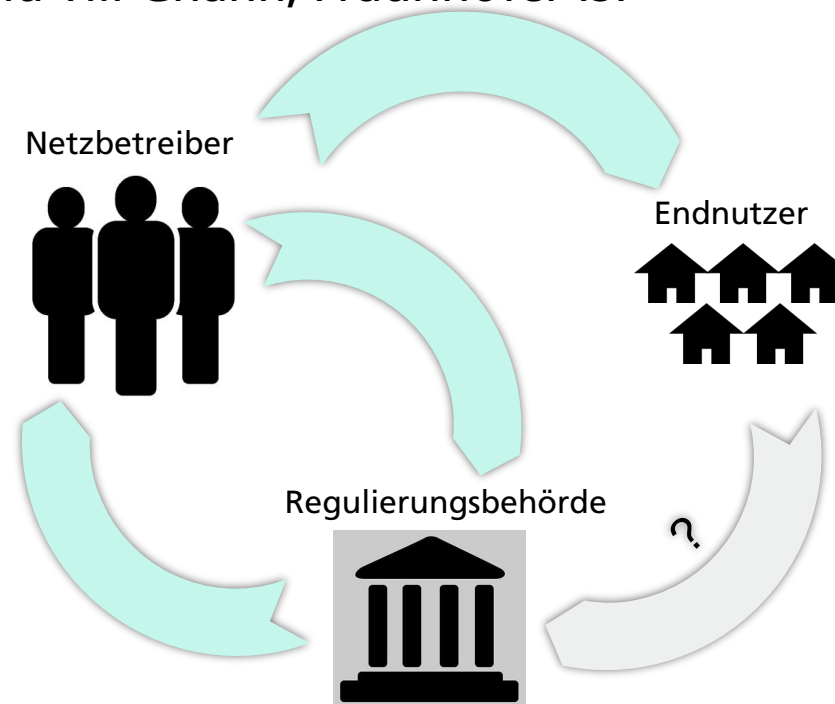


IST DER REGULATORISCHE RAHMEN VON GASVERTEILNETZEN FÜR DIE ZUKÜNFTIGEN HERAUSFORDERUNGEN IM DEUTSCHEN ENERGIESYSTEM GEWAPPNET?

Stella Oberle, Fraunhofer IEG und Till Gnann, Fraunhofer ISI



Quellen: [1, 2, 6]

AGENDA



1. Motivation und Fragestellung



2. Vorgehensweise



1. Modell MERLIN



2. Ermittlung der Erlösobergrenze und Modellvalidierung



3. Annahmen und Szenarien



3. Ergebnisse



4. Zusammenfassung, Schlussfolgerung und kritische Würdigung

AGENDA



1. Motivation und Fragestellung



2. Vorgehensweise



1. Modell MERLIN



2. Ermittlung der Erlösobergrenze und Modellvalidierung



3. Annahmen und Szenarien



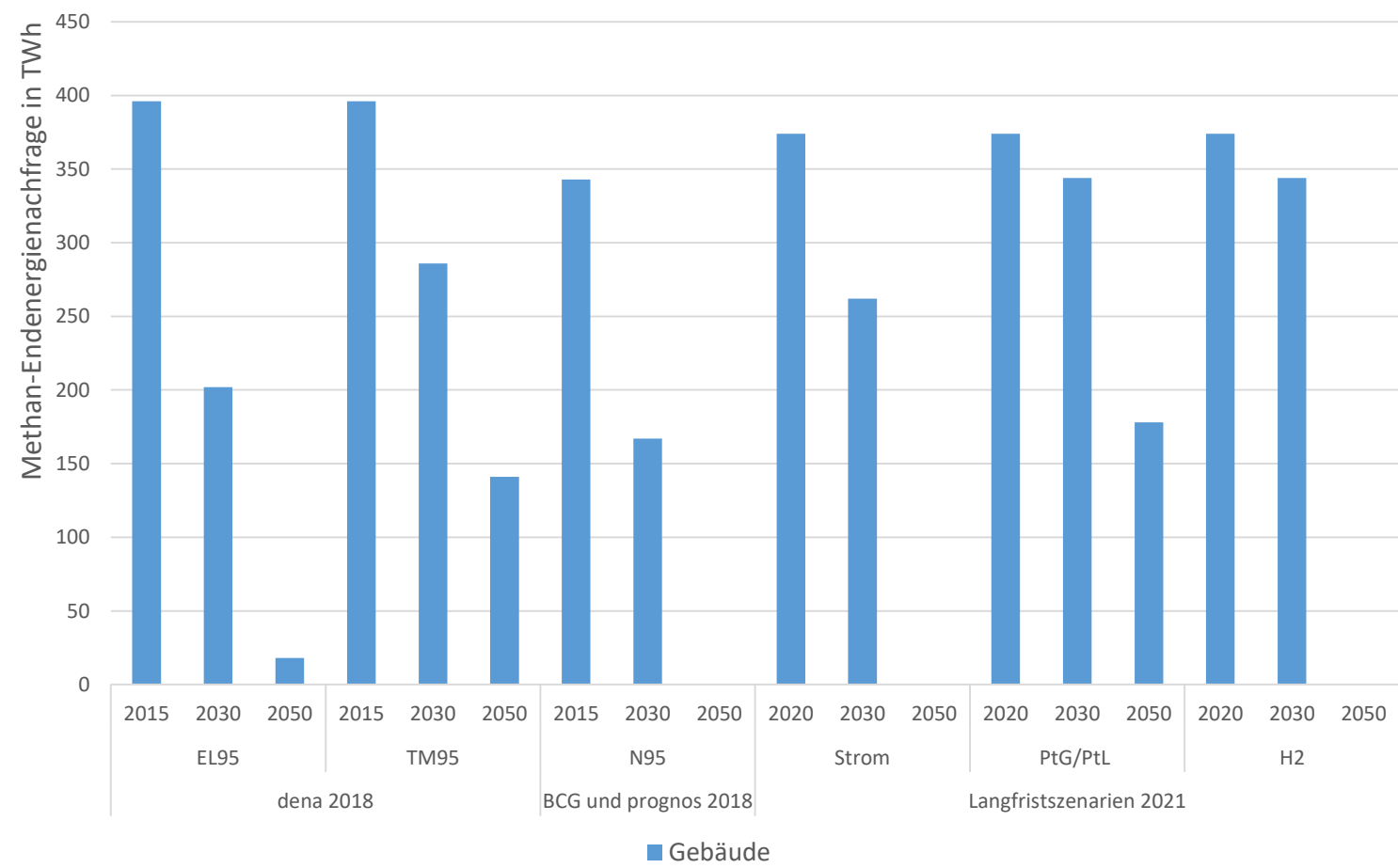
3. Ergebnisse



4. Zusammenfassung, Schlussfolgerung und kritische Würdigung



Methan-Endenergiebedarf im Gebäudesektor in verschiedenen Studien bis 2050



- Studien zeigen sinkende Methannachfrage, insbesondere im Gebäudesektor
- Konkurrenz zwischen strombasieren Wärmepumpen, Wärmenetzen und Gasbrennwertkesseln
- Somit Wettbewerb zwischen Gas-, Strom- und Wärmenetzen

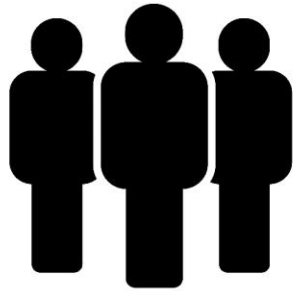
Quellen: [3 - 5]



Regulatorischer Hintergrund

- In Deutschland anreizorientierte Regulierung durch Verwendung von Erlösobergrenzen (ARegV)

