

ABSCHÄTZUNG DES NETZAUSBAUBEDARF FÜR DEUTSCHLAND UND BADEN-WÜRTTEMBERG BIS ZUM JAHR 2045 SOWIE INDIKATIVE BEWERTUNG DER ENTWICKLUNG DER NETZENTGELTE

Was kommt auf die Endkunden zu?

100 Euro mehr für eine vierköpfige Familie: Darum werden die Netzentgelte teurer

30. Januar 2024



<https://www.wivo.de/unternehmen/energie/energiewende-100-euro-mehr-fuer-eine-vierkoepfige-familie-darum-werden-die-netzentgelte-teurer/29624598.html>

ENERGIEWENDE Netzentgelte steigen 2024 – Höhere Strompreise sehr wahrscheinlich

03. November 2023, 14:24 Uhr

<https://www.mdr.de/nachrichten/deutschland/wirtschaft/energiewende-netzentgelte-strom-kosten-erhoeht-100.html>

Höhere Netzentgelte

Strom wird teurer, aber nicht überall

Angesichts der gestiegenen Netzentgelte geben viele regionale Grundversorger die gestiegenen Kosten an ihre Kundschaft weiter, das zeigt eine neue Auswertung. Doch es gibt günstige Alternativen.

23.02.2024, 12.04 Uhr • aus **DER SPIEGEL 9/2024**

https://www.spiegel.de/wirtschaft/energie-netzentgelte-machen-strom-teurer-aber-nicht-ueberall-a-14248a8b-378a-49b2-b06e-3b5470a10687?sara_ref=re-so-app-sh

ZUSCHUSS GESTRICHEN

Netzentgelte belasten ostdeutsche Stromverbraucher 2024 stärker als erwartet

15. Dezember 2023, 10:00 Uhr

Die Ampelkoalition in Berlin hat 5,5 Milliarden Euro Subventionen für die Höchstspannungsnetze gestrichen. Damit steigen die Netzentgelte 2024 drastisch. Betroffen sein werden alle, die Strom aus dem Netz beziehen.

<https://www.mdr.de/nachrichten/deutschland/wirtschaft/zuschuss-stromnetz-netzentgelte-verbraucher-kosten-100.html>

Die Auswirkungen der Transformation des Energiesystems:

- Massiver Ausbau von **erneuerbaren Energien-Anlagen**
- Hohe Anzahl an neuen Lasten wie **Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen**
- Zur Erfüllung der Versorgungsaufgabe ist ein erheblicher **Netzausbau notwendig**, welcher sich auf die **Netzentgelte der Endkunden auswirken wird**

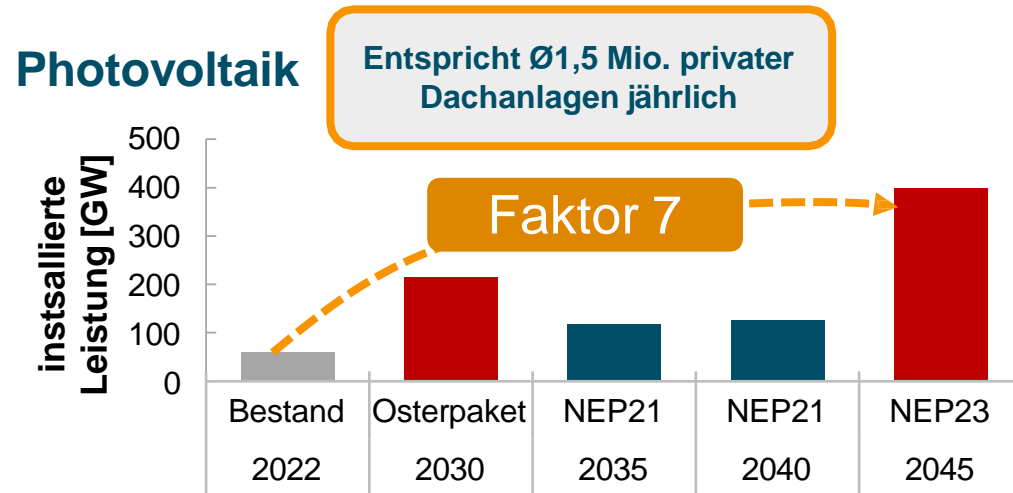
Kernfragen:

- **Für welche Kundengruppen steigen die Netzentgelte in welchem Ausmaß?**
- **Welche Kundengruppe ist besonders betroffen? Wie verteilt es sich über die Bundesländer?**
- **Welchen Anteil hat das Verteilnetz an den Netzausbaukosten und Netzentgelten?**

Welche zusätzliche Belastung durch Netzentgelte kommt auf die Verbraucher zu?

Hintergrund

- Durch die **Umsetzung der Klimaneutralität bis 2045** und den abgeleiteten Szenariorahmen im Netzentwicklungsplan, wird ein massiver Netzausbau induziert!



- Die Umsetzung betrifft alle **Netzbetreiber** und alle **Netzebenen** in Deutschland
- Die resultierenden **Netzausbaukosten** werden über die Netzentgelte auf die Letztverbraucher gewälzt

Projektziel

- Das Ziel des Projektes ist zweistufig aufgebaut
 1. Zunächst wird der **Netzausbaubedarf bis zum Jahr 2045** für alle **Bundesländer in Deutschland** und damit auch für das gesamte Land bestimmt. Hierbei werden die Netzebenen 1 – 7 (HöS-Ebene bis NS-Ebene) einzeln ausgewiesen.
 2. Hiervon abgeleitet wird die **Steigerung der Netzentgelte** im Vergleich zum Bezugsjahr 2023 und entsprechend dargestellt

➤ **Zielstellung: Die Kosten des notwendigen Netzausbaus für den Netzkunden bestimmen.**

Agenda der Ergebnispräsentation

AP1: Netzausbaukosten für das Zielszenario 2045 (B 2045)

Bestimmung der Kosten im Verteilnetz

Ableitung der Kosten im Übertragungsnetz

ef ■ RUHR
DIE ENERGIEDENKFABRIK

AP2: Ableitung der Netzentgelte für das Zielszenario

Bestimmung der Vollkosten

Wälzung der gesamten Netzkosten

ewi

Ergebnisse der Studie

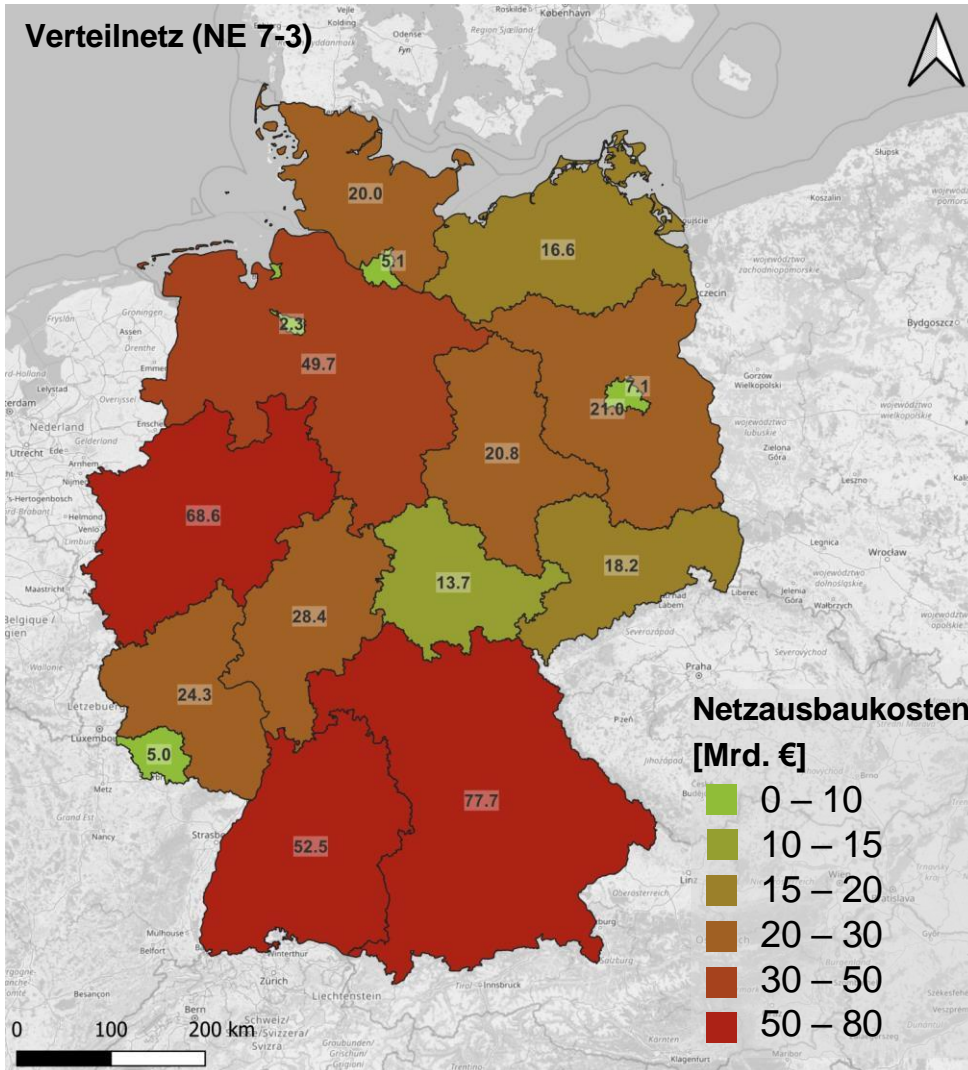
Einordnung und weitere mögliche Sensitivitäten

ef ■ RUHR
DIE ENERGIEDENKFABRIK
ewi

Netzausbaukosten für das Verteil- und Übertragungsnetz



Netzausbaukosten Deutschland – Übersicht



Gesamtkosten Verteilnetz

430,85 Mrd. €

- NE 7 NS 93,4 Mrd. €
- NE 6 MS/NS 67,2 Mrd. €
- NE 5 MS 106,9 Mrd. €
- NE 4 HS/MS 84,7 Mrd. €
- NE 3 HS 78,7 Mrd. €

Gesamtkosten Übertragungsnetz

301,2 Mrd.€

- Offshore 145,1 Mrd.€
- HöS & HöS/HS 156,1 Mrd.€

Gesamtkosten Deutschland von ca. 732 Mrd.€

Gesamtkosten bei 2,5% Inflation je Jahr

984 Mrd.€

➤ Bei dem Investitionsbedarf handelt es sich um die untere Schranke des praxisüblichen Netzausbaus.

Methodik zur Berechnung der Netzausbaukosten

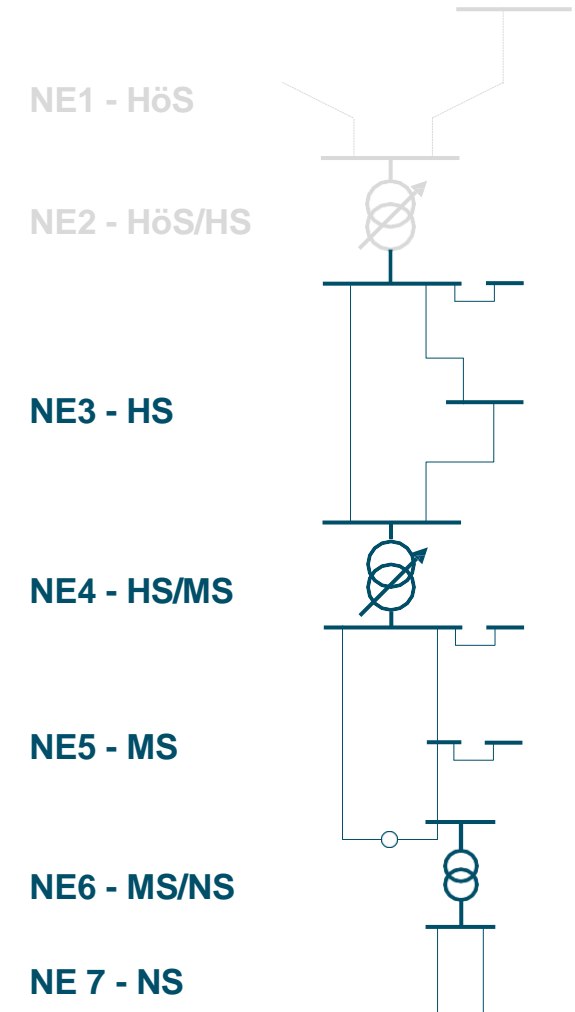
Verteilnetz

Netzebene 3-7 (HS- bis NS-Ebene)

Für das Verteilnetz wird ein sogenannter „bilanzieller Ansatz“ genutzt – ein eigenständig entwickeltes Tool der ef.Ruhr

Vorgehen

1. Zunächst wird gemäß des regionalisierten **Szenariorahmens die Versorgungsaufgabe** für den ausgewählten Betrachtungsraum (Ebene: Bundesländer) bestimmt.
2. Ausgehend hiervon wird für die **netzauslegungsrelevanten Fälle** (Rückspeise- und Starklastfall) der zur Erfüllung notwendige Betriebsmittelbedarf abgeleitet
3. Als Ergebnis resultiert der Investitionsbedarf im Verteilnetz bezogen auf die Versorgungsaufgabe des Zieljahres
 - Dieses Ergebnis kann durch einfache Variationen der Eingangsparameter leicht in **weiterführende Sensitivitäten** überführt werden

