin besteht die Hauptanforderung an die zukünftige Entwicklung und Umstrukturierung!

Unter den verbleibenden Grundvarianten fällt der "Independent Transmission Operator" ab, da an der tatsächlichen Unabhängigkeit auch im operativen Geschäft Zweifel bestehen und seine Umsetzbarkeit mit einer Regelzone und einem Netzbetreiber höchst fraglich erscheint. Die Lösungen "ownership unbundling" (OU) und "independent system operator" (ISO) sind gleichermaßen gut geeignet, die dargestellten Probleme konstruktiv anzugehen. Ob die Interessen und Rechte der Konzerne die Umsetzung einer OU-Lösung allerdings erlauben, ist zu bezweifeln. Außerdem stellt bezüglich des Eigentums am Netz die ISO-Lösung das "mildere Mittel" dar. Der ISO ist mithin unter den geeigneten Lösungen die wahrscheinlichere, also das zu erreichende Ziel.

Der Übergang aus dem Status Quo zum einheitlichen Übertragungsnetzbetreiber ist reich an Varianten und Unwägbarkeiten. Eine sichere Vorhersage der zukünftigen Entwicklungspfade ist auf diesem Terrain nicht möglich. Dennoch ist es hilfreich, wahrscheinliche Entwicklungen und Alternativen zu antizipieren. Von Seiten der deutschen Politik, insbesondere der Bundesregierung ist derzeit kein intensiver Druck auf die Übertragungsnetzbetreiber in Richtung Zusammenlegung der Regelzonen zu erkennen. Eine wichtige Rolle kommt jedoch der Bundesnetzagentur zu. Daher soll im Folgenden eine vorsichtige Einschätzung der zukünftigen Entwicklung vor dem Hintergrund des fehlenden Druckes seitens der politischen Entscheidungsträger im Sinne eines minimierten politischen Eingreifens entworfen werden.

Wie entwickelt sich die Situation "von selbst"?

Die heutige Ausgangslage der Konzerninteressen zeigt ein uneinheitliches Vorgehen der vier deutschen ÜNB. RWE hat den Weg zum ITO beschritten, EnBW scheint so lange wie möglich an der derzeitigen Situation festhalten zu wollen, orientiert sich ggf. auch international. Bei den zwei verbleibenden ÜNB streben die Netze eher einer Eigenständigkeit im Sinne eines OU entgegen. Die Situation entwickelt sich mithin derzeit zu einer "Mix"-Lösung. Da diese Lösung eine gemeinsame Regelzone nicht erwarten lässt, wird sie als bei weitem suboptimal identifiziert.

Dieses Suboptimum sollte sinnvoller Weise dauerhaft aus verschiedenen Gründen (Ineffizienz, Intransparenz, vermutete Diskriminierung...) nicht hingenommen werden. Wie in der Vergangenheit zu beobachten war, nimmt die Bundesnetzagentur sich der einzelnen Aspekte der Marktgestaltung durchaus an. Als Beispiel hierfür kann aus der jüngsten Vergangenheit die Aktivität zur Verhinderung des Gegeneinanderregelns gelten. Ähnliche Tätigkeiten gab es zum Engpassmanagement, zur Bemessung der Regelleistung etc. Naheliegend ist daher, dass die Bundesnetzagentur in diesem Geiste weiter Einfluss nimmt. Eine sachge-

rechte und gut vorstellbare Methode bestünde in der beschriebenen Ausgangslage darin, nach und nach die kritischen (suboptimal verteilten) Kompetenzen den unterschiedlich organisierten ÜNB zu entziehen und z. B. aus Effizienzgründen in eine einzige, neutrale Hand zu legen. Hierbei ist Enteignung inhaltlich nicht notwendig, sondern notwendig sind lediglich Vorgaben für die Nutzung des Eigentums.

