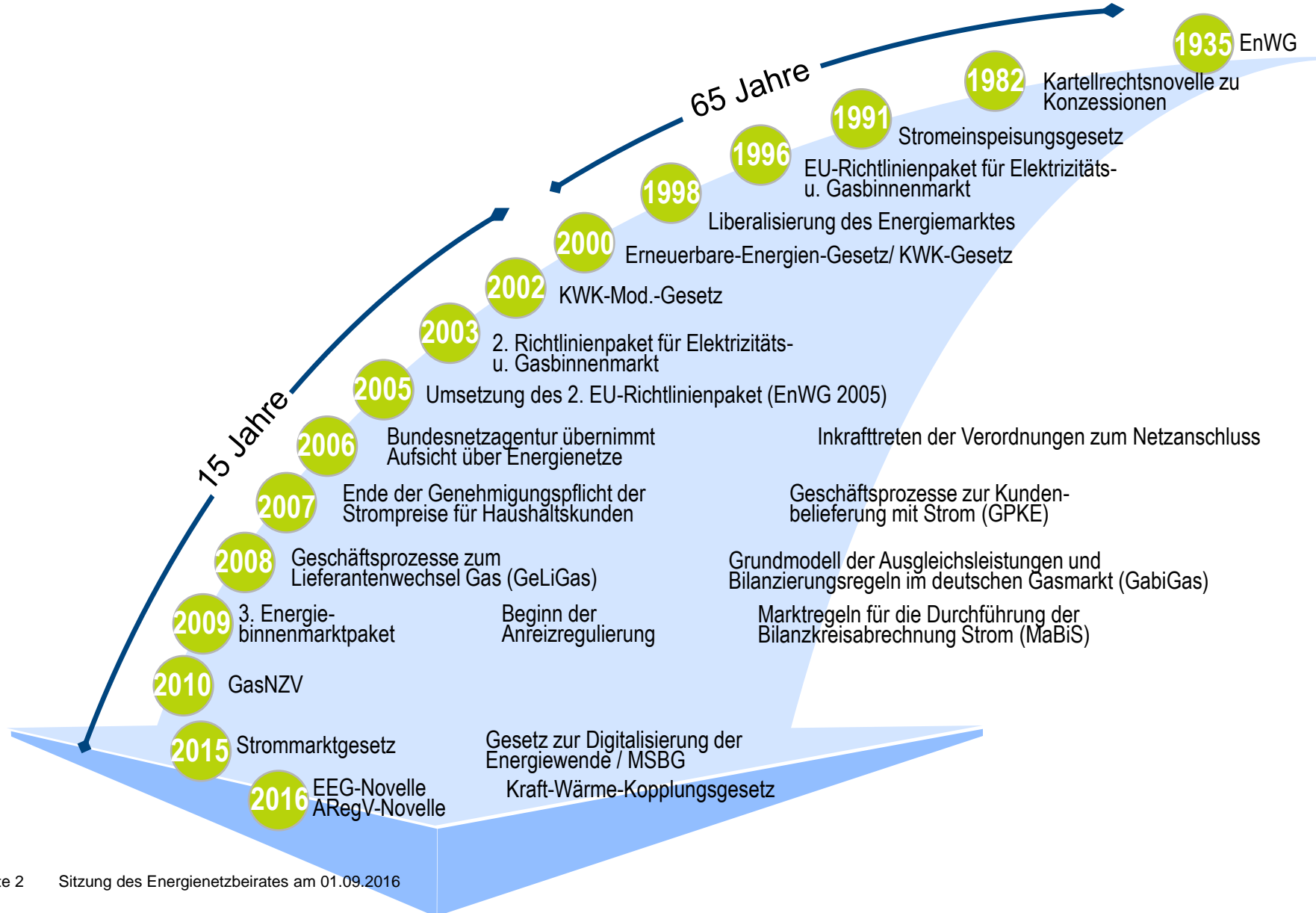




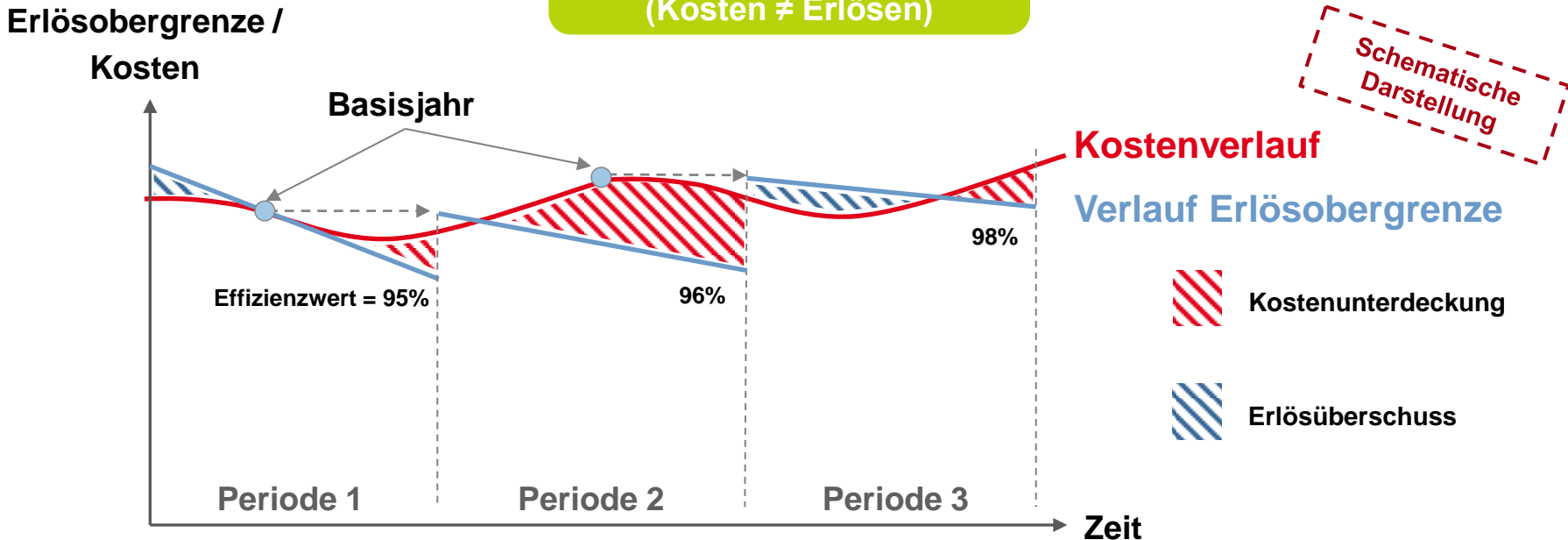
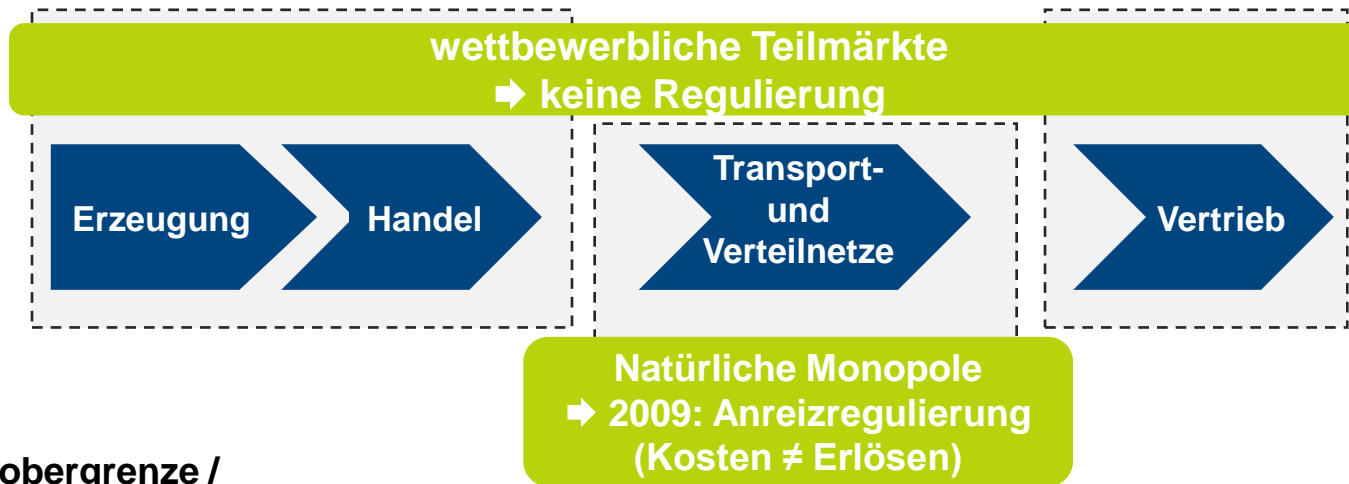
Rechtliche und regulatorische Rahmenbedingungen für Infrastrukturbetreiber (Gas und Strom)

Hamburger Energienetzbeirat
Hamburg, 01. September 2016
Udo Bottländer und Christian Heine

Ordnungspolitischer Rahmen



Strom- und Gasnetze sind natürliche Monopole und werden reguliert, damit der Netznutzer keine Gefahr läuft, überhöhte Preise zu zahlen