Netzbetreiber



Erlösobergrenze

Nachfrageentwicklung



Netzkosten

Erlösobergrenze

Netzkosten verteilt auf alle
Netznutzer

Netzentgelte

Regulierungsbehörde



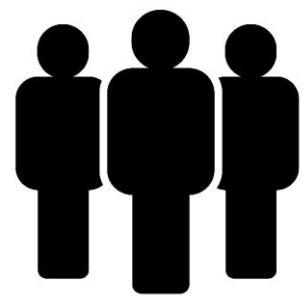
Endnutzer



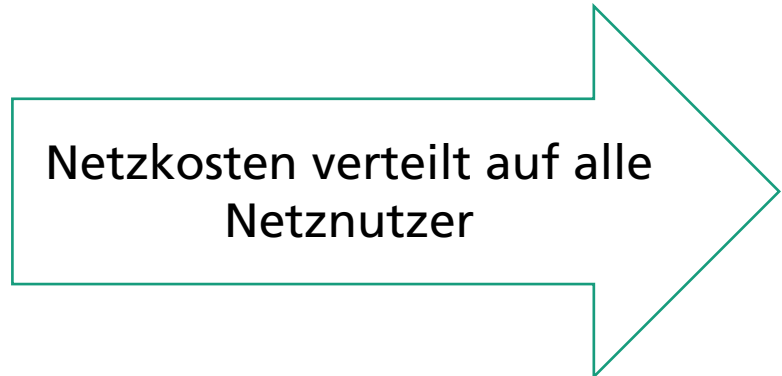


Herausforderung der Gasverteilungsnetzbetreiber

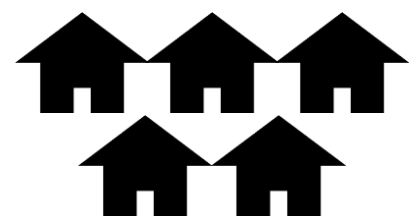
Netzbetreiber



Netzentgelte



Endnutzer



Ist der regulatorische Rahmen der Gasverteilnetze für die zukünftigen Herausforderungen im deutschen Energiesystem geeignet?

Netzläng



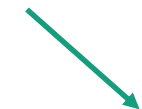
Netzbetriebskosten



Netzentgelte



Endnutzer



AGENDA



1. Motivation und Fragestellung



2. Vorgehensweise



1. **Modell MERLIN**



2. Ermittlung der Erlösobergrenze und Modellvalidierung



3. Annahmen und Szenarien



3. Ergebnisse



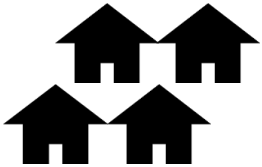
4. Zusammenfassung, Schlussfolgerung und kritische Würdigung



Beispielnetzbetreiber Netze BW



- Länge Gasverteilnetz = 5.168 km (Stand 2020)
 - Seit 2015 um 313 km erweitert



- Entnommene Arbeit schwankt zwischen 16.483 GWh und 18.310 GWh (2015 - 2020)



- Ergebnis vor Steuern seit fünf Jahren negativ
 - -100.000 € in 2015
 - -19.400.000 € in 2019



MERLIN - Modellübersicht

Netzbetreiber spezifische Daten:

Gasnachfrage
Gesamtkosten des Netzbetreibers

Dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten

- Konzessionsabgabe
- Betriebssteuer
- erforderliche Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen
- Lohnzusatz- und Versorgungsleistungen
- Etc.

Kapitalkosten

- Kalk. Abschreibung
- Kalk. Eigenkapitalverzinsung
- Kalk. Gewerbesteuer
- Fremdkapitalzinsen

Vorgabe von BNetzA:

- Effizienzwert
- Genereller sektoraler Produktivitätsfaktor

Glättende Faktoren des statistischen Bundesamtes

Kostenglättende Faktoren (VPI-Index)

Municipal energy infrastructure investment analysis under regulation – MERLIN

Berechnung der Erlösobergrenze 1.

- Entwicklung der Netzkosten bis 2050

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

Ableitung der Netzentgelte 2.

- Entwicklung der Nachfrage

$$\text{Netzentgelte}_t \left[\frac{\text{€ct}}{\text{kWh}} \right] = \frac{\text{Erlösobergrenze}_t}{\text{Gasnachfrage}_t}$$

Investitionsoptionen 3.

- Weiterbetrieb des Gasverteilnetzes (Business-as-usual)
- Rückbau des Gasverteilnetzes

$$NPV = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{R_t - E_t}{(1+i)^t}$$

I_0	Investment
R_t	Revenue
E_t	Expenses
i	interest rate
n	lifespan
$t = 0 \dots n$	time period

Modelloutput

- Entwicklung der Erlösobergrenze
- Netzentgelte basierend auf Erlösobergrenze und Nachfrageentwicklung
- Bewertung der Investitionsoptionen für Weiterbetrieb des Gasnetzes und Rückbau des Gasnetzes

- Modell-exogene Daten
- Modell-endogene Berechnungen

AGENDA



1. Motivation und Fragestellung



2. **Vorgehensweise**



1. Modell MERLIN



2. **Ermittlung der Erlösobergrenze und Modellvalidierung**



3. Annahmen und Szenarien



3. Ergebnisse



4. Zusammenfassung, Schlussfolgerung und kritische Würdigung




Erlösobergrenze vor Beginn der Regulierungsperiode

$$EO_t = \underbrace{KA_{dnb,t}}_{\text{Dauerhaft nicht beeinflussbarer Kostenanteil}} + \left(\underbrace{KA_{vnb,t}}_{\text{Vorübergehend nicht beeinflussbarer Kostenanteil}} + \underbrace{(1 - V_t)}_{\text{Verteilungsfaktor für Abbau der Ineffizienzen}} * \underbrace{KA_{b,t}}_{\text{Beeinflussbare Kosten (Ineffizienzen)}} + \underbrace{\frac{B_0}{T}}_{\text{Effizienzbonus = 0}} \right) * \underbrace{\left(\frac{VPI_t}{VPI_0} - PF_t \right)}_{\text{Anpassung an Inflation und sektoraler Produktivitätsfaktor}} + \underbrace{KKA_t}_{\text{Kapitalkostenaufschlag wird während Regulierungsperiode berücksichtigt (KKA_0 = 0)}} + \underbrace{Q_t}_{\text{Qualitätselement nur für Stromverteilnetze}} + \underbrace{(VK_t - VK_0)}_{\text{Volatile Kostenanteile während Regulierungsperiode}} + \underbrace{S_t}_{\text{Summe der Zu- und Abschläge des Regulierungskontos während Regulierungsperiode}}$$

$KA_{dnb,t}$	Dauerhaft nicht beeinflussbarer Kostenanteil basierend auf Jahresbericht und BNetzA Beschluss
V_t	Verteilungsfaktor für den Abbau von Ineffizienzen
$KA_{vnb,t}$	Vorübergehend nicht beeinflussbarer Kostenanteil
$KA_{b,t}$	Beeinflussbarer Kostenanteil (Ineffizienzen)
GK	Gesamtkosten; aus Jahresbericht und BNetzA Beschluss
$KKAb_t$	Kapitalkostenabzug des jeweiligen Jahres in der Regulierungsperiode ermittelt basierend auf Kostenanteilen aus BNetzA Beschluss
EW	Effizienzwert = 85,77%
$\frac{VPI_t}{VPI_0}$	Allgemeine Geldwertentwicklung
PF_t	Sektoraler Produktivitätsfaktor

