

# LANGFRISTSZENARIOEN FÜR DIE TRANSFORMATION DES ENERGIESYSTEMS IN DEUTSCHLAND

Webinar zur Vorstellung der „Orientierungsszenarien“



Stromnetze

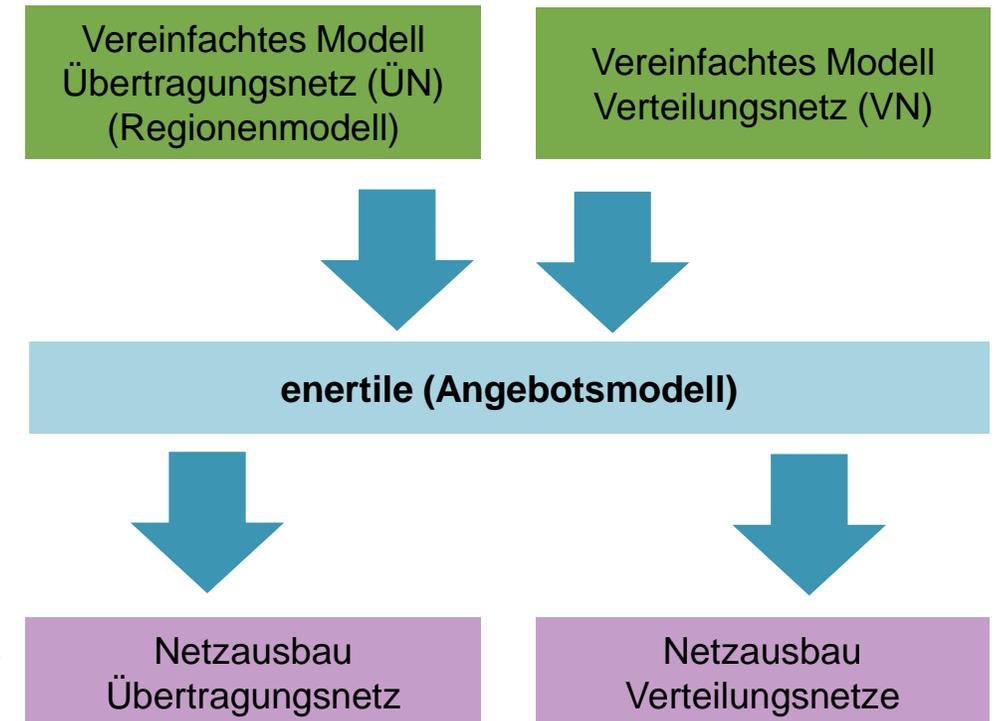
Datum:  
2.Juli 2024

# Modellierung der Übertragungsnetze (ÜN) und Verteilungsnetze (VN) in den Langfristszenarien

1. Berücksichtigung des Zusammenhangs zwischen Entscheidung zur Energiebereitstellung und notwendigem Stromnetzbau  
→ Berücksichtigung der Netze erfolgt in der europäischen Energieangebotsoptimierung (enertile) derart, dass dort ein **Optimum in Bezug auf die Gesamtkosten** des Energieangebots (d. h. einschließlich Netzkosten) erreicht wird

*Validierung und  
iterative Anpassung*

2. Detaillierte, insb. regional fein aufgelöste Bewertung der Ergebnisse der Optimierung des Energieangebots hinsichtlich des Netzausbaubedarfs in Deutschland