Theoretische Möglichkeiten einer (Preis-) Regulierung bei natürlichen Monopolen

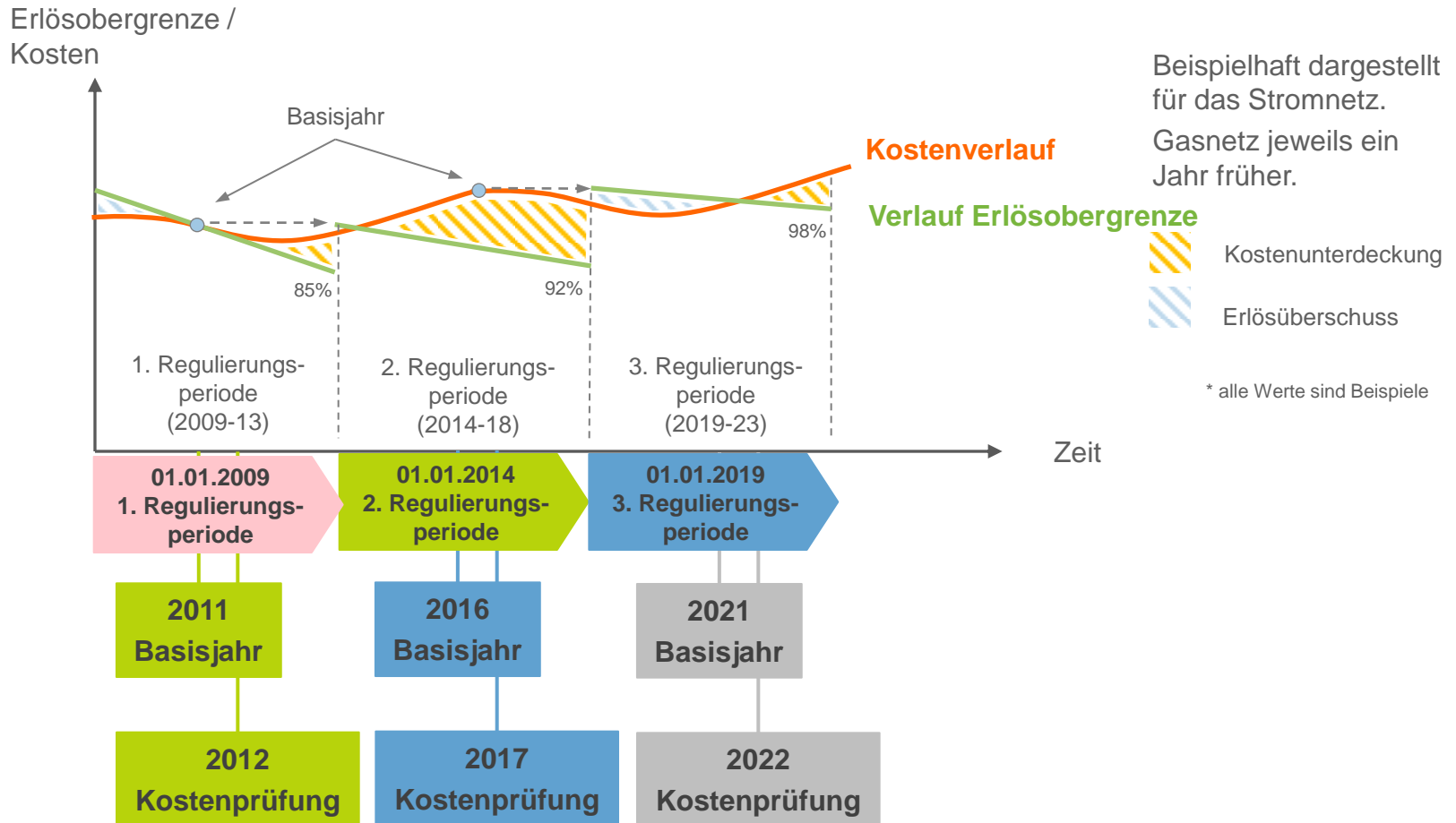


<p>„Einheitspreis“</p>	<p>Festlegung eines Einheitspreises durch den Gesetzgeber</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Einfache Handhabung • Transparenz 	<ul style="list-style-type: none"> • Keine Rücksicht auf individuelle Umstände • „Fahren auf Verschleiß“
<p>„Cost- Plus“</p>	<p>Jährliche Ermittlung der unternehmens-individuellen Kostenbasis zzgl. Eigenkapitalverzinsung</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Investitionsanreize 	<ul style="list-style-type: none"> • Gefahr von „Überinvestitionen“ • Keine Effizienz-anreize
<p>„Anreizregulierung“</p>	<p>Ermittlung der unternehmens-individuellen Kostenbasis mit Effizienzpfad</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Investitionsanreize • Effizienz-anreize • Qualitätsanreize 	<ul style="list-style-type: none"> • Komplexes System

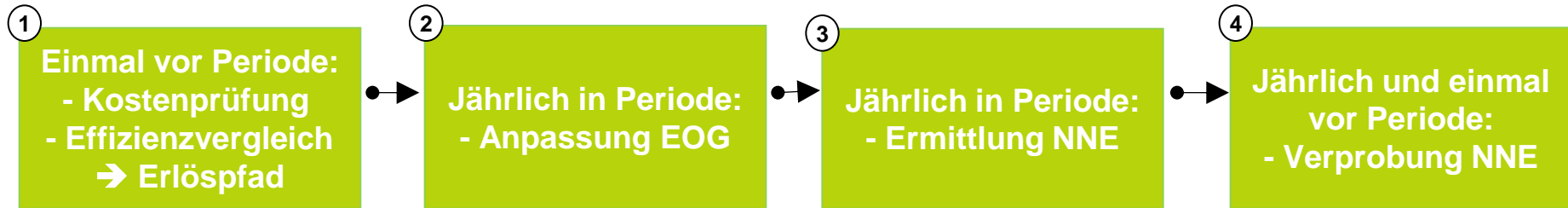


Im System der Anreizregulierung werden, aus Gründen der Kosteneffizienz, die Erlöse innerhalb einer Regulierungsperiode von den tatsächlichen Kosten entkoppelt.

