



## Rechtlicher Rahmen für die Finanzierung der Gasverteilnetztransformation

Thüga AG

Berlin, 12.08.2025

# INHALTSVERZEICHNIS

1. **Vorstellung der beteiligten Personen und Unternehmen**
2. **Vorstellung Finanztransfer**  
  
Gutachten Rosin-Büdenbender  
  
Beispielrechnung Finanztransfer für ein Netzgebiet
3. **Intertemporaler Kostenallokationsmechanismus und die Herausforderung**
4. **Potenziale heben durch die Kooperation der Instrumente**
5. **Diskussion**



**1. Vorstellung der beteiligten Personen und Unternehmen**

2. Vorstellung Finanztransfer
3. Intertemporaler Kostenallokationsmechanismus und die Herausforderung
4. Potenziale heben durch die Kooperation der Instrumente
5. Diskussion



Mit über 100 Unternehmen  
ist die Thüga der größte  
kommunale Verbund von  
Energie- und Wasserversorgern  
in Deutschland – von Sylt bis  
ins Allgäu, von Neuss bis nach  
Chemnitz.







## Absätze

Strom: 69,5 Mrd. kWh  
Gas: 115,3 Mrd. kWh  
Wärme: 13,2 Mrd. kWh  
Wasser: 342,4 Mio. m<sup>3</sup>



## Kunden

Strom: 5,4 Mio.  
Gas: 2,2 Mio.  
Wärme: 0,1 Mio.  
Wasser: 1,1 Mio.



## Kapitalbewegungen

Umsatz: 47,8 Mrd. €  
Investitionen: 3,7 Mrd. €

Wir sind  
die Nummer 1  
in der Wasserversorgung.



342  
Mio. m<sup>3</sup>  
sauberes Trinkwasser

Wir gehören zu den größten  
Verteilnetzbetreibern  
Deutschlands.



185.000  
km Stromnetz  
81.000  
km Gasnetz  
31.700  
km Wasserleitungen



# Die heutige Infrastruktur bietet eine Dekarbonisierungsoption für Industrie, Gewerbe und Haushalte.



## Unser Gasnetz

Länge : > 10.000 km

Angeschlossene Kunden: 166.000

- davon nachgelagerte Netzbetreiber: 28
- davon Industrie: ca. 600
- davon Gewerbe: 13.000
- davon Haushalte: 143.000

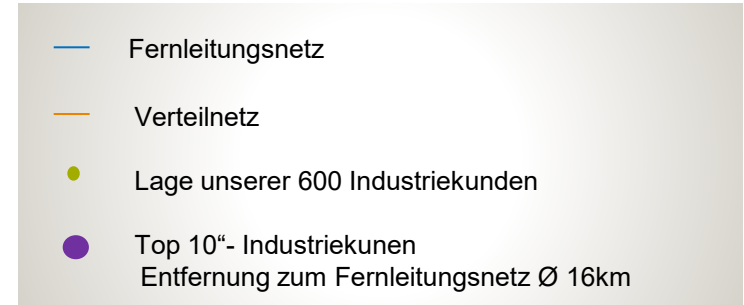
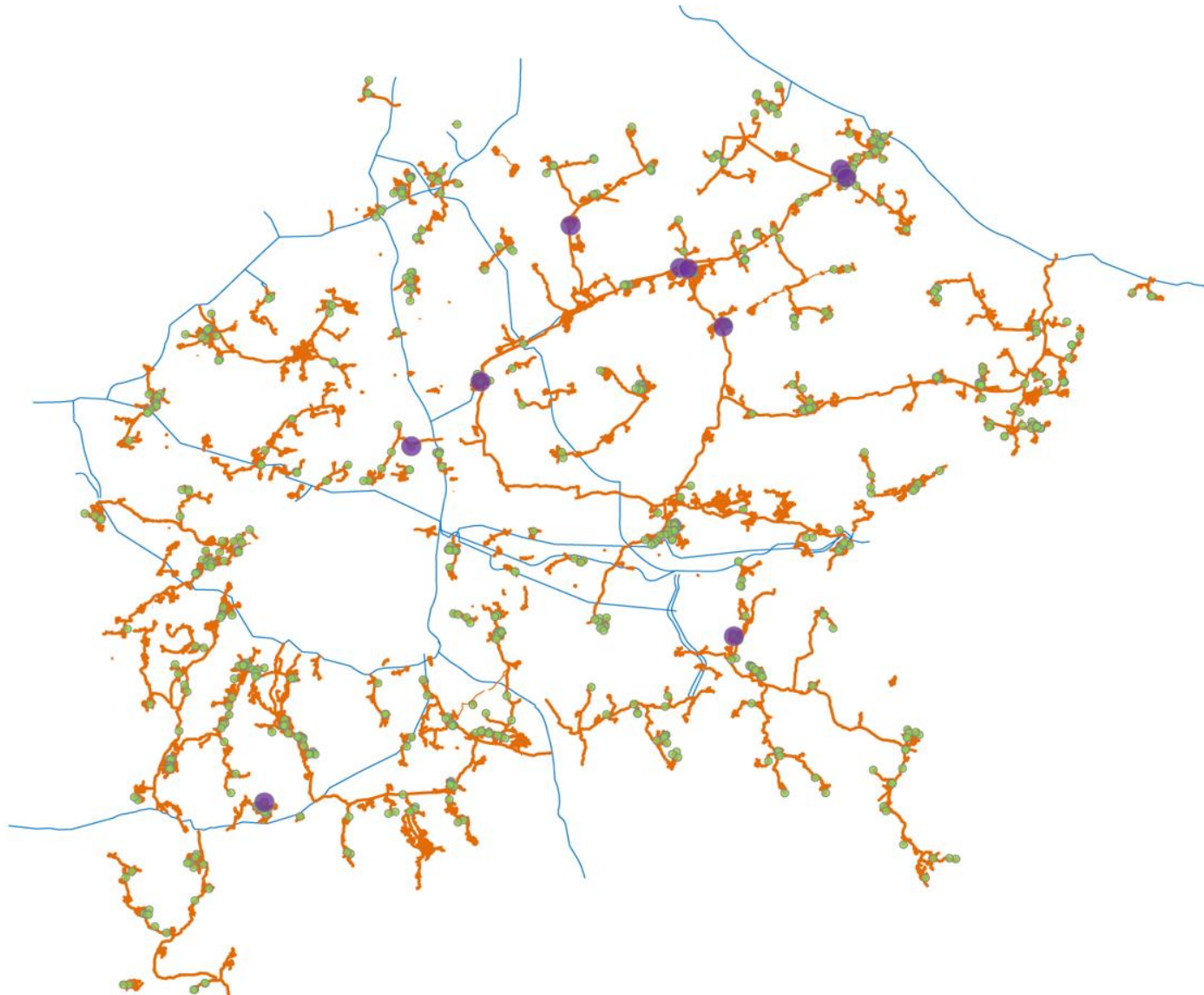
300 versorgte Gemeinden

