



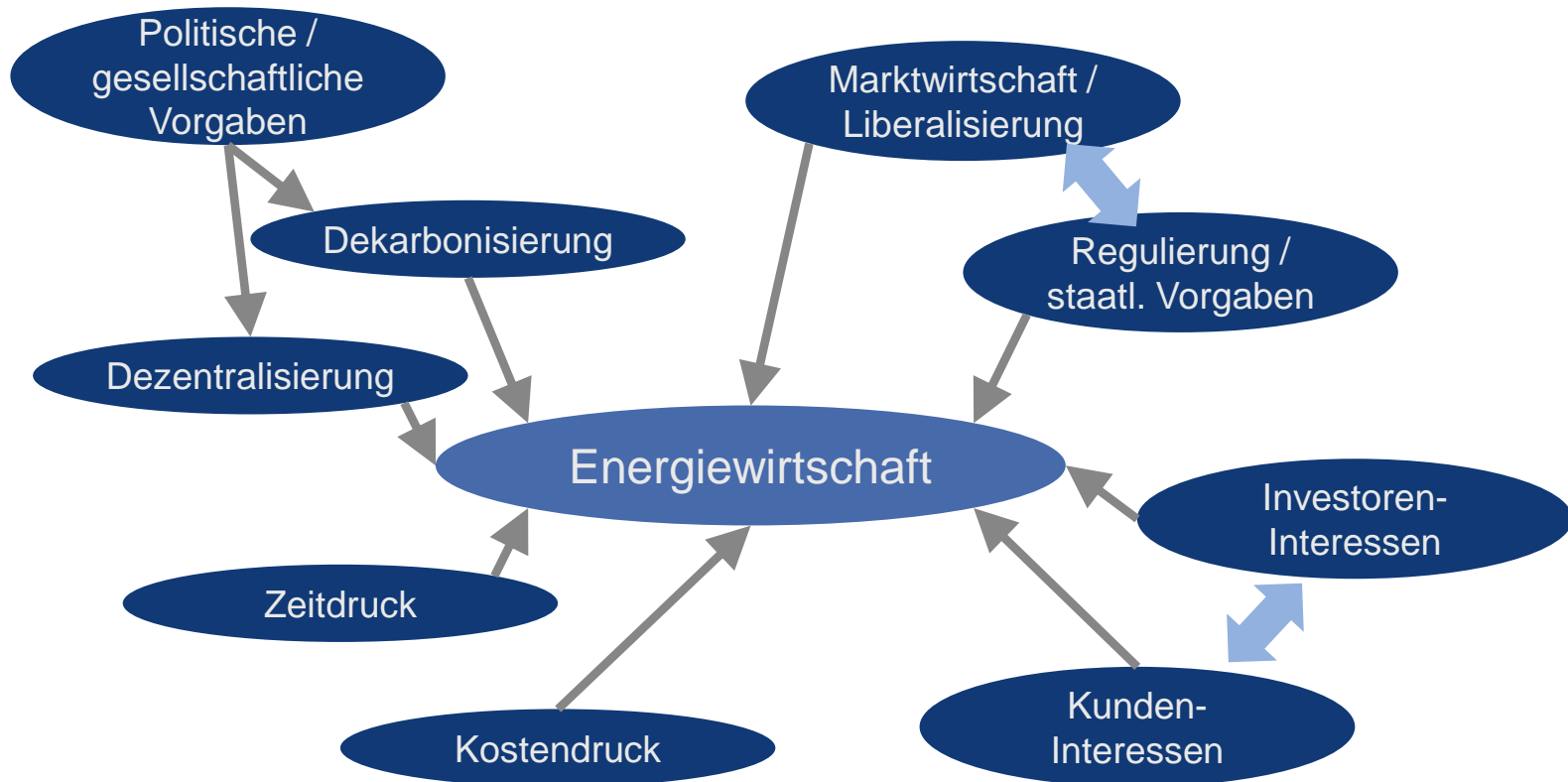
Künftige Herausforderungen an die österreichische und europäische Energiewirtschaft