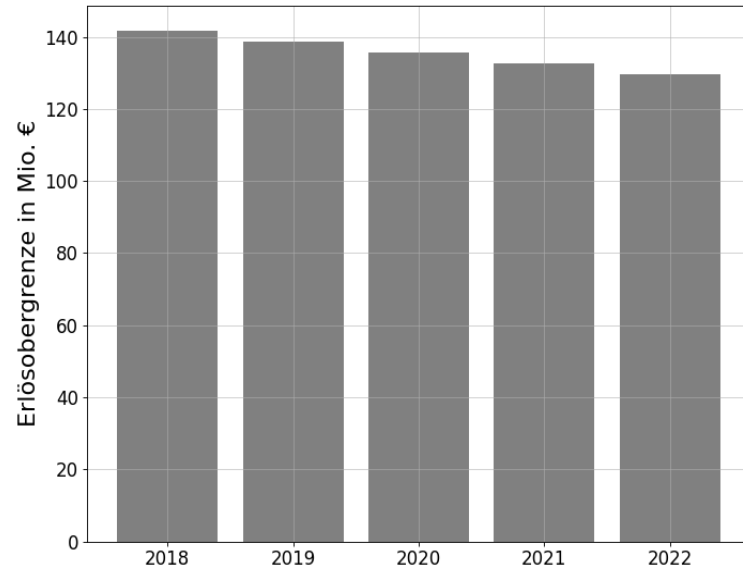
$$KA_{vnb,t} = (GK - KA_{dnb,0} - KKAb_t) * EW$$

$$KA_{b,t} = GK - KA_{dnb,0} - KKAb_t - KA_{vnb,t}$$

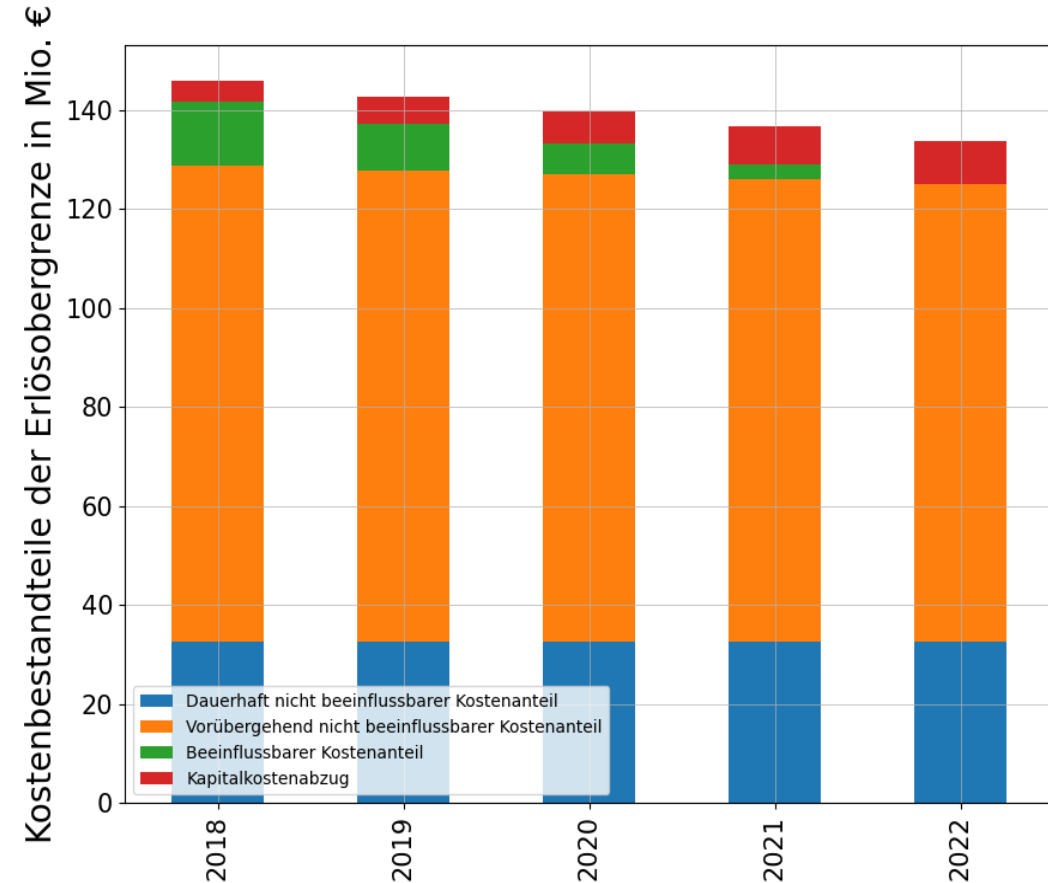
 Nicht relevant für Betrachtung



Validierung des Modells MERLIN



Jahre	EO festgelegt von der BNetzA in €	EO berechnet in €	Abweichung in %
2018	141.608.891	141.612.736	-0,003
2019	138.711.704	138.717.116	-0,004
2020	135.571.639	135.570.762	0,001
2021	132.611.048	132.616.318	-0,004
2022	129.756.484	129.760.307	-0,003



