



Grenzkostenbasierte Netzentgelte

*Langfristige Grenzkosten als Grundlage einer neuen
Netzentgeltsystematik*

Grundlagen einer gemeinwohlorientierten Netzentgeltsystematik

Zielkonflikte & Priorisierung

Umsetzbarkeit

Kostenreflexivität

- Vielfältige Anforderungen an Netzentgeltsystematik, z.T. gegenläufig

Ökonomische Effizienz
(Wohlfahrtsmaximierung)

wirtschafts-/ sozial-/
klimapolitische Ziele

Transparenz

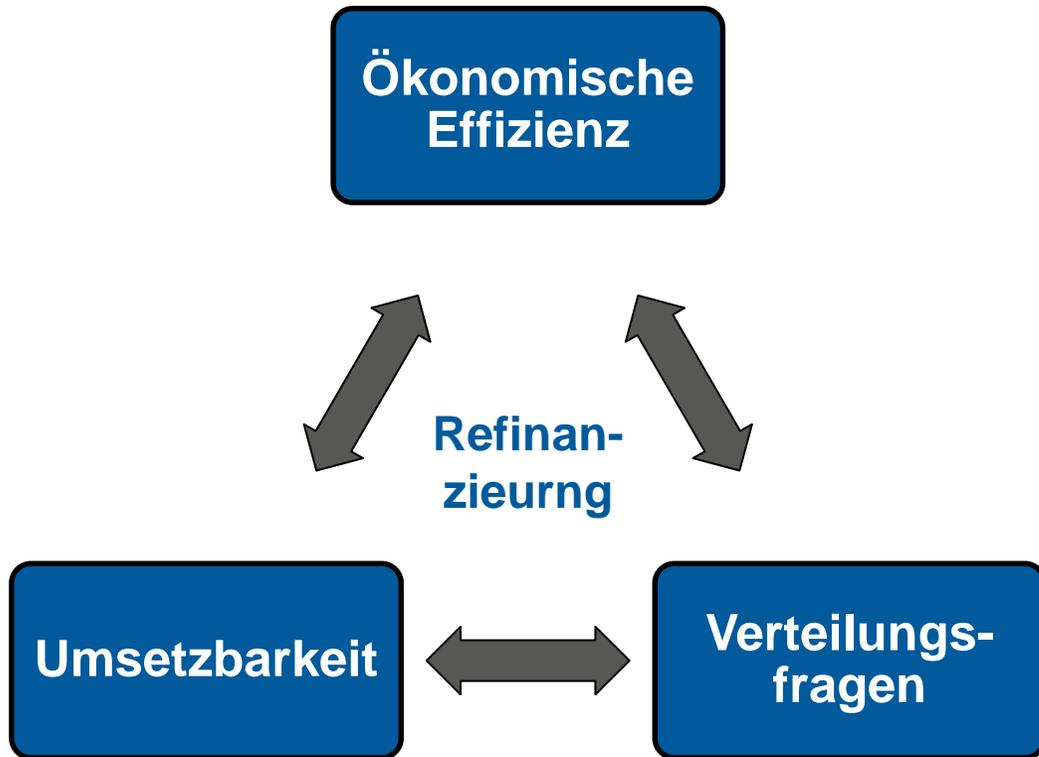
Suffizienz
(Angemessene Einnahmen)

Verständlichkeit

**Diskriminierungs-
freiheit**

Grundlagen einer gemeinwohlorientierten Netzentgeltsystematik

Zielkonflikte & Priorisierung

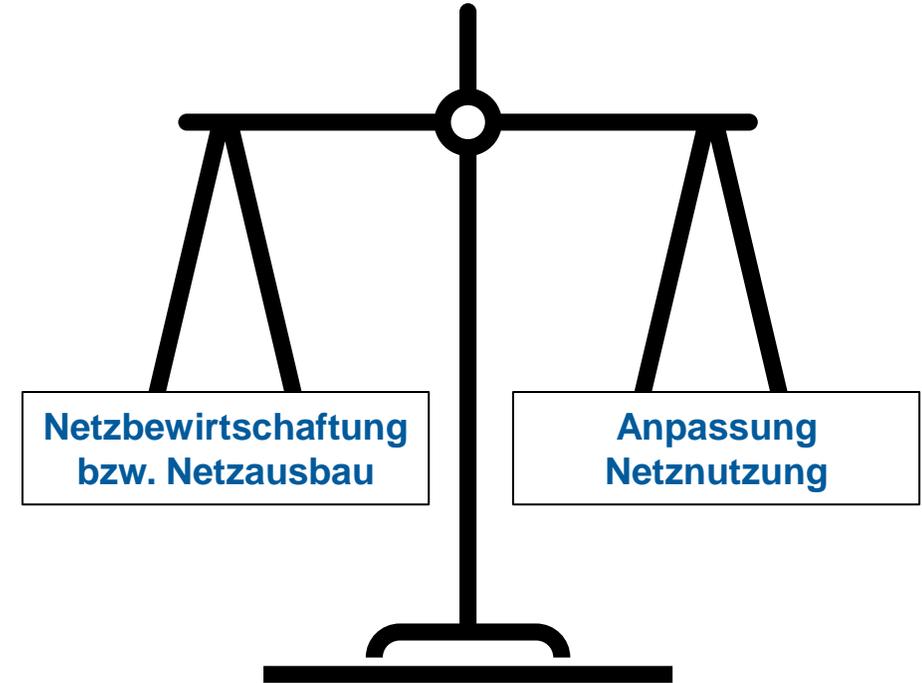


- Vielfältige Anforderungen an Netzentgeltsystematik, z.T. gegenläufig
- Hierarchie bei Zielen notwendig → Vorgabe Regulator
- Aktuelle Diskussion:
 - Hoher Stellenwert Verteilungsfragen
 - Umsetzbarkeit häufig als pauschales Blockadeargument
 - Kleinteilige Anpassung bestehender Systematik vs. Grundlegender Systemwechsel
- Fokus auf ökonomische Effizienz notwendig