---

# Ergebnisse Ausbausimulation deutsches Übertragungsnetz

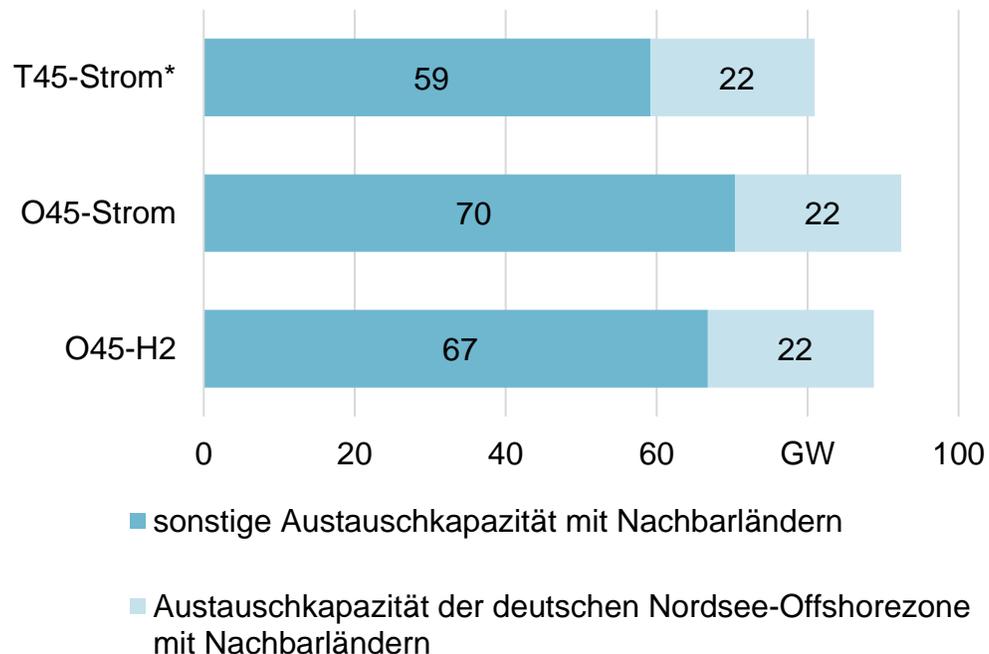
---

## Anpassungen bei den Annahmen der Modellierung

- Vorgegebener Netzausbau („Startnetz“) berücksichtigt nun den bestätigten NEP 2023 sowie TYNDP 2022
- Kostenparametrierung auf Basis der ÜNB-Kostenschätzung aus dem Entwurf NEP 2023

# Interkonnektorkapazität steigt gegenüber früheren Szenarien an

Deutsche Austauschkapazitäten mit elektrisch verbundenen Nachbarländern, 2045



Austauschkapazitäten nicht direkt mit den heutigen Markt-Kapazitäten vergleichbar, da sie den auf das Angebotsmodell kalibrierten Austauschkapazitäten entsprechen

- **Ergebnisse**
  - Höhe der Austauschkapazitäten von Deutschland mit seinen Nachbarländern liegt im ermittelten Systemkostenoptimum der Orientierungsszenarien bei ca. 90 GW.
- **Einordnung**
  - Der stärkere Ausbau erfolgt trotz höherer Kostenansätze für den Übertragungsnetzausbau in den O-Szenarien.
  - Stärkerer Ausbau der Interkonnectoren (im Vergleich zu T45-Strom\*) geht unter anderem auf steigende Stromimporte (Netto-Zuwachs ca. 30 TWh im Szenario O45-Strom vs. T45-Strom\*) zurück. Ein ähnlicher Zusammenhang zwischen Importen und Interkonnectorausbau wurde bereits in früheren Szenarien beobachtet (vgl. etwa T45-RedEff).
  - Der ermittelte kostenoptimale Ausbau liegt signifikant über dem, was bisher im Netzentwicklungsplan an Ausbau angenommen wurde. Im NEP 2023 liegen die gesamten deutschen Handelskapazitäten bei 45 GW.

# Mit dem aktuell bestätigten NEP reduzieren sich verbleibende Überlastungen sehr deutlich

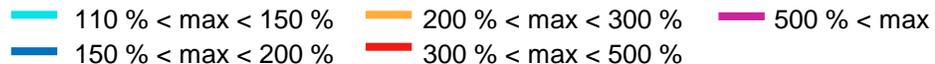
leitungsspezifisch maximale Netzbelastungen  
(ausgehend vom jeweils vorgegebenen Startnetz)  
im dt. Übertragungsnetz im Jahr 2045