Vortrag bei der 65. Vollversammlung der VÖEW
Brand (Vorarlberg) | 28.5.2015

Dr. Christian Zimmer

Herausforderungen allgemein

Vielzahl teils divergierender Anforderungen und Herausforderungen



> Fokus dieses Vortrags: Stromverteilungsnetzbetreiber

Herausforderungen aus Sicht der Verteilungsnetzbetreiber

Gut 15 Jahre Erfahrung im liberalisierten System

- > Trennung des Monopolbereichs Netzbetrieb von übrigen Aktivitäten
- > Regulierung mit Fokus auf Kosten- bzw. Effizienzdruck
 - » Grundansatz: Erfüllung einer im Wesentlichen kaum veränderlichen Versorgungsaufgabe soll mit (real) stetig abnehmenden Kosten gelingen
 - » Instrumente: Kostenprüfung, Anreizregulierung

> Situation nach anfänglichen Schwierigkeiten inzwischen grundsätzlich beherrschbar

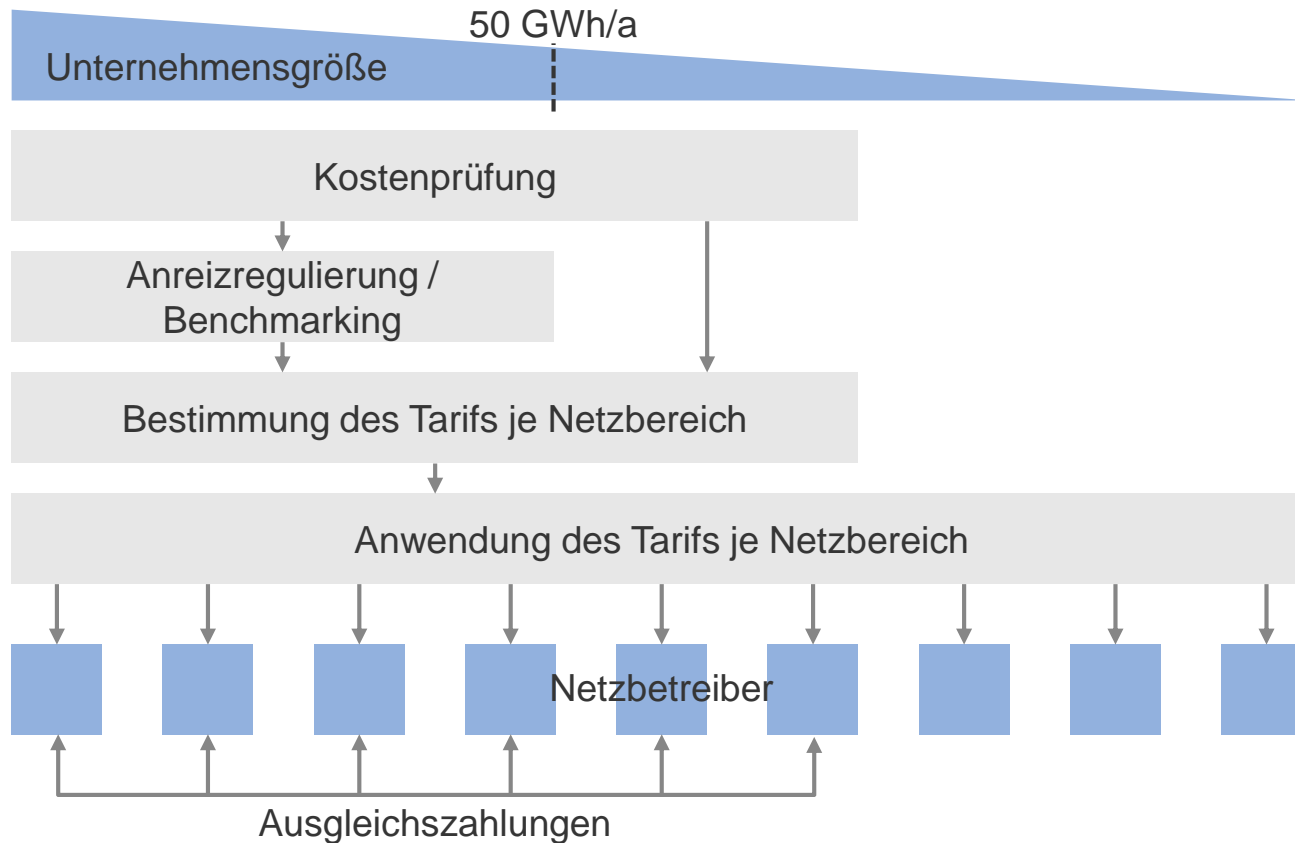
Wird / kann es so weitergehen?