Ökonomische Grundlagen der Bepreisung von Netzinfrastruktur

Grenzkostenbasierte Netzentgelte als ‚first-best‘

- Prinzip der Kostenreflexivität:
 - Netznutzenden müssen die Kosten signalisiert werden, die sie mit ihrer Netznutzung vor Ort zu einem bestimmten Zeitpunkt verursachen.
- First-best: Bepreisung der Netzinfrastruktur über Grenzkosten^{1,2}
 - Kurzfristige Grenzkosten: Netzbewirtschaftung inkl. Engpassmanagement
 - Langfristige Grenzkosten: Netzausbau
- Fundierter ökonomischer Ansatz zur Bestimmung des Preisniveaus
 - Bepreisung netzdienliches Verhalten
 - zeitlich (und regional) differenzierter AP (oder LP)
- Ergebnis: Gleichgewicht aus Netzausbau bzw. Netzbewirtschaftung und Netznutzungsanpassung

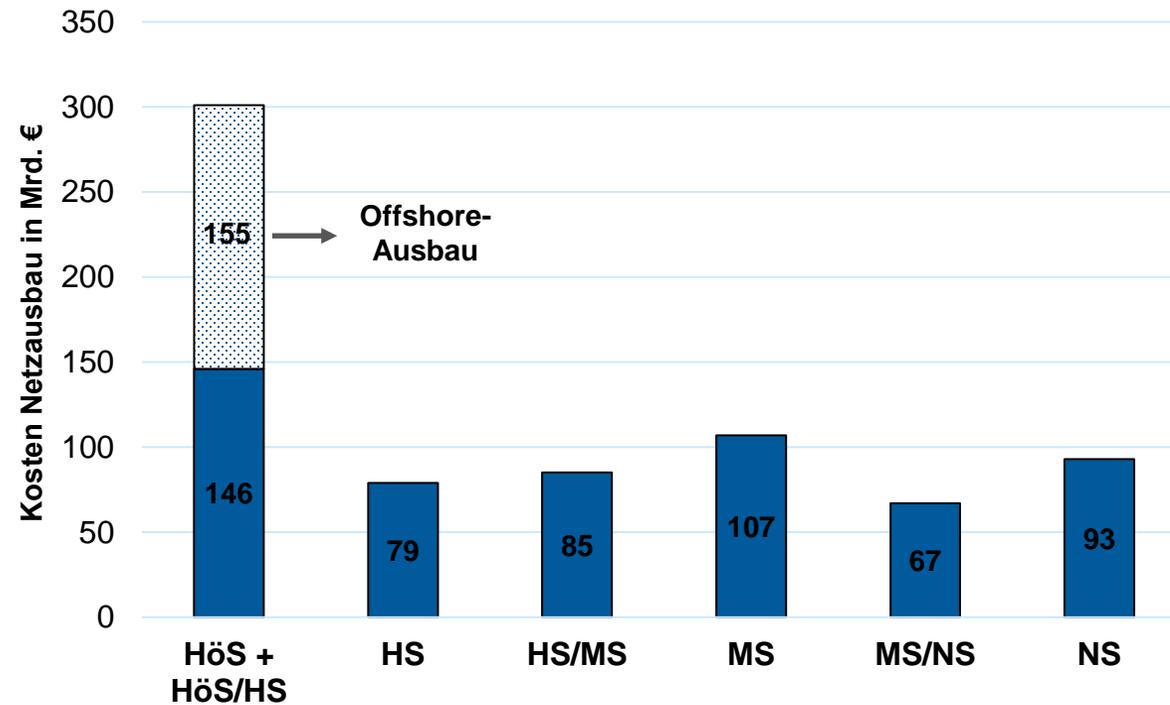


¹Meyer (2021). Die Netzentgeltsystematik Strom – Eine rechtlich ökonomische Analyse.

²Dwenter u. Heimeshoff (2010). Regulierung, in: Apolte et al. (2007): Kompendium der Wirtschaftstheorie und -politik III.