AGENDA



1. Motivation und Fragestellung



2. **Vorgehensweise**



1. Modell MERLIN



2. Ermittlung der Erlösobergrenze und Modellvalidierung



3. **Annahmen und Szenarien**



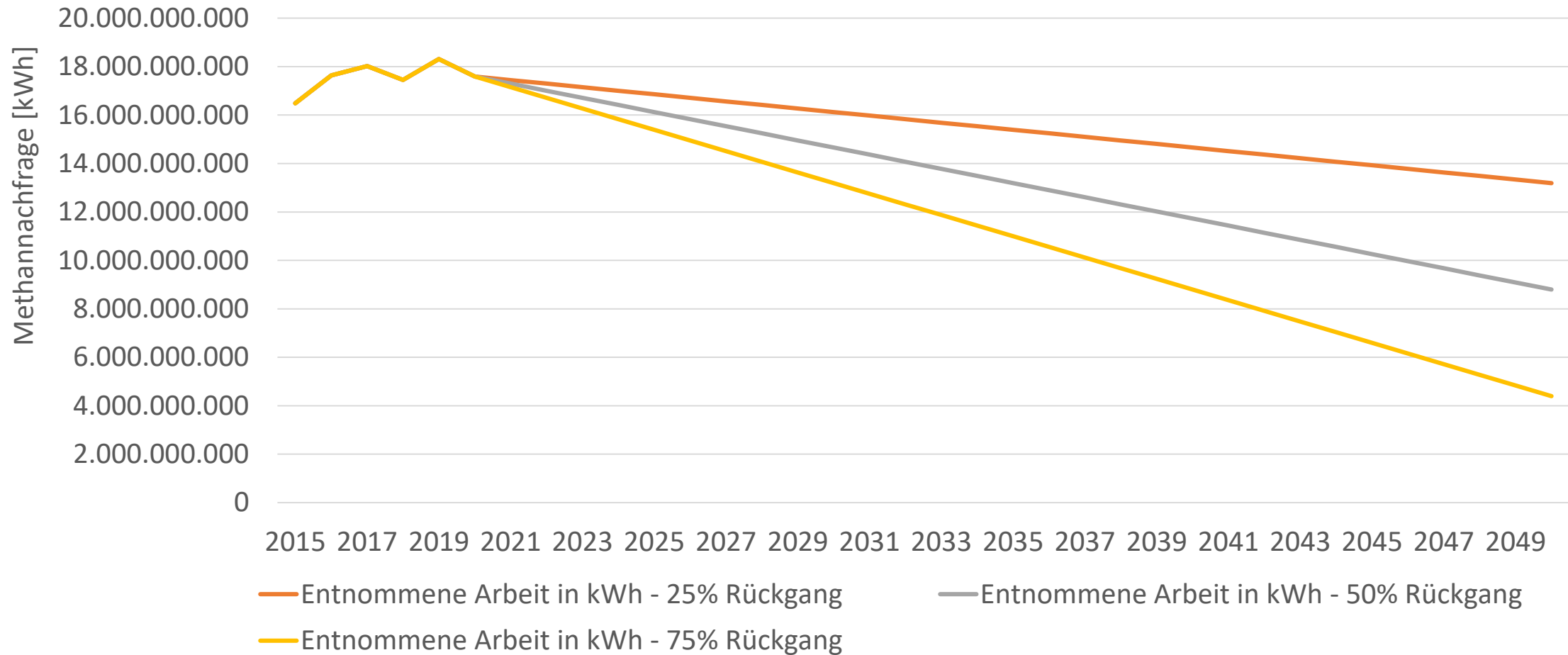
3. Ergebnisse



4. Zusammenfassung, Schlussfolgerung und kritische Würdigung

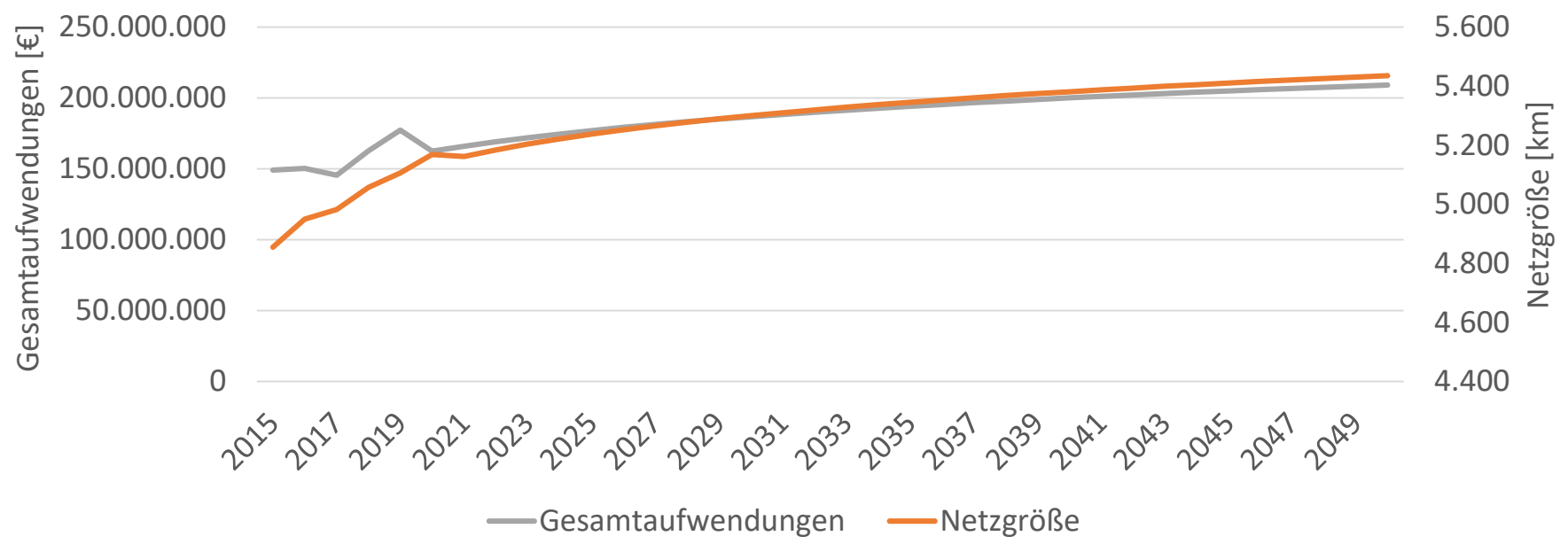


Nachfrageentwicklung





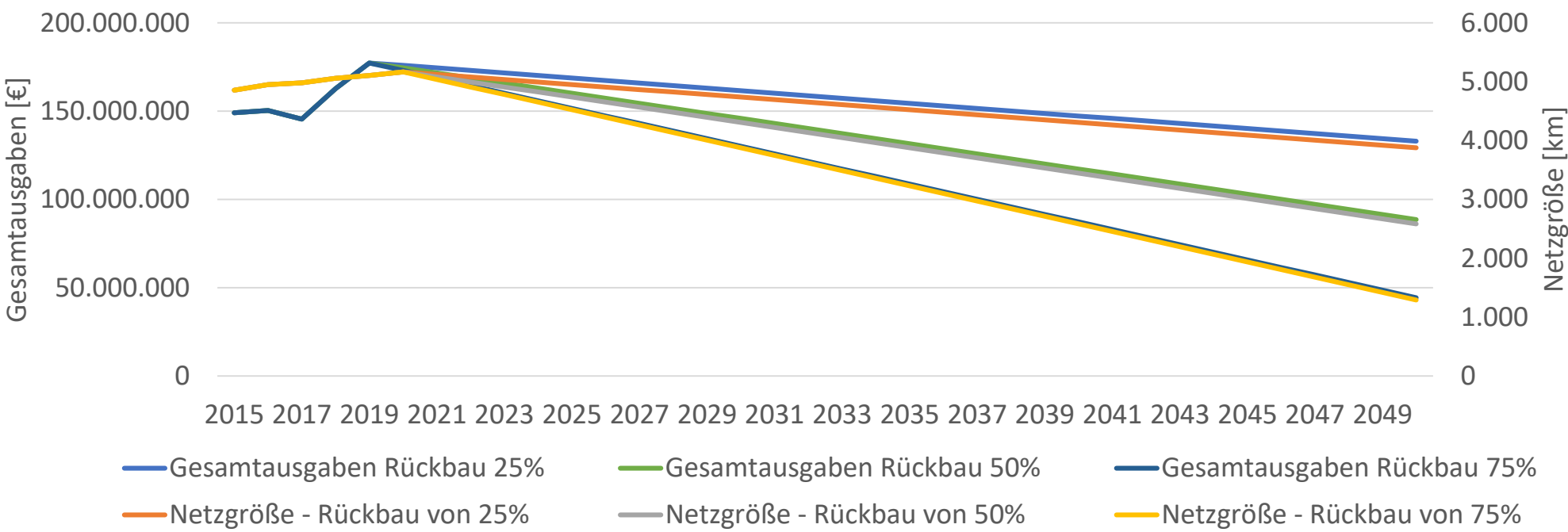
Business-as-usual Szenario



Jahr	Investitionen in €	Mittelwert in €
2015	11.200.000	18.380.000
2016	22.600.000	
2017	14.900.000	
2018	17.200.000	
2019	26.000.000	



Rückbauszenarien



Annahmen für Rückbau nach Frontier Economics [23]:

- Vollständiger Rückbau → 5%
- Verdämmung und Versiegelung → 30%
- Versiegelung → 65%

→ Durchsch. Investitionshöhe = 87.000 €/km

	Rückbau 25%	Rückbau 50%	Rückbau 75%
Netzurückbau in km/Jahr	43	86	129
Investitionen €/Jahr	3.746.800	7.493.600	11.240.400