⇒ Partner der Kommunen

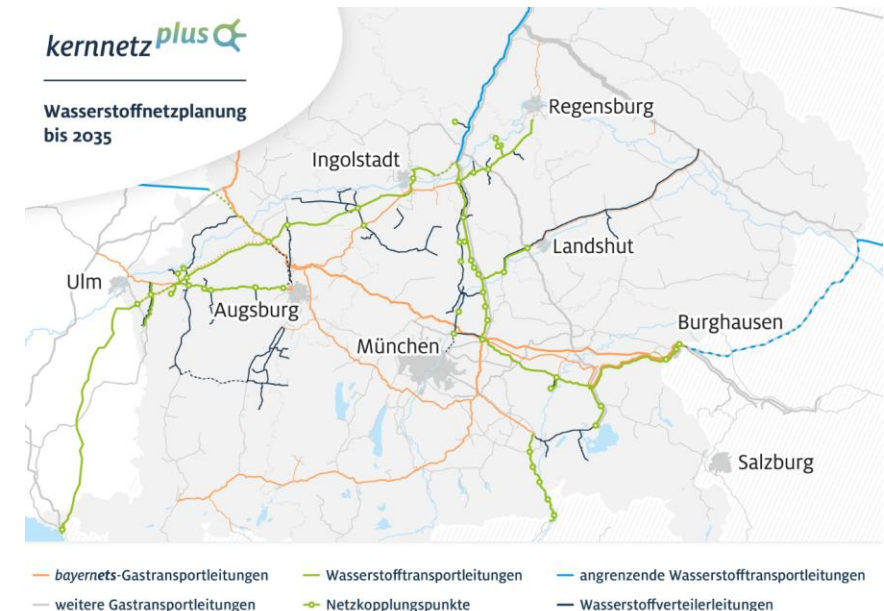
## Das Ziel

- Versorgung unserer Kunden langfristig sicherstellen
- Bayerische Klimaziele erreichen

# Die heutige Infrastruktur bietet eine Dekarbonisierungsoption für Industrie, Gewerbe und Haushalte.



Das Kernnetz plus – unser gemeinsames Zielnetz, um den Wasserstoff zu unseren Kunden zu bringen.





1. Vorstellung der beteiligten Personen und Unternehmen
- 2. Vorstellung Finanztransfer**  
  
Gutachten Rosin-Büdenbender  
  
Beispielrechnung Finanztransfer für ein Netzgebiet
3. Intertemporaler Kostenallokationsmechanismus und die Herausforderung
4. Potenziale heben durch die Kooperation der Instrumente
5. Diskussion



# GRUNDSÄTZLICH GIBT ES ZWEI WEGE, UM ZU WASSERSTOFFVERTEILNETZEN ZU KOMMEN

## Umwidmung der Erdgasleitungen (H2ready-Maßnahmen)

- Preiswert und schnell
- Großflächige Versorgung möglich

## Neubau der Netze

- Oft zur Anbindung von einzelnen Großkunden
- Notwendig, wo in Übergangszeit Erdgas und Wasserstoff parallel benötigt werden

**In beiden Fällen ist das Thema der regulatorischen Finanzierung nicht ausreichend geklärt.**

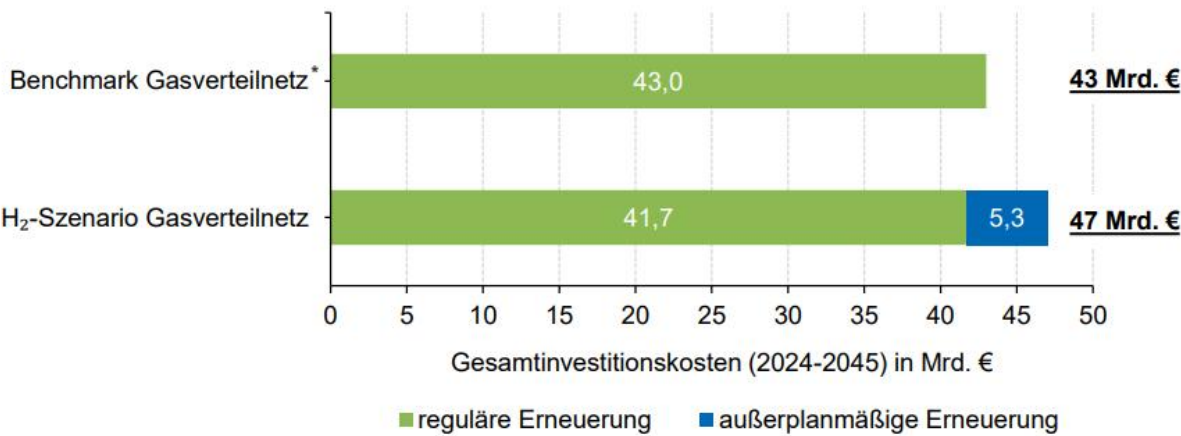
### Wir sollten aber Resilienz für die Erreichung der Klimaziele schaffen

- Die Erreichung der **Klimaziele** wird **wahrscheinlicher, wenn wir länger mehr Handlungsoptionen haben.**
- Wir behindern nicht die **industrielle Transformation**, die in Zwischenschritten und in manchen Bereichen auch im Verteilnetz zwingend mit H2 erfolgt.
- H2-Readiness jetzt großflächig anzugehen, ermöglicht bei Entscheidung für die H2-Transformation schneller in die Umstellung zu kommen.

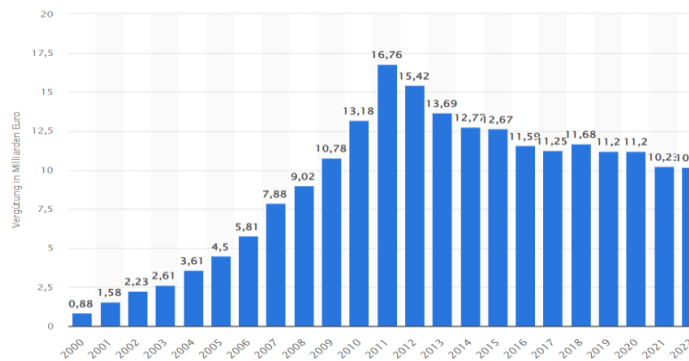
# DIE MEHRKOSTEN DER H<sub>2</sub>-READINESS SIND VOLKSWIRTSCHAFTLICH KAUM RELEVANT

## Gasverteilnetz

Im Vergleich zur ausschließlich regulären Erneuerung des Gasverteilnetzes (Benchmark)\* unter Berücksichtigung der bis zum Jahr 2045 rückläufigen Netzlängenentwicklung und einem Rückgang der Anzahl an Hausanschlüssen ergeben sich für die Transformation **H<sub>2</sub>-Mehrkosten** in Höhe von **4 Mrd. €**.