Ökonomische Grundlagen der Bepreisung von Netzinfrastruktur

Langfristige vs. Kurzfristige Grenzkosten



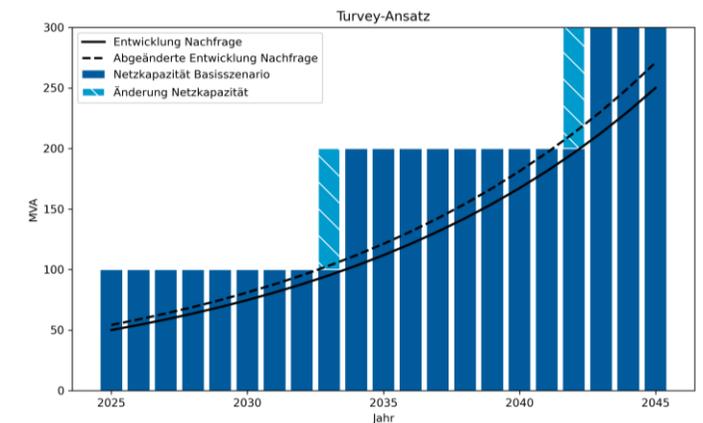
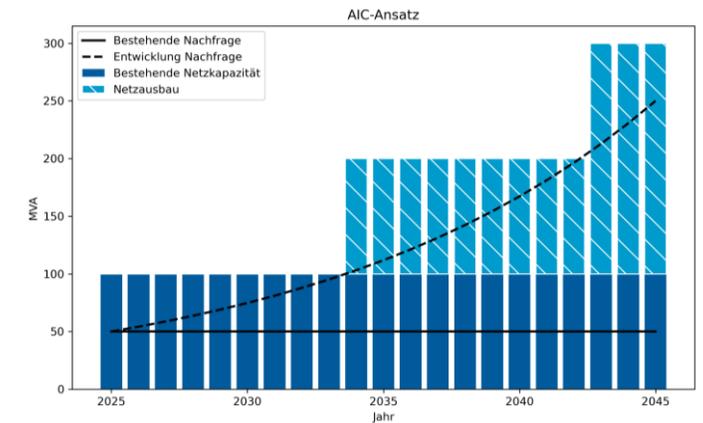
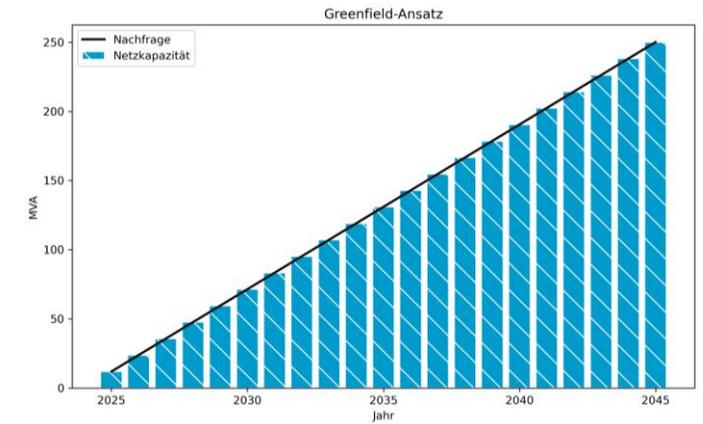
Adressierung der Ausbauskosten mit hohem Potential für Wohlfahrtsmaximierung

Kurzfristige Grenzkosten können Ausbauskosten nicht angemessen reflektieren

Berechnungsmethoden

Das Konzept der langfristigen Grenzkosten (LRMC)

- **Langfristige Grenzkosten von Netzkapazitäten** reflektieren die Kosten des Transports einer zusätzlichen Einheit elektrischer Energie unter der Annahme einer veränderbaren Netzkapazität z.B. durch Netzausbau.
- **Ökonomisches Konzept, kein physikalisches Gesetz**
→ mehrere Berechnungsansätze
- Ansätze unterscheiden sich nach Komplexität und Signalwirkung
 - **Greenfield-Ansatz**
 - Grundlage: Pauschales Referenzsystem für Bau neuer Netzinfrastruktur
 - Einfache, grobe LRMC-Annäherung
 - **„Average Incremental Cost (AIC)“-Ansatz**
 - Grundlage: Kosten für Zubau gemittelt über Nachfrage-/Erzeugungswachstum
 - Solide LRMC-Annäherung
 - **Turvey-Ansatz**
 - Grundlage: Änderung des Zeitpunktes des Netzausbau-Investments durch Änderung Nachfrage/Erzeugung
 - Präzise LRMC-Annäherung



Berechnungsmethoden

Ansätze zur Differenzierung der Grundgebühren

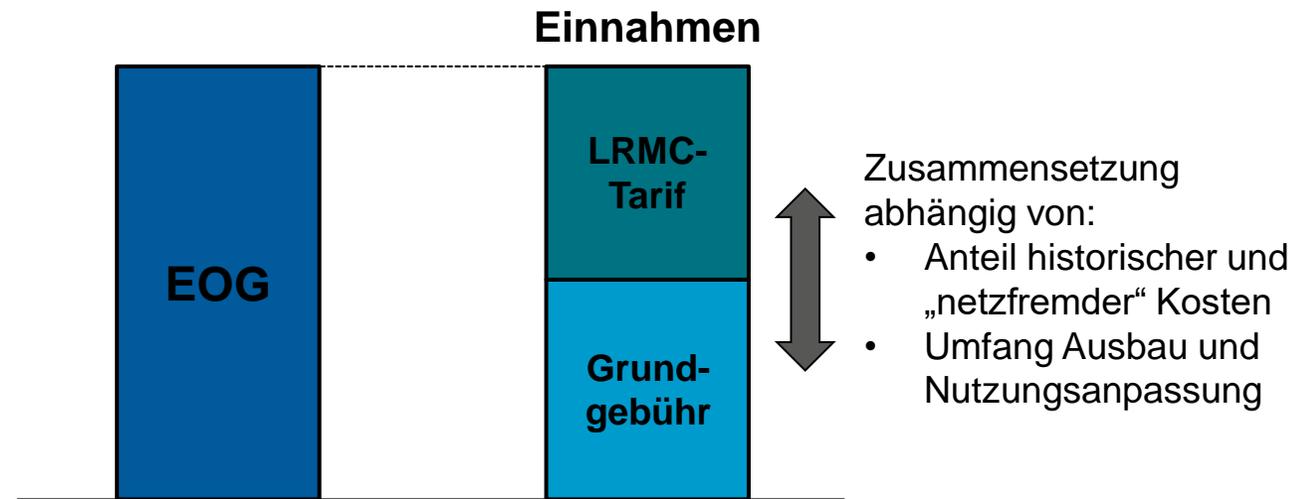
- Grenzkostenbasierte NNE allein können die Erlösanforderungen nicht zielgenau abdecken → Restkosten

- Ergänzung um zusätzliche Entgeltkomponente

- Refinanzierung sicherstellen
- Möglichst geringe Verzerrung des LRMC-Signals

- Lösung: fixer, monatlicher / jährliche Grundgebühr

- Unabhängig von direkten Strombezug
- Differenzierung nach Nutzergruppen
 - Fokus ökonomische Effizienz → Ramsey Pricing
 - Sozio-ökonomisch ausgewogenere Lastenteilung → Kategorisierung über Netzanschlusskapazität + Sozialaspekte