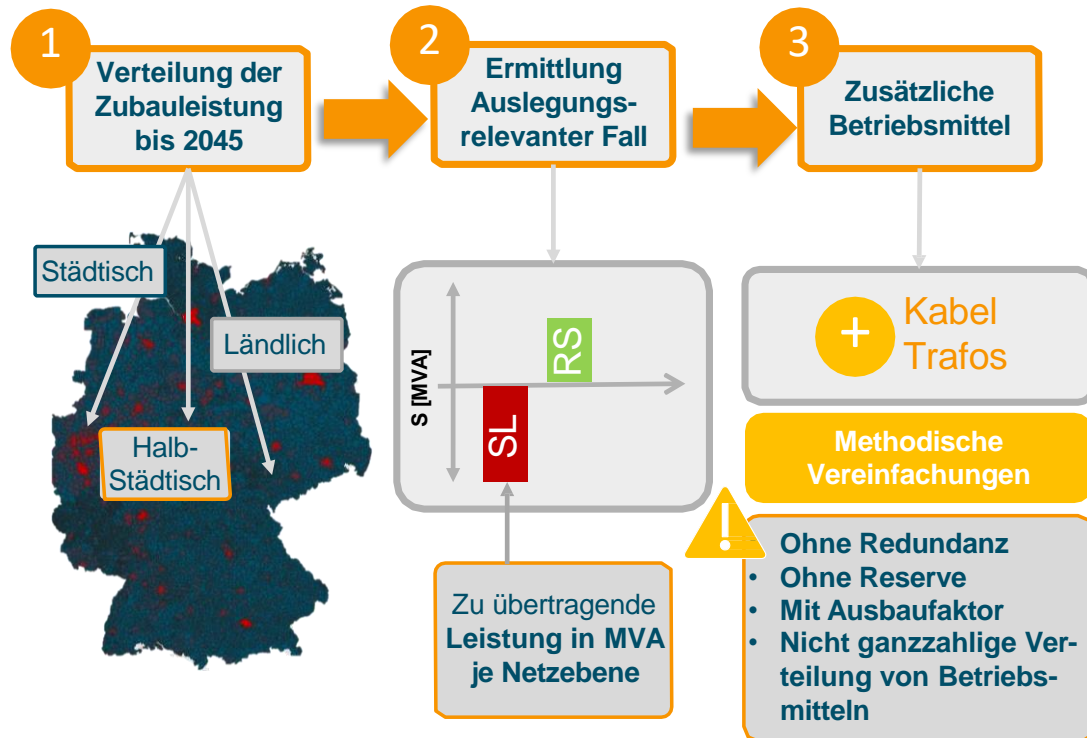


Methodik zur Berechnung der Netzausbaukosten

Verteilnetz

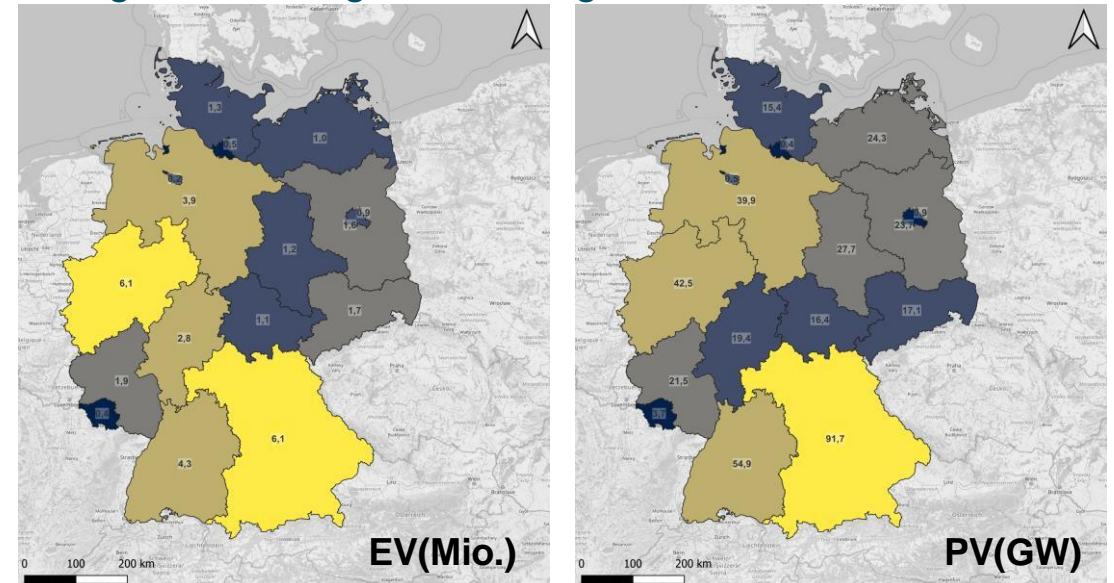
Netzebene 3-7 (HS- bis NS-Ebene)

Für das Verteilnetz wird ein sogenannter „bilanzieller Ansatz“ genutzt – ein eigenständig entwickeltes Tool der ef.Ruhr



Verteilung der Zubauleistung (Regionalisierung)

- Auf Netzebene und Strukturklasse **differenzierte Zubauleistung** je Technologie
- Die Grundlage sind die Mantelzahlen des Netzentwicklungsplans (2045B), bezogen auf die Bundesländer
- Für die Technologien wie Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen und Rechenzentren wurde ein individueller Regionalisierungsschlüssel genutzt

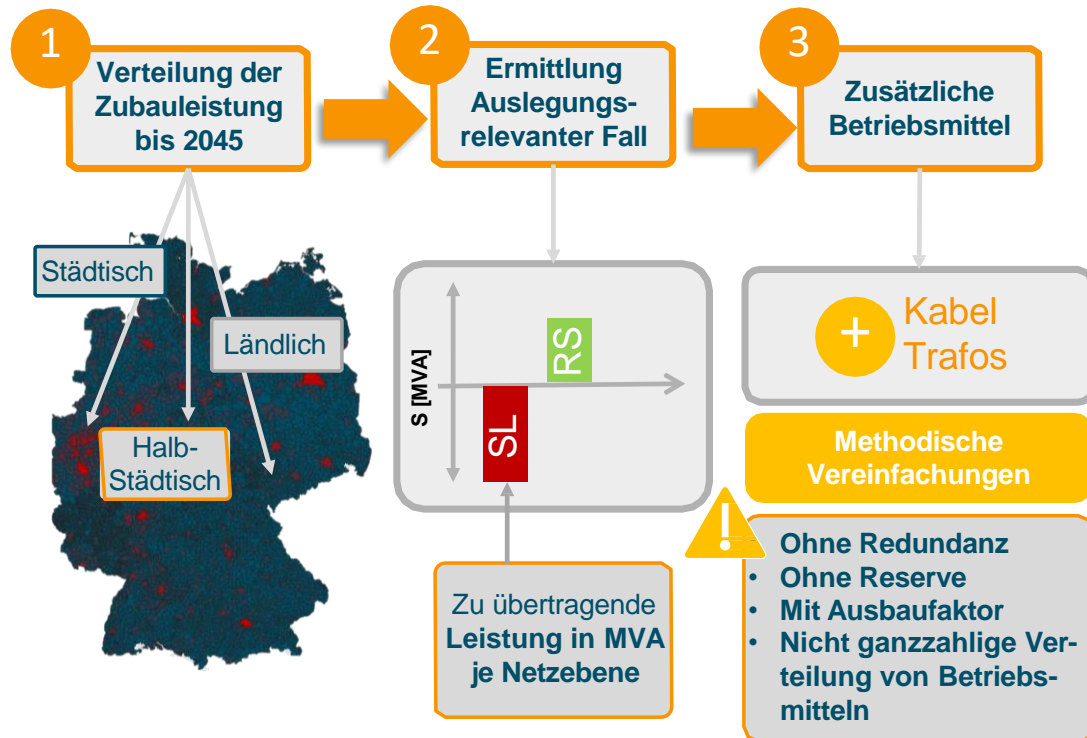


Methodik zur Berechnung der Netzausbaukosten – Verteilnetz

Verteilnetz

Netzebene 3-7 (HS- bis NS-Ebene)

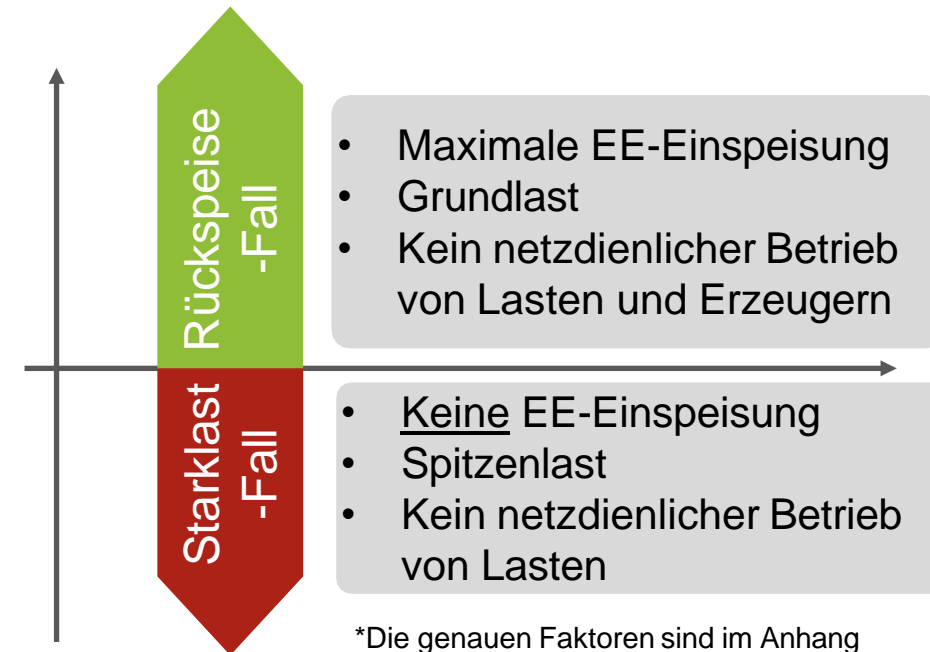
Für das Verteilnetz wird ein sogenannter „bilanzieller Ansatz“ genutzt – ein eigenständig entwickeltes Tool der ef.Ruhr



Bestimmung planerisch netzauslegungsrelevanter Fall

Um die zukünftige Mehrbelastung des Verteilnetzes abzuleiten, ist die Bestimmung der auslegungsrelevanten Netznutzungsfälle notwendig:

- Bestimmung der **Planungs- und Betriebsgrundsätze** der jeweiligen Technologien, differenziert auf die Netzebenen.
- Überführung der Zubauleistungen in je einen auslegungsrelevanten **Starklast- und Rückspeisefall**

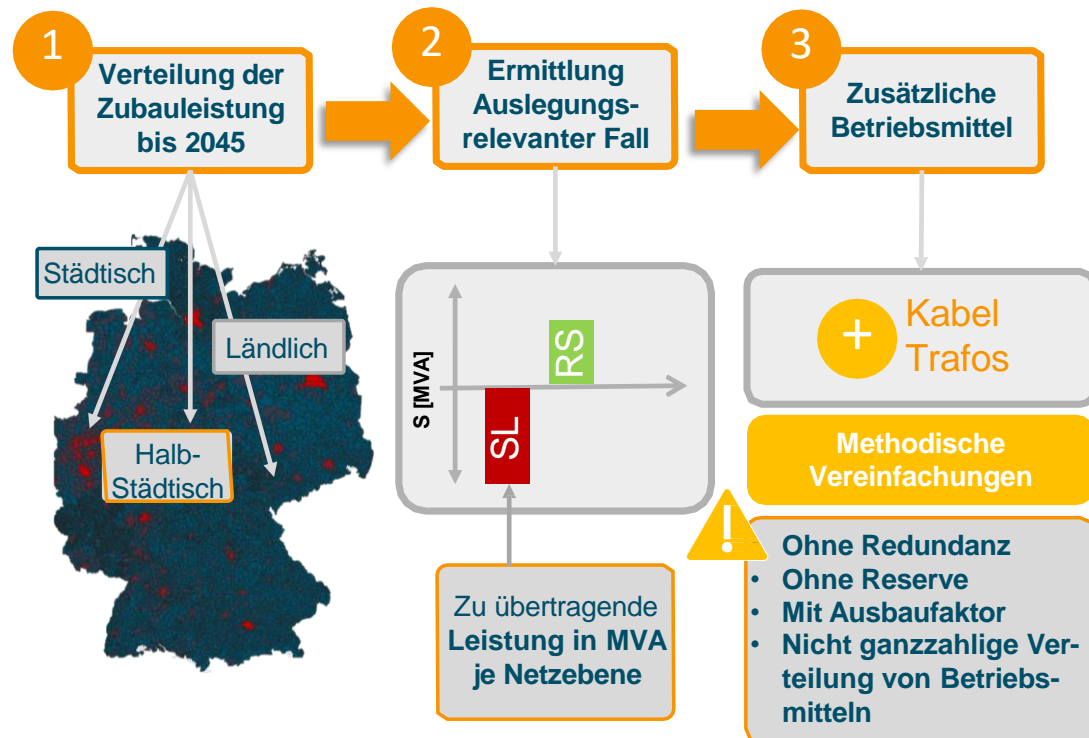


Methodik zur Berechnung der Netzausbaukosten – Verteilnetz

Verteilnetz

Netzebene 3-7 (HS- bis NS-Ebene)

Für das Verteilnetz wird ein sogenannter „bilanzieller Ansatz“ genutzt – ein eigenständig entwickeltes Tool der ef.Ruhr