- > Kumulierte Kosten- und Tarifsenkungen inzwischen von erheblichem Ausmaß
- > Neue Herausforderungen
 - » Netzum- & -ausbau u.a. durch steigende Durchdringung mit dez. Erzeugung
 - » Digitalisierung, Smart Metering, Smart Grids

- > Werden die Kosten wieder steigen (müssen)?
- > Werden die Erlöse wieder steigen (dürfen)?

Erlösregulierung in Österreich

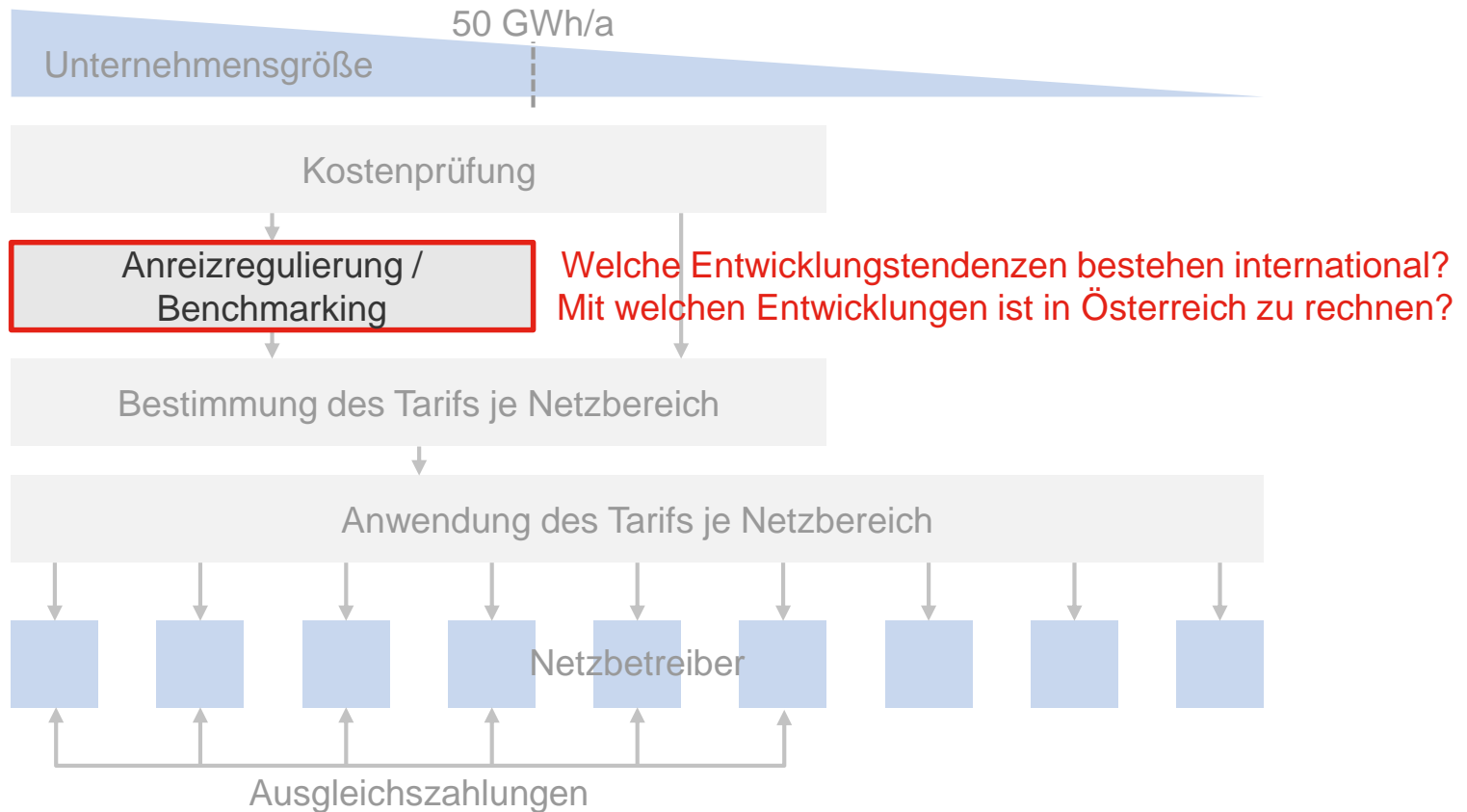
Abstufung nach Unternehmensgröße



> Unterschiede hinsichtlich Methoden und Betroffenheit

Erlösregulierung in Österreich

Abstufung nach Unternehmensgröße



Spannungsfeld Kosten- vs. Anreizorientierung

Abwägung zwischen Effizienz-, Investitions- und Innovationsanreizen

Regulierungskonzepte mit unterschiedlich starker Kostenorientierung

- > reine Kostenanerkennung („Cost+“)
- > Kostenanerkennung mit erhöhter Transparenz („Sunshine-Regulierung“)
- > Kostenregulierung mit individuellen, evtl. partiellen Kostensenkungsvorgaben
- > Anreizregulierung mit periodischer Kostenanerkennung und Effizienzvorgaben auf Benchmarking-Basis
- > Simulierter Preiswettbewerb („Yardstick Competition“)

Status Quo
in Österreich

Ansätze zur periodeninternen Berücksichtigung von Kostenänderungen

- > budgetorientierte Ansätze
 - » z.B. Erweiterungsfaktor in Deutschland
- > kostenorientierte Ansätze
 - » z.B. Investitionsfaktor in Österreich
