

Die „geplanten“ Änderungen der AnreizregulierungsVO

Andreas Böwing – 13.06.2014 in Berlin
Leiter Regulierungsmanagement RWE Deutschland AG

VORWEG GEHEN

Treiber für Änderungen des Regulierungsrahmens

- > Evaluierungsbericht der BNetzA nach § 33 ARegV
 - Klammert aber wesentliche Punkte aus
- > Erfahrungen der Kostenrunde 2011/2012
 - Zu komplex, zu langsam
 - Zum Teil betriebswirtschaftlich angreifbar
- > „Restanten“ aus Gesetzgebung (BR) und Koalitionsvereinbarung
- > Auslaufen bestimmter Regeln in der ARegV, z.B. § 13 Abs. 4 ARegV hinsichtlich der Benchmarkparameter
- > Das Lebensversicherungsproblem – der Zins als „Allianzfalle“
- > Die Energiewende auch im Netz – die „Produktivitätsfalle“
- > Problem von Sunk cost – „Ukraine und Gaskraftwerk“
- > Smart Meter als regulatorische Herausforderung

„Die Ukraine und das Gaskraftwerk“



A bridge to 2025:

„Uncertain gas demand and supply“ (Seite 8)

➡ Ausweitung des Nutzungsdauerbandes in Anlage 1
zu § 6 Abs. 5 Satz 1 GasNEV als Reaktion auf Unsicherheit

➡ Kann Kosten erhöhen

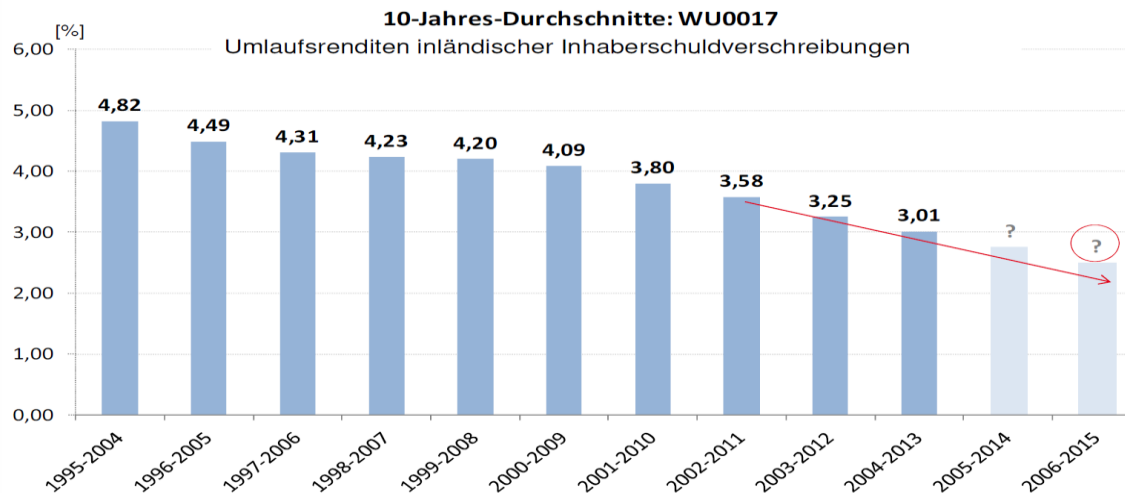
➡ Kann Risiken mindern

➡ Zeitlich für 2015 zu regeln [Photojahr Gas]

Die jetzige Anreizregulierung in der „Allianzfalle“ und der „Komplexitätsfalle“ (1/2)

- > Das allgemein niedrige **Zinsniveau** droht zu einem deutlichen Absinken der Zinsen zu führen
 - EK I: Sinkt deutlich: Reduktion für Alt-/Neuanlagen bis zu 2 %-Punkten möglich
 - EK II: Neu in § 7 Abs. 7 StromNEV/GasNEV geregelt, aber: Basis sind Zeitreihen, die beim derzeitigen Zinsniveau kaum einen ausreichenden Risikozuschlag abbilden können
 - FK: § 5 Abs. 2 StromNEV zu restriktiv

Entwicklung risikoloser Zinssatz nach § 7 Abs. 4 NEV



Die jetzige Anreizregulierung in der „Allianzfalle“ und der „Komplexitätsfalle“ (2/2)

> Verzinsungsbasis

- „Negative DSO-Scheibe“ benachteiligt Pachtlösungen
 - Kürzung des Umlaufvermögens
 - Berücksichtigung des hohen EK I-Zinssatzes
 - Ausweitung Abzugskapital
- Pachtlösungen sind als eine Reaktion auf Rekommunalisierung notwendig
- Unvermeidbare Rückstellungen, z.B. EEG / EAV / RegKto

- ## > Zeitverzug
- ungelöst in Zeiten, wo wegen der Energiewende Investitionen > AfA sind
(Keine Differenzierung hinsichtlich Ersatz- und Erweiterungsinvestitionen)