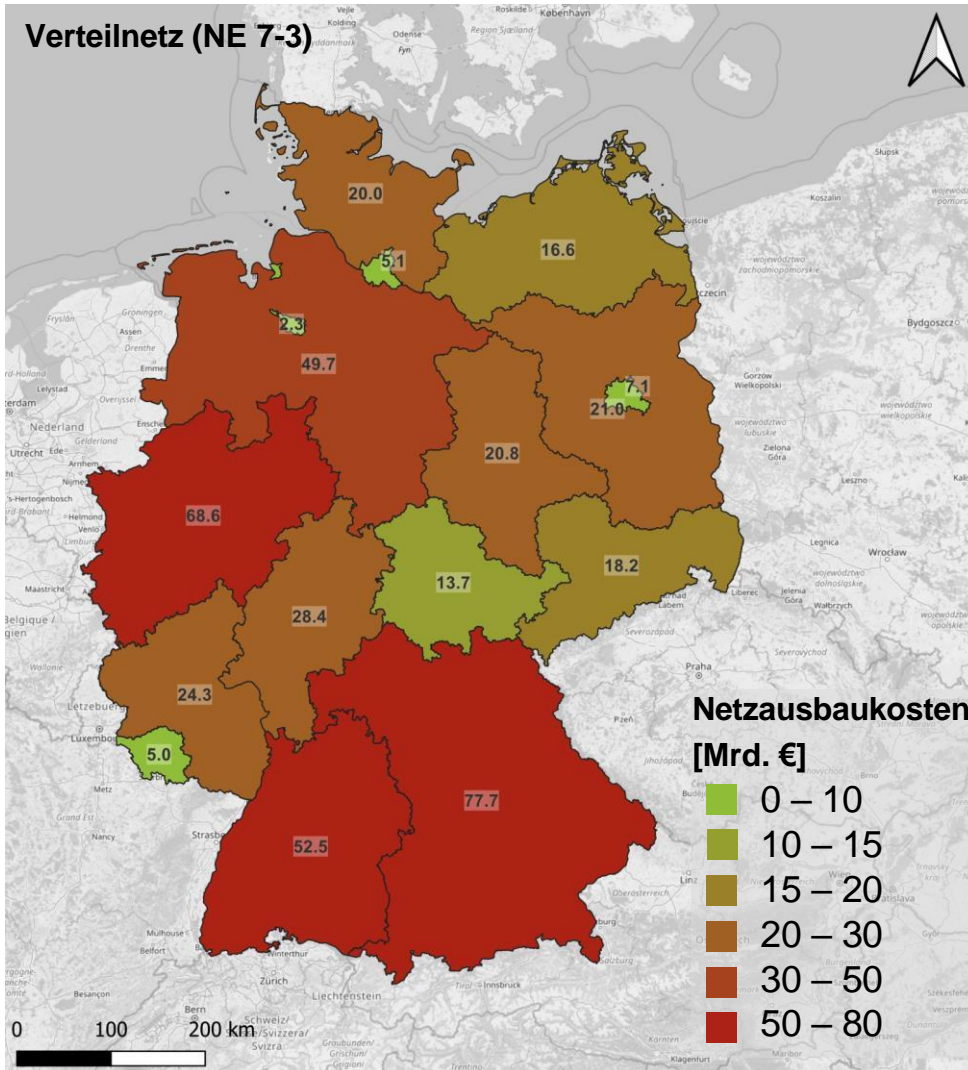
Bewertung des Mengengerüsts bzw. des Investitionsbedarfs

- Ausgehend von der zur Erfüllung der zukünftigen Versorgungsaufgabe **notwendigen Betriebsmittel** wird der **Investitionsbedarf** bestimmt
- Genutzt werden dafür Annahmen zu Standardbetriebsmitteln, der Verteilungslogik und pauschale Betriebsmittelkosten

Hinweis zur Methodik:

- Es wird für die **perfekte Verteilung der Netznutzer** ausgebaut, es besteht keine Redundanz und es können nicht ganzzahlige Betriebsmittel ausgebaut werden
- Zusätzlich wird **keine zusätzliche Reserve** ausgebaut
- Um einen realen Netzausbau abbilden zu können, werden die Kosten der Betriebsmittel mit einem **netzebenen-spezifischen Faktor** versehen. **Der resultierende Asset-Bedarf beschreibt trotzdem eine untere Schranke.**
- Der Faktor basiert auf den Erfahrungen der ef.Ruhr mit Detailnetzberechnungen und dem so ermöglichten Vergleich der Methoden (Realnetze vs. bilanzieller Ansatz)

Netzausbaukosten Deutschland – Verteilnetz



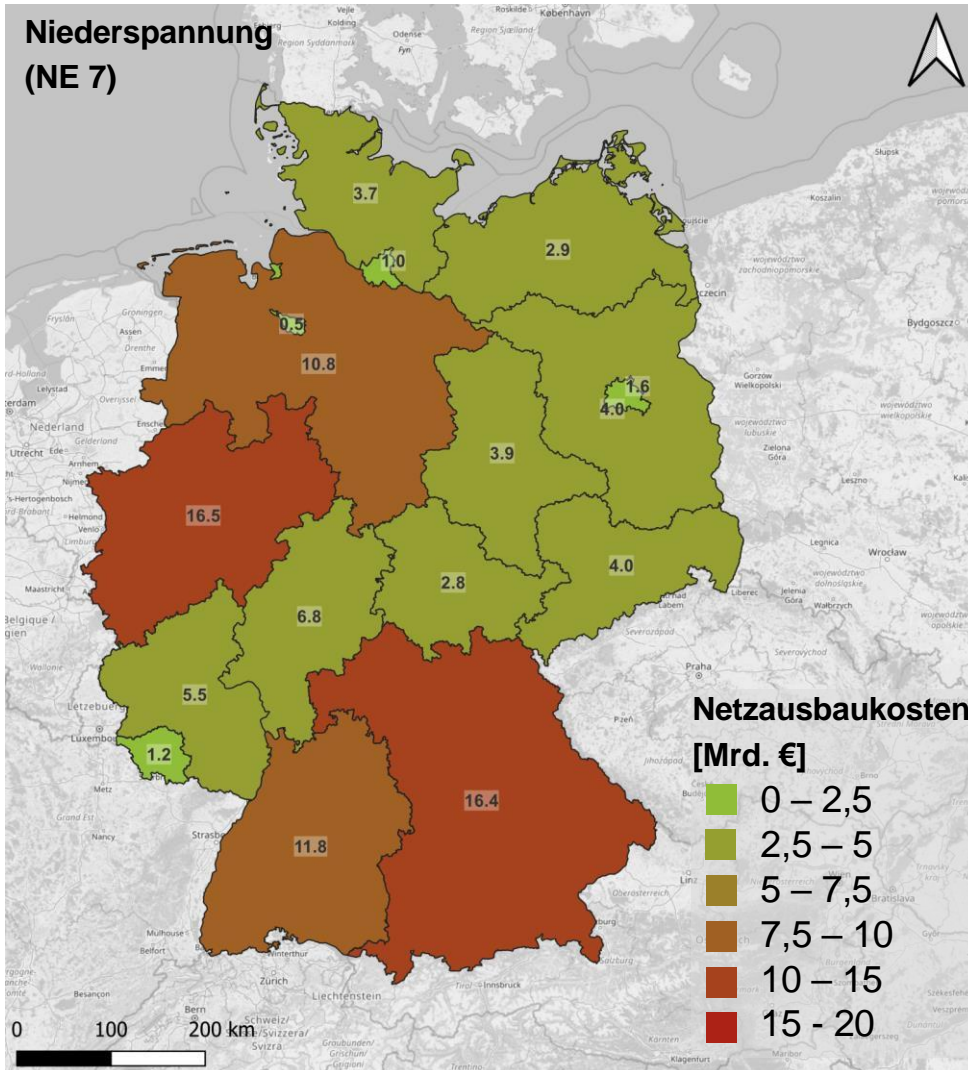
Netzausbaukosten des Verteilnetzes

- Über die Methodik der „bilanziellen Abschätzung“ sind die Netzausbaukosten für die Versorgungsaufgabe (NEP45B) bestimmt worden

- Gesamtkosten Verteilnetz **430,85 Mrd. €**

- NE 7 NS 93,4 Mrd. €
- NE 6 MS/NS 67,2 Mrd. €
- NE 5 MS 106,9 Mrd. €
- NE 4 HS/MS 84,7 Mrd. €
- NE 3 HS 78,7 Mrd. €

Netzausbaukosten Deutschland – Verteilnetz



NE 7 – Niederspannung

- Netzausbaukosten 93,4 Mrd. €

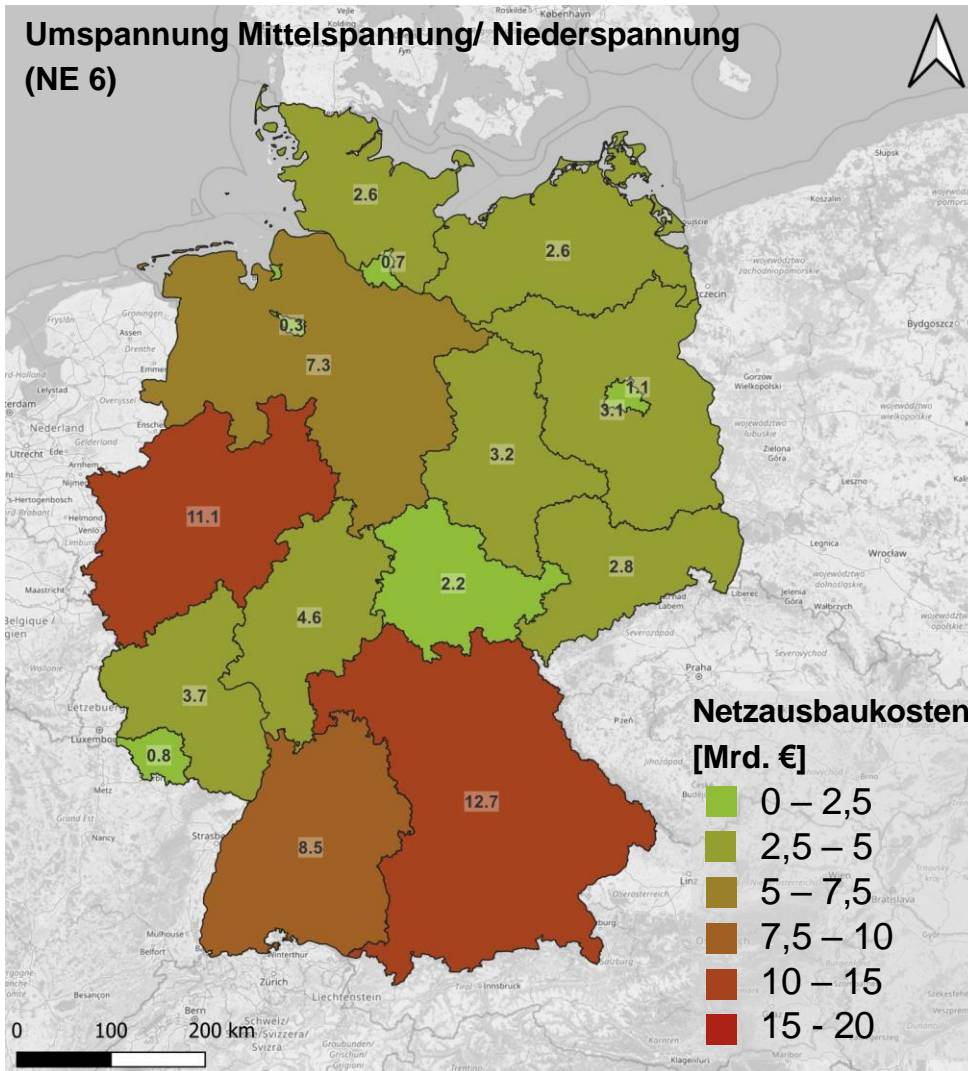
Treiber des Netzausbaus

- In städtischen und halbstädtischen Gemeinden ist der Starklastfall auslegungsrelevant
 - Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen, gerade in stark bevölkerten Bundesländern (NRW, NI, BY)
- In ländlichen Gemeinden ist zum größeren Teil der Rückspeisefall auslegungsrelevant
 - Photovoltaik-Aufdachanlagen geringer Leistung, gerade in Regionen mit vielen Ein- und Zweifamilienhäusern