\* Benchmark: hier wird kein H<sub>2</sub>-Verteilnetz aufgebaut oder Netze für H<sub>2</sub> angepasst



Dies entspricht in Summe etwa einem halben Jahr EEG-Einspeisevergütung



Tabelle 9: Außerplanmäßiger Erneuerungsbedarf im Verteilnetz (2024 bis 2045)

Außerplanmäßige Erneuerung zur Erhöhung der H <sub>2</sub> -Tauglichkeit	2030 25 % Verteilnetz auf H <sub>2</sub> umgestellt	2035 50 % Verteilnetz auf H <sub>2</sub> umgestellt	2040 75 % Verteilnetz auf H <sub>2</sub> umgestellt	2045 100 % Verteilnetz auf H <sub>2</sub> umgestellt	SUMME
Umstellung St-Rohrleitungen > 16 bar	5.255 km 420,4 Mio. €	5.166 km 413,3 Mio. €	4.581 km 366,5 Mio. €	4.015 km 321,2 Mio. €	19.017 km 1,5 Mrd. €
Austausch St-Rohrleitungen > 16 bar	131 km 105 Mio. €	160 km 127,8 Mio. €	552 km 441,3 Mio. €	850 km 680,0 Mio. €	1.693 km 1,4 Mrd. €
Austausch von Graugussrohrleitungen (GG)	300 km 120 Mio. €	272 km 108,9 Mio. €	219 km 87,8 Mio. €	158 km 63,4 Mio. €	949 km 380,1 Mio. €
GDR(M)A PGC	18 Stück 1,3 Mio. €	-	-	-	18 Stück 1,3 Mio. €
GDR(M)A Filter	22.760 Stück 50,1 Mio. €	19.568 Stück 43,1 Mio. €	15.597 Stück 34,4 Mio. €	11.847 Stück 26,1 Mio. €	69.772 Stück 153,7 Mio. €
GDR(M)A Gaszähler	6.285 Stück 45,6 Mio. €	4.869 Stück 35,4 Mio. €	3.303 Stück 24,0 Mio. €	1.880 Stück 13,6 Mio. €	16.337 Stück 118,6 Mio. €
GDR(M)A Vorwärmer	158 Stück 2,7 Mio. €	136 Stück 2,3 Mio. €	108 Stück 1,8 Mio. €	82 Stück 1,4 Mio. €	484 Stück 8,2 Mio. €
GDR(M)A SBV	9.587 Stück 12,5 Mio. €	7.428 Stück 9,7 Mio. €	5.040 Stück 6,6 Mio. €	2.868 Stück 3,7 Mio. €	24.923 Stück 32,5 Mio. €
GDR(M)A Ventile	24.003 Stück 20,2 Mio. €	18.597 Stück 15,6 Mio. €	12.617 Stück 10,6 Mio. €	7.180 Stück 6,0 Mio. €	62.397 Stück 52,4 Mio. €
Balgengaszähler (SLP-Kunden)	3,4 Mio. Stück 625,5 Mio. €	2,4 Mio. Stück 440,6 Mio. €	1,6 Mio. Stück 282,4 Mio. €	0,8 Mio. Stück 145,8 Mio. €	8,2 Mio. Stück 1,5 Mrd. €
Sonstige Gaszähler (SLP-Kunden)	10.782 Stück 41,0 Mio. €	7.595 Stück 28,9 Mio. €	4.876 Stück 18,5 Mio. €	2.513 Stück 9,6 Mio. €	25.766 Stück 98,0 Mio. €
Gaszähler (RLM-Kunden)	10.195 Stück 38,7 Mio. €	7.181 Stück 27,3 Mio. €	4.610 Stück 17,5 Mio. €	2.376 Stück 9,0 Mio. €	24.362 Stück 92,5 Mio. €
SUMME Investitionskosten	1,48 Mrd. €	1,25 Mrd. €	1,29 Mrd. €	1,28 Mrd. €	5,30 Mrd. €



# THÜGA HAT EIN RECHTSGUTACHTEN BEI DER KANZLEI ROSIN/BÜDENBENDER ERSTELLEN LASSEN

**Rechtsrahmen für eine  
Transformationsregulierung für  
Erdgasnetzbetreiber**

Jana Michaelis, LL.M., Dr. Kristin Spiekermann

UNSERE KOMPETENZEN

Berlin, 28. Januar 2025

ROSIN  
BÜDENBENDER

## H2-Ready

Effizienzkostenmaßstab nach nationalem Recht beinhaltet zeitliche und Wettbewerbskomponente

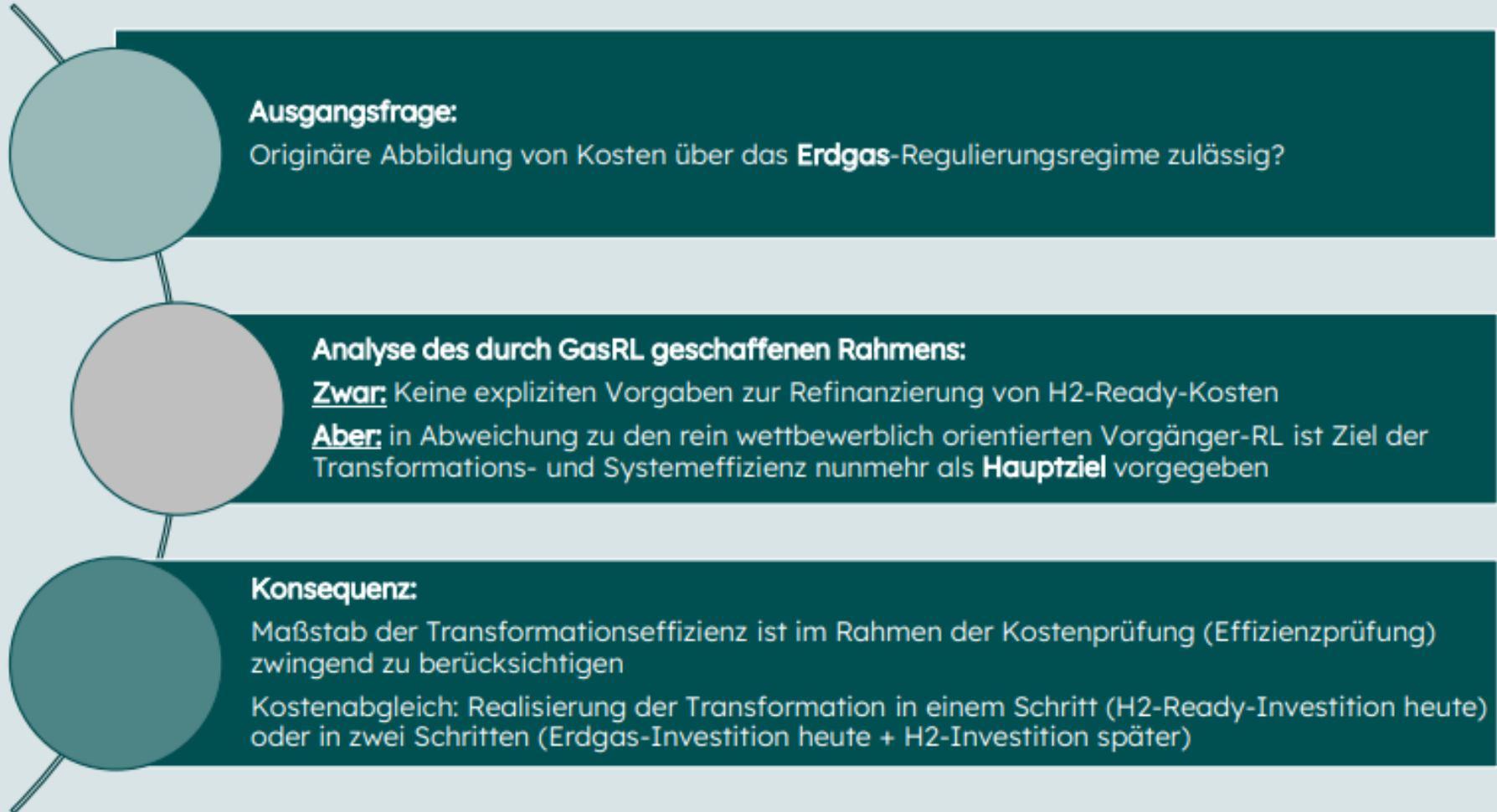
**Konsequenz:**  
Kosten für Investitionen in Transformationsinfrastruktur bleiben normativ außer Betracht