 - » z.B. Investitionsmaßnahmen in Deutschland
 - » weitere in Deutschland diskutierte Modelle: Kapitalkostenabgleich u.ä.
- > hybride Ansätze
 - » z.B. Betriebskostenfaktor in Österreich: Bewertung tatsächlicher Mengenänderungen mit standardisierten Betriebskostenansätzen

Trend zur stärkeren Differenzierung/Einzelfallbetrachtung

Abwägung zwischen Treffgenauigkeit, Anreizwirkungen und Praktikabilität

Sonderbehandlung bestimmter Gruppen von Netzbetreibern

- > Bsp. Stromsektor Österreich: kein Benchmarking für (sehr) kleine VNB
- > Bsp. Deutschland: vereinfachtes Regulierungsverfahren für kleine VNB
- > Diskussion in Deutschland: Sonderbehandlung von VNB mit starkem EE-Zubau

„Regulatorisches Menü“

- > Individuelle Auswahl von Regulierungsinstrumenten/-parametern aus vorgegebenen Optionen durch jeden Netzbetreiber
- > Bsp. Großbritannien: Investitionskostenregulierung für ÜNB

Abkehr von „mechanistischer“ Anreizregulierung: Bsp. Großbritannien

- > „RIIO“: Erlösregulierung auf Basis von Businessplänen der Netzbetreiber
- > Fokussierung auf vielfältige Output-Größen: Sicherheit, Kundenzufriedenheit, Versorgungsqualität, Anschlussbedingungen, Umwelt, soziale Verpflichtungen
- > nur unter bestimmten Voraussetzungen hinsichtlich Regulierungskultur und Branchenstruktur umsetzbar