Besonderheit

- Die Bundesländer mit hoher Population sind besonders betroffen

Netzausbaukosten Deutschland – Verteilnetz



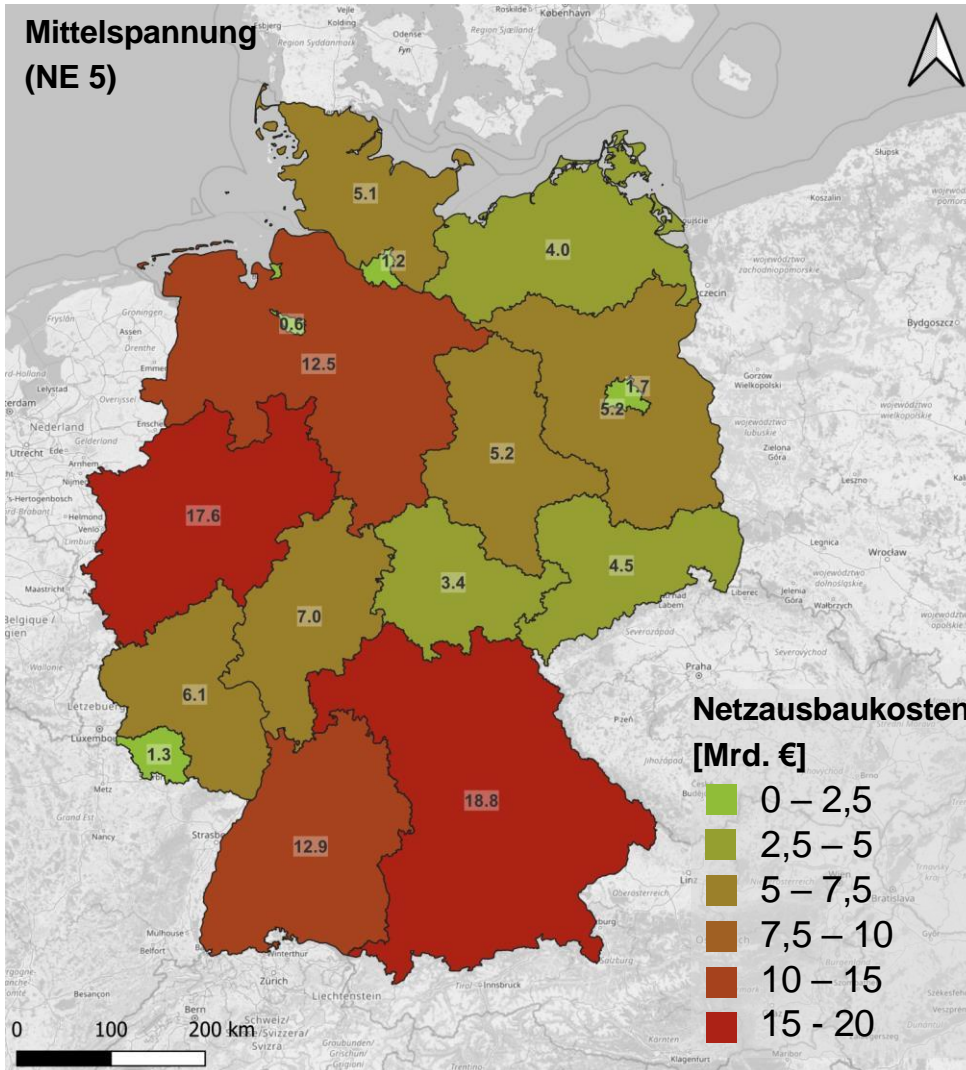
NE 6 – Mittelspannung/Niederspannung

▪ Netzausbaukosten 67,2 Mrd. €

Treiber des Netzausbaus

- Identisch zur Niederspannung
- Zusätzlich angeschlossen auf Umspannebene sind lediglich größere PV-Anlagen sowie EV-Ladehubs
- Die auslegungsrelevanten Fälle bleiben somit gleich

Netzausbaukosten Deutschland – Verteilnetz



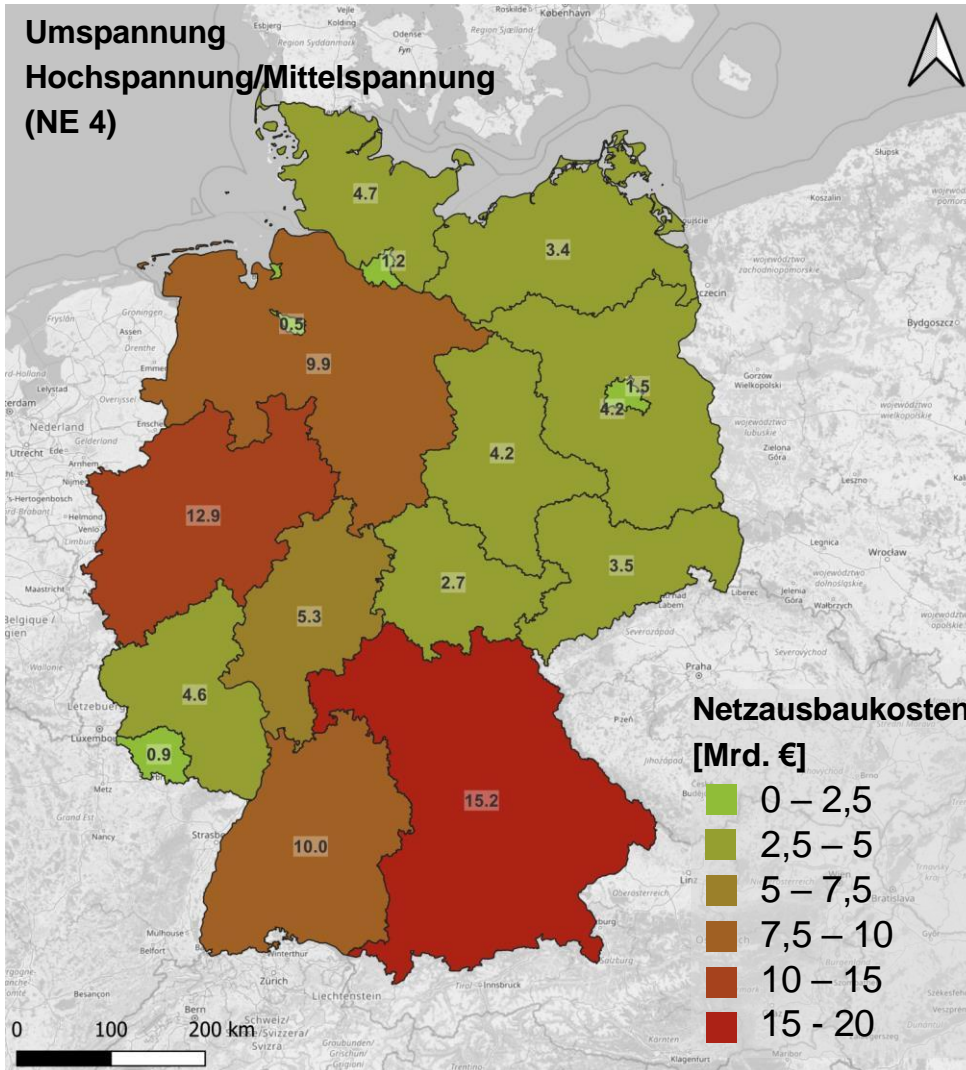
NE 5 – Mittelspannung

- Netzausbaukosten 106,8 Mrd. €

Treiber des Netzausbaus

- Zu den kleinen EE-Anlagen kommen nun große Freiflächenanlagen und Windenergieanlagen
 - Entsprechend steigen die Netzausbaukosten überproportional in Norddeutschland
- Zusätzlich sind erste Großverbraucher wie Batteriespeicher, PtH- und PtH₂-Anlagen angeschlossen

Netzausbaukosten Deutschland – Verteilnetz



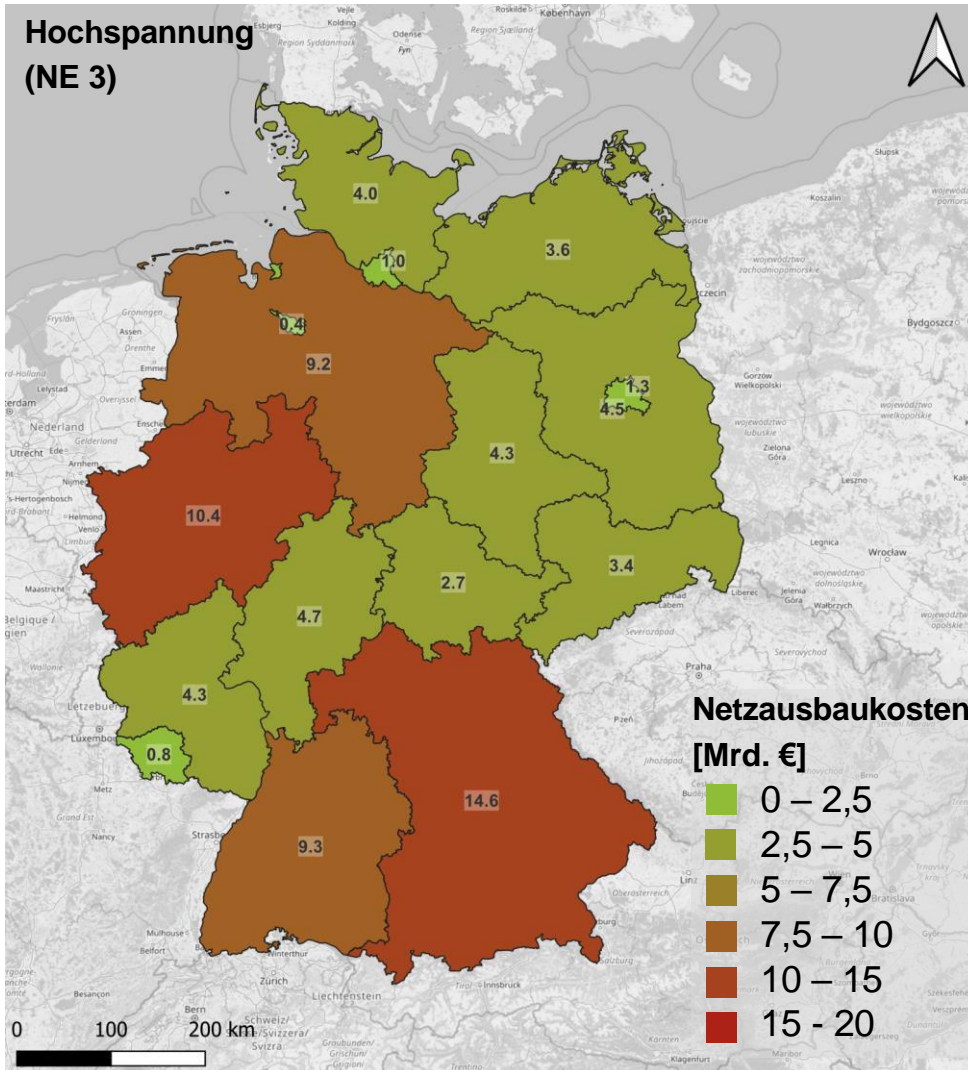
NE 4 – Hochspannung/Mittelspannung

- Netzausbaukosten 84,6 Mrd. €

Treiber des Netzausbaus

- Bedingt durch den Anschluss von Groß-EE-Anlagen dominiert der Rückspeisefall in den ländlichen Kommunen
 - Besonders im Verhältnis zur MS-Ebene ist ein Wechsel des auslegungsrelevanten Falls zu beobachten
 - In sonnigen Bundesländern ist der Rückspeisefall durch PV-Anlagen dominiert, in windreichen Bundesländern durch Windenergie-Anlagen
- Ist der Lastfall dominant (Stadt und Halbstadt) ist dies über die EV und WP der unterlagerten NE sowie Großverbraucher (Batterien, PtH, PtH2, Rechenzentren) zu begründen

Netzausbaukosten Deutschland – Verteilnetz



NE 3 – Hochspannung

- Netzausbaukosten 78,7 Mrd. €

Treiber des Netzausbaus

- 40% der Windenergieanlagen werden zukünftig direkt in der HS-Ebene verortet, zusätzlich 10% der PV-Anlagen. Entsprechend ist nur noch in Stadtstaaten nicht der Rückspeisefall in ländlichen Gemeinden auslegungsrelevant.
- In städtischen Gemeinden bleibt der Lastfall auslegungsrelevant

Hinweis

- Offshore-Windparks werden erst in der HöS-Ebene angeschlossen und wirken sich entsprechend nicht auf das Verteilnetz aus

Methodik zur Berechnung der Netzausbaukosten

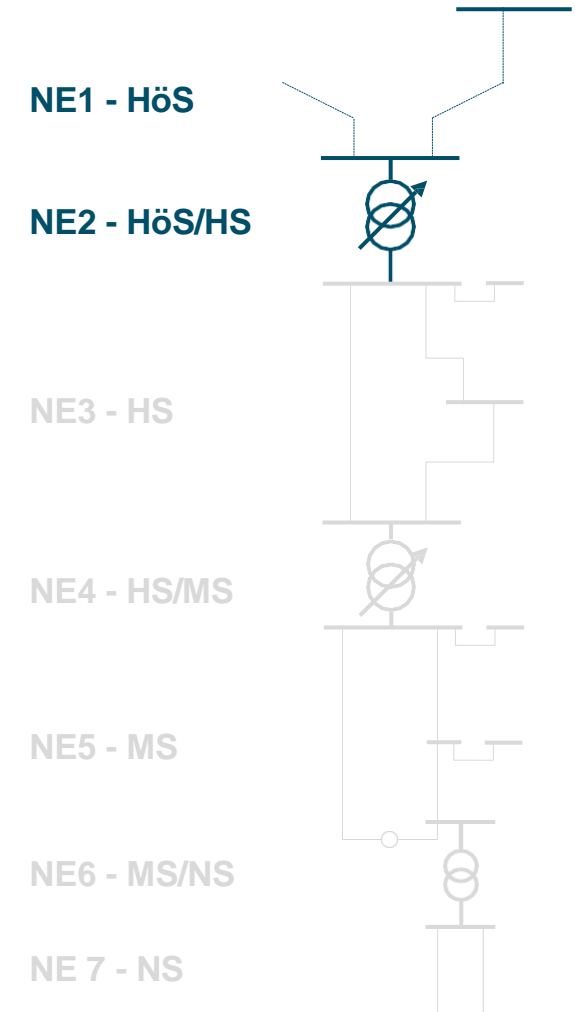
Übertragungsnetz

Netzebene 1-2 (HöS- bis HöS/HS-Ebene)

Für das Übertragungsnetz werden die innerhalb des Netzentwicklungsplan veröffentlichten Netzausbaukosten genutzt.