Diese einheitliche, von den Konzernen unabhängige Instanz ohne Eigentum am Netz, die neuralgische Tätigkeiten des ÜNB (besonders aus seiner Rolle als Bilanzkoordinator) übernimmt, bezeichnet man auch als Independent System Operator oder ISO. Das hier skizzierte Szenario würde also faktisch auf einem längeren Weg zu einem "de facto - ISO" führen und die als nachrangig erkannte Frage des Netzeigentums folgerichtig aussparen. Dies wäre ein ineffizienter Weg zu einer effizienteren, wenn auch vielleicht nicht optimalen Lösung, denn es würden wohl noch Jahre verschenkt, bis die wesentlichen Kompetenzen gebündelt und Synergien gehoben wären. Am Ende dieses Weges stünde aber eine dem einheitlichen ISO vergleichbare Institution.

Ein vergleichbares, bei geschickter Umsetzung sogar besseres Ergebnis könnte bei entsprechendem Eingreifen der Politischen Entscheidungsträger auch kurzfristig erreicht werden. Den Netzkunden des Übertragungsnetzes blieben so vermutlich immense Kosten durch bestehende Ineffizienzen und die skizzierten Suboptima erspart.

Ein zusätzlicher Reiz in diesem politischen Schritt bestünde in seiner internationalen Komponente: Ein unabhängiger ISO könnte seine Aufgabe auch grenzüberschreitend wahrnehmen, wenn ausländische Netzbetreiber sich beteiligen wollen. Deutschland könnte hier wieder eine Spitzenposition in der Entwicklung des freien europäischen Energiemarktes einnehmen.

Aachen, 18.06.2009

BET GmbH



Dr. Ing. Wolfgang Zander



i. A. Dominic Nailis

Glossar

3. EU-Binnenmarktpaket	Das EU-Parlament hat am 22. April 2009 das dritte Legislativpaket für den Energiesektor verabschiedet. Bezüglich der elektrischen Energieversorgung umfasst dieses Paket die Änderung der Richtlinie 003/54 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt, eine neue Verordnung zur Gründung einer EU-Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden, die unverbindliche Leitlinien entwickeln soll, sowie die Änderungen der Verordnung 1228/54 zum grenzüberschreitenden Stromhandel
AC	Alternating Current, Wechselstrom
ARegV	Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze (Anreizregulierungsverordnung)
BKartA	Bundeskartellamt
BKo	Bilanzkoordinator
BNetzA	Bundesnetzagentur
CM	Engpassmanagement, Congestion Management
DC	Direct Current, Gleichstrom
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien, Erneuerbare Energien Gesetz
EnWG	Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung, Energiewirtschaftsgesetz
GfSt	Gesellschaft für Stromwirtschaft m.b.H.
G-Komponente	Umlegung von Netzentgelten auf die Kraftwerkseinspeisung
HGÜ	Hochspannungsgleichstromübertragung
HHS	Höchstspannung
HoBA	Horizontaler Belastungsausgleich

HVAC	High Voltage Alternating Current
HVDC	High Voltage Direct Current
IGBT	Insulated Gate Bipolar Transistor
ISO	Independent System Operator. Als Alternative zum OU besteht die Möglichkeit für den Mutterkonzern, das Übertragungsnetz im Eigentum zu behalten, den Netzbetrieb jedoch von einer unabhängigen, separaten Gesellschaft (einem unabhängigen Netzbetreiber, dem ISO) durchführen zu lassen.
ITO	Independent Transmission Operator. Diese Option sieht im Gegensatz zum OU und zum ISO die Möglichkeit vor, dass die integrierte Konzernstruktur von Netz, Erzeugung und Versorgung vor. Dies gilt jedoch unter Einhaltung strenger Auflagen, die eine Unabhängigkeit sicherstellen sollen.
OEEC	Council of Ministers of the Organisation for European Economic Cooperation
OTSO	Optimaler Übertragungsnetzbetreiber, Optimal Transmission System Operator
OU	Ownership Unbundling. OU bedeutet, dass die Stromerzeugung und sonstige Wettbewerbsbereiche komplett von der Übertragung getrennt werden müssen.
RE	Regelenergie
StromNEV	Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen, Stromnetzentgeltverordnung
TSO	Transmission System Operator
UCTE	Union for the Coordination of Transmission of Electricity
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VSC	Voltage Source Converter