Weiterentwicklung von Regulierungsinstrumenten

Effizienzregulierung durch Benchmarking

- > Auswahl/Parametrierung von Benchmarking-Verfahren
- > Auswahl Strukturparameter
 - » Spannungsfeld Treffgenauigkeit vs. Vergleichskraft
 - » Exogenität vs. Endogenität von Parametern
- > Ausreißeranalyse
- > Umsetzung von Effizienzvorgaben (Erlöspfad; „Efficiency Carry Over“)

Weitere Instrumente/Parameter

- > Kostenkalkulation und -abgrenzung
- > Kapitalverzinsung (z.B. WACC)
- > Genereller Produktivitätsfaktor
- > Erlösanpassungen innerhalb der Regulierungsperiode (s. oben)
- > Fokussierte Anreizelemente (z.B. für innovative Technologien)

Bezug auf Output-seitige Indikatoren

Qualitätsregulierung (v.a. Netzzuverlässigkeit/Netzleistungsfähigkeit)

- > in Österreich verschiedentlich diskutiert, aber nicht eingeführt
- > in Deutschland bereits etabliert
 - » bezogen auf Netzzuverlässigkeit in Verteilungsnetzen
 - » Regulierung der Netzleistungsfähigkeit erwogen, aber nicht umgesetzt

Sonstige Output-Größen: Bsp. Großbritannien (s. oben)

Spekulation: Mögliche Entwicklung in Österreich (4. Regulierungsperiode)

Weiterentwicklung im Detail

- > Aktualisierung relevanter „Zahlenwerte“
 - » WACC
 - » Genereller Produktivitätsfaktor
- > Anpassungen beim Benchmarking
 - » Inputparameter
 - » Outputparameter
 - » Ausreißerbehandlung?
- > ...