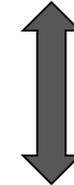
- Bei Möglichkeit zur eindeutigen Zuordnung von Kostentreiber können ergänzende Tarifkomponenten entworfen werden, die Restkostenanteil reduzieren (z.B. zeitunabhängiger Arbeitspreis für Netzverluste)

Berechnungsmethoden

LRMC-Ansatz als roter Faden für eine neue Netzentgeltsystematik

- Regionale und zeitliche Granularität der Signale:
 - Aggregation in Abhängigkeit von Mess-/Kommunikationsinfrastruktur
 - Differenzierung zwischen Netzebenen möglich
- Symmetrischer Ansatz → Bepreisung von Erzeugung möglich
- Vergütung möglich: Netznutzung spart Netzausbau ein
 - Szenario 1: Einspeisung in lastgeprägten Netz(-abschnitten)
 - Szenario 2: Bezug in erzeugungsgeprägten Netz(-abschnitten)
- Kostenreflexive Einbindung von Speichern und Prosumern möglich
- Netzebenenübergreifende Koordination durch Überlagerung von LRMC-Signalen (+ Wälzung von Restkosten) möglich
- Subventionierungen der Netzkosten über Restkosten zielgerichtet und mit geringen Auswirkungen auf LRMC-Signal möglich

Aktuell: Isolierte Problemdefinition und Lösungsvorschläge

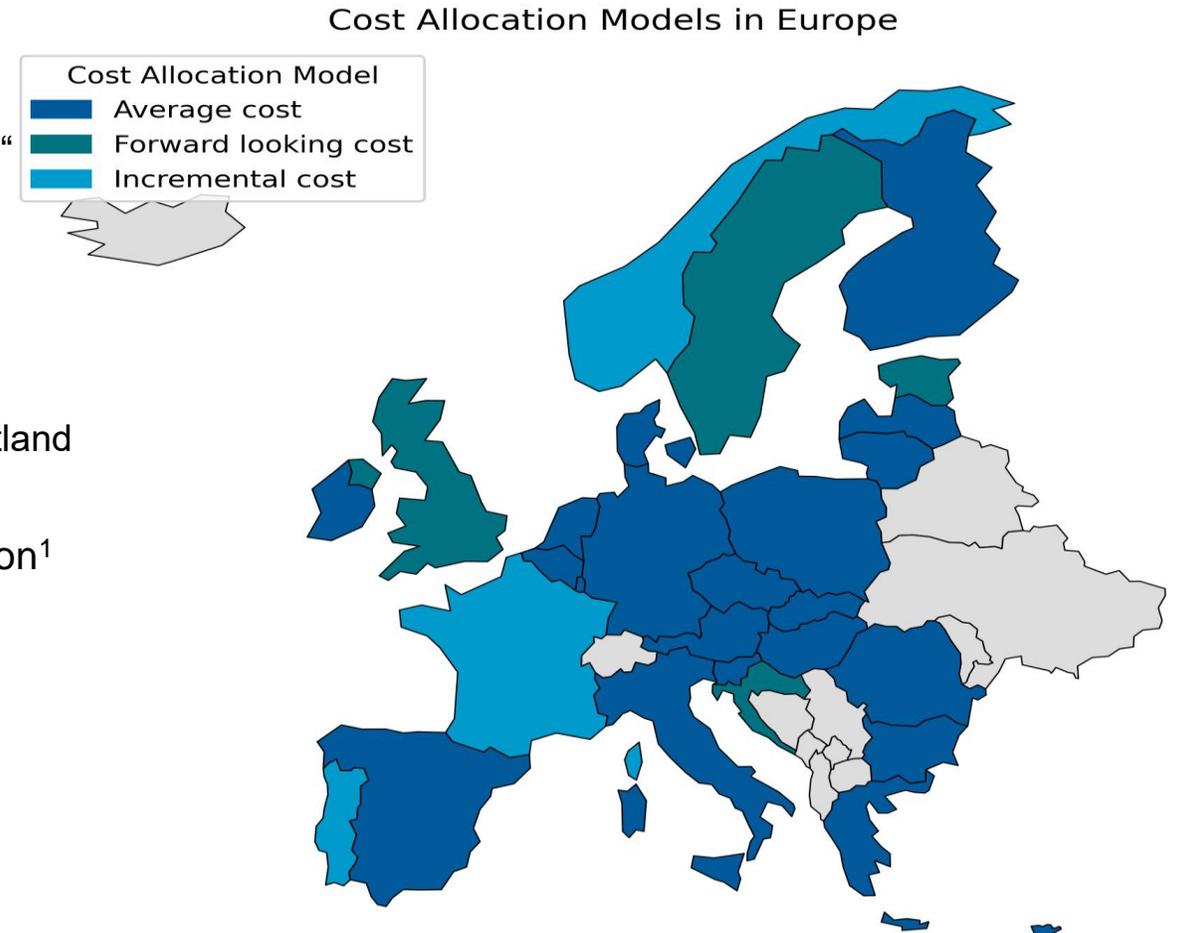


LRMC-Ansatz als flexibles Instrument zur ganzheitlichen Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik

Internationale Anwendungsbeispiele

Überblick

- LRMK-Konzepte nach ACER:
 - Annäherung über zukünftige Entwicklung : „Forward Looking Cost“
 - Annäherung über historische Entwicklung: „Incremental Cost“
- EU27 + NOR & GBR: ~25% der Länder mit LRMK-Ansätzen
 - „Incremental Cost“: Frankreich, Norwegen, Portugal
 - „Forward Looking Cost“: Großbritannien, Schweden, Kroatien, Estland
- konkretes „Forward Looking Cost“-Zielformat für SVN in Diskussion¹
- weitere internationale Anwendungsbeispiele AUS, NZL, CHL, ...
- z.T. langfristige Erfahrungen mit LRMK-Ansätzen (z.B. GBR seit 2011, AUS seit 2017)
- hohe Transparenz bei Methodik und Modellen AUS und GBR bieten detaillierte Einblicke in grenzkostenbasierte Netzentgeltsystematiken