AGENDA



1. Motivation und Fragestellung



2. Vorgehensweise



1. Modell MERLIN



2. Ermittlung der Erlösobergrenze und Modellvalidierung



3. Annahmen und Szenarien



3. Ergebnisse

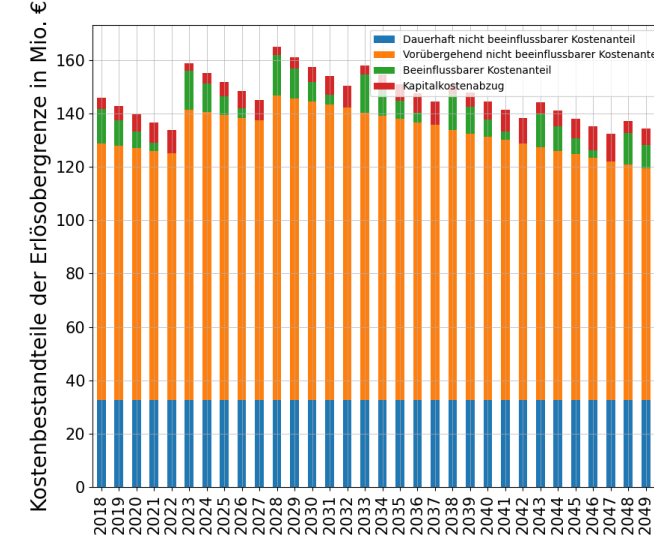
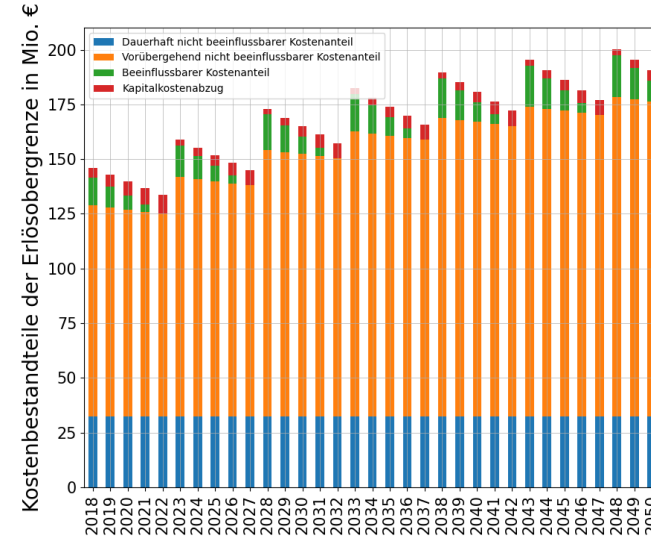


4. Zusammenfassung, Schlussfolgerung und kritische Würdigung



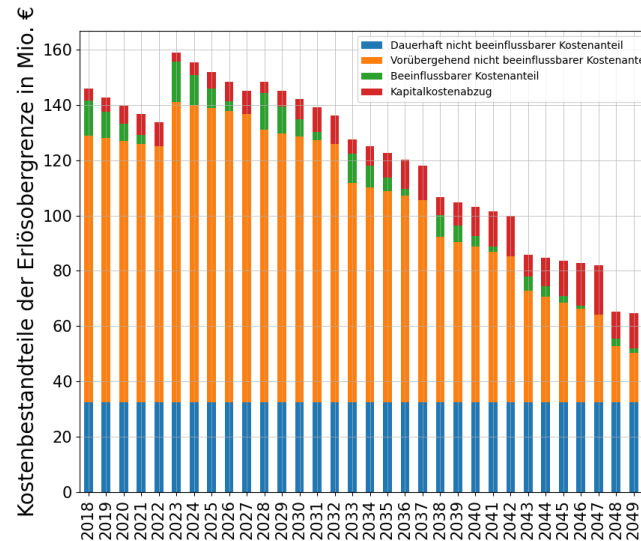
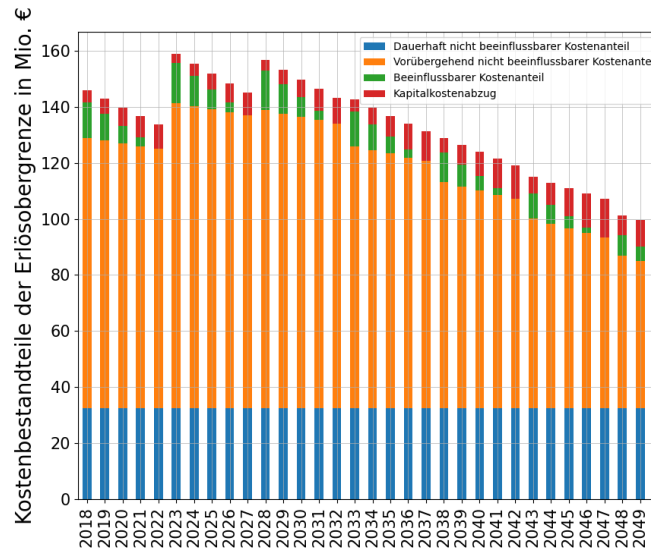
Erlösobergrenze – Ineffizienzen sinken in Rückbauszenarien

Business-as-usual
Szenario



25% Rückbau-
szenario

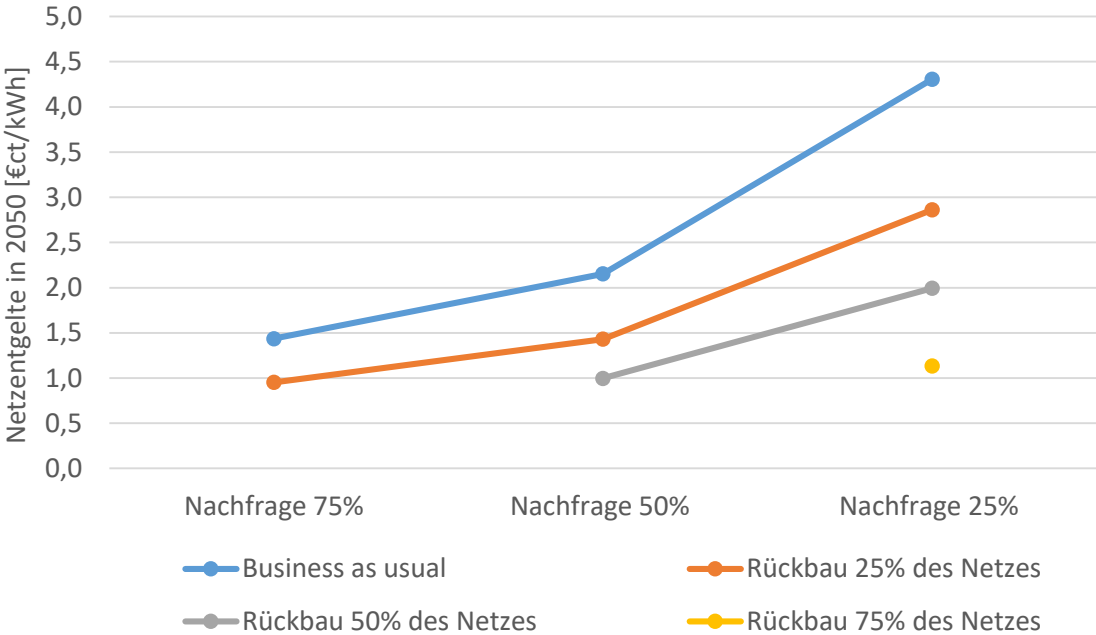
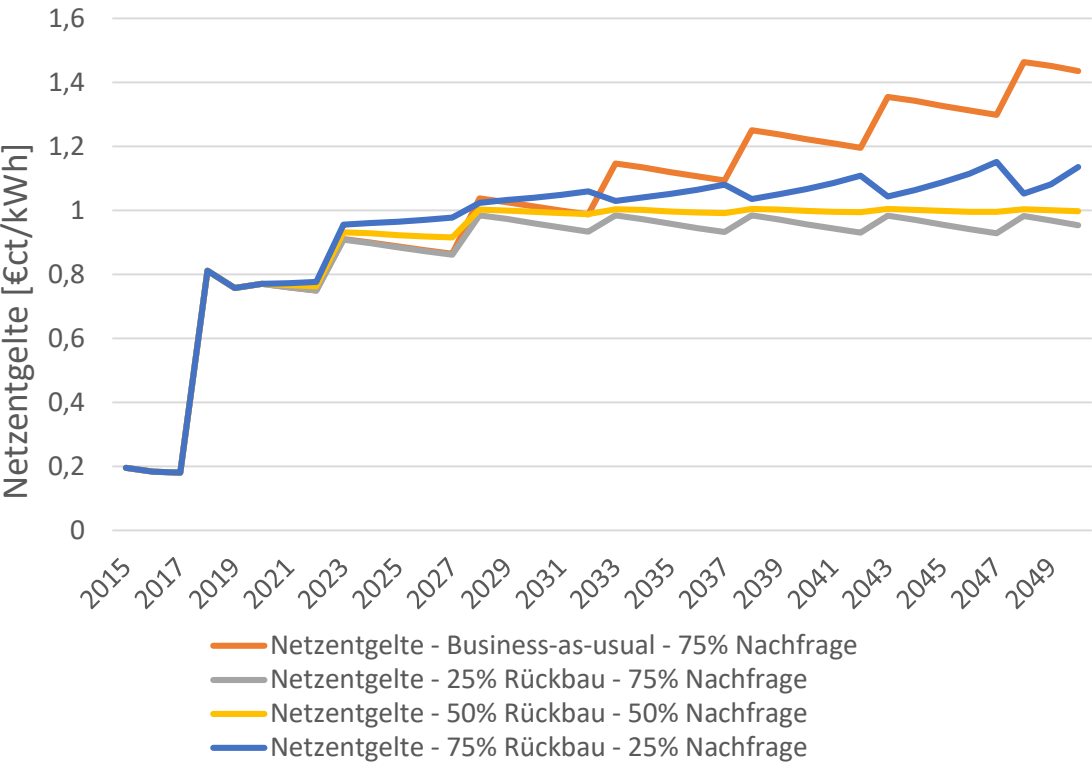
50% Rückbau-
szenario