## H2-Neubau

Nationaler Rechtsrahmen für H2-Neubau unterstellt die Möglichkeit der Refinanzierung über (bereits existierende) H2-Netzkunden („Opt-In“)

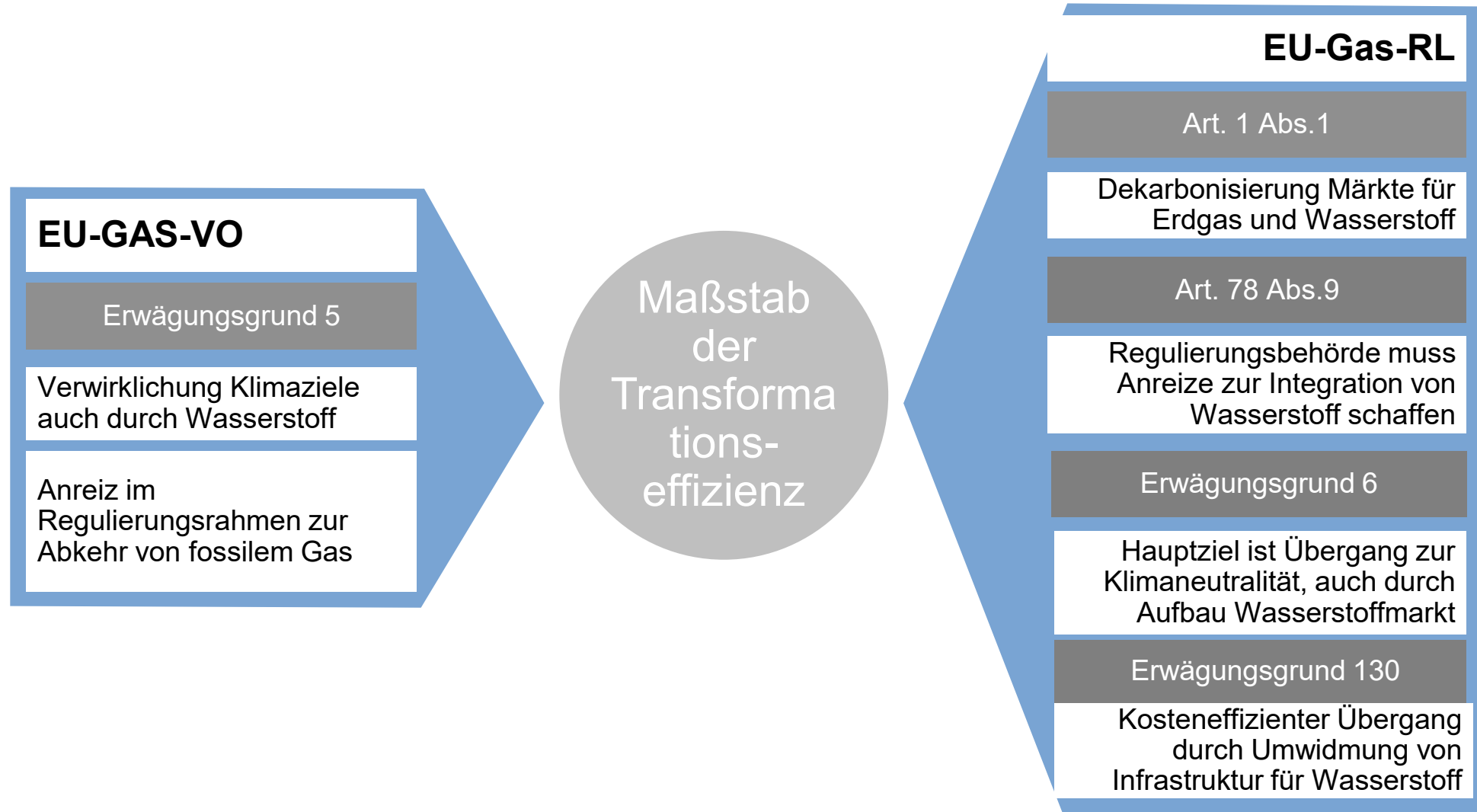
**Konsequenz:**  
Unmöglichkeit einer Refinanzierung von Kosten, wenn keine oder wenige Kunden vorhanden sind (prohibitiv hohe NNE)