**Startnetz:** bestätigter NEP 2035 (2021) und Offshore-Anbindungen nach NEP 2037/45 (2023), TYNDP 2020

← ⚠ → **Startnetz:** bestätigter NEP 2037/45 (2023) und TYNDP 2022

max. Belastung im (n-1)-Fall:



## Ergebnis

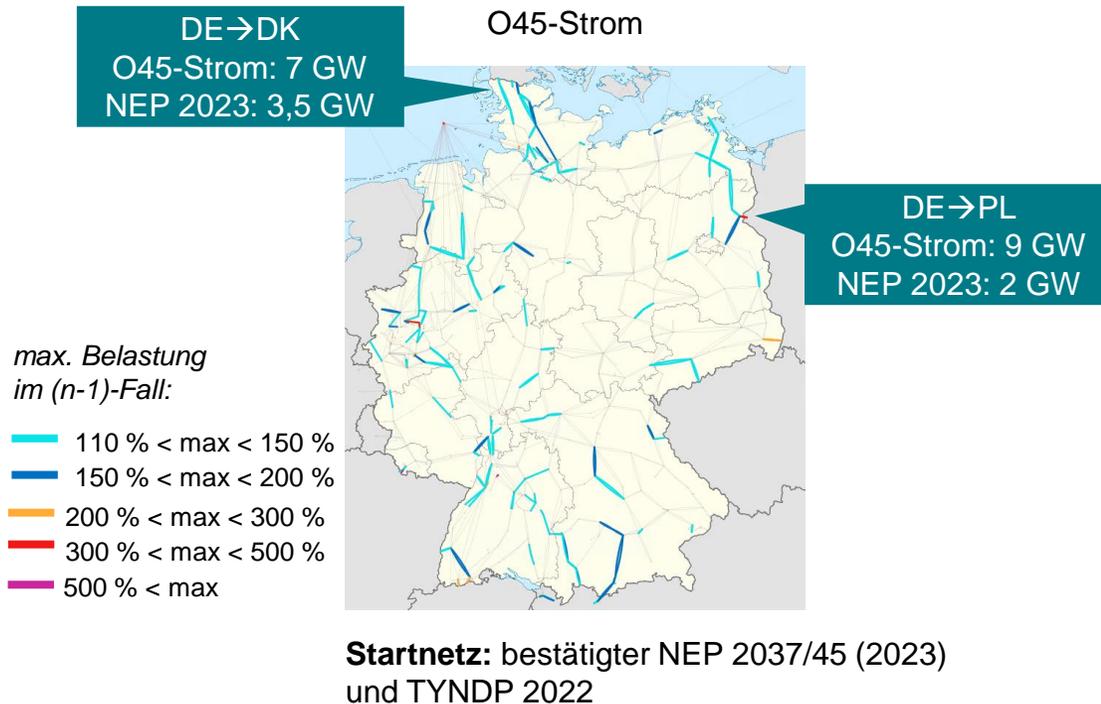
- Die Überlastungen ausgehend vom jeweils vorgegebenen Startnetz sind in den O-Szenarien deutlich geringer. Grund hierfür ist, dass für die O-Szenarien ein deutlich umfangreicheres Startnetz vorgegeben wurde.
- Verbleibende Überlastungen in den O-Szenarien erfordern entsprechend dem Modellierungsansatz weiteren Ausbau.
- Die Überlastungen konzentrieren sich auf Interkonnektoren und deren nähere Umgebung sowie einzelne regionale „Hot-Spots“.