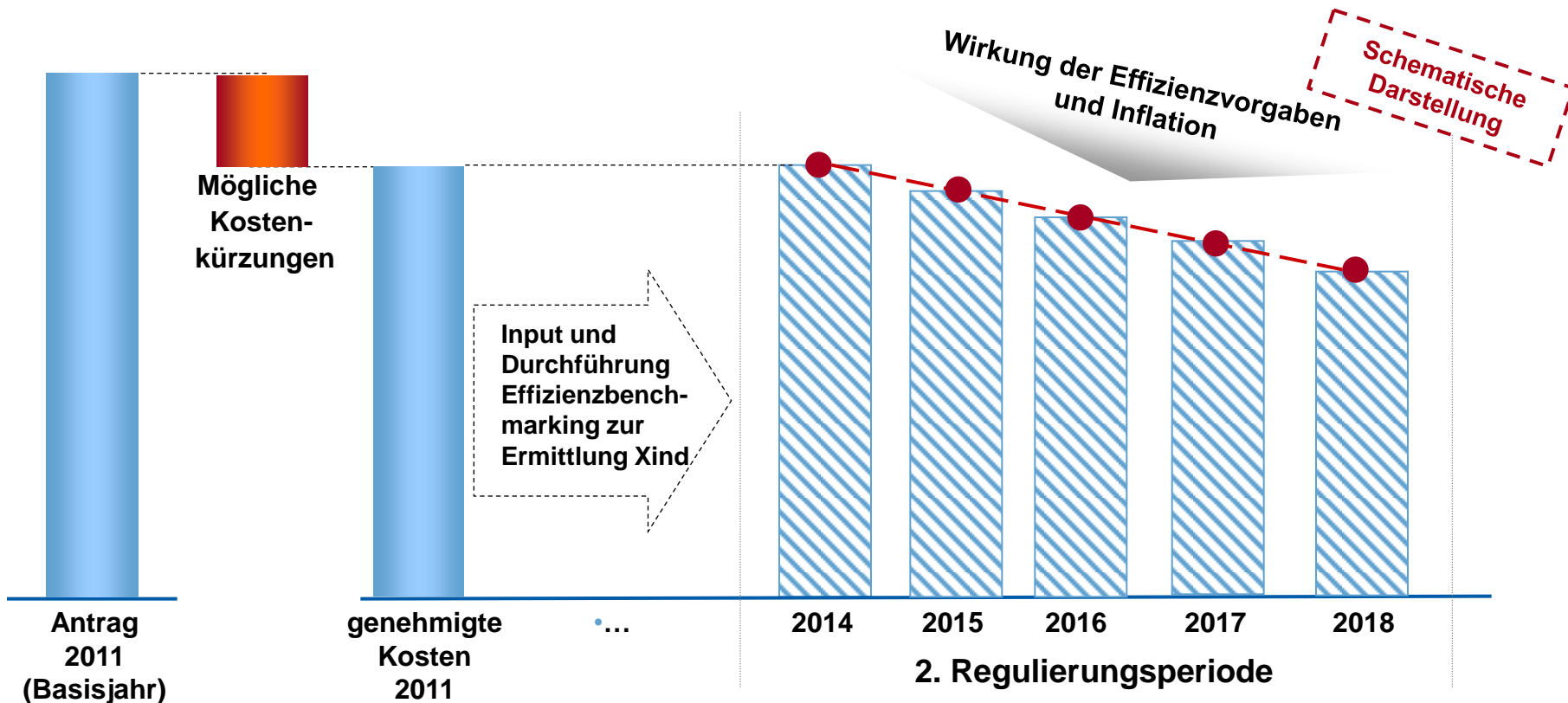
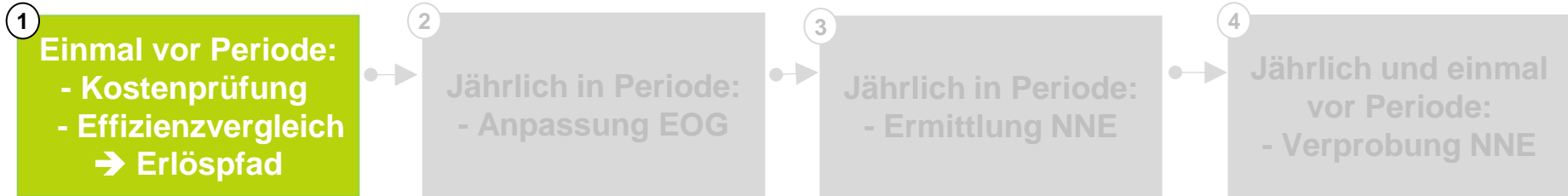
Rechtlicher Rahmen: Eigenschaften der Erlösobergrenzenregulierung