75% Rückbau-
szenario



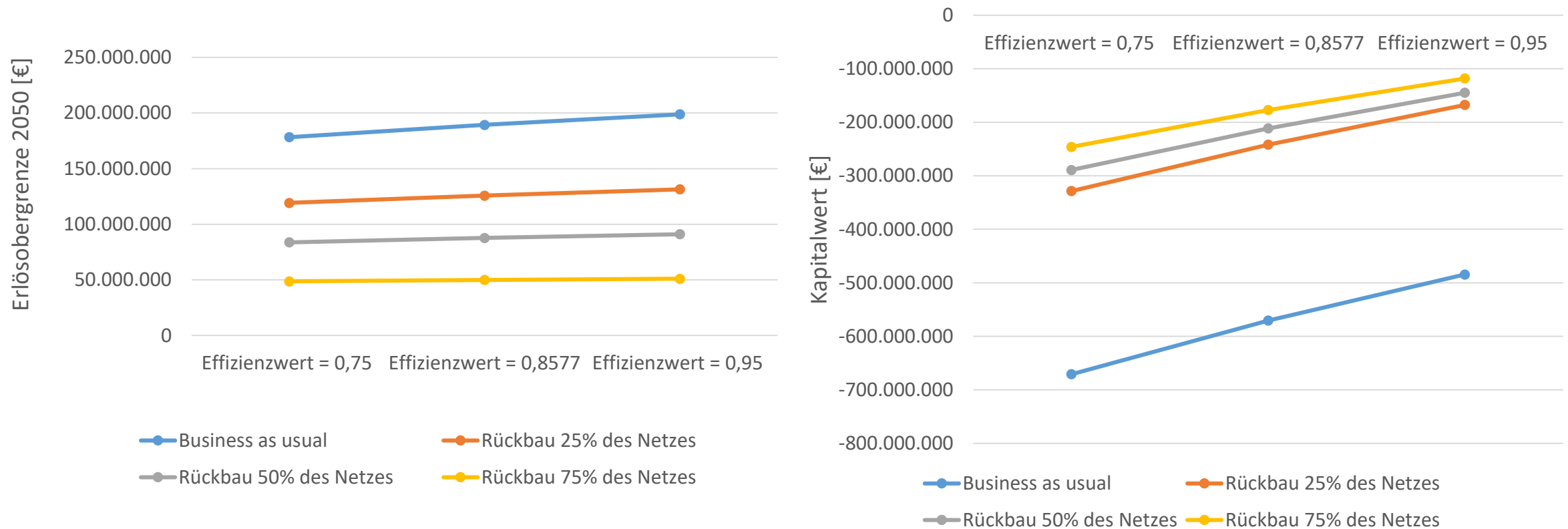
Netzentgelte – 25% Rückbau mit 75% Nachfrage erzielt niedrigste Netzentgelte



Netzentgelte in 2050 [€ct/kWh]	Nachfrage 75%	Nachfrage 50%	Nachfrage 25%
Business as usual	1,436	2,153	4,307
Rückbau 25 % des Netzes	0,954	1,430	2,861
Rückbau 50 % des Netzes	-	0,997	1,995
Rückbau 75 % des Netzes	-	-	1,136



Kapitalwert vs. Erlösobergrenze – Nur begrenzte Anreize für Netzurückbau durch regulatorischen Rahmen



AGENDA



1. Motivation und Fragestellung



2. Vorgehensweise



1. Modell MERLIN



2. Ermittlung der Erlösobergrenze und Modellvalidierung



3. Annahmen und Szenarien



3. Ergebnisse



4. Zusammenfassung, Schlussfolgerung und kritische Würdigung



Zusammenfassung und Schlussfolgerung

- **Rückbau des Gasverteilnetzes** führt zu einer **Effizienzverbesserung** auch bei gleichbleibendem Effizienzwert
- Sinkende Nachfrage führt zu steigenden Netzentgelte
 - **Geringste Netzentgelte** werden im **25% Rückbauszenario mit 75% Nachfrage** erzielt
 - **Verhältnis** zwischen Erlösobergrenze und Nachfrageentwicklung **nicht konstant**
- **Verbesserter Effizienzwert** führt zu **steigender Erlösobergrenze** und **geringeren Verlusten** bei der Investition
 - Auch bei Netzurückbau hat der **Effizienzwert** eine **positive Wirkung**
- Dennoch stehts **höchste Verluste** bei Investitionen in **Business-as-usual Szenario**, aber gleichzeitig **höchste Erlösobergrenze**
 - Aktueller regulatorische Rahmen ist nur begrenzt geeignet für die Herausforderungen im Gasverteilnetz im zukünftigen Energiesystem
- **Kein direkter Anreiz für Netzurückbau** durch aktuellen regulatorischen Rahmen
 - **Anpassung des regulatorischen Rahmens notwendig** z.B. Berücksichtigung der Nachfrageentwicklung



Kritische Würdigung

- Betrachtung basiert auf **vielen Annahmen und ausschließlich öffentlich zugänglichen Daten**
 - Keine Informationen über Baujahr oder Beschaffungskosten der Netzbestandteile des Gasnetzes
 - Keine Informationen zu kalkulatorischen Daten
- Historische Daten zeigen **keine direkte Korrelation der Netzgröße mit Netzkosten**
 - Dennoch vereinfachte Annahme einer linearen Korrelation
- **Ableitung der Investitionen** in Instandhaltung und Erneuerung, sowie Rückbau **lediglich durchschnittliche Werte**
 - In Zukunft detailliertere Netzbetrachtungen nötig
- **Starke Vereinfachung der Realität** mit der Annahme, dass 25% Nachfragerückgang zu 25% Netzurückbau führt
 - In Zukunft mittels detaillierter Netzbetrachtung und stochastischer Verteilung des Netznutzerrückgangs diesen Effekt berücksichtigen

Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit! Fragen?

Stella Oberle M. Sc.

Wissenschaftliche Mitarbeiterin

Integrierte Energieinfrastrukturen

Fraunhofer IEG

Fraunhofer-Einrichtung für Energieinfrastrukturen und Geothermie IEG

T: +49 721 6809248

E: stella.oberle@ieg.fraunhofer.de



Fördervermerk

Diese Veröffentlichung wurde vom deutschen Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) innerhalb des Projekts „TrafoKommunE – Transformationsprozess für die kommunale Energiewende – sektoreng gekoppelte Imfrastrukturen und Strategien zur Einbindung von lokalen Akteuren“ (FKZ 03EN3008A) gefördert.