## Einordnung

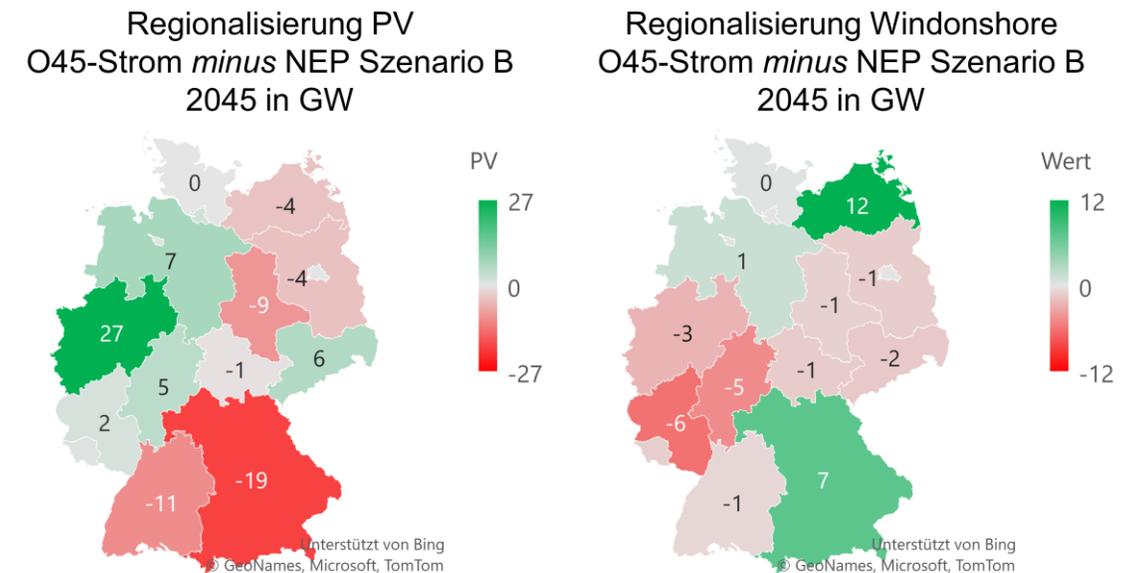
- Berechnungen überprüfen nicht explizit die NEP-Projekte. Die Ergebnisse belegen aber im weiten Teil implizit deren Nutzen.
- Weitere Einordnungen, siehe nächste Folie

# Einordnung der Überlastungen in den O-Szenarien ausgehend aktuell bestätigten NEP

- Überlastungen in den O-Szenarien korrespondieren mit stärkerem Interkonnektorenausbau im Vergleich zum NEP, auf dem das Startnetz basiert. Hier am Beispiel der Interkonnektoren nach Dänemark und Polen



- Regionale Hot-Spots entstehen z.B. durch abweichende Last- und EE-Regionalisierung im Vergleich zum NEP. Hier exemplarisch am Beispiel der EE-Regionalisierung:



installierte Leistungen PV und Wind jeweils DE-weit in O45-Strom und NEP Szenario B nahezu gleich

# Weiterer Ausbaubedarf im deutschen Übertragungsnetz in den Orientierungsszenarien

## Notwendige<sup>a</sup> Ausbau- und Verstärkungsmaßnahmen<sup>b</sup> im deutschen Übertragungsnetz (Stromkreis-kilometer<sup>c</sup>)



- Exogen vorgegebener Netzausbau (bestätigter NEP 2035 (2021) + Offshore-Anbindungen nach NEP 2037/45 (2023))
- Exogen vorgegebener Netzausbau (bestätigter NEP 2037/45 (2023))
- Endogen ermittelter Netzausbau

<sup>a</sup> Die Ermittlung des Netzausbaus erfolgt in dieser Studie primär im Hinblick auf das Ziel der Ermittlung kostenoptimierter Szenarien sowie zum Vergleich der Szenarien in Bezug auf die Anforderungen an das Übertragungsnetz. Die durchgeführten Berechnungen ersetzen keine detaillierte Netzausbauplanung.

<sup>b</sup> Zusätzlich zu den hier dargestellten Ausbau- und Verstärkungsmaßnahmen bei Stromleitungen erfolgt in den Szenarien zusätzlich ein Zubau / Einsatz von Phasenschiebertransformatoren und Netzboostern.

<sup>c</sup> dargestellt sind Stromkreis-km, nicht Trassen-km

## ■ Ergebnisse

- Über das Startnetz hinaus sind in beiden O-Szenarien Netzausbau- und Verstärkungsmaßnahmen erforderlich. Die Unterschiede zwischen den Szenarien im Gesamtbedarf sind gering (ca. 500 km)
- In der Summe aus endogen ermitteltem zusätzlichem Ausbaubedarf und vorgegebenen Netzausbau liegt der gesamte Ausbaubedarf in den O-Szenarien höher als in früheren Szenarien.