Vorgehen

- Innerhalb des Netzausbauplans veröffentlichen die vier Übertragungsnetzbetreiber die Netzausbaukosten für das Übertragungsnetz (HöS und HöS/HS) sowie für das Offshore-Übertragungsnetz, bezogen auf das Stützjahr 2037 sowie das Zieljahr 2045
- Diese Netzausbaukosten werden direkt übernommen und auf das Tool zur Berechnung der Netzentgelte angewendet.



Methodik zur Berechnung der Netzausbaukosten - Übertragungsnetz

> Die Investitionen für die ONAS im Offshore-Zubaunetz werden auf Basis von spezifischen Kostensätzen ermittelt und haben einen vorläufigen Charakter. Für das Szenario A 2037 beträgt das geschätzte Investitionsvolumen für das Offshore-Zubaunetz bis 2037 rund 77 Mrd. EUR. Die Szenarien B 2037 und C 2037 erfordern Investitionen von etwa 103,5 Mrd. EUR. Für die Langfrist-Szenarien A 2045, B 2045 und C 2045 beträgt das geschätzte Investitionsvolumen **rund 145,1 Mrd. EUR**. Das Investitionsvolumen für die bereits in der Realisierung befindlichen Offshore-Netzausbaumaßnahmen des Offshore-Startnetzes beträgt darüber hinaus für alle Szenarien rund 12,4 Mrd. EUR.

Angaben in Mrd. EUR	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045
DC-Zubaunetz	46,2	46,2	46,2	46,2	46,2	46,2
DC-Startnetz	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0
AC-Zubaunetz*	59,9	59,9	59,9	60,0	60,0	60,0
AC-Startnetz*	23,9	23,9	23,9	23,9	23,9	23,9
Summe (gerundet)	156,0	156,0	156,0	156,1	156,1	156,1

https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2023-07/NEP_2037_2045_V2023_2_Entwurf_Teil1.pdf

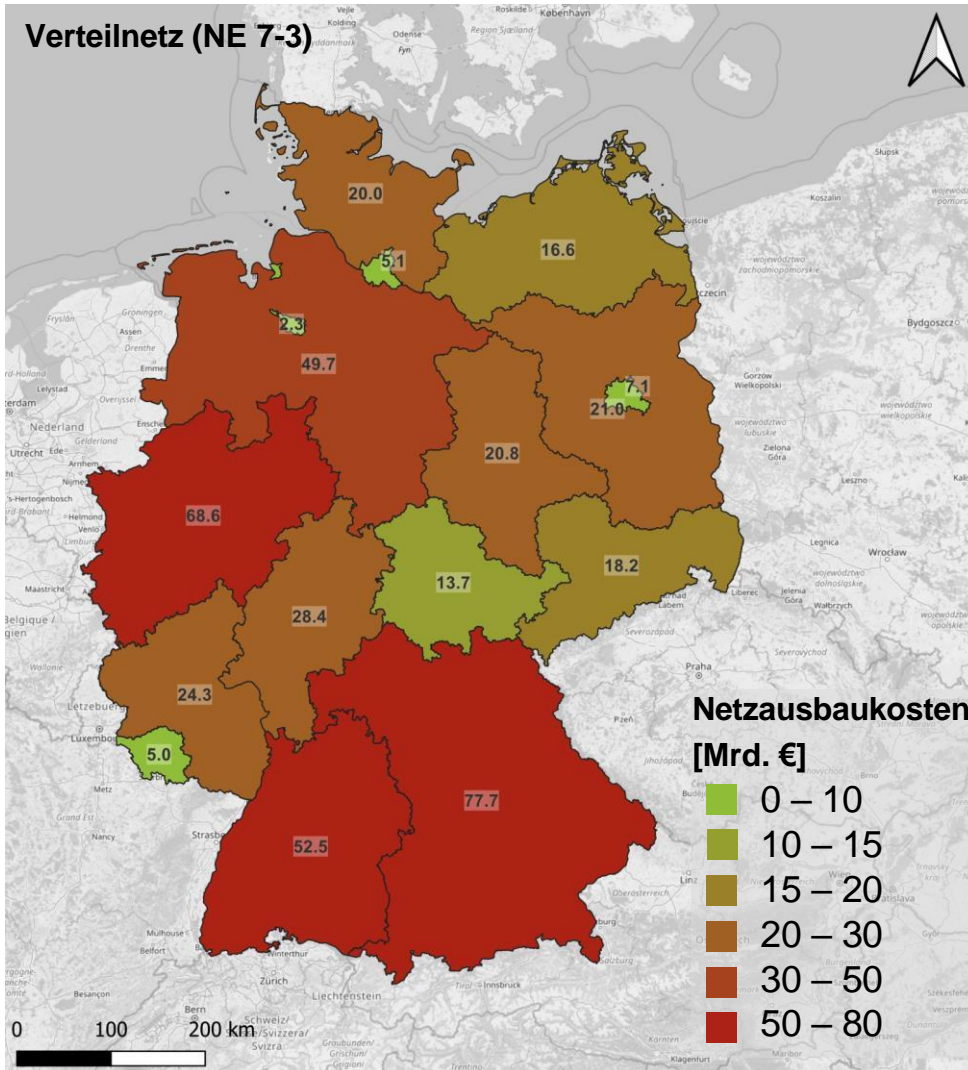
Ergebnisse Übertragungsnetz

Investitionen für das Übertragungsnetz werden bereits im **NEP veröffentlicht** und entsprechend übernommen

- **Offshore** **145,1 Mrd.€**
- **HöS & HöS/HS** **156,1 Mrd.€**
- **Gesamt** **301,2 Mrd.€**

➤ Eine Verteilung auf die Bundesländer ist nicht notwendig, da die resultierenden Entgelte einheitlich verteilt werden

Netzausbaukosten Deutschland – Übersicht



Gesamtkosten Verteilnetz

430,85 Mrd. €

- NE 7 NS 93,4 Mrd. €
- NE 6 MS/NS 67,2 Mrd. €
- NE 5 MS 106,9 Mrd. €
- NE 4 HS/MS 84,7 Mrd. €
- NE 3 HS 78,7 Mrd. €

Gesamtkosten Übertragungsnetz

301,2 Mrd.€

- Offshore 145,1 Mrd.€
- HöS & HöS/HS 156,1 Mrd.€

Gesamtkosten Deutschland von ca. 732 Mrd.€

Gesamtkosten bei 2,5% Inflation je Jahr

984 Mrd.€

➤ Bei dem Investitionsbedarf handelt es sich um die untere Schranke des praxisüblichen Netzausbaus.

Wie ist das Ergebnis einzuschätzen?

Einordnung der Ergebnisse

- Die Netzausbaukosten im Verteilnetz von ca. 430 Mrd. € entsprechend einem jährlichen Investitionsbedarf von 20 Mrd.€
 - Im Jahr 2022 wurden lt. BNetzA 5,7 Mrd.€¹ in das Verteilnetz investiert → Das entspricht für die Jahre von 2024 – 2045 **einer Verdrei- bis Vervierfachung!**
 - **Wichtig zum Vergleich:** Bisherige Studien und Gutachten gingen immer von der „alten Welt“, dem NEP 2035 (2021) aus – Im NEP 2037 (2023) wurde die angeschlossene Leistung zum Zielszenario vervielfacht.

¹<https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/MonitoringberichtEnergie2023.pdf>

Hintergrund zu der Berechnungsmethode

- Die Berechnung der Verteilnetzes ist eine **Abschätzung, ohne ein „echtes Netz“** – folglich bestehen Unsicherheiten
- **Abschätzungen wie diese sind sehr sensitiv** auf die Variation von Randparametern
- In der Verteilungslogik werden Technologien und Betriebsmittel perfekt verteilt, keine Redundanz und Reserve aufgebaut. Entsprechend ist das Ergebnis **als untere technische Schranke anzusehen**
- Insgesamt bietet die bilanzielle Abschätzung eine Möglichkeit zur **kurzfristigen Analyse der zukünftigen Netzausbaukosten**

Indikation der Netzentgelt-Steigerung



Auf Basis von Vollkosten wird das Delta der Netznutzungsentgelte berechnet

<p style="text-align: center;">AS 1 Bestimmung der Vollkosten¹</p>	<p style="text-align: center;">AS 1.1 Berechnung jährlicher Kapitalkosten</p>	<p style="text-align: center;">AS 1.2 Aufschlag Betriebskosten</p>
	<p>Methodisches Vorgehen und Annahmen² Die Berechnung der Kapitalkosten basiert auf einer vereinfachten Annualisierungsmethode, die von der jährlichen Entwicklung des Kapitalstocks abstrahiert:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Abschreibungsdauer: 40 Jahre ▪ Kapitalstruktur: 40 % EK & 60 % FK ▪ Verzinsungsraten jährlicher Kapitalkosten: <ul style="list-style-type: none"> – EK I Neuanlagen: 7,23 % – FK-Zins: 4,37 % – Weighted Average Cost of Capital (WACC): 5,5 % 	<p>Methodisches Vorgehen und Annahmen Zur Bestimmung der Vollkosten werden die Betriebskosten auf die Kapitalkosten aufgeschlagen. Betriebskosten setzen sich u.a. aus Kosten für Wartung und Instandhaltung und Kosten für Systemdienstleistungen, insb. Kosten für Engpassmanagement zusammen. Zur Kalibrierung des Basis-Szenario wird ein Verhältnis von Betriebs- relativ zu Kapitalkosten von etwa 2:1 angenommen. Das Verhältnis ist konsistent mit der Annahme über die Kostenstruktur der Verteilnetzbetreiber aus der dena-Leitstudie³ und stimmt in etwa mit historischen Werten überein.⁴</p>
<p style="text-align: center;">AS 2 Wälzung der gesamten Netzkosten</p>	<p>Methodisches Vorgehen und Annahmen⁵ In der Analyse werden die gesamten Kosten der Netzbewirtschaftung auf die Stromnachfrage gewälzt. Um die Netznutzungsentgelte zu berechnen, werden Annahmen über den zukünftigen Stromverbrauch sowie über die Verteilung der Netzkosten nach Verbrauchergruppen getroffen. Zur Wälzung der Netzbewirtschaftungskosten auf die Verbrauchergruppen wird von einer hypothetischen Aufteilung der Netzkosten für das Jahr 2045 ausgegangen. Der Grund dafür ist, dass sich der zukünftige Stromverbrauch bis 2045 je nach Verbrauchergruppen stark verändern wird. Alle Kosten werden in Euro (2024) ausgewiesen.</p>	

¹ In der Bestimmung der zukünftigen Vollkosten wird keine Inflation berücksichtigt.

Quellen: ² Bundesnetzagentur (2024). Festlegung zur Eigenkapitalverzinsung von Neuanlagen im Strom- und Gasbereich; Deutsche Bundesbank (2024): Tägliche Umlaufrenditen festverzinslicher Schuldverschreibungen inländischer Emittenten nach Wertpapierarten, ³ EWI (2021): Gutachtenbericht für die dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität, ⁴ Bundesnetzagentur (2015) Evaluierungsbericht nach § 33 Anreizregulierungsverordnung, ⁵ Bundesnetzagentur (2023): Monitoringbericht 2023, BDEW (2023): Die Energieversorgung 2023 – Jahresbericht –

Wir betrachten Szenarien für die Zins- und Betriebskostenentwicklung

Basis-Sensitivitäten

Wir berücksichtigen Sensitivitäten, da Unsicherheiten über die zukünftige Entwicklung der Verzinsungsraten und der Kostenstruktur besteht. Insbesondere die Zins- und Betriebskostenentwicklung stellen relevante Einflussparameter dar.

- In den Szenarien wird von einer **Hochzins- und einer Niedrigzinssensitivität** ausgegangen. Mögliche Gründe für eine Hoch- und Niedrigzinssensitivität sind Unsicherheiten über Kapitalmarktentwicklungen, Wirtschaftswachstum, Arbeitsmarktentwicklung und Inflationserwartungen.
- Bis 2045 sinken die **Betriebskosten** in beiden alternativen Betriebskosten-Szenarien. Mögliche Gründe für eine rückläufige Entwicklung sind:
 - Effizienzgewinne
 - Skaleneffekte
 - Regulatorischer Druck in der Anreizregulierung
 - Sinkende Bedarfe für Redispatch und Einspeisemanagement durch Netzausbau und Anpassungen des Marktdesigns bzw. effizienterer Netzbewirtschaftung

Zins-Szenario 1

Anstieg der EK I- und FK-Zinsen um 2,5 %-Punkte

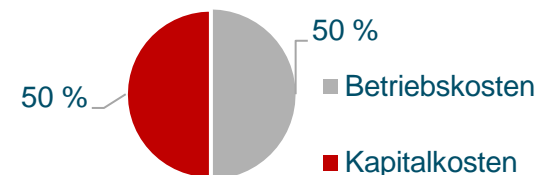
WACC: 8 %

Zins-Szenario 2

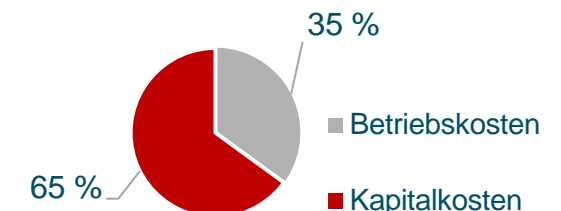
Rückgang der EK I- und FK-Zinsen um 2,5 %-Punkte

WACC: 3 %

Betriebskosten-Szenario 1



Betriebskosten-Szenario 2



Ergebnis: Die jährlichen Vollkosten sind stark von den Szenarien abhängig

Abschreibungen

- Die Investitionen in die Netzinfrastruktur in Deutschland sind durch die Berechnung der ef.Ruhr festgelegt und über die Szenarien hin weg konstant.
- Die jährlichen Abschreibungen (linear) betragen 18,3 Mrd. €.