# H2-Ready-Investitionen

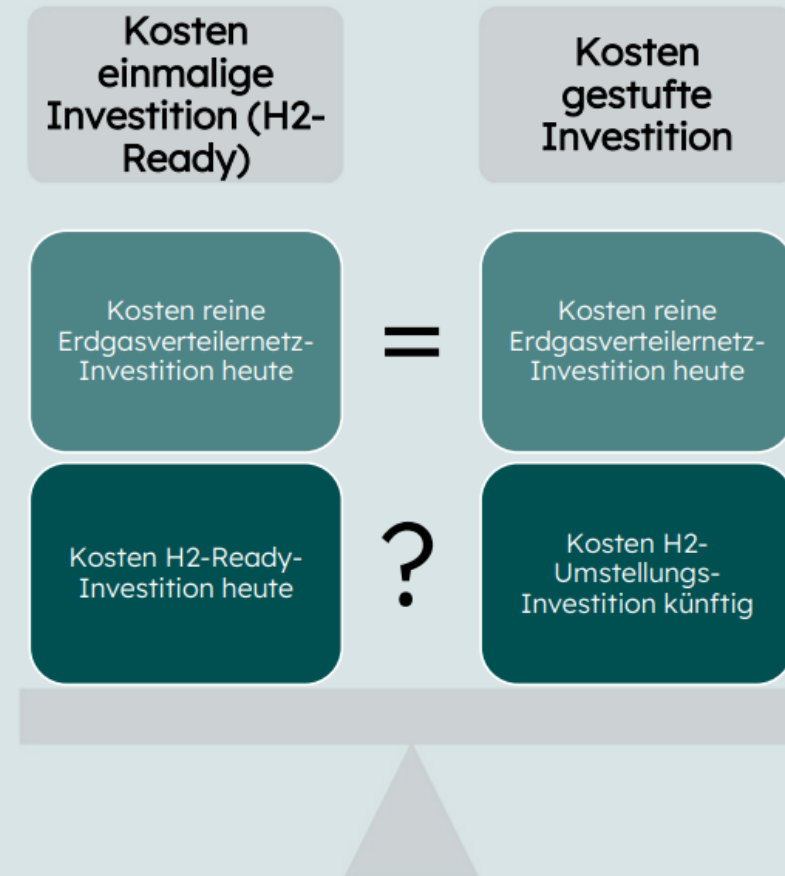




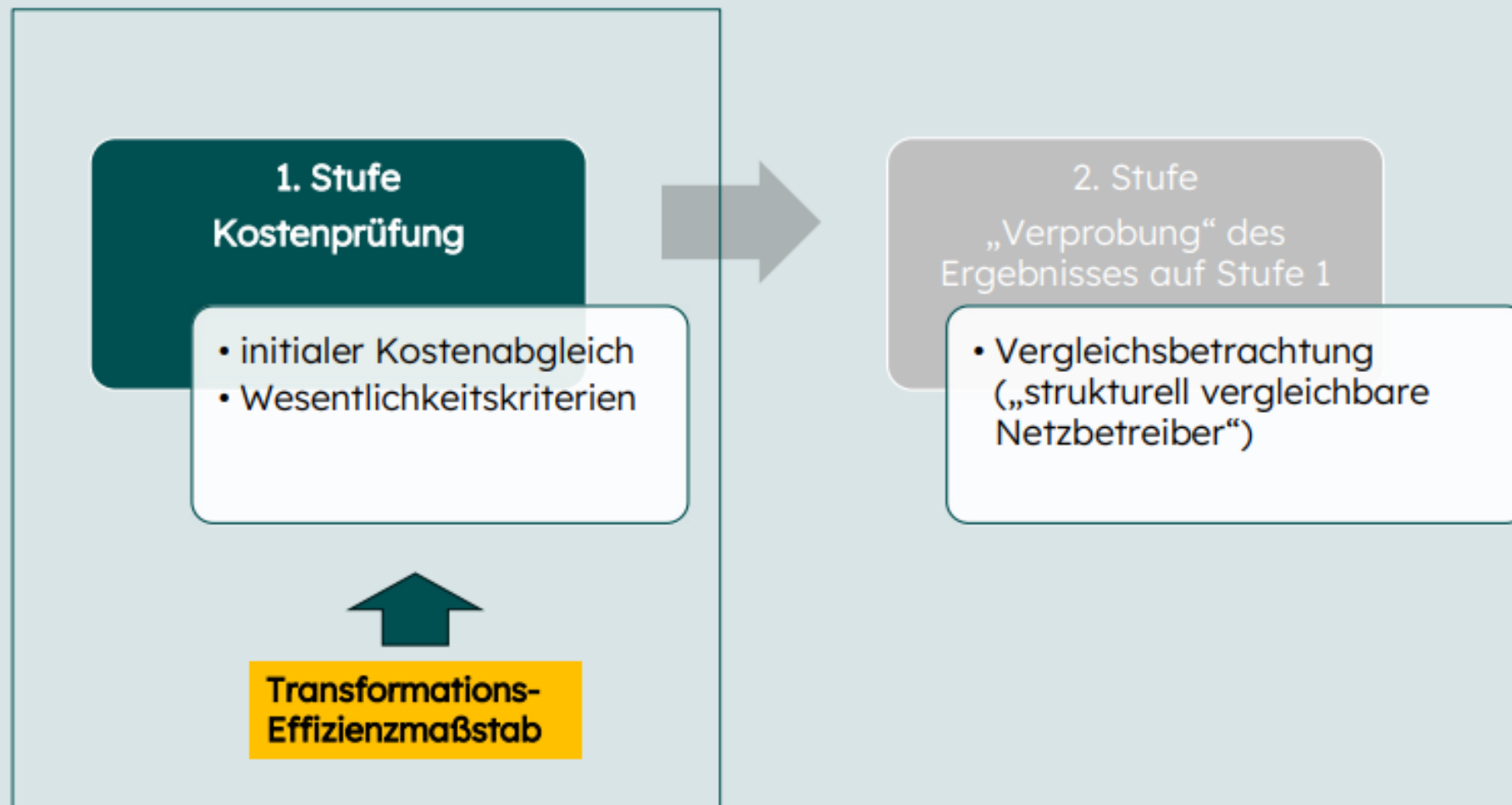
# DER MASSSTAB DER TRANSFORMATIONSEFFIZIENZ ERGIBT SICH AUS ZAHLREICHEN VORSCHRIFTEN DES EU-GASPAKETES



# Initialer Kostenabgleich stellt die Kosten für die Transformation in einem bzw. in zwei Schritten gegenüber

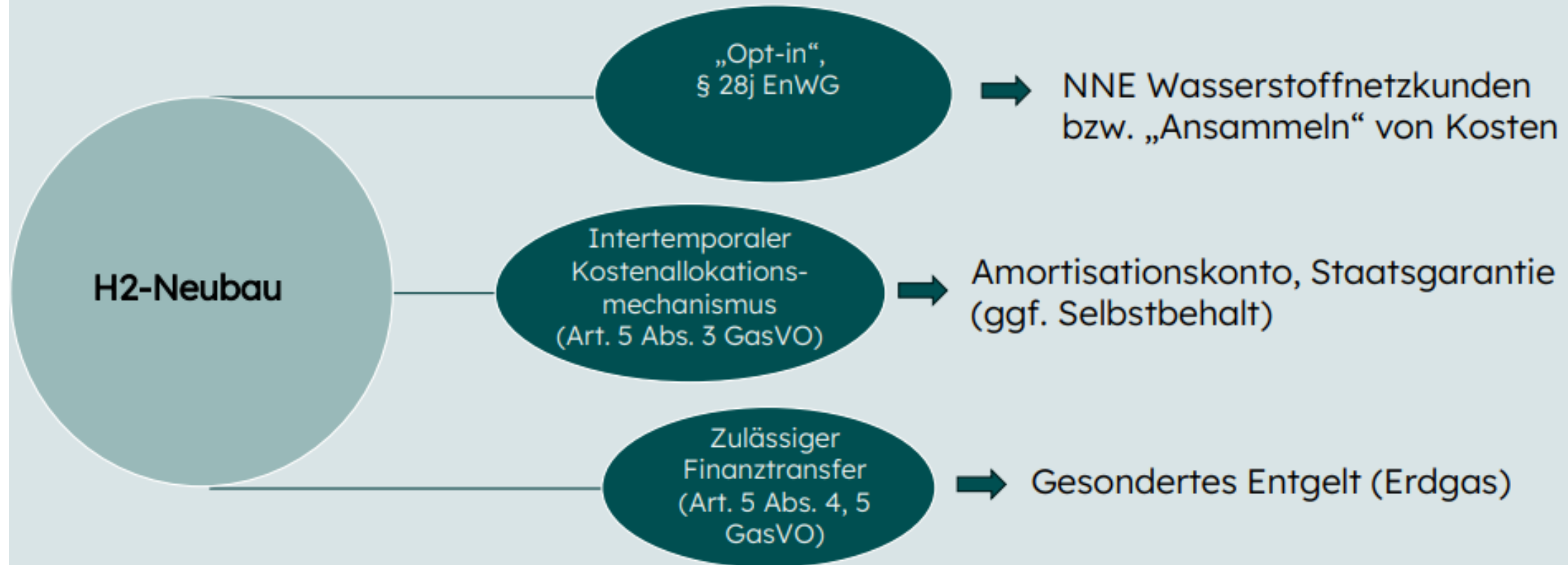


# Effizienzprüfung





## Möglichkeiten der Refinanzierung H2 Neubau



# H2-Neubau-Investitionen



## Ausgangsfrage:

Originäre Abbildung von Kosten über das **Erdgas**-Regulierungsregime zulässig?  
Falls nicht, Refinanzierung als genehmigter Finanztransfer nach Art. 5 Abs.4 GasVO möglich?