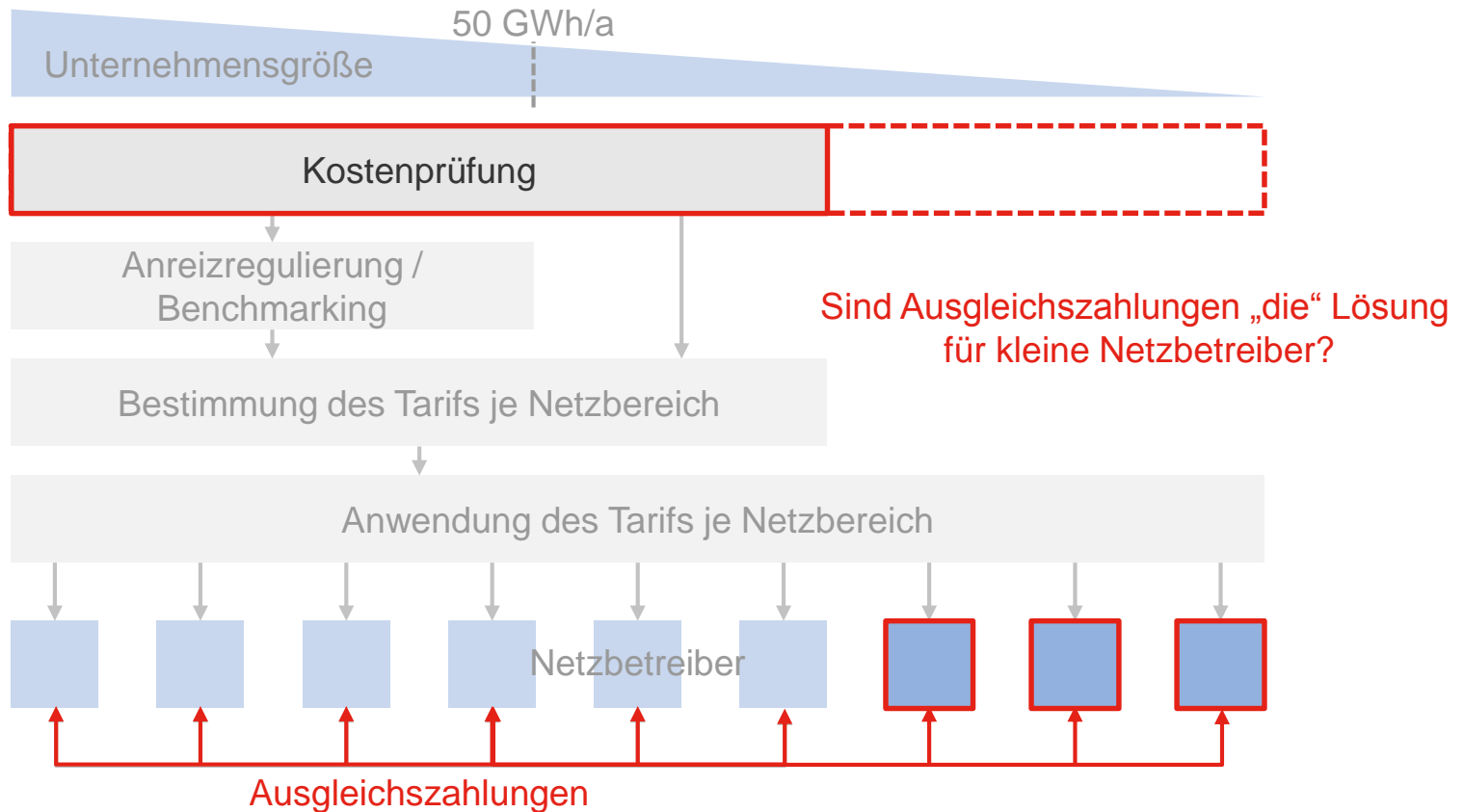
Neue Aspekte / Elemente

- > Behandlung Smart Metering / Innovationen?
- > Einführung Qualitätsregulierung?

> Auch bei einer in struktureller Hinsicht „evolutionären“ Weiterentwicklung des Regulierungsregimes können die Auswirkungen auf die Branche und insbesondere auf einzelne Unternehmen erheblich sein

Erlösregulierung in Österreich

Abstufung nach Unternehmensgröße



Ausgleichszahlungen (AGZ)

Funktionsweise der AGZ

- > Einheitlicher Netztarif jeweils für alle Netzbetreiber eines Netzbereichs
 - » Ermittelt aus Gesamthöhe aller zugestandener Kosten/Erlöse und Summe der Kostenträger (Arbeit/Leistung/Kundenzahl) aller geprüften Unternehmen
 - » „Durchschnittstarif“ (im Vgl. zum fiktiven Fall mit indiv. Tarif je Netzbetreiber)
- > Je nach unternehmensspezifischem Verhältnis von Kunden- und Kostenstruktur liegen die indiv. Erlöse zunächst unter oder über den zugestandenen Kosten
- > Durch AGZ wird indiv. Übereinstimmung von Erlösen und zugestandenen Kosten erreicht → Zahler und Empfänger (Nullsumme je Netzbereich)

Attraktiv für Unternehmen, die bislang nicht im AGZ-System sind?

- > Netztarif des Netzbereichs gilt auch für Unternehmen außerhalb AGZ
- > Somit verbleibt individuelle Abweichung von Erlösen und tatsächlichen Kosten
 - » Vorteil bei günstiger Kunden-/Kostenstruktur (niedrige Kosten je „Kunde“)
 - » Nachteil bei ungünstiger Kunden-/Kostenstruktur
- > Für Unternehmen mit ungünstiger Kunden-/Kostenstruktur erscheint es auf den ersten Blick attraktiv, eine Aufnahme ins AGZ-System zu begehren
- > Aber: Wer A sagt, muss auch B sagen...