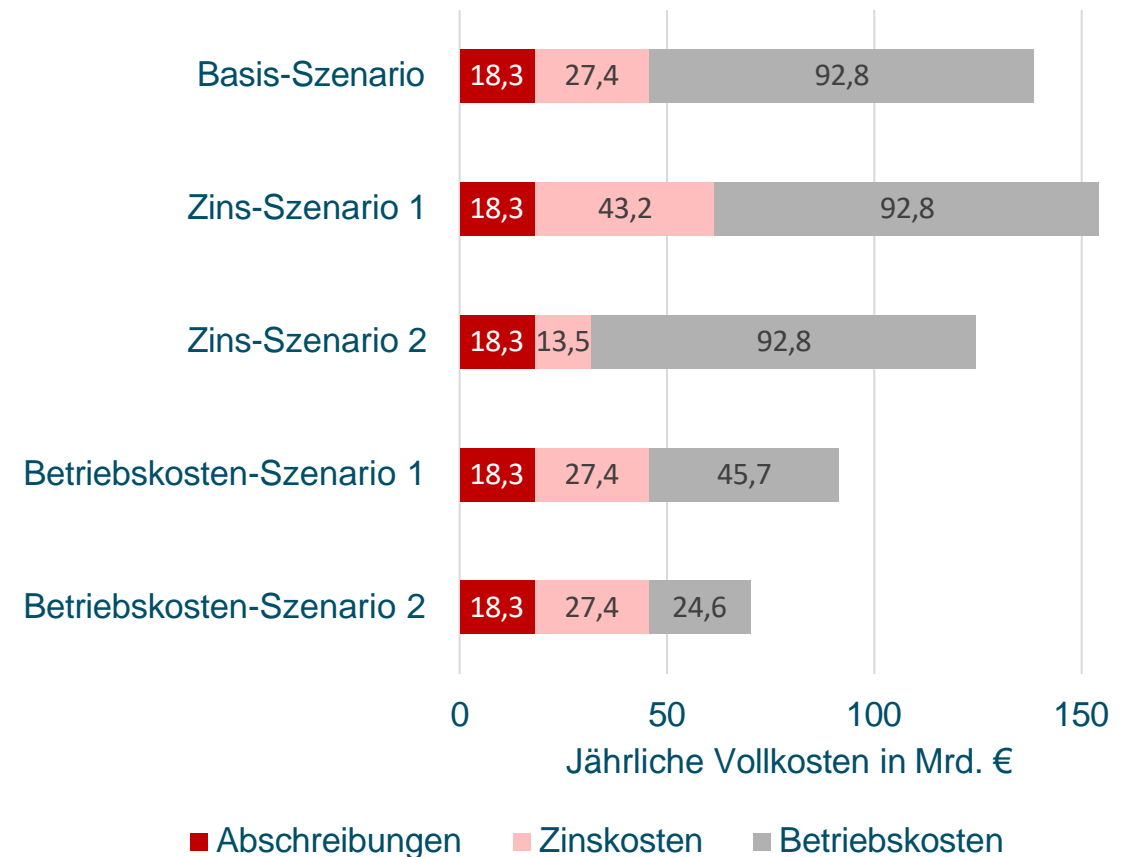
Zinskosten

- Die absoluten Zinskosten sind in den beiden Betriebskosten-Szenarien identisch zu denen im Basis-Szenario (27,4 Mrd. €).
- Im Zins-Szenario 1 (WACC: 8 %) sind die Zinskosten mehr als dreimal so hoch wie im Zins-Szenario 2 (WACC: 3 %).
- Im Zins-Szenario 1 sind die jährlichen Vollkosten im Vergleich zu den anderen Szenarien mit Abstand am höchsten.

Betriebskosten

- Bis 2045 sinken die Betriebskosten in beiden Betriebskosten-Szenarien, sodass die jährlichen Vollkosten im Betriebskosten-Szenario 1 und 2 deutlich geringer sind als im Basis-Szenario.
- Das Verhältnis der Kapital- und Betriebskosten im Betriebskosten-Szenario 2 senkt die jährlichen Vollkosten um 68,2 Mrd. € gegenüber dem Basis-Szenario.

Vergleich der jährlichen Vollkosten in Deutschland in 2045

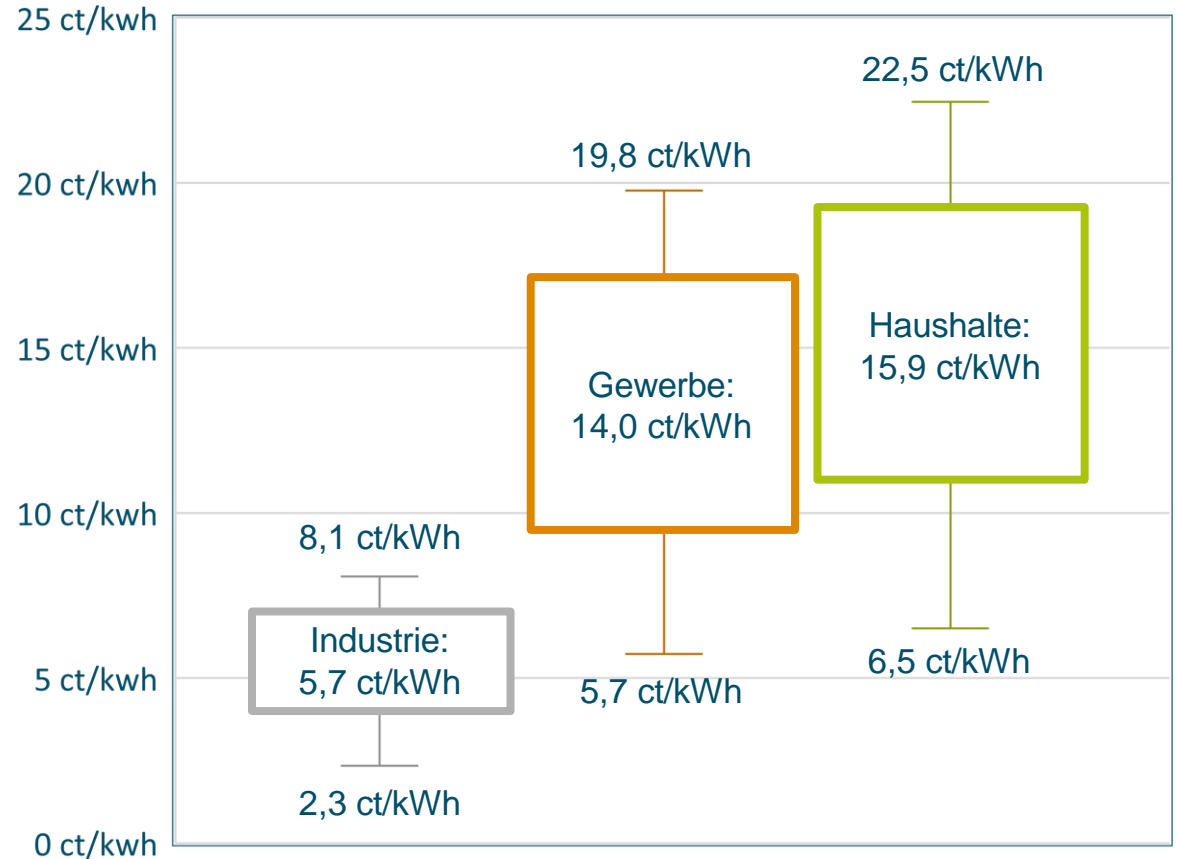


Entwicklung der Netzentgelte in Baden-Württemberg nach Verbrauchsgruppen

Möglicher Anstieg der Netzentgelte in Baden-Württemberg

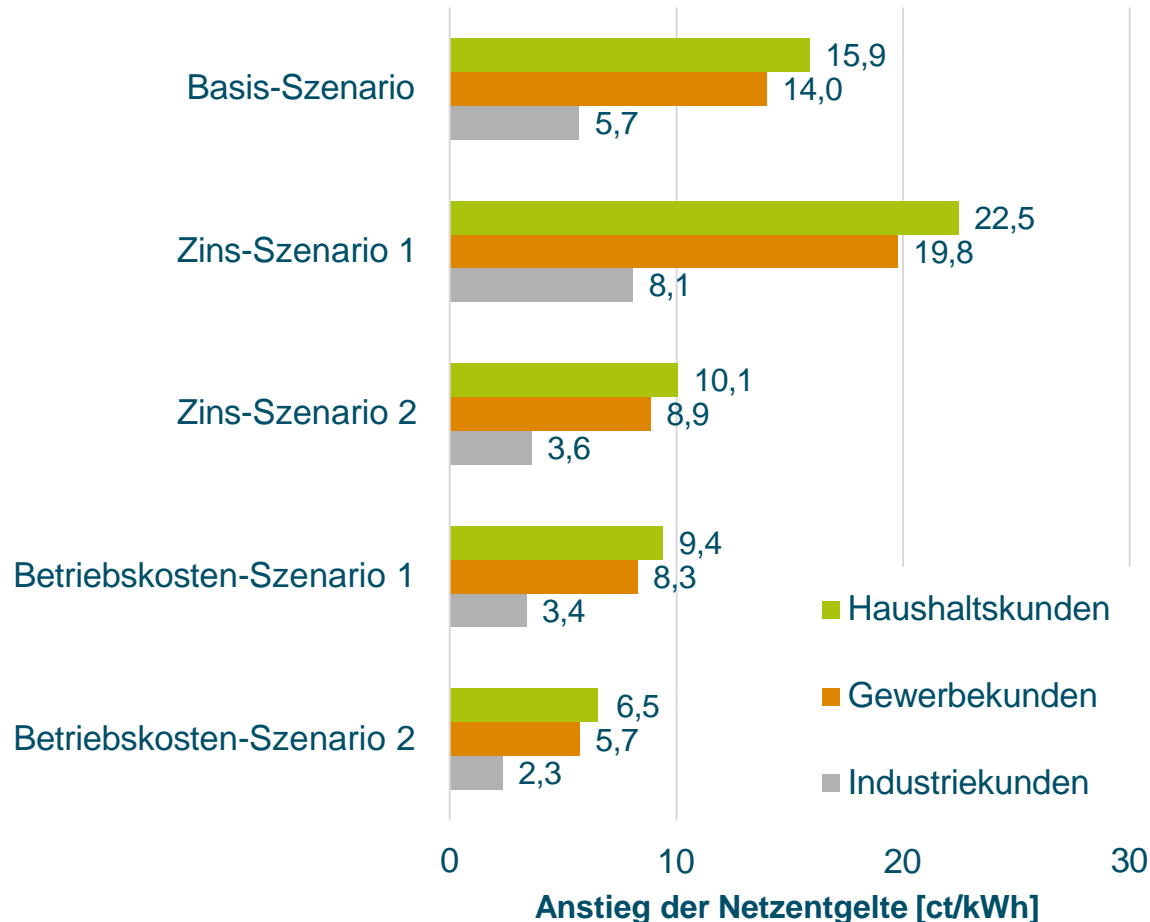
- Im **Basis-Szenario** liegt der Anteil der Betriebskosten an den Vollkosten bei 67 % und die gewichteten durchschnittlichen Kapitalkosten bei 5,5 %. In der Abbildung ist das Kostendelta der Netznutzungsentgelte im Jahr 2045 gegenüber dem Status quo im Jahr 2023 für die einzelnen Verbrauchergruppen abgebildet.
- Der **höhere Investitionsbedarf im Jahr 2045** führt zu einem **Anstieg der Netznutzungsentgelte** über alle Verbrauchergruppen hinweg. Dabei steigen die Netznutzungsentgelte für Haushalts- und Gewerbekunden stärker an als für Industriekunden. Dies führt dazu, dass zukünftige Netzkosten überproportional von Gewerbe- und Haushaltskunden getragen werden.
- Bei **abweichenden Annahmen** über die durchschnittlichen Kapitalkosten und über das Betriebskosten-Verhältnis sind Haushalts- und Gewerbekunden stärker betroffen als Industriekunden. Zudem fällt der **Anstieg deutlich höher** bzw. **geringer aus**. Daher werden in der Analyse vier weitere Szenarien betrachtet.

Möglicher Anstieg der Netznutzungsentgelte im Jahr 2045 gegenüber 2023



Entwicklung der Netzentgelte in Baden-Württemberg - Szenarien

Möglicher Anstieg der Netznutzungsentgelte im Jahr 2045 gegenüber 2023 nach Verbrauchsgruppen



Zins-Szenarien

- **Zins-Szenario 1:** In diesem Szenario steigt der WACC auf 8 %. Ein höherer WACC führt zu höheren Kapitalkosten. Daher steigen die Netznutzungsentgelte im Vergleich zum Basis-Szenario.
- **Zins-Szenario 2:** Im Gegensatz dazu sinkt der WACC auf 3 %, was zu niedrigeren Kapitalkosten führt. Dadurch verringert sich der Anstieg der Netznutzungsentgelte im Vergleich zum Basis-Szenario.

