

Zukunftsorientierter Netzbetrieb – Anforderungen an den Regulierungsrahmen

Workshop: »Fortentwicklung der Anreizregulierung«

**Kongress zum sozial- und naturverträglichen Umbau der
Stromnetze, Berlin, den 06. Mai 2010**

Ansprechpartner

Andreas Gnilka

Geschäftsführer

andreas.gnilka@lbd.de

Tel.: +49(0)30. 617 85 315

Mobil: +49(0)170. 639 41 92

- Diplom-Ökonom
- Seit 1991 bei der LBD
- Seit 1995 geschäftsführender Gesellschafter bei der LBD

Beratungsschwerpunkte:

- Entwicklung von Leitbildern, Zielen, Strategien und deren Umsetzung in Projekte
- Asset-Management und Asset-Service, Konzepte und Maßnahmen
- Entwicklung und Implementierung von Controllingkonzepten
- IT-Strategie und IT-Konzeption im kommunalen Umfeld und Versorgungsbereich
- Öffentliche Beleuchtung und Lichtsignalanlagen, Konzeption, Ausschreibung, Out- und Insourcing
- Entwicklung von Strategien und Geschäftskonzepten für das Geschäftsfeld Messen und Zählen, »Smart Metering«



Beratung heißt bei uns: die ganze Energie

- **Die LBD ist eine inhabergeführte, unabhängige Unternehmensberatung, 1988 in Berlin gegründet, mit rund 40 Mitarbeitern.**
- **Wir wollen den Energiemarkt aktiv gestalten und beraten alle Unternehmen, die sich am Wettbewerb ausrichten und eine unternehmerische Position anstreben.**
- **Als Spezialist im Energiemarkt beraten wir in allen Segmenten der Wertschöpfung, von der Öl- und Gasproduktion bis zu Mehrwertdienstleistungen für Endkunden.**
- **Unsere Kunden beraten wir bei der Gewinnung von Effizienz, bei ihrer Expansion, in den Endkundenmärkten und im Geschäft mit Energie und Emissionen: Stadtwerke, internationale Energieversorgungsunternehmen, Öl- und Gasindustrie, Newcomer, Öffentliche Hand, Dienstleister, Politik, Verbände, Industrie, Banken und Unternehmen der Erneuerbaren Energien.**

Gliederung

- 1 Ausgangslage: Spannungsfeld Netzausbau vs. Effizienzsteigerungen**
- 2 Defizite im Regulierungsrahmen bezüglich Netzausbau**
- 3 Defizite im Regulierungsrahmen bezüglich Effizienzsteigerungen**
- 4 Vorschläge zur Anpassung des Regulierungsrahmens**

Zusammenfassung der wesentlichen Herausforderungen in der Regulierung des Netzbetriebs

Thema	Sachstand und Anpassungsbedarf
Verhältnis von Rendite zu Risiko	<ul style="list-style-type: none">• Die Vorgabe eines Eigenkapitalzinssatzes für den monopolistischen Netzbetrieb ist grundsätzlich richtig. Allerdings sind in die Ermittlung des Zinssatzes nicht die richtigen Parameter eingeflossen.• Im Ergebnis übersteigen die unternehmerischen und regulatorischen Risiken der Netzbetreiber (insbesondere im Übertragungsnetz) die Renditechance bei weitem. Dies passt nicht zu den Anforderungen des Netzausbaus.
Anerkennung der Fremdkapitalkosten	<ul style="list-style-type: none">• Die Begrenzung der anerkennungsfähigen Fremdkapitalkosten ist grundsätzlich richtig. Allerdings ist die Regulierungspraxis zur Bestimmung des maximalen Zinssatzes sachlich nicht angemessen.• Im Ergebnis erzeugt die Regulierungspraxis erhebliche Risiken in der Fremdkapitalbeschaffung für Netzübernahmen oder Netzausbaumaßnahmen.
Risiken aus Investitionsbudgets	<ul style="list-style-type: none">• Die Investitionsbudgets für Netzausbaumaßnahmen sollen Investitionsanreize setzen. Es werden jedoch nicht alle Risiken abgedeckt, ohne dass zusätzliche Renditechancen bestehen.• Im Ergebnis wirken die Anreize aus der Budgetgenehmigung nicht stark genug.
Ermittlung der Vorgabe zur Effizienzsteigerung	<ul style="list-style-type: none">• Die Vorgabe zu Effizienzsteigerungen im Netzbetrieb ist im Ansatz richtig. Die in der ARegV festgelegte Ermittlungsmethode ist jedoch intransparent und letztlich ungeeignet.• Im Ergebnis ist unklar, welche Ineffizienzen tatsächlich an welcher Stelle bestehen.
Effizienz in der Entgeltkalkulation	<ul style="list-style-type: none">• Die vorgegebenen Methoden zur Entgeltkalkulation sind perspektivisch auf dem richtigen Weg. Derzeit werden jedoch die Effizianzforderungen an die Kalkulation nicht konsequent genug eingefordert.• Im Ergebnis können in der Entgeltkalkulation »versteckte Gewinne« erzielt werden.