Andreas Jahn

✉ ajahn@raponline.org



Benedikt Hümmel

✉ benedikt.huemmer@thi.de



Gefördert durch:

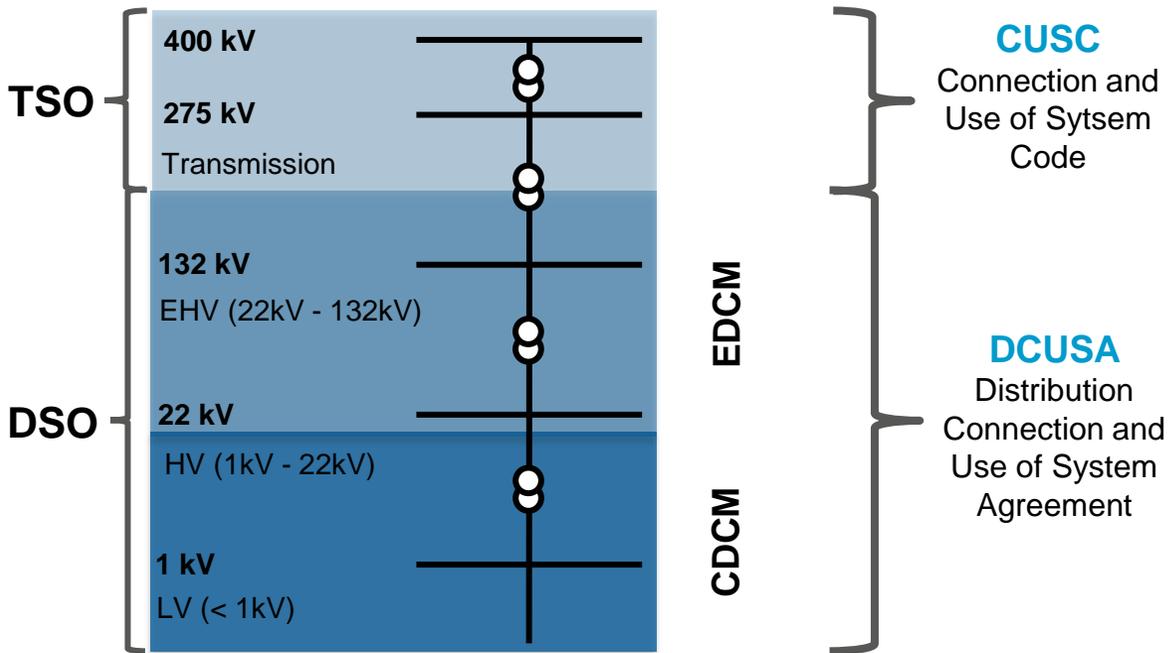


aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Backup

Internationale Anwendungsbeispiele

Überblick UK



- LRMC-Ansätze auf allen Netzebenen eingesetzt
 - **Transmission:** DCLF ICRP-Model (AIC-ähnlich, kurzfristiger)
 - **EDCM:** FCP-Model (AIC-Ansatz) / LRIC-Model (Turvey-Ansatz)
 - **CDCM:** 500 MW- Model (Greenfield-Ansatz)
- Netzbetreiber teilweise mit Freiheit bei Wahl der Berechnungsmethodik
- Individuelle Berechnung der Kosten durch Netzbetreiber, standardisiertes Excel-Tool für Bestimmung der Netzentgelte
- Lernprozess & ständige Weiterentwicklung:
 - Netzbetreiber & Energieversorger konsultieren Anpassungen im Branchenregelwerk DCUSA („Change Process“)
 - Regulator OFGEM mit finaler Genehmigung und Überwachung

Internationale Anwendungsbeispiele

Beispiel UK: CDCM-Netzentgelte

**CDCM: Pauschaler Ansatz
EDCM: spezifischeren Signalen
(z.B. regionale Granularität)**

Grenzkostenbasierter, zeitvariabler Arbeitspreis **Grundgebühr** **Kapazitäts- und Blindleistungskomponente für Industrie und Erzeugung**