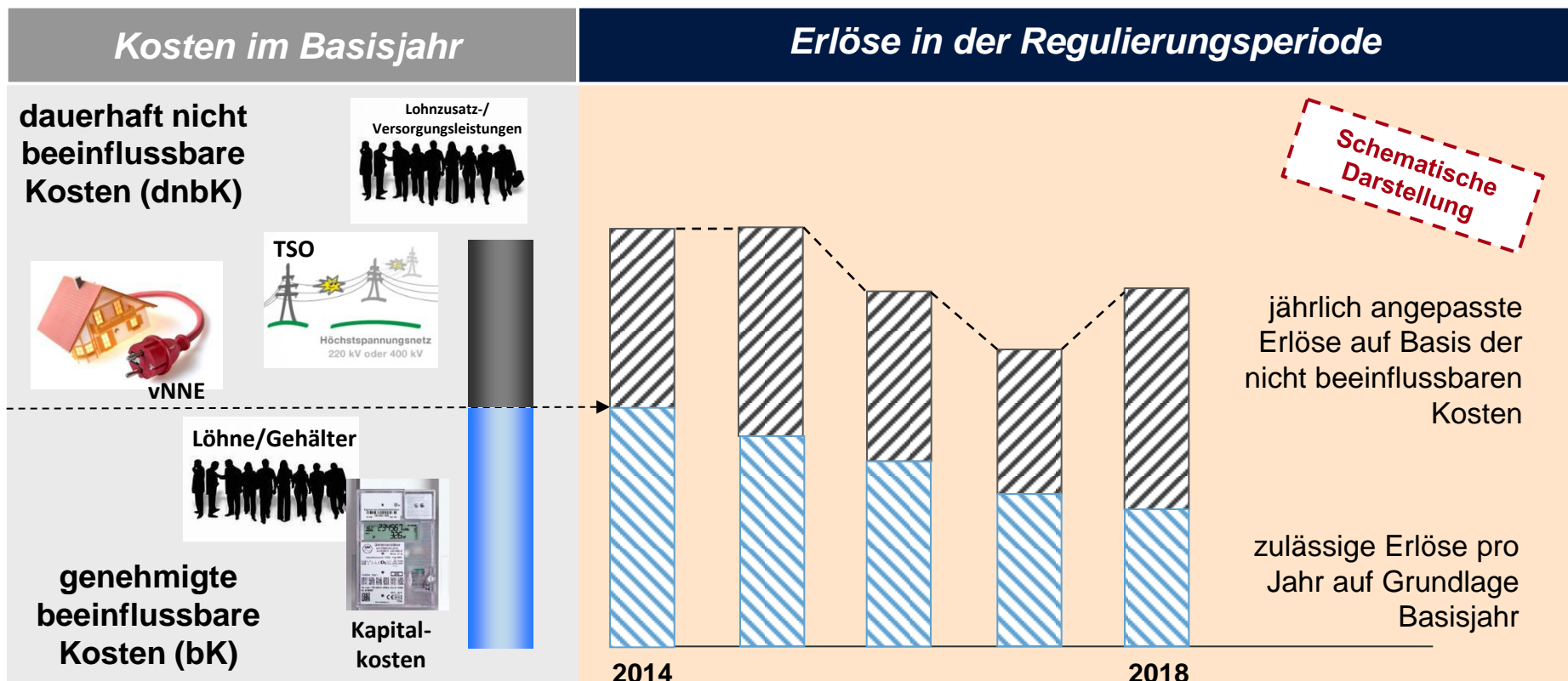
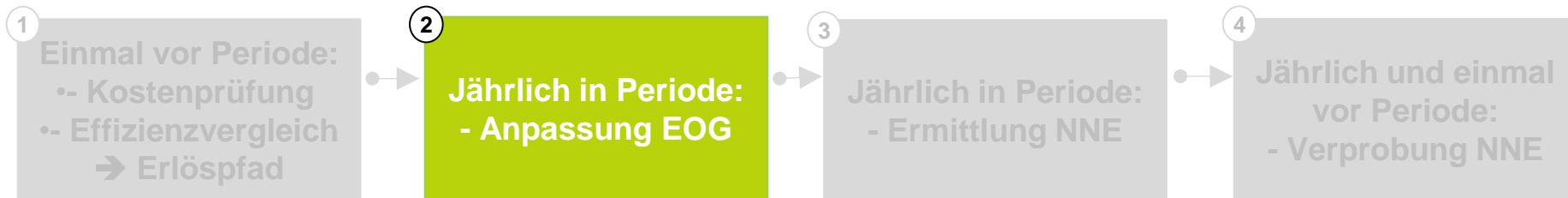
Die Ermittlung und Anpassung der Erlösobergrenze (EOG) und der daraus abgeleiteten Netznutzungsentgelte (NNE) folgt einem engen Schema