## ■ Einordnungen

- Der vorgegebene Netzausbau wird in der Modellierung nicht „in Frage gestellt“: mögliche „Minderbelastungen“ von im Startnetz (NEP) enthaltenen Leitungen z.B. aufgrund anderer Regionalisierungsannahmen reduzieren den Ausbaubedarf in dieser Bewertung nicht.
- Annahmen z.B. zur Regionalisierung und zur Entwicklung der Interkonnektorkapazität sind unsicher. Die Ergebnisse deuten aber einen Einfluss dieser Annahmen auf dimensionierungsrelevante Netzbelastungen hin → die Überprüfung im genehmigten NEP enthaltener Leitungen im Rahmen zukünftiger NEP-Prozesse ist daher sinnvoll
- Offshore-Anbindungsleitung ggü. früheren Szenarien nun vollständig beim Übertragungsnetz bilanziert.

# Ergebnisse Ermittlung Ausbaubedarf deutsche Verteilungsnetze

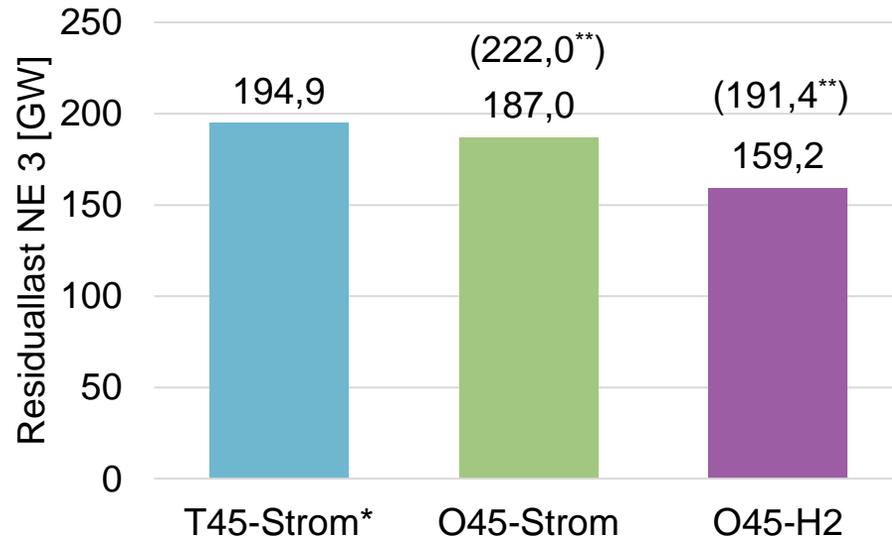
---

## Anpassungen in der Modellierung für die Orientierungsszenarien

- Bisherige Modellierung: Auslegung der Netze in lastdominierten Gebieten auf die maximale Residuallast je Modellnetz
- Neuerdings in Angebotsmodellierung berücksichtigte VN-Variable setzt Anreiz zum verteilnetzdienlichen Einsatz von Flexibilität → bisher allerdings nur mit Blick auf auslegungsrelevante Rückspeisungen
- Zumindest näherungsweise Berücksichtigung von vrs. vkw. effizientem Flex-Einsatz auch in Bezug auf auslegungsrelevante Residuallastspitzen  
→ Netzauslegung von den **20st-höchsten Residuallastwert** (je NUTS3 / Netzebene)  
(orientiert an Zwischenergebnisse aus dem BMWK-Vorhaben „Verteilnetze der Zukunft“)