**24 (LV/HV)
Ausspeisetarife**

**8 (LV/HV)
Einspeisetarife**

Tariff name	Red/black unit charge p/kWh	Amber/yellow unit charge p/kWh	Green unit charge p/kWh	Fixed charge p/MPAN/day	Capacity charge p/kVA/day	Exceeded capacity charge p/kVA/day	Reactive power charge p/kVArh
Domestic Aggregated or CT with Residual	18,089	3,224	0,140	10,21			
Domestic Aggregated (Related MPAN)	18,089	3,224	0,140				
Non-Domestic Aggregated or CT No Residual	17,649	3,145	0,137	7,86			
Non-Domestic Aggregated or CT Band 1	17,649	3,145	0,137	11,59			
Non-Domestic Aggregated or CT Band 2	17,649	3,145	0,137	13,62			
Non-Domestic Aggregated or CT Band 3	17,649	3,145	0,137	20,43			
Non-Domestic Aggregated or CT Band 4	17,649	3,145	0,137	43,43			
Non-Domestic Aggregated (related MPAN)	17,649	3,145	0,137				
LV Site Specific No Residual	10,792	1,788	0,081	23,99	8,35	8,35	0,226
LV Site Specific Band 1	10,792	1,788	0,081	92,49	8,35	8,35	0,226
LV Site Specific Band 2	10,792	1,788	0,081	137,29	8,35	8,35	0,226
LV Site Specific Band 3	10,792	1,788	0,081	212,73	8,35	8,35	0,226
LV Site Specific Band 4	10,792	1,788	0,081	437,66	8,35	8,35	0,226
LV Sub Site Specific No Residual	8,012	1,213	0,058	77,38	9,78	9,78	0,159
LV Sub Site Specific Band 1	8,012	1,213	0,058	145,89	9,78	9,78	0,159
LV Sub Site Specific Band 2	8,012	1,213	0,058	190,69	9,78	9,78	0,159
LV Sub Site Specific Band 3	8,012	1,213	0,058	266,13	9,78	9,78	0,159
LV Sub Site Specific Band 4	8,012	1,213	0,058	491,06	9,78	9,78	0,159
HV Site Specific No Residual	5,478	0,717	0,037	170,14	9,34	9,34	0,097
HV Site Specific Band 1	5,478	0,717	0,037	540,30	9,34	9,34	0,097
HV Site Specific Band 2	5,478	0,717	0,037	1173,56	9,34	9,34	0,097
HV Site Specific Band 3	5,478	0,717	0,037	2271,33	9,34	9,34	0,097
HV Site Specific Band 4	5,478	0,717	0,037	5502,86	9,34	9,34	0,097
Unmetered Supplies	49,884	5,745	3,352				
LV Generation Aggregated	-11,359	-2,024	-0,088	0,00			
LV Sub Generation Aggregated	-8,956	-1,508	-0,068	0,00			
LV Generation Site Specific	-11,359	-2,024	-0,088	0,00			0,223
LV Generation Site Specific no RP charge	-11,359	-2,024	-0,088	0,00			
LV Sub Generation Site Specific	-8,956	-1,508	-0,068	0,00			0,193
LV Sub Generation Site Specific no RP charge	-8,956	-1,508	-0,068	0,00			
HV Generation Site Specific	-6,767	-1,025	-0,049	11,46			0,157
HV Generation Site Specific no RP charge	-6,767	-1,025	-0,049	11,46			

Zeitfenster für Netznutzer mit Messung

Time periods	Red Time Band	Amber Time Band	Green Time Band
Monday to Friday (Including Bank Holidays) All Year	16:00 to 19:00	09:00 to 16:00 19:00 to 20:30	00.00 to 09.00 20.30 to 24.00
Saturday and Sunday All Year		16:00 to 19:00	00.00 to 16.00 19.00 to 24.00

Zeitfenster für Netznutzer ohne Messung

Time periods	Black Time Band	Yellow Time Band	Green Time Band
Monday to Friday (Including Bank Holidays) March to October Inclusive		09.00 - 20.30	00.00 to 09.00 20.30 to 24.00
Monday to Friday (Including Bank Holidays) November to February Inclusive	16:00 to 19:00	09:00 - 16.00 19.00 - 20.30	00.00 to 09.00 20.30 to 24.00
Saturday and Sunday All year		16:00 to 19:00	00.00 to 16.00 19.00 to 24.00

Berechnungsmethodiken

Beispiel: AIC-Ansatz

- Ausgangspunkt Netzausbauplan bzw. zugrundeliegende Netzausbaumodelle

- Zentrale Parameter:

- Ausgaben für Netzausbau
- Last-/Erzeugungszuwachs, der Netzausbau erfordert

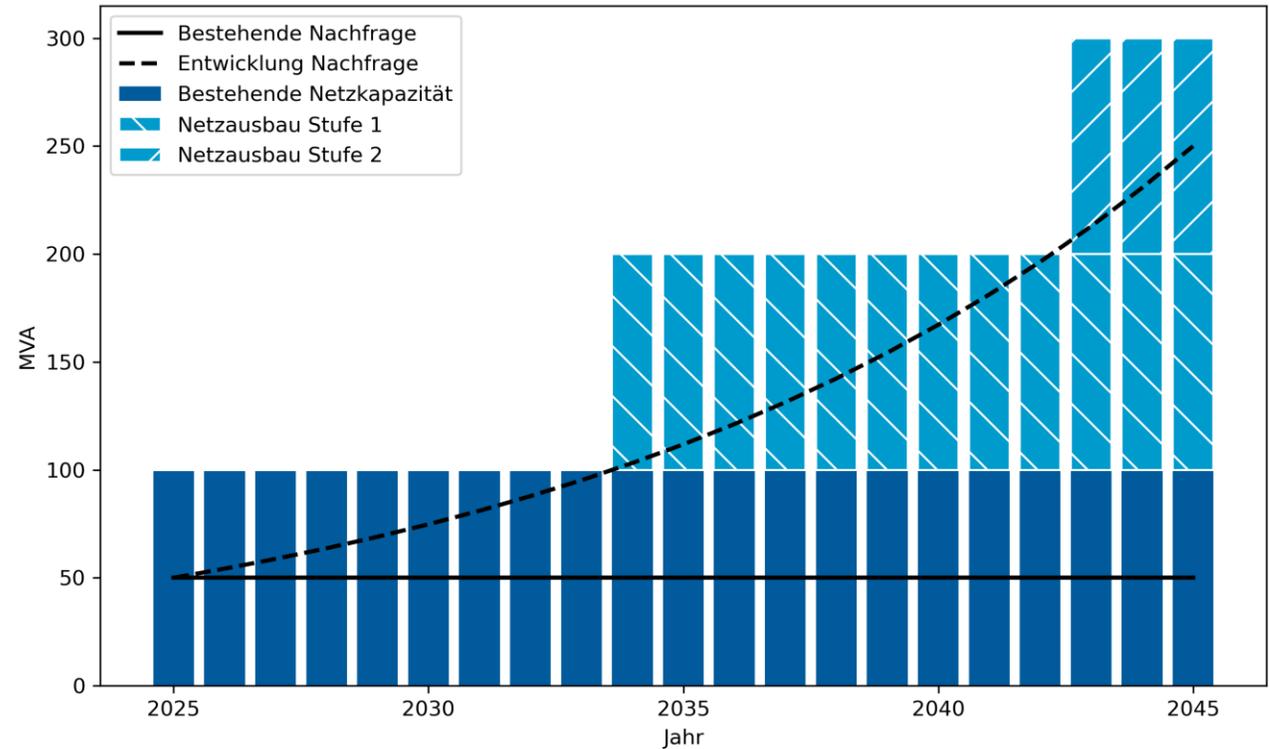
- Einflussparameter:



ARegV
StromNEV

- Kapitalkosten: Eigenkapital- & Fremdkapital-quote/-zins, Inflationsrate, Nutzungsdauer der Assets
- Betrachtungszeitraum LRMC-Berechnung:

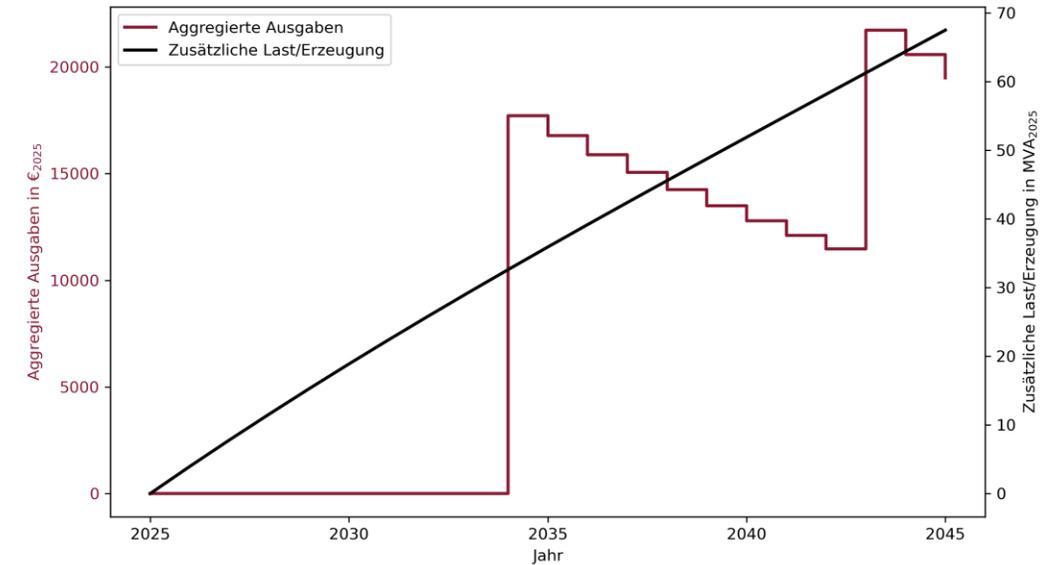
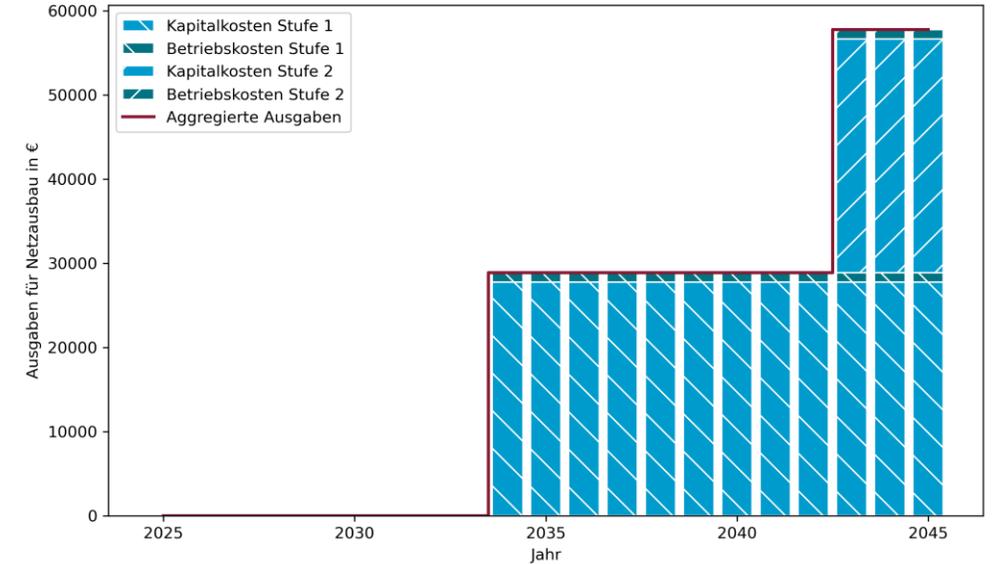
**Reflexion langfristiger Kosten
vs.
Unsicherheit Szenarien**



Berechnungsmethodiken

Beispiel: AIC-Ansatz

- **1. Schritt:** Berechnung jährlicher Ausgaben
 - CAPEX → annualisierte Kapitalkosten
 - OPEX: der Investition zugeordnete fixe Betriebskosten (Instandhaltung & Wartung, Vegetationsmanagement, ...)
- **2. Schritt:** Abzinsung
 - Kosten: Abzinsung auf €_{2025} - Wert, so dass Verrechnung über Betrachtungszeitraum möglich ist
 - Zusätzliche Last/Erzeugung: Abzinsung auf MVA_{2025} - Wert
 - Kosten können auf zeitäquivalentes Maß der Nachfrage/Erzeugung bezogen werden



Berechnungsmethodiken

Beispiel: AIC-Ansatz

3. Schritt: Berechnung jährlicher Quotient

$$Q_t = \frac{\text{Barwert(Ausgaben Netzausbau im Jahr } t)}{\text{Barwert(zusätzliche Last/Erzeugung im Jahr } t)}$$