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

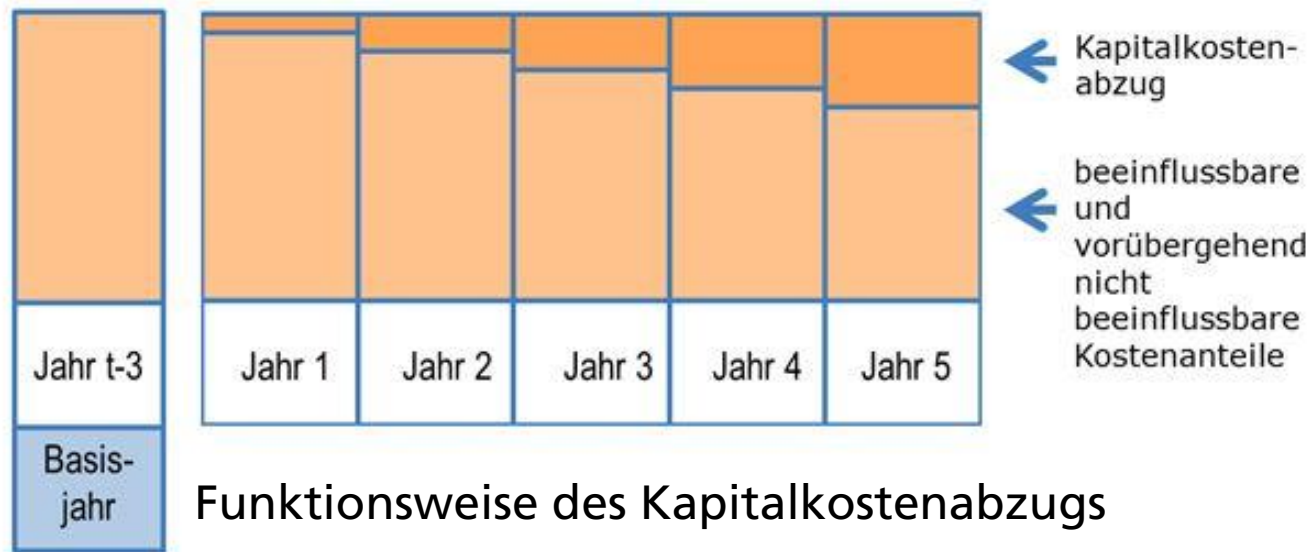
Literatur

- [1] Vecteezy: Gruppe Menschen Symbol. URL: <https://de.vecteezy.com/vektorkunst/645846-gruppe-menschen-symbol>. Überprüfungsdatum 2020-09-21
- [2] IMGBIN: Regulation Regulatory Agency. URL: <https://imgbin.com/png/XVaydaXC/regulation-regulatory-agency-computer-icons-government-agency-law-png>. Überprüfungsdatum 2020-09-21
- [3] BCG ; PROGNOSE; Philipp Gerbert, Patrick Herhold, Jens Burchardt, Stefan Schönberger, Florian Rechenmacher, Almut Kirchner, Andreas Kemmler, Marco Wunsch (Mitarb.): *Klimapfade für Deutschland*. 2018
- [4] DENA; Thomas Bründlinger, Julian Elizalde König, Oliver Frank, Dietmar Gründig, Christoph Jugel, Patrizia Kraft, Oliver Krieger, Stefan Mischinger, Dr. Philipp Prein, Hannes Seidl, Stefan Siegemund, Christian Stolte, Mario Teichmann, Jakob Willke, Mareike Wolke (Mitarb.): *dena-Leitstudie Integrierte Energiewende : Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050*. Ergebnisbericht und Handlungsempfehlungen. Berlin, 2018
- [5] FRAUNHOFER ISI ; CONSENTec ; IFEU ; TU BERLIN: *Langfristszenarien 3 : Wissenschaftliche Analysen zur Dekarbonisierung Deutschlands*. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Noch unveröffentlicht. URL <https://langfristszenarien.de/enertile-explorer-de/index.php> – Überprüfungsdatum 2021-07-19
- [6] Publicdomainvectors.org: Vektor-Bild Monopol Zeichen für ein Haus. URL: <https://publicdomainvectors.org/de/kostenlose-vektografiken/Vektor-Bild-Monopol-Zeichen-f%C3%BCr-ein-Haus/20184.html>. Überprüfungsdatum 2020-09-21
- [8] BNETZA: *Anreizregulierung von Strom- und Gasnetzbetreibern*. URL https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Anreizregulierung/start.html?sessionId=F05839A752533AB9EEF3A7459672F1A5. – Aktualisierungsdatum: 2021 – Überprüfungsdatum 2021-08-10
- [9] KIRCHBERG, Thomas: *Anreizregulierung im deutschen Strom- und Gassektor : Auswirkungen auf die Rentabilität von Netzinvestitionen*. Hamburg : Igel Verl. RWS, 2014
- [10] BUNDESMINISTERIUM DER JUSTIZ UND FÜR VERBRAUCHERSCHUTZ (BMJV); BUNDESAMT FÜR JUSTIZ (BfJ): *Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze* (idF v. Anreizregulierungsverordnung vom 29. 10. 2007 (BGBl. I S. 2529), zuletzt geändert Art. 3 V v. 23. 12. 2019 I 2935) (2019-12-23). URL https://www.gesetze-im-internet.de/aregv/inhalts_bersicht.html – Überprüfungsdatum 2021-05-28
- [11] NETZE BW GMBH: *Jahresabschluss zum Geschäftsjahr vom 01.01.2015 bis zum 31.12.2015 und Tätigkeitsabschluss*. Stuttgart, 2016
- [12] NETZE BW: *Strukturdaten : § 27 Abs. 2 Nr. 1 bis 5 GasNEV*. URL <https://assets.ctfassets.net/xytfb1vrn7of/zTAT4SepsyOYgacYewU6M/2492f362c5e7a187caa374114da0a203/strukturdaten-Gas-2015.pdf> – Überprüfungsdatum 2021-08-11
- [13] NETZE BW: *Strukturdaten : § 27 Abs. 2 Nr. 1 bis 5 GasNEV*. URL <https://assets.ctfassets.net/xytfb1vrn7of/1x9wScvCJyiuO8sceKi8u8/79799666f2f28a90b57dd390d70cb441/strukturdaten-gas-2016.pdf> – Überprüfungsdatum 2021-08-11
- [14] NETZE BW: *Strukturdaten : § 27 Abs. 2 Nr. 1 bis 5 GasNEV*. URL https://assets.ctfassets.net/xytfb1vrn7of/25TeU8j7LW2kMQllyMcwOQ/0f0bfaccb462b9fc6f31eb8fc6561f5c/Strukturdaten_Gas.pdf – Überprüfungsdatum 2021-08-11
- [15] NETZE BW: *Strukturdaten : § 27 Abs. 2 Nr. 1 bis 5 GasNEV*. URL https://assets.ctfassets.net/xytfb1vrn7of/4etWNSZaNYSnRnBWGX221O/b66624a41deca6c3f1146d038bc5cba3/IV_Netze-BW_2018_Strukturdaten_Gas_20190327__2_.pdf – Überprüfungsdatum 2021-08-11
- [16] NETZE BW: *Strukturdaten : § 27 Abs. 2 Nr. 1 bis 5 GasNEV*. URL https://assets.ctfassets.net/xytfb1vrn7of/6cMJ9w1aP9HMA8kW4j8v2J/44fb04b1799744b4fccb79f9b0355c01/Strukturdaten_Gas_2019.pdf – Überprüfungsdatum 2021-08-11
- [17] NETZE BW: *Strukturdaten : § 27 Abs. 2 Nr. 1 bis 5 GasNEV*. URL https://assets.ctfassets.net/xytfb1vrn7of/1mEGj1arKcOkMyqcSI8EG/cecd94d966fdeaaac4f8f24407bdbae5/IV_Netze-BW_2020_Strukturdaten_Gas_20210521.pdf – Überprüfungsdatum 2021-08-11
- [18] NETZE BW GMBH: *Jahresabschluss zum Geschäftsjahr vom 01.01.2016 bis zum 31.12.2016 und Tätigkeitsabschluss*. Stuttgart, 2017
- [19] NETZE BW GMBH: *Jahresabschluss zum Geschäftsjahr vom 01.01.2017 bis zum 31.12.2017 und Tätigkeitsabschluss*. Stuttgart, 2018
- [20] NETZE BW GMBH: *Jahresabschluss zum Geschäftsjahr vom 01.01.2018 bis zum 31.12.2018 und Tätigkeitsabschluss*. Stuttgart, 2019
- [21] NETZE BW GMBH: *Jahresabschluss zum Geschäftsjahr vom 01.01.2019 bis zum 31.12.2019 und Tätigkeitsabschluss*. Stuttgart, 2020
- [22] BNETZA BESCHLUSSKAMMER 9: *Beschluss : In dem Verwaltungsverfahren nach § 29 Abs.1 EnWG i.V.m. §32 Abs. 1 Nr. 1, 5 und 11 und § 4 Abs. 2 ARegV*. Aktenzeichen: BK9-16/8185. Bonn, 2019
- [23] FRONTIER ECONOMICS ; IAEW ; FOURMANAGEMENT ; EMCEL; David Bothe, Matthias Janssen, Tim Bongers, Martin Ahlert, Marcel Corneille, Sander van der Poel, Theresa Eich, Jan Kellermann, Lara Lück, Hao Chan, Carlos Andrés Quintero Borrás, Johannes Kuhn (Mitarb.): *Der Wert der Gasinfrastruktur für die Energiewende in Deutschland : Eine modellbasierte Analyse*. 2017
- [24] WACHSMUTH, J. ; MICHAELIS, J. ; NEUMANN, F. ; WIETSCHEL, M. ; DUSCHA, V. ; DEGÜNTHER, C. ; KÖPPEL, W.: ZUBAIR, A.: Roadmap Gas für die Energiewende – Nachhaltiger Klimabeitrag des Gassektors : (engl.: Gas Roadmap for the energy transition - sustainable climate contribution of the gas sector). Deassau-Roßlau, 2019
- [25] BNETZA: Bundesnetzagentur veröffentlicht Entwürfe für zukünftige Eigenkapitalverzinsung für Strom- und Gasnetze. Bonn, 17.07.2021. URL https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2021/20210714_EKZins.html – Überprüfungsdatum 2021-08-31
- [26] BNETZA ; BUNDESKARTELLAMT: Monitoringbericht 2020 : Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB Stand: 01. März 2021. Bericht. Bonn, 2021