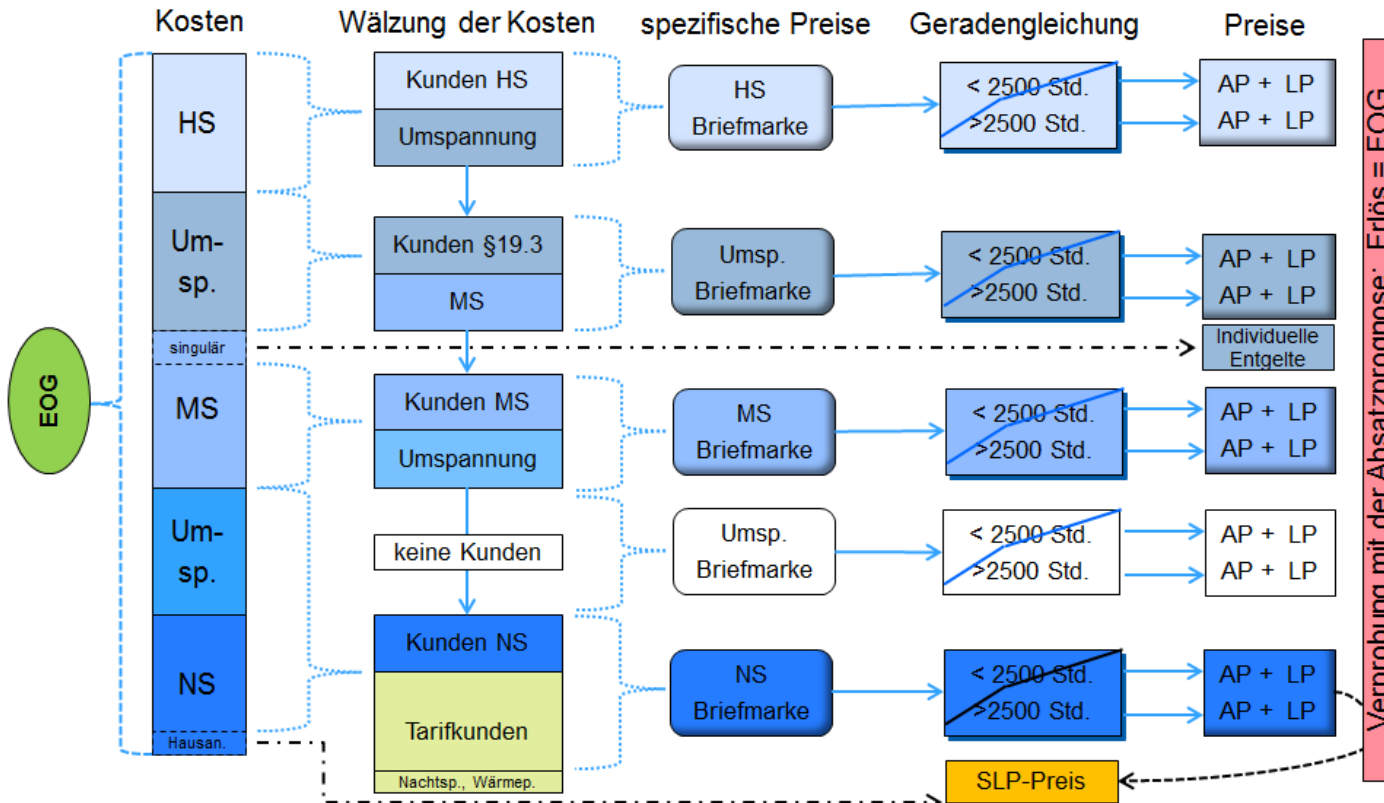
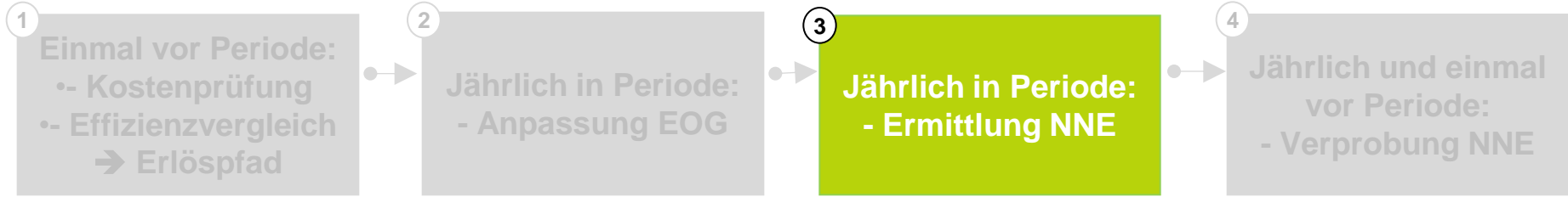
Ein Großteil der erlaubten Erlöse basieren auf den beeinflussbaren Kosten des Basisjahres



Kosten, deren Höhe nicht durch Netzbetreiber beeinflussbar sind, dürfen jährlich angepasst werden