# Veränderungen bei den Anforderungen an die Verteilungsnetze sind primär lastseitig

auslegungsrelevante Residuallast für VN, 2045 (stark vereinfacht)\*



\* Auslegungsrelevante Residuallast = Summe der zeitungleichen max. Residuallast je Landkreis / kreisfreie Stadt (NUTS3) aus Sicht Netzebene 3 (nicht enthalten sind direkt im Übertragungsnetz angeschlossene Lasten, wie z. B. Elektrolyseure); diese Größe erlaubt näherungsweise Darstellung der lastbedingten Anforderungen an die Verteilungsnetze. In der Verteilungsnetzmodellierung selbst erfolgt die Abbildung der lastbedingten Anforderungen sowohl geographisch höher aufgelöst als auch differenziert nach Netzebenen. Die Summenbildung erfolgt über alle NUTS3, unabhängig davon, ob dort ggf. nicht Last, sondern Erzeugung kapazitätsdimensionierend ist. **Hinweis:** Die Bestimmung der auslegungsrelevanten Residuallast erfolgt in den O-Szenarien abweichend von früheren Szenarien und in Anlehnung an Zwischenergebnisse aus dem Vorhaben „VN-Zukunft“ auf Basis des 20-höchsten Werts der Jahresganglinie der Residuallast.

\*\* Der im Diagramm in Klammern ausgewiesene Wert bei den O-Szenarien ist der höchste Wert der Jahresganglinie der Residuallast.

## ■ Ergebnisse

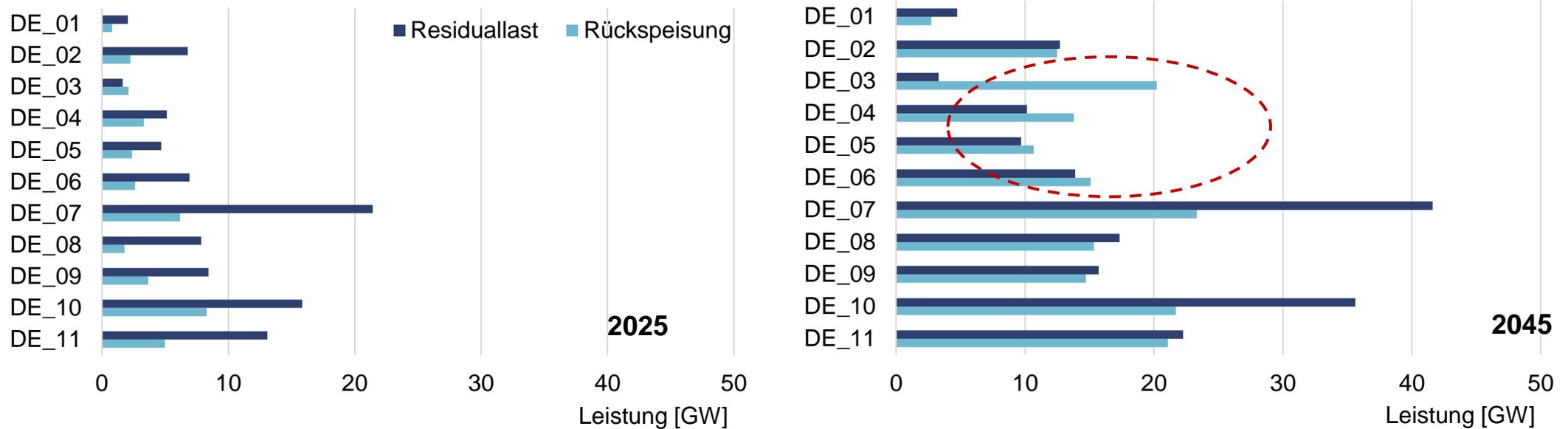
- Der EE-Ausbau ist in allen dargestellten Szenarien nahezu identisch. Die erzeugungsseitigen Anforderungen an die Verteilungsnetze sind daher in den Szenarien sehr ähnlich. Batterien wirken allerdings bedarfssenkend.
- Unterschiede zwischen den Szenarien bestehen insbesondere bei den auslegungsrelevanten Residuallasten. Die sind im Szenario O45-H2 deutlich niedriger.

## ■ Einordnung

- Der für die O-Szenarien zusätzlich (vereinfachend) berücksichtigte netzdienliche Einsatz von Lastflexibilität auch für Residuallastspitzen senkt die auslegungsrelevanten Lastspitzen spürbar ab.