Aufnahme ins AGZ-System birgt Risiken

Kostenprüfung ist Voraussetzung für Teilnahme am AGZ-System

> „Amtliche“ Feststellung der Differenz zwischen zugestand. Kosten und Erlösen

Damit erfolgt zwingend der Eintritt in das Regulierungsregime

Für den Antragsteller und alle übrigen Netzbetreiber des Netzbereichs!

> Erstellung einer Unbundlingbilanz

> Kostenprüfung durch E-Control → Risiko: Teilweise Aberkennung v. Kosten

> Evtl. Produktivitätsabschläge → Risiko: Erlösreduktion bis zu 4,375 %/a
(entspricht -20 % in 5 Jahren)

» E-Control hat bereits für laufende
Regulierungsperiode die Aufnahme
kleinerer Unternehmen ins
Benchmarking erwogen

> Den möglichen finanziellen Vorteilen aus dem Erhalt von AGZ stehen erhebliche finanzielle Risiken durch Eintritt ins Regulierungsregime gegenüber

> Hinzu kommt der Aufwand für die Befassung mit dem Regulierungsmodell und seinen möglichen künftigen Anpassungen

Erfolgreiches Agieren erfordert Verständnis des derzeitigen Regulierungssystems...

141 Seiten



Regulierungssystematik für die dritte Regulierungsperiode der
Stromverteilernetzbetreiber
1. Jänner 2014 - 31. Dezember 2018

Regulierungsformel mit
untereinander in
Wechselwirkung stehenden
Elementen

$$K_{2014}^{BasisEntgelte} = K_{2013}^{Pfad} \times (1 + \Delta NPI_{2014}) \times (1 - KA_{3.Periode}) + Inv.Faktor_{2014} + BK.Faktor_{2014} + nbK_{2012} + Reg.kto_{2014} + Aufw. \pm CarryOver - BKZ_{2012} - ME_{2012} - sonstigeEntgelte_{2012} + SM_OPEX_CostPlus_{2012}$$

7. November 2013

...und Befassung mit künftigen Anpassung des Regulierungssystems

Hohe Komplexität

- > Komplexe Wechselwirkungen innerhalb des bestehenden Systems
- > Komplexe Wirkung konzeptioneller Alternativen

> Herausforderung, für eigene Situation vorteilhafte Optionen zu erkennen

Hoher Aufwand

- > Vielzahl von Treffen, Dokumenten etc.
- > Nicht alle Optionen sind für alle Unternehmen gut oder für alle schlecht

> Individuelle Befassung mit der Materie ist ratsam

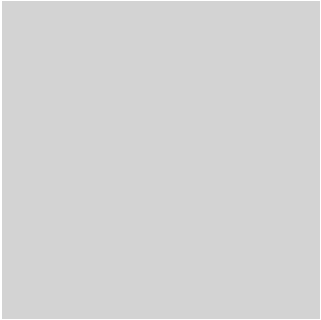
Fazit: Was tun?

Kostenseite: Herausforderungen annehmen

- > Notwendige Veränderungen proaktiv angehen
- > Kostenoptimierung ist im Zweifel sicherer als (Hoffnung auf) Erläsoptimierung

Regulierungs-/Erlösseite: Risiken managen, Chancen nutzen

- > Innerhalb des Regulierungssystems:
 - » Entwicklung mindestens aufmerksam, idealerweise aktiv begleiten
 - » Freiheitsgrade innerhalb des Systems erkennen und nutzen
- > Eintritt in das Regulierungssystem sorgfältig abwägen
 - » Risiken können Vorteile (z.B. aus AGZ) überwiegen
 - » Ggf. separate Lösungen außerhalb des Regulierungssystems suchen



consentec

Consentec GmbH
Grüner Weg 1
52070 Aachen
Deutschland
Tel. +49. 241. 93836-0
Fax +49. 241. 93836-15
info@consentec.de
www.consentec.de