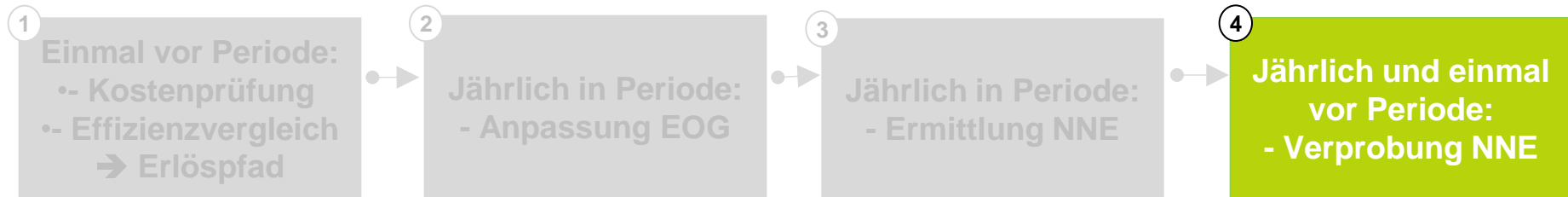
Die Höhe der Netzentgelte folgt vereinfacht der Formel

$$\text{Erlöse [€] / Menge [kWh] = \text{Preis [€/kWh]}$$


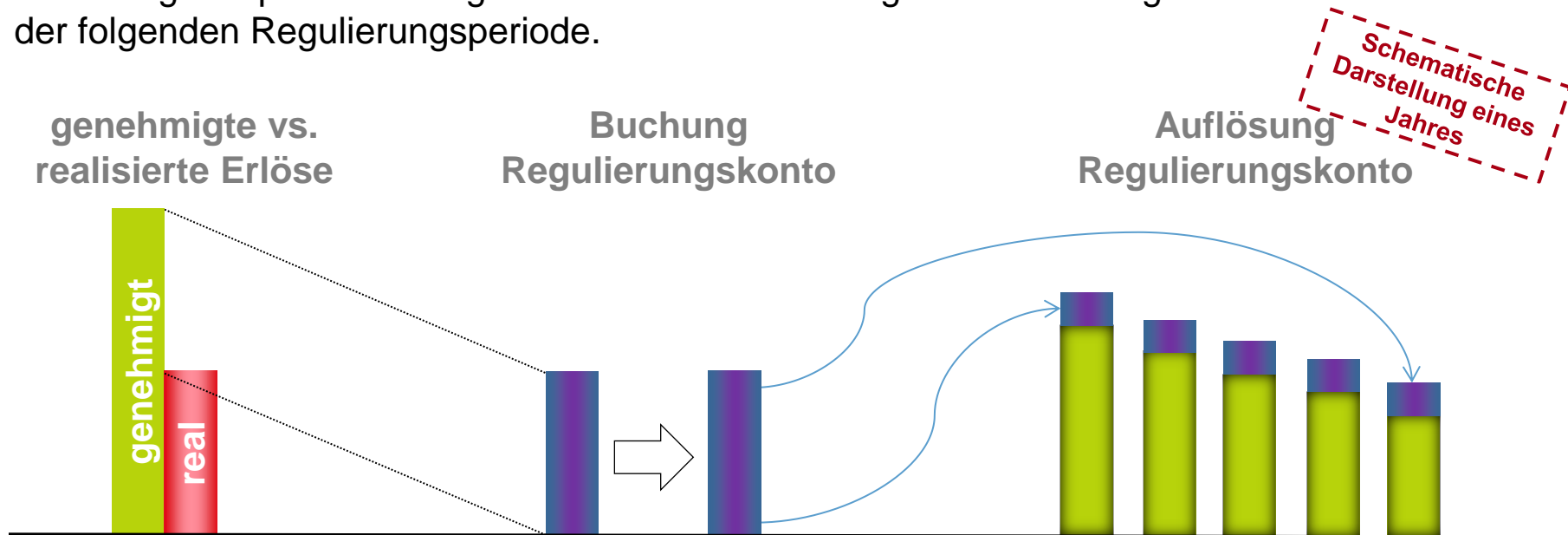
Schematische Darstellung am Beispiel des Stromnetzes

Energiewirtschaftliche Daten → zeitgleiche Leistungen → Absatzprognosen

Differenzen zwischen genehmigten und realisierten Erlösen gehen nicht verloren!!



- Differenzen in **Absatzschwankungen** oder **Plan- und Istkosten** werden auf dem Regulierungskonto gebucht.
- Auflösung des pos. bzw. neg. Saldos durch Erstattung bzw. Belastung der Netzkunden in der folgenden Regulierungsperiode.



Novellierung der ARegV ist abgeschlossen

Evaluierungsprozess

- Durchführung Bestandsanalyse
- Einbindung Interessenvertreter
- Expertengespräche
- Formulierung Handlungsempfehlungen

Evaluierungsbericht

21.02.2015

Novellierungsprozess

- Formulierung Eckpunktepapier
- Diskussion Eckpunktepapier und weitere Modellvorschläge mit Ländern und anderen Interessenvertretern

Referentenentwurf

19.04.2016

Verordnungsgebungsprozess

- Länderkonsultation ✓
- Verbändeanhörung ✓
- Kabinettsbeschluss ✓
- Zustimmung im Bundesrat ✓
- Kabinettsbeschluss bzgl. Änderungsvorschlägen Bundesrat ✓

Novellierte ARegV

Veröffentlichung im Bundesanzeiger ausstehend
(Termin nicht bekannt)

Wesentliche Änderung ab 2019 ist der Entfall des Zeitverzuges

Aus...

$$EO_t = KA_{dnb,t} + (KA_{vnb,0} + (1 - V_t) * KA_{b,0}) * \left(\frac{VPI_t}{VPI_0} - PF_t \right) * EF_t + Q_t + (VK_t - VK_0) + S_t$$

...wird...