# Heterogenität der Netze im Hinblick auf Residuallast und Rückspeisung (Erzeugung) als Ausbautreiber

Summe der auslegungsrelevanten\* Last / Erzeugung (Netzebene 3) je DE11-Region (vereinfachte Betrachtung)

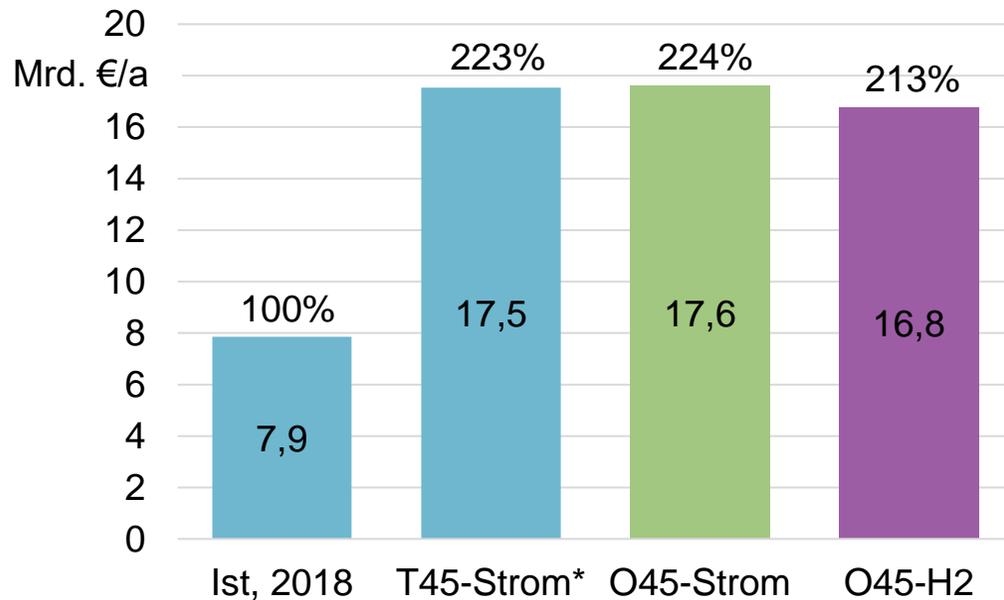


- Erheblicher Anstieg der potenziell auslegungsrelevanten Last- und Erzeugungsspitzen in allen DE11-Regionen
- Bedeutung der Einspeisung als Ausbautreiber nimmt im Zeitverlauf deutlich zu → In 2045 vermehrt DE11-Regionen, in denen die Rückspeisung die Residuallast zumindest auf der Netzebene 3 (Hochspannungsnetz) als auslegungsrelevante Größe übersteigt.
- Die Residuallast bleibt aber über alle Netzebenen die für die Netzdimensionierung überwiegend ausschlaggebende Größe
- Modellierung erfolgt für das Verteilungsnetz feiner aufgelöst als auf DE11-Ebene → in allen Stützjahren gibt es innerhalb von allen Regionen Gebiete, die sich gegenläufig zur Region verhalten