Betriebskosten-Szenarien

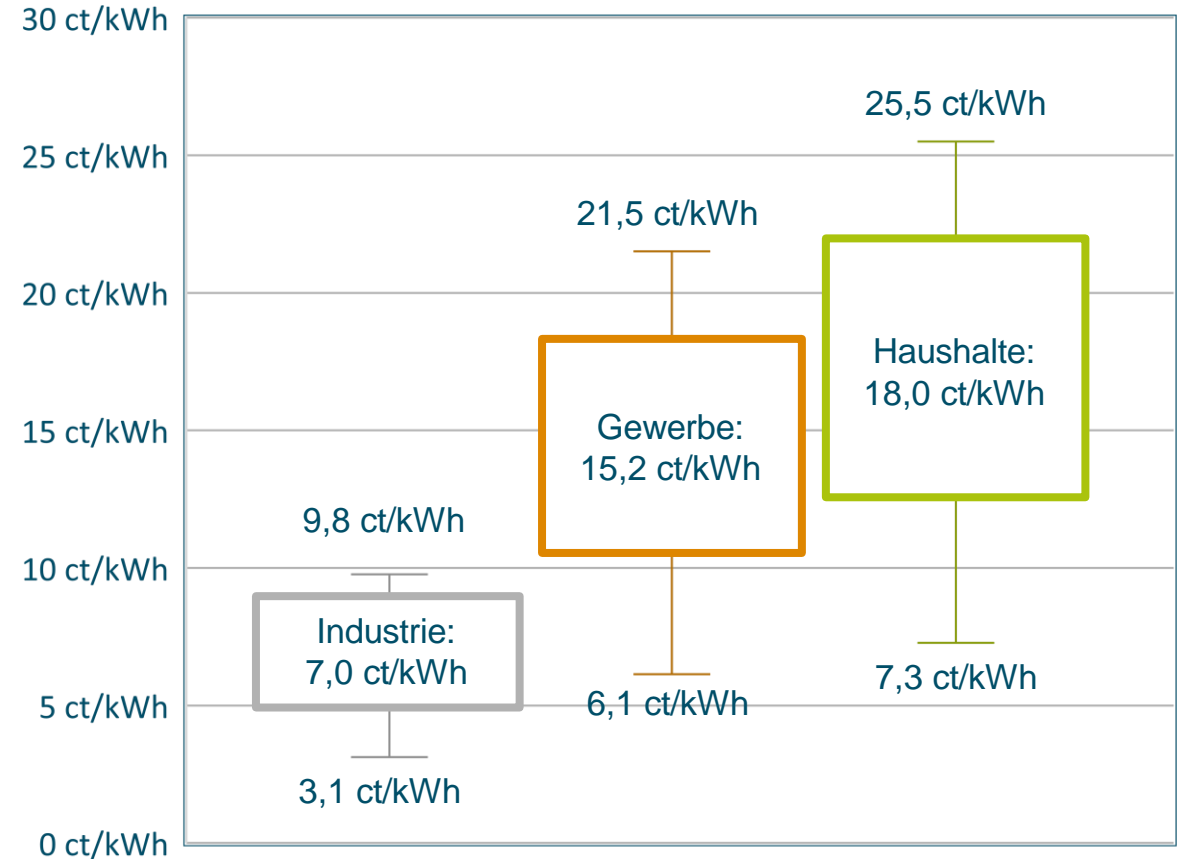
- **Betriebskosten-Szenario 1:** Hier wird angenommen, dass der Anteil der Betriebskosten an den Vollkosten auf 50 % sinkt. Eine Senkung der Betriebskosten führt zu niedrigeren Vollkosten und somit zu einem niedrigeren Anstieg der Netznutzungsentgelte im Vergleich zum Basis-Szenario.
- **Betriebskosten-Szenario 2:** In diesem Szenario sinkt der Betriebskostenanteil an den Vollkosten auf 35 %. Dadurch verringern sich die Vollkosten weiter, was zu einem noch niedrigeren Anstieg der Netznutzungsentgelte im Vergleich zum Basis-Szenario und Betriebskosten-Szenario 1 führt.

Entwicklung der Netzentgelte in Deutschland nach Verbrauchsgruppen

Anstieg der Netzentgelte in Deutschland

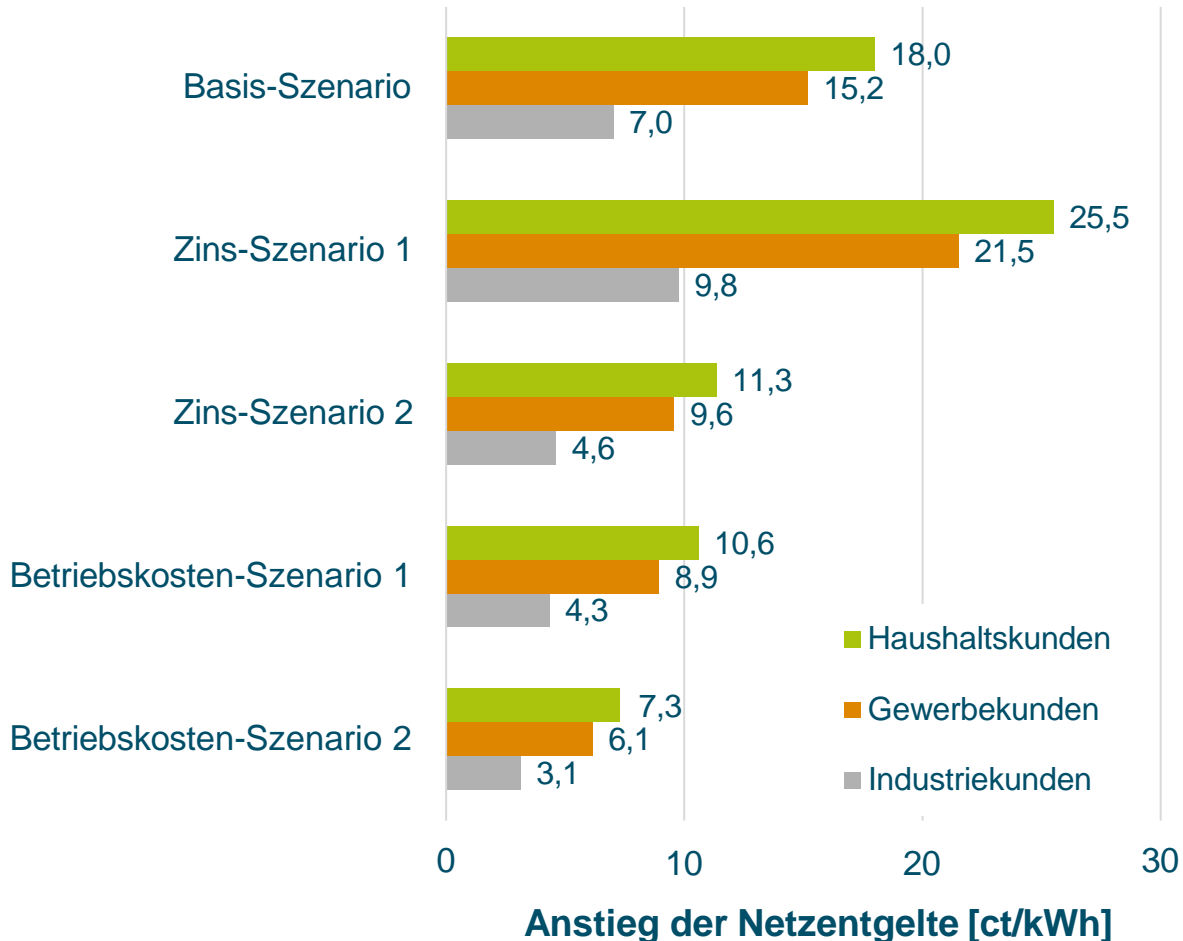
- Im **Basis-Szenario** liegt der Anteil der Betriebskosten an den Vollkosten bei 67 % und die gewichteten durchschnittlichen Kapitalkosten bei 5,5 %. In der Abbildung ist das Kostendelta der Netznutzungsentgelte im Jahr 2045 gegenüber dem Status quo im Jahr 2023 für die einzelnen Verbrauchergruppen abgebildet.
- Der **höhere Investitionsbedarf im Jahr 2045** führt zu einem **Anstieg der Netznutzungsentgelte** über alle Verbrauchergruppen hinweg. Dabei steigen die Netznutzungsentgelte für Haushalts- und Gewerbekunden stärker an als für Industriekunden. Dies führt dazu, dass zukünftige Netzkosten überproportional von Gewerbe- und Haushaltskunden getragen werden.
- Bei **abweichenden Annahmen** über die durchschnittlichen Kapitalkosten und über das Betriebskosten-Verhältnis sind Haushalts- und Gewerbekunden stärker betroffen als Industriekunden. Zudem fällt der **Anstieg deutlich höher** bzw. **geringer aus**. Daher werden in der Analyse vier weitere Szenarien betrachtet.

Möglicher Anstieg der Netznutzungsentgelte im Jahr 2045 gegenüber 2023



Entwicklung der Netzentgelte in Deutschland - Szenarien

Möglicher Anstieg der Netznutzungsentgelte im Jahr 2045 gegenüber 2023 nach Verbrauchsgruppen



Zins-Szenarien

- **Zins-Szenario 1:** In diesem Szenario steigt der WACC auf 8 %. Ein höherer WACC führt zu höheren Kapitalkosten. Daher steigen die Netznutzungsentgelte im Vergleich zum Basis-Szenario.
- **Zins-Szenario 2:** Im Gegensatz dazu sinkt der WACC auf 3 %, was zu niedrigeren Kapitalkosten führt. Dadurch verringert sich der Anstieg der Netznutzungsentgelte im Vergleich zum Basis-Szenario.

Betriebskosten-Szenarien

- **Betriebskosten-Szenario 1:** Hier wird angenommen, dass der Anteil der Betriebskosten an den Vollkosten auf 50 % sinkt. Eine Senkung der Betriebskosten führt zu niedrigeren Vollkosten und somit zu einem niedrigeren Anstieg der Netznutzungsentgelte im Vergleich zum Basis-Szenario.
- **Betriebskosten-Szenario 2:** In diesem Szenario sinkt der Betriebskostenanteil an den Vollkosten auf 35 %. Dadurch verringern sich die Vollkosten weiter, was zu einem noch niedrigeren Anstieg der Netznutzungsentgelte im Vergleich zum Basis-Szenario und Betriebskosten-Szenario 1 führt.

Diskussion & Einordnung der Ergebnisse

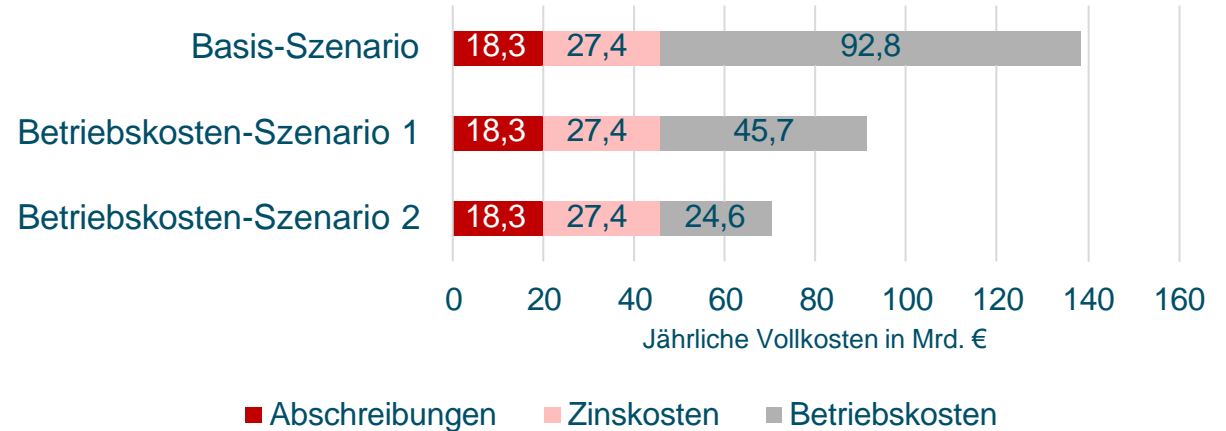


Vollkosten sind stark abhängig von der Entwicklung der Betriebskosten

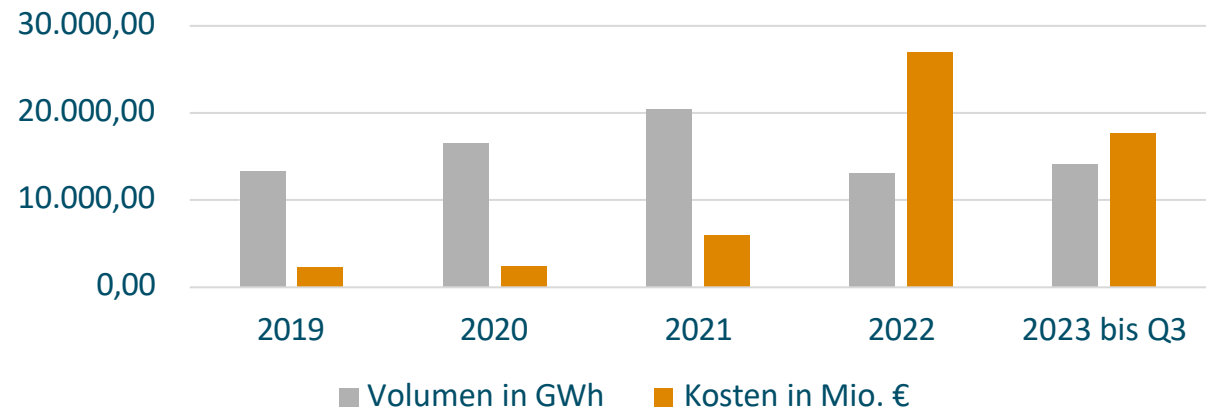
Einordnung

- Die Ermittlung der Vollkosten auf Basis der Investitionsvolumina ist deutlich getrieben von den **Annahmen hinsichtlich Betriebskosten und Zinsen**.
- Die Entwicklung der Betriebskosten ist in hohem Maße ungewiss. Es gibt gute Argumente dafür, dass die Betriebskosten einen im Vergleich zu heute kleineren Anteil an den Kosten der zukünftigen Netzbewirtschaftung ausmachen werden, z.B. aufgrund der hohen Investitionen und der damit einhergehend sinkenden Overheadkosten und Skaleneffekte.
- Die Kosten des **Engpassmanagements (EPM)**, also die des Redispatch und des Einspeisemanagements, machen einen großen Teil der Betriebskosten der Netzbetreiber aus. Zuletzt sind diese Kosten, auch aufgrund der letztjährigen Energiekrisen, deutlich angestiegen.
- Es ist ein langfristiger Trend zu erhöhtem Bedarf an Engpassmanagement vorhanden. Der Netzentwicklungsplan antizipiert im Vergleich wieder deutlich rückgängige Bedarfe.
- Die Entwicklung der EPM-Kosten in der Zukunft sind aufgrund der Vielzahl von Determinanten nur sehr schwer zu bestimmen, und damit auch die Betriebskosten von Netzbetreibern. Es gibt jedoch regulatorischen Spielraum, diese Kosten gering zu halten.