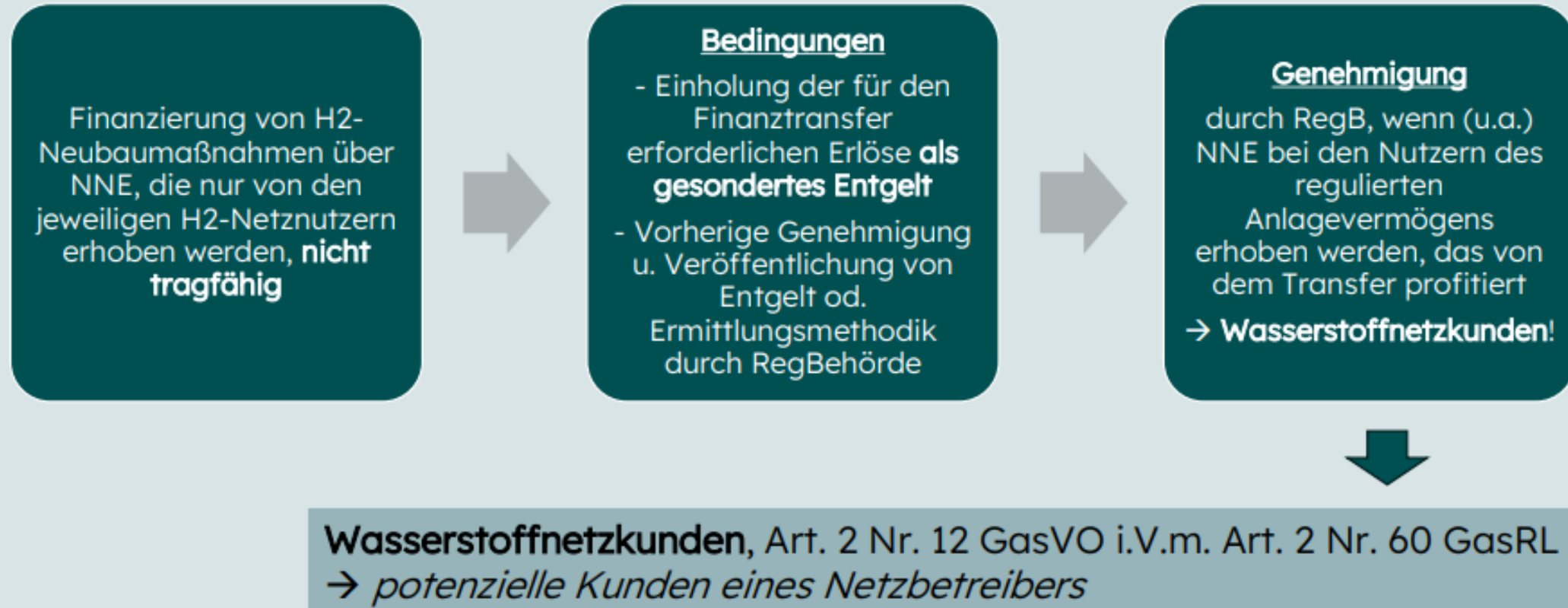
## Rechtlicher Rahmen:

Transformations-Effizienzmaßstab der GasRL nicht anwendbar, da – anders als bei H2-Ready - keine originäre Investition in das Erdgasverteilernetz  
Kosten für H2-Neubau = Kosten des H2-Anlagevermögens  
Abbildung von Kosten für H2 Neubau über das Erdgas-Regulierungsregime wäre ein nach Art. 5 Abs. 1 GasVO **unzulässiger Finanztransfer**

## Konsequenz:

Ausgestaltung als zulässiger Finanztransfer (gesondertes Erdgasentgelt) unter bestimmten Voraussetzungen möglich → Art. 5 Abs. 4, 5 GasVO

## Zulässiger Finanztransfer nach Art. 5 Abs. 4, 5 GasVO





# FAZIT



Die bestehenden Unsicherheiten bei der Refinanzierung von Investitionen in die H<sub>2</sub>-Transformation sind durch das aktuell gegebene nationale Regulierungsregime begründet.



Das EU-Gaspaket eröffnet die Möglichkeit, diese Rechtsunsicherheiten in Umsetzung und Anwendung der durch das EU-Recht vorgegebenen Regelungen zu beseitigen.



Zur Implementierung des Transformationseffizienzmaßstabes der GasRL in nationales Recht bedarf es weniger Anpassungen von Normen des EnWG

# ZÜGIG PLANUNGS- UND INVESTITIONSSICHERHEIT SCHAFFEN DURCH GESETZ ZUR TRANSFORMATIONSREGULIERUNG DER GASNETZE

Notwendige Inhalte, damit Wasserstoffhochlauf im Verteilnetz  
nicht an Finanzierung der Netzinfrastruktur scheitert:

Wasserstoffversorgung Industrie und Gewerbe sicherstellen durch **Aufnahme Transformation Erdgasverteilstrom in Zielkatalog des § 1 EnWG** (ggf. auch Reihenfolge Umwidmung zu H<sub>2</sub> vor Stilllegung vor Rückbau festlegen)

Erdgasverteilstrom, wo sinnvoll, wasserstofftauglich machen und Anbindungsmaßnahmen ans Kernnetz sicherstellen durch **Finanzierung H<sub>2</sub>-ready-Maßnahmen als effiziente Transformationskosten des Erdgasnetzes** (Änderung § 21 EnWG)

Neubau Wasserstoffverteilstrom ermöglichen, ohne Netzbetreiber oder -nutzer wirtschaftlich zu überfordern, durch **Gestattung von „Finanztransfers“ aus Erdgasnetz** durch Regelung in EnWG gem. Vorgabe des Art. 5 Abs. 4 EU-Gas-VO

**Kombination mit intertemporalem Kostenallokationsmechanismus** denkbar

1. Vorstellung der beteiligten Personen und Unternehmen
- 2. Vorstellung Finanztransfer**  
Gutachten Rosin-Büdenbender  
Beispielrechnung Finanztransfer für ein Netzgebiet
3. Intertemporaler Kostenallokationsmechanismus und die Herausforderung
4. Potenziale heben durch die Kooperation der Instrumente
5. Diskussion



# MAßNAHMEN UND KOSTENZUORDNUNG

## Unterscheidung der Zuordnung Erdgas/Wasserstoff

**3-Stufige Investitionen** der H<sub>2</sub>- Maßnahmen mit jeweils entsprechenden Leistungsabschnitten  
Neubau/Umwidmung