Ausgangslage

Ausgangslage: Spannungsfeld Netzausbau vs. Effizienzsteigerungen

- **Der geltende Regulierungsrahmen für Verteil- und Übertragungsnetzbetreiber (VNB bzw. ÜNB) wird durch das EnWG begründet und in Verordnungen wie Anreizregulierungsverordnung (ARegV), Netzzugangsverordnung (NZV) oder Netzentgeltverordnung (NEV) ausgestaltet.**
- **Angesichts des Wandels des deutschen Energiesystems steht dieser Regulierungsrahmen im Spannungsfeld der gegensätzlichen Anforderungen Netzausbau einerseits und Effizienzsteigerungen andererseits:**
 - Mit der Anreizregulierung setzen Verordnungsgeber – und in praktischer Anwendung: die Bundesnetzagentur – derzeit vor allem auf die Steigerung der Effizienz im Netzbetrieb. Dazu wird eine unternehmensindividuelle Erlösbergrenze vorgegeben, die eine Reduzierung der Netzkosten bewirken soll.
 - Demgegenüber stehen künftige Kostensteigerungen infolge der erforderlichen Investitionen in Netzausbau und –modernisierung. Formal bietet die ARegV Anreize hierfür in Form der Genehmigung von Investitionsbudgets.
- **In der Praxis weisen sowohl die Regulierungsvorgaben in Bezug auf Anreize für den Netzausbau als auch die zur Erreichung von Effizienzsteigerungen grundlegende Mängel auf. Diese sollen nachfolgend dargestellt werden, bevor ein Vorschlag zu Anpassungen gegeben wird.**

Defizite im Regulierungsrahmen bezüglich Netzausbau

Voraussetzung für Netzausbau: Finanziell gesunde Netzbetreiber

■ Finanzierungsbedarf für den Netzausbau:

- Für die Integration Erneuerbarer Energien, dezentraler Energieerzeugung und die Entwicklung hin zu einem »Smart Grid« werden Investitionen in Größenordnung erforderlich. Allein für den Ausbau der Übertragungsnetze entsteht ein Finanzierungsbedarf von 8 bis 10 Mrd. Euro bis zum Jahr 2014
- Der Kapitalbedarf wird großteils auf dem internationalen Kapitalmarkt gedeckt werden müssen – die Finanzierungsbeschaffung ist abhängig von der Beurteilung der Unternehmen und des deutschen Regulierungssystems durch die Banken