\* s. Erläuterungen auf der vorherigen Folie

# Kosten der O-Szenarien liegen annähernd auf dem Niveau des Szenarios T45-Strom\*

## annuitätische Kosten der dt. Verteilungsnetze in 2045

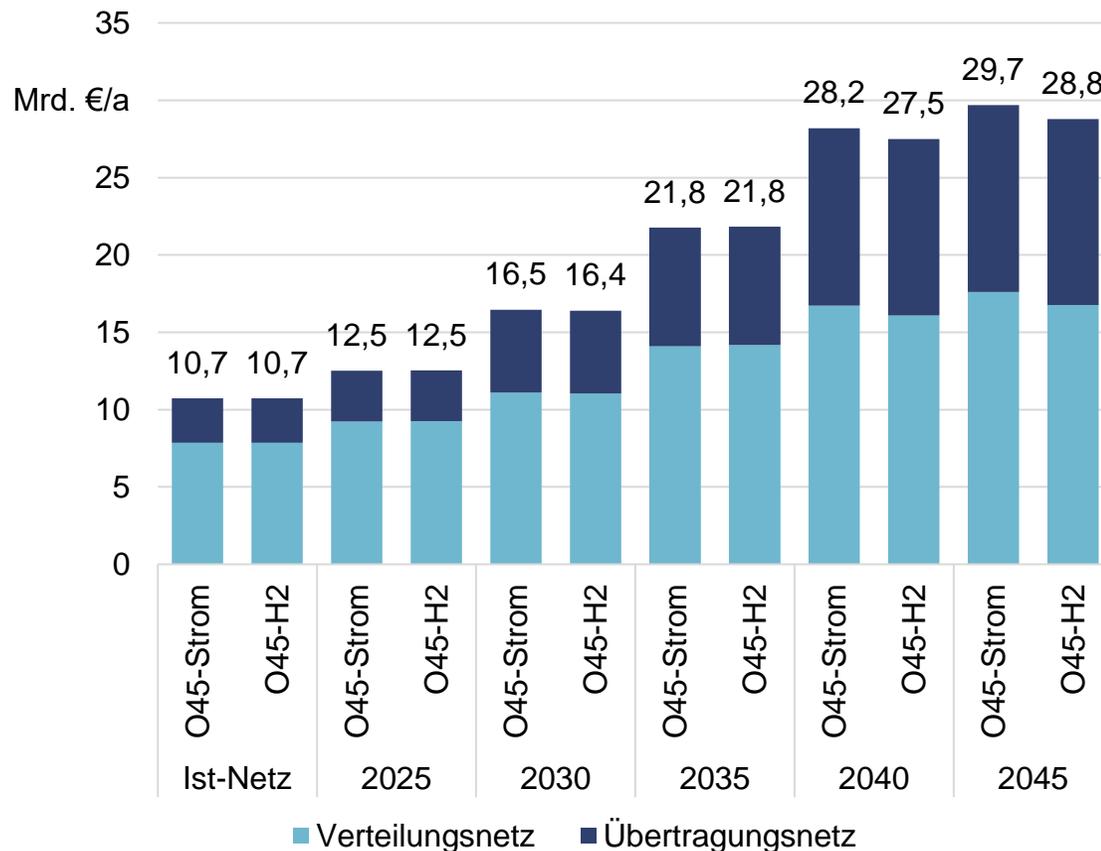


## ■ Ergebnisse

- Die Netzkosten (und damit der Netzausbaubedarf) im Szenario O45-H2 liegen unter dem Szenario O45-Strom. Dies korrespondiert mit den im Szenario O45-H2 niedrigeren lastseitigen Anforderungen.
- Die Netzkosten im Szenario O45-Strom liegen etwa auf dem Niveau des Szenarios T45-Strom\*. Allerdings führt die weitergehende Berücksichtigung von netzdienlicher Lastflexibilität ceteris paribus zu einer Kostensenkung um 10%-Punkte (Kostensteigerung ggü. Ist-Netz ca. 125% statt ansonsten ca. 135% im Szenario O45-Strom in 2045)

# Gesamtvergleich der Szenariovarianten hinsichtlich des Ausbaubedarfs in dt. Stromnetzen

annuitätische Kosten der dt. VN und ÜN in 2045



## Ergebnisse

- Erheblicher Ausbaubedarf und damit steigende Netzkosten in beiden O-Szenarien: Mehr als eine Verdopplung der Kosten in beiden Szenarien bis 2045
- Im Verhältnis zum gesamten Ausbaubedarf / Kostenanstieg eher geringe Unterschiede zwischen den beiden Szenariovarianten

## Einordnung

- Kosten für das Übertragungsnetz umfassen nur Netzebene 1 (Leitungsebene Höchstspannung) (Kostenbewertung der ÜNB im NEP bezieht auch Netzebene 2 (Umspannung zur Hochspannung) und Kompensationsanlagen ein).