### CH<sub>4</sub>:

- CAPEX/OPEX: Erdgsverstärkende Maßnahmen; Leitungsabschnitte für **Zwischenversorgung** der Erdgaskunden. **Bis zum Zeitpunkt** der Umwidmung

### H<sub>2</sub>:

CAPEX: Neubauleitungen der entsprechenden Stufen; Anlagenumrüstungen/Neubau; Anschlussleistungen

OPEX für umgewidmete Leitungen: erst **ab dem Umwidmungszeitpunkt**

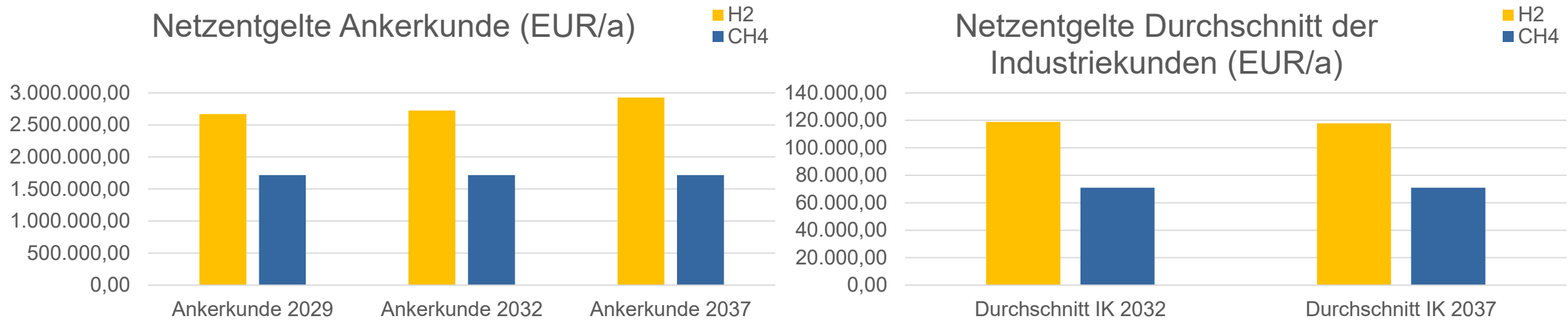
### • Annahmen:

- Anbindung Verteilnetz an das H<sub>2</sub>-Kernnetz
- Kundenbedarfe H<sub>2</sub> analog CH<sub>4</sub>
- Wasserstoffhochlaufentgelt wird inkl. der Geldwertentwicklung berücksichtigt

	Start Baumaßnahmen	Kunden	Start Kundenbelieferung
Stufe 1	2027	Ankerkunde	2029
Stufe 2	2030	+7 IK	2032
Stufe 3	2032	+Wärmekunden	2037

# ÜBERSICHT DER ENTWICKLUNGEN DER NETZENTGELTE

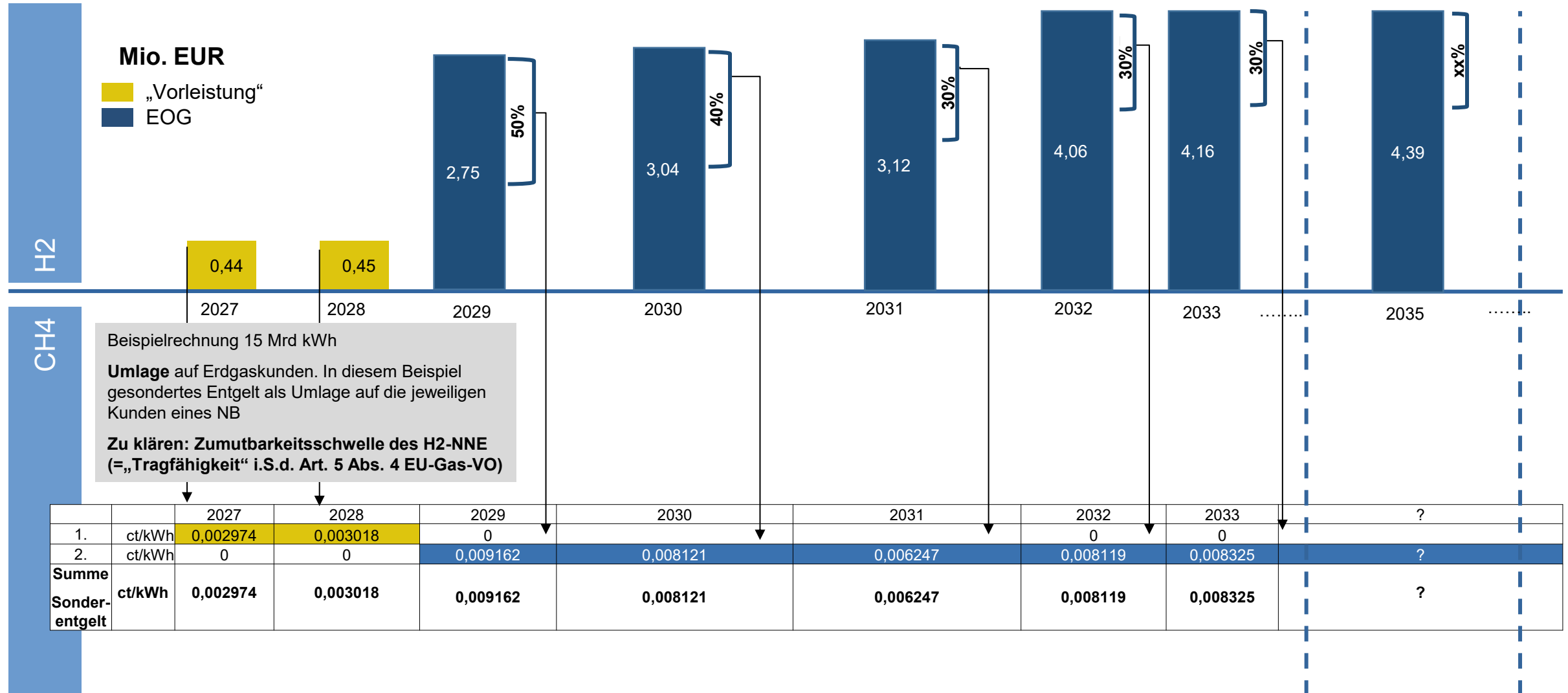
## Netzentgeltentwicklung absolut in EUR/a 2029-2037



Die absoluten Netzentgelte im Wasserstoffnetz sind 55%-70% (Ankerkunde) bzw. 61%-64% (Durchschnitt Industriekunden) höher



# BEISPIELRECHNUNG AUSGESTALTUNG FINANZTRANSFER



1. Vorstellung der beteiligten Personen und Unternehmen
2. Vorstellung Finanztransfer
3. **Intertemporaler Kostenallokationsmechanismus und die Herausforderung**
4. Potenziale heben durch die Kooperation der Instrumente
5. Diskussion