Teil-Lösungsansätze

- > Ermittlungs- und Eingangsgrößen für **jeden Zinssatz** neu festlegen
 - **Änderungen** an § 7 Abs. 4 StromNEV (Basiszins)
 - Verlängerung Referenzzeiträume für Basiszins (ebenfalls § 7 Abs. 4 StromNEV)
 - **Diskussion** Marktrisikoprämie im CAPM
 - **Diskussion** Betafaktor im CAPM
- > Ermittlung **Verzinsungsbasis**
 - Konsolidierung von Pächter und Verpächter (Fehlerbehebung)
 - Beseitigung Mittelwertbildung im Photojahr
 - Synchronisierung der Aktiv- und Passivseite
- > **Beseitigung Zeitverzug**
 - Investitionskostenabgleich
 - Bundesratsvorschlag
 - Menue-Vorschlag von BDEW

Gesamtlösungsansatz für Verzinsungsprobleme „WACC“

- > Festlegung eines Gesamtverzinsungsansatzes („WACC“)
- > RAB allein aus Anlagevermögen
 - Umwandlung des Altvermögens in Neuvermögen
 - Keine Diskussion Umlaufvermögen
 - Keine Diskussion Abzugskapital
 - Keine „Synchronisierung“ von Aktiv- und Passivseite notwendig
- > International bereits üblich
- > Ausbau um den Investitionskostenabgleich (IKD des Bundesrates) einfach möglich, ebenso um das „Menue-Modell“ von BDEW

Erweiterungsfaktor: Aufgabe der BNetzA

- > Bleibt es beim bisherigen System (ohne IKD-Modelle), besteht Anpassungsbedarf beim Erweiterungsfaktor (EF)
 - EF bildet Investitionen / BA-Aufwuchs nur näherungsweise ab (HM)
 - Treffsicherheit des EF lässt sich verbessern (HM):
 - **Repowering** (Saldo von neuen und wegfallenden Einspeisesystemen wird nicht sachgerecht abgebildet)
 - **Zeitverzug** (Änderungen der Versorgungsaufgabe wirken erst mit 6 – 18 Monaten Verzug) (Antrag am 30.06.)
 - **Schwellenwert-Problematik** (Bei heterogenen Netzen wirkt sich eine Schwellenwertüberschreitung im Teilnetz bei Gesamtnetz Betrachtung nicht aus)
- > Grundsätzliche Kritik bleibt, aber Verbesserungen sind möglich

Smart Meter nicht als metrologische, sondern als regulatorische Herausforderung

> Wichtige metrologische Fragen noch ungeklärt

- Steuerbox (noch nicht in KNA / BSI / FNN)
- Pflichteinbaufälle (6.000/10.000 kWh, Neubauten, Einspeiser)
- Home-Display (Netz/Vertrieb)
- Roll out-Mechanik (Gateway-Administrator)
- Zeitpunkte / Zeiträume (Start/Verteilung)

> Regulatorische Fragen vollständig offen: Wie wird der Smart Meter refinanziert?

- Kein Smart Meter-Rollout passt zeitlich in die Regulierungsperiode
- Neue Regelungen erforderlich, auch § 5 ARegV (Regulierungskonto) passt nicht
- Volumen: Messkosten heute $\approx 5\%$, bei vorsichtig geschätzter Verdopplung durch Smart Meter $\approx 10\%$ der EOG

> Black Box:

<i>Ramp up?</i>	<i>Front loaded investment?</i>	<i>Substitution Ferraris?</i>
<i>Sonderabschreibungen Altvermögen</i>	<i>Verteilungs- gerechtigkeit?</i>	<i>Preismodell?</i>
<i>Nutzungsdauer?</i>	<i>Ausgleichsperiode?</i>	<i>Einspeiser?</i>

Die „Produktivitätsfalle“

- > Festlegung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktor X_{gen} nach § 9 Abs. 3 ARegV für die dritte Regulierungsperiode
 - > Nach § 13 Abs. 4 ARegV gelten die „gesetzlichen Parameter“ nicht mehr für die dritte Regulierungsperiode
 - > Energiewende führt über „Smart Grids“ zu neuen Netzen, vielleicht auch zu „ineffektiven“
 - > Energiewende differenziert die Netzbetreiber voneinander, und zwar nach Betroffenheit, nicht nach Leistungsfähigkeit
-
- ▶ Bei starker Ausdifferenzierung der Netzbetreiber keine für alle gleiche Produktivitätsentwicklung mehr feststellbar → X_{gen} auf Null setzen
 - ▶ Neue Parameter festlegen
 - ▶ Problem „Heterogenität“ aufgreifen

Zusammenfassung

Wachsender Unsicherheit ist durch kürzere Nutzungsdauern zu begegnen (Gas und Smart Meter)

Erforderlich ist eine angemessene Reaktion auf die Niedrigzinsphase (die „Allianzfalle“)

Die sich ausdifferenzierende Produktivität erlaubt kein „One size fits all“ – weg mit X_{gen}

Regulatorisch passt der Zähler nicht in die allgemeine Systematik und braucht daher ein eigenes Regime