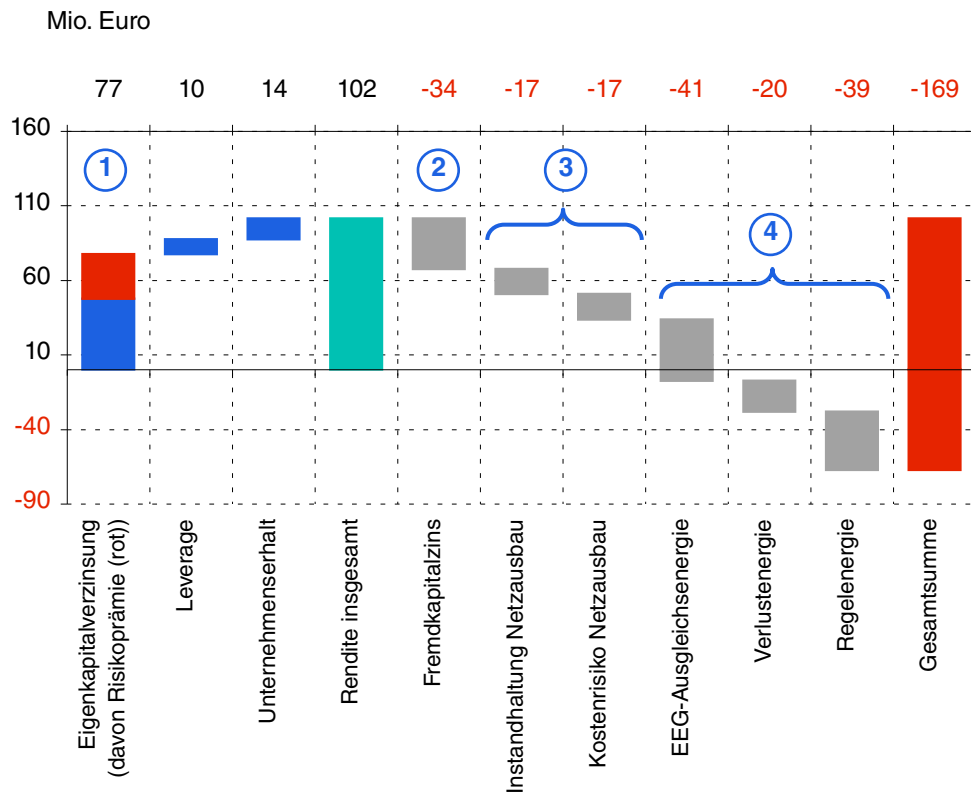
■ Voraussetzungen für erfolgreichen Netzausbau:

- Unternehmen sind finanziell gesund: Erzielung einer risikoadäquaten und wettbewerbsfähigen Rendite
- Risikoangemessene Rendite ist Voraussetzung sowohl für Beteiligung unabhängiger Investoren als auch für Beteiligung des Bundes

■ Renditeziele erscheinen im deutschen Regulierungssystem grundsätzlich erreichbar; Voraussetzung: Probleme der gegenwärtigen Gleichgewichtsdefizite in der Anreizregulierungsverordnung und der Regulierungspraxis werden gelöst.

Gleichgewichtsstörung in der ARegV und der Regulierungspraxis

Eigenkapitalverzinsung relativ zu den Regulierungsrisiken



Quelle: LBD-Analyse, Stand 05/2009

Die Analysen beziehen sich auf einen fiktiven deutschen ÜNB mit folgenden wesentlichen wirtschaftlichen Eckdaten:

Eigenkapital: 1 Mrd. Euro

Stromaufkommen: 95 TWh; EEG-Einspeisung: abhängig von EEG-Prognose laut BDEW

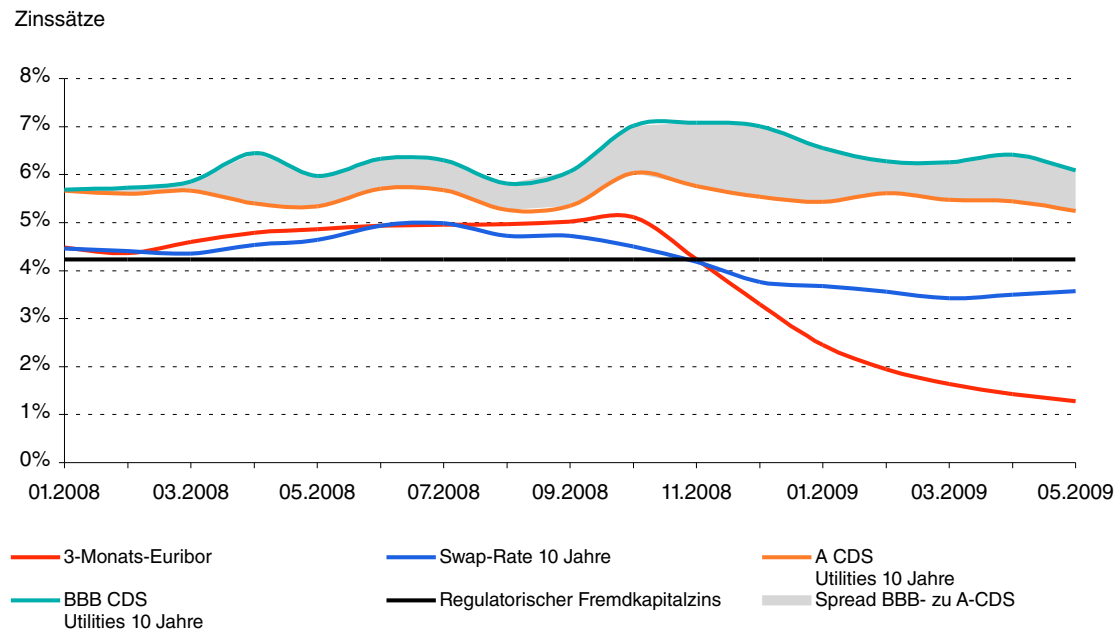
Netzausbauinvestitionen: 3 Mrd. Euro

- Die Rechnung anhand eines beispielhaften Übertragungsnetzbetreibers veranschaulicht: **Regulierungsbedingte Kostenrisiken und systematische Verluste für den ÜNB sind doppelt so groß wie der Gewinn.**

- Eigenkapitalverzinsung:** Diese besteht aus dem regulierten Eigenkapitalzinssatz, Leverage-Potenzial und Rücklagen für den Unternehmenserhalt. Die Risikoprämie innerhalb des Zinssatzes ist nicht angemessen ermittelt worden – die tatsächlichen Risiken des ÜNB sind höher.
 - Fremdkapitalzins:** Der regulatorische Fremdkapitalzins der BNetzA entspricht nicht den Finanzierungsbedingungen am Kapitalmarkt, da er vergangenheitsbezogen ermittelt wird.
 - Netzausbau:** BNetzA erkennt in Investitionsbudgets einige Kosten nicht gesichert an: Kosten aus Betrieb und Instandhaltung unterliegen Effizienzwert; Kostensteigerung während der Investition sind Risiko des Netzbetreibers. Eine zusätzliche Risikoprämie wird nicht gewährt.
 - Zeitverzug bei Kostenerstattung:** Kostenerstattung durchlaufender Positionen nur auf Basis Ist-Kosten statt Plankosten – dies führt zu Finanzierungsrisiken beim ÜNB.
- Für Verteilnetzbetreiber gelten die Risiken aus Fremdkapitalzinsen und Netzausbau entsprechend, in geringerem Ausmaß.**

Beispiel: Fremdfinanzierung zu Kapitalmarktbedingungen führt zu Mehrkosten

Gegenüberstellung von regulatorischem Fremdkapitalzins und Finanzierungsbedingungen auf dem Kapitalmarkt



Quelle: Deutsche Bundesbank, Reuters, LBD-Analysen; Stand: 05/2009

Regulatorischer Fremdkapitalzins: Umlaufrendite festverzinslicher Wertpapiere (10-Jahres-Durchschnitt, 2008, gültig für die erste Anreizregulierungsperiode)

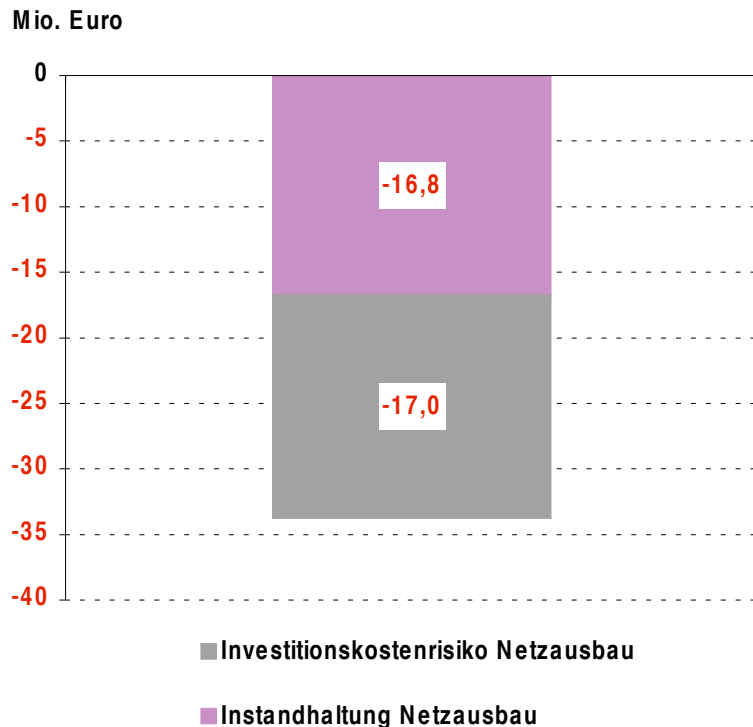
Sachverhalt:

- In der **Netzentgeltkalkulation** wird bei den genehmigten Fremdkapitalkosten maximal auf die 10-jährige durchschnittliche **Umlaufrendite festverzinslicher Wertpapiere** abgestellt.
- Die **Fremdkapitalfinanzierung der ÜNBs erfolgt zu Kapitalmarktbedingungen**.
- Im Falle einer Übernahme eines schuldenfreien ÜNB und der **Refinanzierung** des betrieblichen Vermögens würden bei einem Finanzierungsvolumen von 1,5 Mrd. gegenüber dem Zins-Cap in der Regulierungspraxis zum jetzigen Zeitpunkt **Mehrkosten für die Fremdfinanzierung** von 34 Mio. Euro entstehen (im Vergleich zum regulatorischen Fremdkapitalzins).

Investorenanforderungen:

- Bei einer Neufinanzierung des »schuldenfreien« Netzbetriebes **müssen die tatsächlichen Fremdkapitalzinsen**, wenn die Finanzierung zu Marktbedingungen **effizient beschafft** worden ist, **in die Netzentgeltkalkulation vollständig einfließen**. Maßgeblich ist dabei die Art der Finanzierung am Kreditmarkt sowie die Bonität des ÜNB aus Sicht der Kreditgeber (vgl. BGH-Urteil KVR 34/07).
- Bei einer Finanzierung der **Netzausbauinvestitionen** müssen die **tatsächlichen Fremdkapitalzinsen** dauerhaft in der Netzentgeltkalkulation einfließen.

Beispiel: Netzausbau – nicht alle Risiken sind in Investitionsbudgets gedeckt



Quelle: LBD-Analysen

Erläuterungen zu den Berechnungen:

- 1) Kostenrisiko Instandhaltung: ÜNB trägt Risiko aus Vergütung der Instandhaltungsaufwendungen (OPEX) für neu gebaute Anlagen. Durchschnittliche jährliche OPEX bei Investitionen von rund 3 Mrd. Euro; OPEX bezogen auf CAPEX durchschnittlich 1%;
- 2) Kostensteigerung Investitionen für Netzausbau: ÜNB trägt Mehrkosten aus Kostensteigerung für die geplanten Investitionen
Annahme: jährliche Mehrkosten 10%, EK-Quote 40%, EK-Zins 9,29%, FK-Zins 6,6%, durchschnittliche Nutzungsdauer der Neuanlagen 35 Jahre

• Sachverhalt:

- Netzinvestitionen in Erweiterungen und Umstrukturierungen, die etwa dem Ausbau erneuerbarer Energien dienen, können über die **Investitionsbudgets** nach § 23 ARegV als »dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten« genehmigt werden
- Beim Netzausbau erbringen die ÜNB eine **zusätzliche unternehmerische Leistung, für die es in der Regulierung keine Gegenleistung gibt**. Sie sollen die mit dem Netzausbau verbundenen Risiken übernehmen (insbesondere Genehmigungsverfahren, Zeitplan, Investitionsbudget), die Unternehmen, die im Wettbewerb stehen, ohne Gegenleistung (Risikoprämie) nicht akzeptieren würden.
- Das **Management des Netzausbaus** soll zudem den **Effizienz- und Produktivitätsvorgaben** der Anreizregulierung unterliegen, obwohl zusätzliche Leistungen erbracht und Ressourcen benötigt werden.
- Risiken im geltenden Regulierungsregime sind insbesondere:
 - **Investitionskosten:** Risiko aus Kostensteigerungen gegenüber genehmigtem Budget verbleibt mindestens teilweise beim ÜNB
 - **Instandhaltung:** Betrieb und Instandhaltung nicht Teil des Investitionsbudgets und damit im Genehmigungsrisiko