Neu: Effizienzbonus

Neu: Kapitalkostenaufschlag

$$EO_t = KA_{dnb,t} + \left(KA_{vnb,t} + (1 - V_t) * KA_{b,t} + \frac{B_0}{T} \right) * \left(\frac{VPI_t}{VPI_0} - PF_t \right) + KKA_t + Q_t + (VK_t - VK_0) + S_t$$

Neu: Kapitalkostenabzug

Änderungen durch ARegV-Novelle



Für Verteilnetzbetreiber überwiegend positiv.

Was ist neu?

Verbesserung der Investitionsbedingungen durch einen jährlichen Kapitalkostenabgleich

- 👍 • **Kapitalkostenaufschlag:** **Jährliche Anerkennung** von Investitionen nach Basisjahr **d.h. Systemimmanenter Wegfall von Erweiterungsfaktor und Investitionsmaßnahmen**
- ⚡ • **Kapitalkostenabschlag:** **Eliminierung Sockeleffekte**, aber für Bestandsanlagen erst ab 4. Regulierungsperiode

Erhöhung Effizienzanreize

- **Effizienzbonus:** Bonus für supereffiziente Netzbetreiber

Sonstiges

- 👍 • **Regulierungskonto:** Jährliche **Auflösung** über **3 folgende Jahre**
- 👍 • **Personalzusatzkosten:** Verschiebung Stichtag
- 👍 • **Erhöhung Transparenz:** Veröffentlichung von **Netzbetreiberdaten**

Was bleibt?



- **Umgang mit Betriebskosten:** Basisjahreffekt
Keine OPEX-Pauschale
- **Ermittlung Effizienzwert:** best-of-four-Abrechnung beim Effizienzvergleich
- **Vereinfachte Verfahren:** Schwelle (30.000 Kunden im Strombereich,
15.000 Kunden im Gasbereich)

Was kommt noch?

- **Xgenerell:** BNetzA erhält Festlegungskompetenz;
wird berechnet, nicht „ermittelt“
→ Position SNH und HHNG: Aussetzen in 3. Regulierungsperiode
- **Festlegung EK-Zins:** Thema StromNEV; Konsultationsphase im
August 2016 abgeschlossen
**→ Position SNH und HHNG: Anpassung der Methoden (Angleichung
Zeitreihen)**

Bestimmung der Erlösobergrenze gemäß ARegV bis einschließlich 2018



Erlösobergrenze	vorübergehend nicht beeinflussbare Kosten	beeinflussbare Kosten	gen. sektoraler Produktivitätsfaktor	Qualitätselement
	<ul style="list-style-type: none"> effiziente Kosten aus dem Benchmark (z.B. 95%) Kostenziel 2018 	<ul style="list-style-type: none"> ineffiziente Kosten aus dem Benchmark (z.B. 5%) werden innerhalb von 5 Jahren abgeschmolzen 	<ul style="list-style-type: none"> 1,50% in 2. RP multiplikativ über die RP 	<ul style="list-style-type: none"> Unterbrechungsdauer Unterbrechungshäufigkeit nicht gelieferte Energie nicht gedeckte Last (in 2010 nicht berücksichtigt)

$$EO_t = KA_{dnb,t} + (KA_{vnb,0} + (1 - V_t) \cdot KA_{b,0}) \cdot \left(\frac{VPI_t}{VPI_0} - PF_t \right) \cdot EF_t + Q_t + S_t + (VK_t - VK_0)$$

	dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten	Verteilungsfaktor	allgem. Geldentwertung	Erweiterungsfaktor	Volatiler Kostenanteil
Istkosten t-2	<ul style="list-style-type: none"> KWK, EEG Betriebssteuern Konzessionsabgaben 	<p>Ab 2014: gleichmäßige Verteilung der geforderten Kostenabsenkung (x_{ind}) auf die zweite Regulierungsperiode (5 Jahre)</p>		<ul style="list-style-type: none"> Fläche Versorgungsgebiet Anzahl Hausanschlüsse Anzahl Einspeisepunkte Jahreshöchstlast 	
Plankosten t	<ul style="list-style-type: none"> TSO-Kosten dezentrale Einspeisung (vNN) Investitionsmaßnahmen <p>(Abgleich Plan –Ist Reg.konto)</p>	<p>$V_{2014} = 1/5$</p>		<p>Regulierungskonto</p> <p>Auflösung 5% Hürde symmetrisch (1. bzw. 2. RP)</p>	