Vergleich des Anstiegs der jährlichen Vollkosten in Deutschland



Redispatch-Volumen und Kosten in Deutschland



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf BNetzA (2023): Quartalsbericht

Der regulatorische Rahmen bietet Spielräume, den Anstieg der Netzkosten zu reduzieren

Diskussion:

- Der **Investitionsbedarf könnte verringert** werden, wenn Flexibilitätpotenziale regulatorisch ausgeschöpft würden, z.B. durch
 - Anpassung §19 StromNEV und möglichen Fehlanreizen für gleichmäßigen Strombezug
 - Weiterentwicklung der Einsatzmöglichkeit der Abregelung gem. §14a EnWG zur Erreichung eines Gesamtkostenoptimums
 - Verzahnung von Stromnetzausbau mit kommunaler Wärmeplanung, strategischer Energieleitplanung
- **Betriebskosten könnten verringert werden**, wenn der Bedarf an Engpassmanagement reduziert wird, z.B. durch:
 - Regulatorische Anreize für systemdienliche Allokation von Großverbrauchern wie Elektrolyseuren und Batterien
 - Anreiz zu systemdienlichem Einsatz von Großverbrauchern (analog zum §14a EnWG)



Ergebnisse der Studie



Die Netzentgelte steigen im Basisszenario zwischen 7 und 18 Cent/kWh!

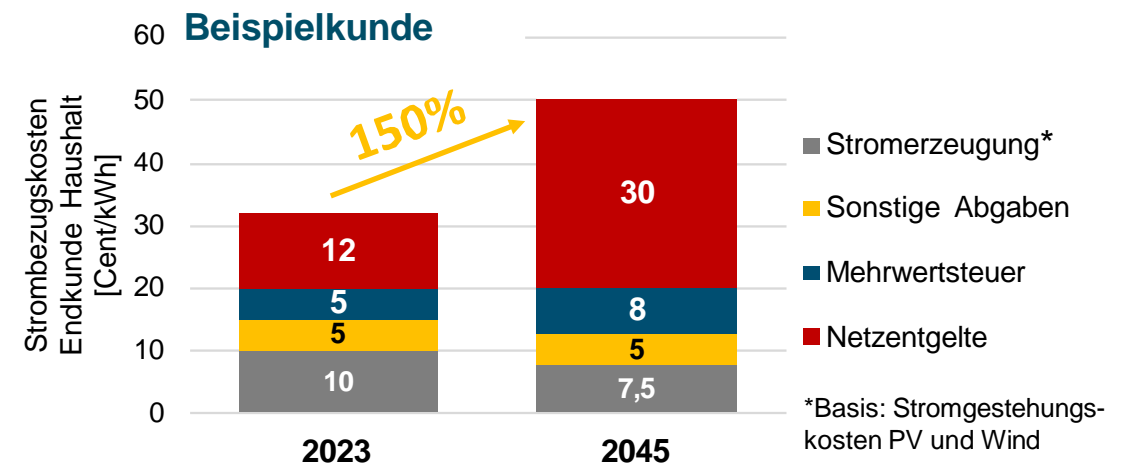
Die Netzausbaukosten

- Das hier betrachtete **NEP-Szenario B 2045** geht im Einklang mit den politischen Zielen von einem im Vergleich zu historischen
 - Raten hohen EE-Ausbau,
 - einer massiven Elektrifizierung der Sektoren Wärme und Verkehr und
 - entsprechend von einer in steigender Stromnachfrage aus.
- Zur Erfüllung dieser Versorgungsaufgabe sind Netzinvestitionen im Umfang von:
 - 430,8 Mrd. € Verteilnetz
 - 156,1 Mrd. € Übertragungsnetz
 - 145,1 Mrd. € Offshore
 notwendig!



Die resultierenden Netzentgelte (Indikativ)

- Der umfangreiche Netzausbau kann vollumfänglich auf die Netznutzer umgelegt werden, was zu stark steigenden Netzentgelten bis zum Zieljahr 2045 führt.
- In einem Basisszenario mit einem EK/FK-Verhältnis von 40/60 und einem WACC von 5,5% steigen die Netzentgelte bei den Kundengruppen um
 - Gewerbekunden 15,2 Cent/kWh
 - Industriekunden 7,0 Cent/kWh
 - Haushaltskunden 18,0 Cent/kWh



Was lohnt es sich noch anzuschauen?

Mögliche Sensitivitäten

Zur Bewertung des Einflusses von Sensitivitäten auf die Netzausbaukosten, können diese nachgelagert ausgewertet werden.

Wir schlagen folgende Sensitivitäten vor:

- **Anwendung des §14a EnWG** – alle steuerbaren Letztverbraucher werden planerisch mit 4,2kW und einer Gleichzeitigkeit von 1,0 angenommen.
- **Anwendung eines „smarten“ §14a EnWG** – die steuerbaren Letztverbraucher werden zwar planerisch mit einer Leistung von 4,2 kW angenommen, verfügen aber über eine intelligente Steuerung und damit über eine niedrigere Gleichzeitigkeit als 1,0. Zusätzlich können weitere Netznutzer (Speicher, PtG, ...) netzdienlich betrieben werden
- Variation des Ausbaus von **Erdkabeln vs. Freileitungen**
- **Reduktion des PV-Ausbaus**
- **Einfluss der Wärmepumpen auf den Netzausbau** – These: die WP treiben die Netzkosten relativ wenig
- ...

Zeitaufwand und Kosten einer Sensitivität

Wir sehen jeweils ~ 1 Tag Aufwand für das Berechnen und Validieren einer Sensitivität.

Pauschale für Projektmanagement bei bis zu 5 Sensitivitäten	1.500 €
Sensitivität Aufwand EWI + ef.Ruhr	2.700 €

Anhang



Input für die Netzberechnung im Verteilnetz

Auslegungsrelevante Fälle

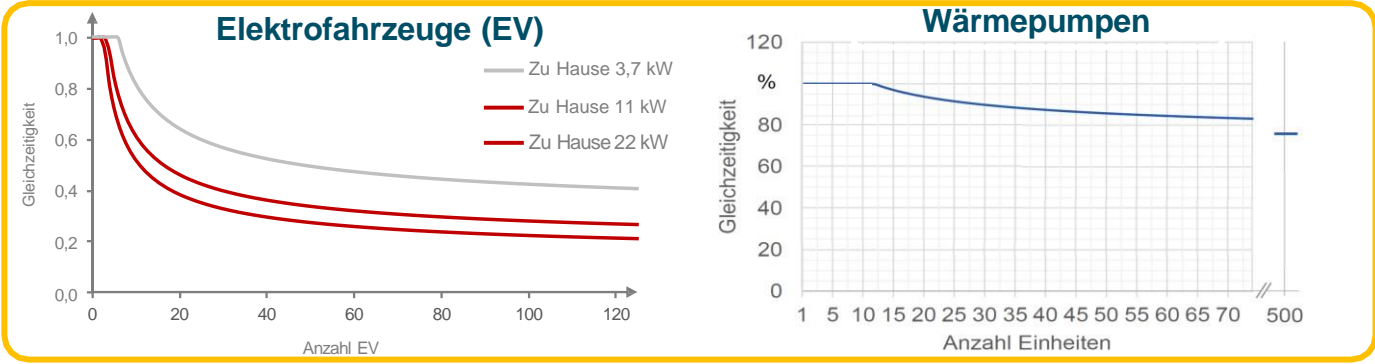
Batteriespeicher bedingt netzwirksam (30% können abgeregelt werden)

Rechenzentren und Elektrolyseure können netzwirksam gesteuert werden (wirken dem Rückspeisefall entgegen)

Wind und PV leisten „nur“ 80% ihrer installierten Leistung gleichzeitig

Technologie	Starklastfall Faktor						Rückspeisefall Faktor					
	NS	MS/NS	MS	HS/MS	HS	HöS/HS	NS	MS/NS	MS	HS/MS	HS	HöS/HS
Wind Onshore	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	80,0%	80,0%	80,0%	80,0%	80,0%	80,0%
Wind Offshore	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	80,0%	80,0%	80,0%	80,0%	80,0%	80,0%
PV	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	80,0%	80,0%	80,0%	80,0%	80,0%	80,0%
EV Alle	40,0%	30,0%	20,0%	20,0%	20,0%	20,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
WP Alle	100,0%	90,0%	90,0%	90,0%	90,0%	90,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Batteriespeicher	70,0%	70,0%	70,0%	70,0%	70,0%	70,0%	70,0%	70,0%	70,0%	70,0%	70,0%	70,0%
Rechenzentren	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	-70,0%	-70,0%	-70,0%	-70,0%	-70,0%	-70,0%
PtH	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
PtG	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	-70,0%	-70,0%	-70,0%	-70,0%	-70,0%	-70,0%

Gleichzeitigkeit in Abhängigkeit der Anzahl



Input für die Netzberechnung im Verteilnetz

Zuordnung der Anlagenleistung

Zuordnung Anlagenleistung auf Spannungsebenen und Landklassen									
Technologie	NS	MS/NS	MS	HS/MS	HS	HöS/HS	Städtisch	Halb-städtisch	Ländlich
Wind Onshore	0,0%	0,0%	35,0%	25,0%	40,0%	0,0%	0,0%	15,0%	85,0%
Wind Offshore	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	100,0%	0,0%	5,0%	95,0%
PV	40,0%	10,0%	25,0%	15,0%	10,0%	0,0%	5,0%	35,0%	60,0%
EV Alle	90,0%	10,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	25,0%	35,0%	40,0%
WP Alle	90,0%	0,0%	10,0%	0,0%	0,0%	0,0%	20,0%	50,0%	30,0%
Batteriespeicher	20,0%	0,0%	25,0%	25,0%	30,0%	0,0%	10,0%	30,0%	60,0%
Rechenzentren	0,0%	0,0%	0,0%	50,0%	50,0%	0,0%	85,0%	10,0%	5,0%
PtH	0,0%	0,0%	33,3%	33,3%	33,3%	0,0%	10,0%	50,0%	40,0%
PtG	0,0%	0,0%	25,0%	50,0%	25,0%	0,0%	0,0%	50,0%	50,0%

Offshore WEA nicht im Verteilnetz wirksam

Aufdach-PV, Wärmepumpen, Elektrofahrzeuge und kleine Batteriespeicher in der NS

Freiflächen-PV, Windenergie und Großverbraucher in der MS

Windparks, Großbatteriespeicher und Großverbraucher in der HS

Input für die Netzberechnung im Verteilnetz

Standardbetriebsmittel

(n-1)-Sicherheit durch reduzierte Stromtragfähigkeit abgebildet

Übertragbare Leistung		NS	MS/NS	MS	HS/MS	HS	HöS/HS
übertragbare Scheinleistung	[MVA]	0,21	0,63	13,87	63,00	260,00	300,00
Jahreshöchstlast	[MVA]						
Starklastfall	[%]	100,00%	100,00%	50,00%	60,00%	70,00%	60,00%
Rückspeisefall	[%]	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	90,00%	60,00%
Starklastfall	[MW]	0,21	0,63	6,93	37,80	182,00	180,00
Rückspeisefall	[MW]	0,21	0,63	13,87	63,00	234,00	180,00
Kosten		NS	MS/NS	MS	HS/MS	HS	HöS/HS
Städtisch	Tsd.€ / Einheit	139,00	86,50	230,00	5.000,00	1.350,00	
Halbstädtisch	Tsd.€ / Einheit	139,00	86,50	230,00	5.000,00	1.350,00	
Ländlich	Tsd.€ / Einheit	139,00	86,50	230,00	5.000,00	1.350,00	

Je km

Auf die Leitungen wird ein **Ausbaufaktor** angewendet (Netznutzer sind über die Stranglänge gleichverteilt)

Je Trafo

Ohne Grundstück, oder sonstige Aufwände