# HERAUSFORDERUNGEN DES ITKA IM VERTEILNETZ



## Ausgangssituation

- Wasserstoffverteilnetzbetreiber sind primär **Volumen- und regulatorischen Risiken** ausgesetzt.
- Herausforderung: Schaffung der **Absicherung** von Risiken bei Infrastrukturentwicklung in einem unsicheren Marktumfeld
- Schon abzeichnend **hohe Netzentgelte**
- Vollständige **Risikoüberwälzung** auf die Wasserstoffnetzbetreiber und hohe **FK-Kosten** würde sehr hohe (möglicherweise prohibitive) **Risikoprämien** erfordern → nicht förderlich für die **Wettbewerbsfähigkeit** des Wasserstoffs

## Problematik des ITKA im Verteilnetz

- **Selbstbehalt** in kommunal geprägter VNB-Landschaft schwierig
- **Keine Haftungsgemeinschaft** wie im Kernnetz praktikabel
- Berechnung Finanzbedarf angesichts **iterativer Planung** schwierig
- Unterschiedlich hohe **Zahlungsbereitschaft** bei Netznutzern im Verteilnetz
- Entsprechendes **Hochlaufentgelt** bundesweit **einheitlich** oder je Netzgebiet **individuell**?
- **Administrative Abwicklung** Amortisationskonto angesichts Vielzahl an VNBs herausfordernd
- ITKA **verlagert das Volumenrisiko** lediglich in die Zukunft

## ACER-Empfehlungen zum ITKA

- Potenzieller Bedarf eines ITKA für Verteilungsnetze kann nicht ausgeschlossen werden
- ACER empfiehlt **separate Regelungen für Übertragungs- und Verteilungsnetze und möglicherweise unterschiedliche Regelungen für verschiedene Verteilungsnetze** in Betracht zu ziehen [...], wobei ein **ausgewogener Ansatz** zu verfolgen ist, der Kostenreflexivität, Einfachheit und nationale Besonderheiten berücksichtigt
- ITKA kann **mit weiteren Finanzierungsmechanismen kombiniert** und ggf. zusammen entwickelt werden  
→ zusätzliche Maßnahmen erforderlich, um das **Volumenrisiko** des Wasserstoffnetzes zu **bewältigen** und die **vollständige Amortisation** der Investitionen sicherzustellen.
- **Frühzeitige** (europaweite) **Harmonisierung** des Mechanismus sollte **vermieden** werden

1. Vorstellung der beteiligten Personen und Unternehmen
2. Vorstellung Finanztransfer
3. Intertemporaler Kostenallokationsmechanismus und die Herausforderung
4. **Potenziale heben durch die Kooperation der Instrumente**
5. Diskussion



# VORSCHLAG EINER KOMBINATION AUS FINANZTRANSFERS UND ITKA



## Vorschlag

- **Zeitliche** Aneinanderreihung der Instrumente bis die **Amortisation** absehbar erreicht werden kann
- Start mit **Finanztransfers**, da die **Umlagebasis groß** ist und somit eine **kaum spürbare** Umlage anfällt. Diese **läuft maximal** bis zum Ende der gesetzlichen Möglichkeiten (1/3 des verbliebenen Abschreibungszeitraumes), bis ein **Schwellenwert** der Umlage überschritten wird oder **tragfähige Netzentgelte ohne Mechanismus** erreicht werden.
- Im **Nachgang kann** sich ein ITKA z.B. in Form eines Amortisationskontos anschließen
- Dieser muss in seiner **Gestaltung** sowohl den Interessen der VNB als auch des Garantiegebers entsprechen und wird in den Details **noch zu diskutieren** sein, denn die **Herausforderungen**, den ITKA auf VNB auszurichten sind **enorm**
- **Vorteile**, ITKA nachgelagert zu installieren wären unter anderem **geringere finanzielle Volumina**, für die garantiert wird einhergehend mit geringeren Haftungs- und Selbstbehalten

Beginn  
Finanztransfers

Evaluation

Ende Finanztransfer und falls  
erforderlich: Beginn ITKA

## Positive Wirkung der Finanztransfers

- Zu **Beginn** sind noch **viele Gaskunden am Netz**.
- Durch den Start mit dem Finanztransfer **reduzieren** sich **Risiko und Volumen** bei einem Amortisationskonto
- Ermöglicht **eine flexiblere Planung** und ist **schneller umsetzbar**



# VORSCHLAG EINER KOMBINATION AUS FINANZTRANSFERS UND ITKA



Schlussfolgerung  
mehrerer Diskussionsrunden



Zeitliche Aneinanderreihung



Max. Laufzeit 1/3 der  
verbliebenen  
Abschreibungszeit



Finanztransfer zu Beginn, um Belastung  
möglichst gering zu halten und spätere  
Auswirkungen abzufedern



## Vorgehen

- Diskussionen in Gremien (DVGW, BDEW)
- Austausch mit FNB zu Erfahrungswerten und Ausgestaltung des ITKA
- Analyse der Vor- & Nachteile der jeweiligen Mechanismen



## Bewertung

Warum wird nach dem Finanztransfer **eventuell** noch ein ITKA benötigt?

- vollständige Amortisation/ Risikoabsicherung bei nicht-tragfähigen Netzentgelten
- Planungsaktualisierungen und Entwicklungen des Markthochlaufs

Kommt es zu einer unsachgemäßen Belastung der Gaskunden?

Die potenziell davon profitierenden Kunden würden in unserer Beispielrechnung mit **unter 0,01 ct/kWh** belastet



## Anschlussfragen Finanztransfer/ITKA

- Wirtschaftliche Tragfähigkeit/ Zumutbarkeitsschwelle (Orientierung NNE-Erdgas?)
- Deckelung der Höhe der Umlage sinnvoll?
- Ausgestaltung ITKA
  - Netzbetreiberscharf?
  - Höhe des Hochlaufentgeltes (bundesweit einheitlich)?
  - Laufzeit?
  - Betrag der Garantiesumme?
  - Selbstbehalt?
  - kontoführende Stelle?
- Nebeneinanderbestehen von Finanztransfers und ITKA als Option?

1. Vorstellung der beteiligten Personen und Unternehmen
2. Vorstellung Finanztransfer
3. Intertemporaler Kostenallokationsmechanismus und die Herausforderung
4. Potenziale heben durch die Kooperation der Instrumente
5. **Diskussion**



# Ihr Kontakt



**Patrick Kunkel**

Leiter Regulierung

Thüga AG

E-Mail: [patrick.kunkel@thuega.de](mailto:patrick.kunkel@thuega.de)

Tel.: 089 - 38197 - 1295



**Markus Wörz**

Leiter Energiepolitik

Thüga AG

E-Mail: [markus.woerz@thuega.de](mailto:markus.woerz@thuega.de)

Tel.: 089 – 38197 - 1201



**Julian Heinrich**

Referent Regulierung Transformation  
Gasverteilernetze/Wasserstoff

Thüga AG

E-Mail: [julian.heinrich@thuega.de](mailto:julian.heinrich@thuega.de)

Tel.: 089 - 38197 - 1468



**Irina Weller**

Referentin Regulierungsmanagement

Energienetze Bayern GmbH & Co. KG

E-Mail: [Irina.Weller@energienetze-bayern.de](mailto:Irina.Weller@energienetze-bayern.de)

Tel: 089 – 6800 - 3523