Backup



Kapitalkostenabzug



Ohne detaillierte
Netzdaten kein
Kapitalkostenabzug

$$KK_t = AB_t + EKZ_t + GewSt_t + FKZ_t$$

$$KKAb_t = KK_0 - KK_t$$

KK_t	Kapitalkosten
$KKAb_t$	Kapitalkostenabzug
AB_t	Kalkulatorische Abschreibung
EKZ_t	Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung
$GewSt_t$	Kalkulatorische Gewerbesteuer
FKZ_t	Fremdkapitalzinsen



Daten der aktuellen Regulierungsperiode für die Netze BW

2.3 Ermittlung der vorübergehend nicht beeinflussbaren und der beeinflussbaren Kostenanteile		Ausgangsniveau Basisjahr 2015, t	1. Jahr 2018, t	2. Jahr 2019, t	3. Jahr 2020, t	4. Jahr 2021, t	5. Jahr 2022, t
Gesamtkosten	KA_{ges}	149.096.375					
Dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile	KA_{dnb}	32.472.932					
Kapitalkostenabzug	$KKAb_t$						
Vorübergehend nicht beeinflussbarer Kostenanteil [€]	$KA_{vnb,t} = (KA_{ges} - KA_{dnb} - KKAb_t) \cdot EW_t$	100.032.206	96.370.644	95.413.808	94.489.534	93.504.892	92.628.178
Beeinflussbarer Kostenanteil [€]	$KA_{b,t} = (KA_{ges} - KA_{dnb} - KKAb_t - KA_{vnb,t})$		15.983.934	15.825.234	15.671.935	15.508.623	15.363.212
Nicht abgebauter beeinflussbarer Kostenanteil	$(1 - V_t) \times KA_{b,t}$		12.787.147	9.495.140	6.268.774	3.101.725	0
Effizienzbonus	B_0	0	0	0	0	0	0
verteilter Effizienzbonus	B_0 / T		0	0	0	0	0
III.a Jährliche vorübergehend nicht beeinflussbarer zzgl. nicht abgebauten beeinflussbaren Kostenanteil	$KA_{vnb,t} + (1 - V_t) \times KA_{b,t} + B_0 / T$		109.157.790	104.908.948	100.758.308	96.606.616	92.628.178
2.4 Verbraucherpreisgesamtindex (VPI) und Produktivitätsfaktor (PF)		VPI ₂₀₁₅ (= VPI ₀)	VPI ₂₀₁₈	VPI ₂₀₁₉	VPI ₂₀₂₀	VPI ₂₀₂₁	VPI ₂₀₂₂
Verbraucherpreisgesamtindex nach § 8 ARegV	VPI	100,00	100,47	102,25	103,80	105,63	107,50
Steigerung des Verbraucherpreisgesamtindex bezogen auf Basisjahr VPI _t / VPI ₀			1,0047	1,0225	1,0380	1,0563	1,0750
kumulierter genereller sektoraler Produktivitätsfaktor nach § 9 ARegV	PF _t	0,0049	0,0049	0,0098	0,0148	0,0197	0,0247
Verbraucherpreisgesamtindex ./ Produktivitätsfortschritt	$(VPI_t / VPI_0) - PF_t$		0,9998	1,0127	1,0232	1,0366	1,0503
III.a Jährliche Kostenanteile mit VPI und PF	$III.a \times (VPI_t / VPI_0 - PF_t)$		109.135.959	106.238.773	103.098.707	100.138.116	97.283.552
2.5 Kapitalkostenaufschlag (KKA)							
IV. Kapitalkostenaufschlag nach § 10a ARegV	KKA _t		0	0	0	0	0
2.6 Qualitätselement (Q)							
V. Zu- und Abschläge auf die EOG nach § 19 ARegV	Q _t		0	0	0	0	0
2.7 Zwischenergebnis Erlösobergrenze nach Regulierungsformel (EO _t)							
	$EO_t = I. + III. + IV. + V. + II.$		141.608.891	138.711.704	135.571.639	132.611.048	129.756.484
2.8 Sondersachverhalte							
Sachverhalte die nicht von der Regulierungsformel erfasst werden			0	0	0	0	0
3 Kalenderjährliche Erlösobergrenze	EO _t		141.608.891	138.711.704	135.571.639	132.611.048	129.756.484

KKAb = ?



Kapitalkostenabzug der Netze BW

$$KA_{vnb,t} = (GK - KA_{dnb,0} - KKAb_t) * EW$$

$$KA_{b,t} = GK - KA_{dnb,0} - KKAb_t - KA_{vnb,t}$$

Jahre	GK [Tsd.€]	KA _{dnb} [Tsd.€]	KA _{vnb} [Tsd.€]	KA _b [Tsd.€]	KKAb1 nach der Formel für KA _b [Tsd.€]	EW	KKAb2 nach der Formel für KA _{vnb} [Tsd.€]	Abweichung zwischen KKAb1 und KKAb2 [%]
2018	149.096	32.473	96.371	15.984	4.269	0,8577	4.264	0,11
2019	149.096	32.473	95.414	15.825	5.384	0,8577	5.380	0,09
2020	149.096	32.473	94.490	15.672	6.462	0,8577	6.457	0,07
2021	149.096	32.473	93.505	15.509	7.610	0,8577	7.605	0,06
2022	149.096	32.473	92.628	15.363	8.632	0,8577	8.627	0,05