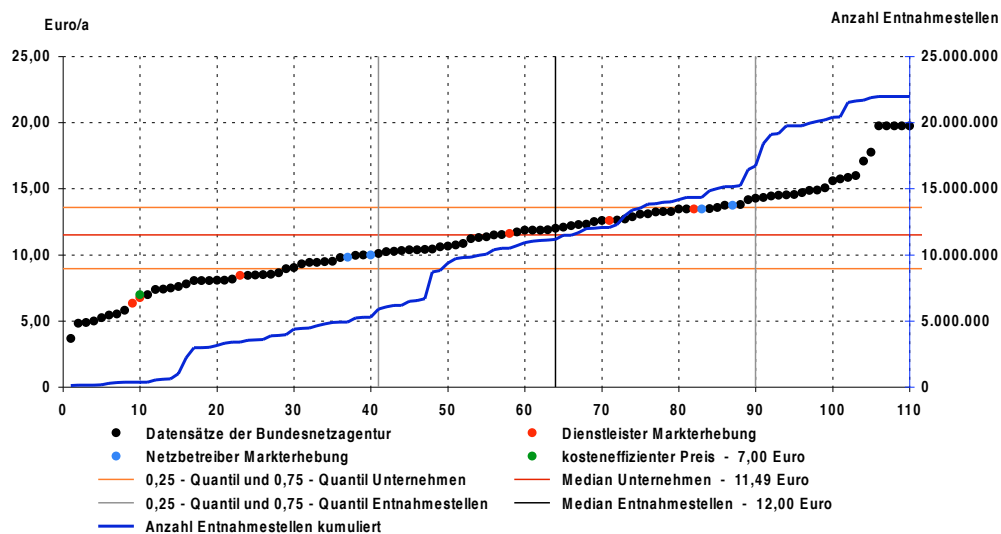
• Investorenanforderungen:

- Beim Netzausbau kann der Netzbetreiber **keine Zeit- und Kostenrisiken übernehmen, die ein im Wettbewerb stehender Generalübernehmer nicht übernehmen könnte**.
- Netzausbau nicht möglich, wenn **Betriebs- und Instandhaltungskosten für solche Neuanlagen** in den Stromnetzentgelten nicht gedeckt werden können

Defizite im Regulierungsrahmen bezüglich Effizienzsteigerungen

Defizite bei der Ermittlung der Effizienzvorgaben

Illustration eines Prozesskostenbenchmankings: Beantragte Entgelte für Abrechnung Stromnetzentgelte, Standardlastprofil (2008)



Quelle: LBD-Gutachten im Auftrag der Bundesnetzagentur: »Ermittlung der Prozesskosten für Messstellenbetrieb, Messung und Abrechnung im Strom- und Gasbereich«, April 2008

• Sachverhalt:

- In der Anreizregulierung erhalten die Netzbetreiber eine vorgegebene **Erlösobergrenze** sowie eine **Effizienzvorgabe**. Vor einer Regulierungsperiode führt die Bundesnetzagentur einen Effizienzvergleich gemäß §12 ARegV durch.
- Das derzeit geltende Verfahren zur Bestimmung der Effizienzvorgabe setzt bei den Gesamtkosten eines Netzbetreibers an, abzüglich sogenannter »nicht beeinflussbarer Kosten«.
- Es hat sich gezeigt, dass dieses pauschale **Verfahren nicht geeignet ist, tatsächliche Ineffizienzen im Netzbetrieb zu identifizieren**, da das Untersuchungsergebnis intransparent ist und keine Hinweise darauf bietet, an welcher Stelle im Unternehmen oder worin die Ineffizienzen bestehen.

• Anforderung zur Erreichung gezielter Effizienzsteigerungen:

- Notwendig ist eine **betriebswirtschaftliche Steuerung der Effizienz** im Sinne eines wirksamen Controlling. Dies kann erreicht werden durch eine **Fokussierung auf die Prozesskosten**, da sich diese unternehmensübergreifend vergleichen und bewerten lassen. Auf der Basis können zielgerichtete Effizienzsteigerungen umgesetzt werden.
- Das heißt, es sollten die **Prozesse, die für den Großteil der Kosten des Netzbetriebs verantwortlich sind**, abgegrenzt und nach ihrer Effizienz bewertet werden. Für die Prozesse Messstellenbetrieb, Messung und Abrechnung wurde dies bereits erfolgreich umgesetzt (siehe Abbildung).