4. Schritt: Summe über Betrachtungszeitraum

$$LRMC_{t_{NNE}} = \sum_{t=t_{NNE}}^{t_{NNE}+T_B-1} Q_t$$

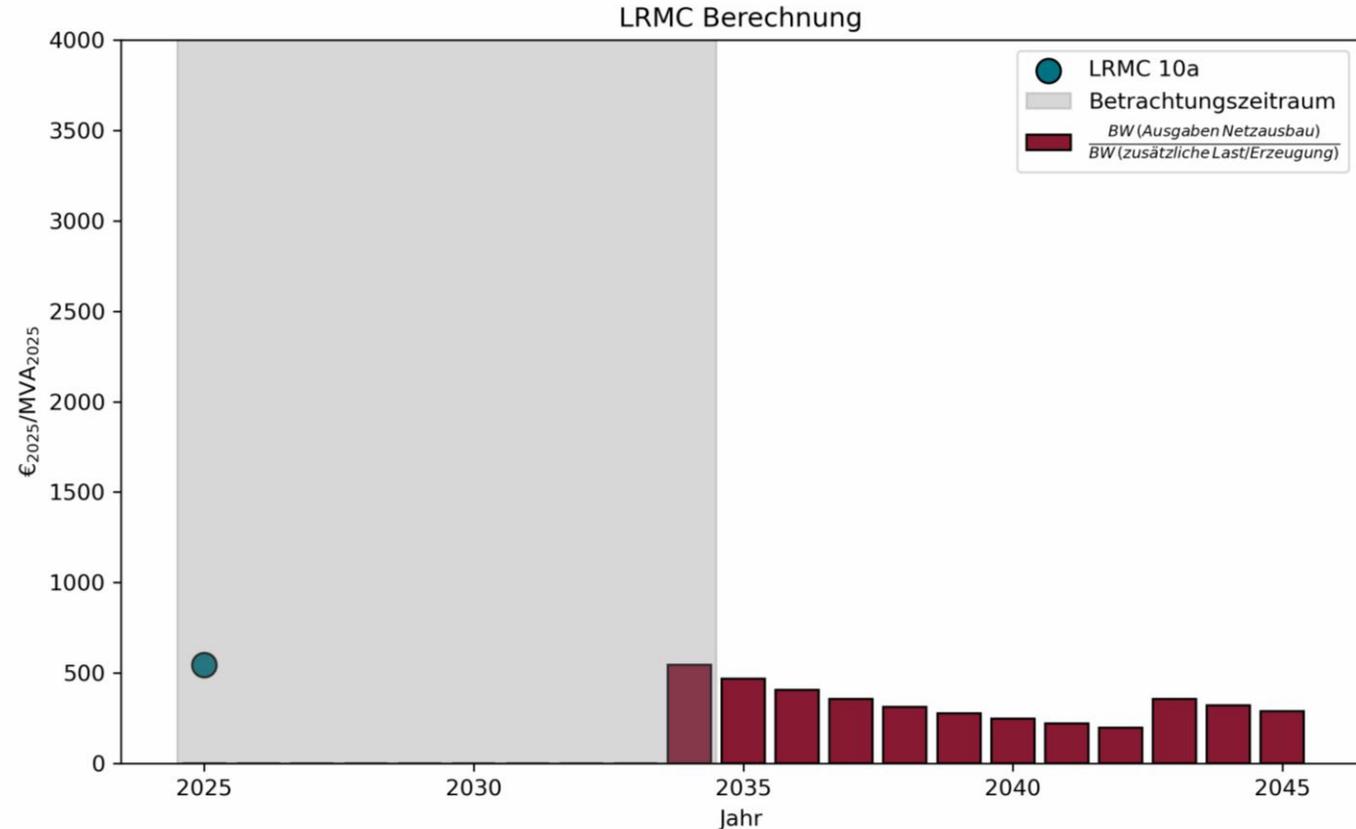
t_{NNE} = Zeitpunkt Bepreisung

T_B = Betrachtungszeitraum LRMC

Ergebnis: Kalkulatorische Langfristige
Grenzkosten als Leistungspreis $\frac{\text{€}}{\text{MVA}}$



Ausgangspunkt für die
Netzentgeltberechnung



Berechnungsmethodiken

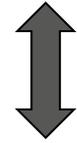
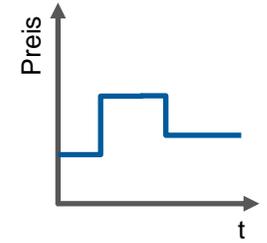
Überführung kalkulatorische LRMC in Tarifkomponenten

- Kalkulatorische langfristige Grenzkosten beziehen sich zunächst auf auslegungsrelevantes Peak
 - Definition zeitliche Granularität des LRMC-Signals
 - Vorlaufzeit zur Bereitstellung des Signals
 - Zu Bepreisende Zeitpunkte/-räume
- } **Zeitvariables Signal zur Reflexion von Knappheit**
→ **Ausgestaltung abhängig von Vorgaben**
- Überführung der kalkulatorischen LRMC in statisch-zeitvariablen Arbeitspreis:

$$\text{Arbeitspreis} \left(\frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right) = \frac{\text{kalk. LRMC} \left(\frac{\text{€}}{\text{kW}} \right) \cdot P(\text{kritische Auslastung in Zeitfenster})}{\text{Anzahl der Stunden in Zeitfenster}}$$

Tarifstufe	Kalkulatorische LRMC (€ _{kW})	P(krit. Auslastung)	Anzahl Stunden	Arbeitspreis LRMC (€ _{kWh})
Peak	500	75 %	1260	0,30
Shoulder	500	25 %	2520	0,05
Off-Peak	500	0 %	4980	0,00

Statisch- zeitvariabel



Critical-peak pricing