Defizite bei der Berücksichtigung von Effizienz in der Entgeltkalkulation

	Effiziente Eigenkapitalquote	Unternehmenserhalt: Methode zur Ermittlung der kalkulatorischen Kosten
Sachverhalt	<ul style="list-style-type: none"> • Laut Netzentgeltverordnung wird das zu verzinsende betriebsnotwendige Eigenkapital auf 40% begrenzt. • Die BNetzA erkennt diesen Ansatz in den Netzentgelten an. 	<ul style="list-style-type: none"> • Laut Netzentgeltverordnung werden für die Ermittlung der kalkulatorischen Kosten Altanlagen (vor 01.01.2006) ausgehend vom Tagesneuwert bewertet (Prinzip der Nettosubstanzerhaltung) und Neuanlagen (ab 01.01.2006) auf Basis der historischen AHK (Prinzip der Realkapitalerhaltung).
Defizite in Bezug auf Effizienz-anforderungen	<ul style="list-style-type: none"> • Effizianzorderungen (§§ 1, 21b EnWG) sind ebenfalls an die Finanzierungsstruktur zu stellen, da diese die Netzentgelte beeinflusst. • Netzbetreiber sollten sich an den Erwartungen des Kapitalmarktes orientieren müssen, um die Gesamtkapitalkosten zu minimieren • Angesichts des vergleichsweise geringen Risikos in einem monopolistischen, regulierten Markt wie dem Netzbetrieb und angesichts einer durchschnittlichen tatsächlichen Eigenkapital-Ausstattung in der gesamten Energiewirtschaft von rund 30% ist eine Ausstattung von 40% im Netzbetrieb nicht effizient. 	<ul style="list-style-type: none"> • Die in der Verordnung vorgeschriebene Kalkulation der kalkulatorischen Kosten dient der Bildung von Gewinnrücklagen zum Unternehmenserhalt. Die Liquidität ist jedoch durch die Finanzierungsfähigkeit am Kapitalmarkt ausreichend gesichert. • In dem intransparenten Prinzip der Nettosubstanzerhaltung und einige darin verwendete Tagesneuwert-Indizes werden überhöhte kalkulatorische Kosten ermittelt, die für den Unternehmenserhalt nicht notwendig sind und als Gewinn ausgeschüttet werden. • Das Prinzip der Realkapitalerhaltung ist transparent und soll das Prinzip der Nettosubstanzerhaltung ablösen – laut Verordnung jedoch nur schrittweise bis ca. 2050.

Vorschläge zur Anpassung des Regulierungsrahmens

Vorschläge zur Anpassung der Regulierung

	Thema Netzausbau	Thema Effizienzsteigerung
Anpassung des Regulierungsrahmens	<ul style="list-style-type: none">• Ergänzung um Anreize für Investitionen in den Umbau der Netze (bis auf Niederspannungsebene) in Richtung eines »Smart Grid«• Verstärkung der Investitionsanreize für Kapitalgeber (etwa Investoren in einer Netz-AG) durch Ermöglichung einer an Kapitalmärkten orientierten Rendite, der keine unangemessenen Risiken gegenüberstehen	<ul style="list-style-type: none">• Ablösung der Anreizregulierungsverordnung durch eine Ermittlung der Erlösobergrenzen auf Basis eines Prozesskostenbenchmark:<ul style="list-style-type: none">– Identifizierung der wesentlichen Prozesse, die mindestens 80% der Gesamtkosten im Netzbetrieb ausmachen– Durchführung eines Benchmarkings im Sinne einer »Sector Inquiry«– Ermittlung Erlösobergrenze und Entgelte auf Basis Prozesskostenbenchmark
Anpassung der Regulierungspraxis der Bundesnetzagentur	<ul style="list-style-type: none">• Eigenkapitalverzinsung: Bestimmung eines risikoadäquaten Zinssatzes über Anforderungen des Kapitalmarktes• Fremdkapitalzinsen: Anerkennung der tatsächlichen (effizient beschafften) Finanzierung• Netzausbau: Anerkennung der nachgewiesenen effizienten Ist-Kosten und der Betriebskosten im Investitionsbudget• Zeitverzug bei Kostenerstattung: Kosten sollten als durchlaufende Positionen erstattet werden.	<ul style="list-style-type: none">• Bis zur Ablösung des bisherigen Prinzips der Entgeltkalkulation auf Basis Anlagenwert: Verschärfung der angewandten Effizienzanforderungen in Bezug auf Eigenkapitalquote und Unternehmenserhalt (Anwendung des Prinzips Realkapitalerhaltung statt Nettosubstanzerhaltung)

Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!

Welche Fragen haben Sie?

Kontaktdaten

LBD-Beratungsgesellschaft mbH

Stralauer Platz 34 | EnergieForum | (D)10243 Berlin | www.lbd.de

Tel.: +49(0)30.617 85 310 | Fax: +49(0)30.617 85 330 | info@lbd.de

©  LBD-Beratungsgesellschaft mbH 2010

www.lbd.de