

# LANGFRISTSZENARIOEN FÜR DIE TRANSFORMATION DES ENERGIESYSTEMS IN DEUTSCHLAND

Webinar zur Vorstellung der neuen BMWK-Langfristszenarien



Stromnetze

Datum:  
15.02.2024



Fraunhofer  
ISI

consentec



Energy and  
Resources

---

# Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland

---

---

## Modellierung und Annahmen

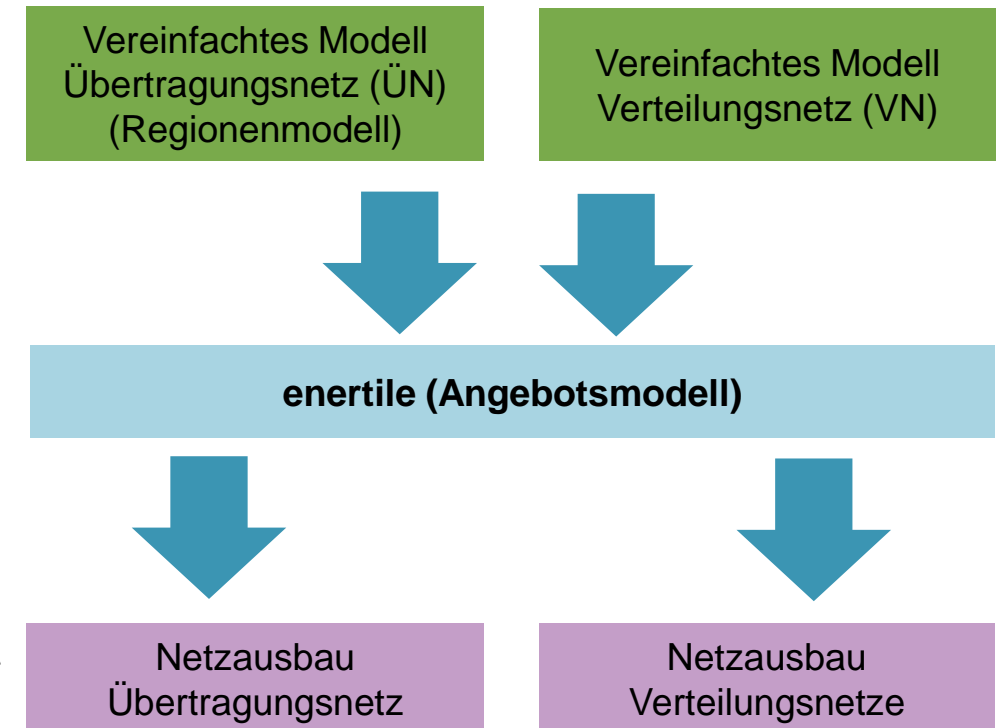


# Modellierung der Übertragungsnetze (ÜN) und Verteilungsnetze (VN) in den Langfristszenarien

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



# Wichtige Annahmen zum Netzausbau

---

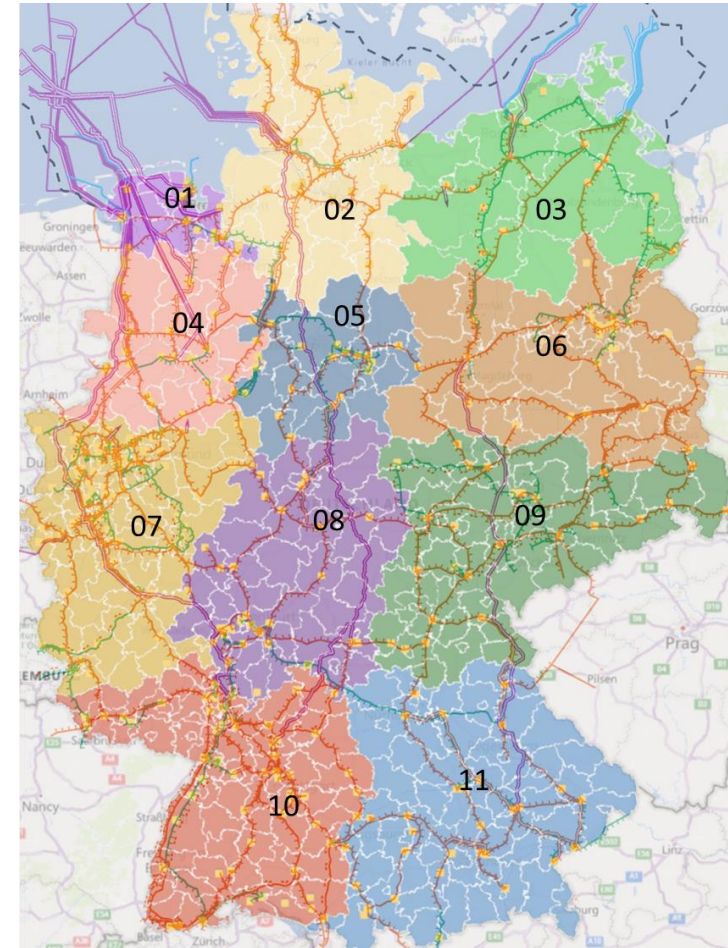
---

- Gesetzlich verankerter Netzausbau für alle Szenarien vorgegeben
  - Im Übertragungsnetz wird ein Mindestnetzausbau „gesetzt“
    - Deutschland: genehmigter NEP 2035 (2021)
    - Zusätzlich erfolgt die Anbindung des für DE vorgegebenen Offshore-Windausbaus (70 GW) gemäß der im NEP 2037/45 (2023) enthaltenen Offshore-Anbindungsleitungen
    - Europa: Ten Year Network Development Plan
  - Weiterer („endogener“) Netzausbau kann ab dem Stichjahr 2035 erfolgen
- Kostenansätze entsprechend ÜNB-Annahmen im NEP (V2021) bzw. Erfahrungswerten
  - Netzverluste (und deren Kosten) werden direkt in enertile berücksichtigt
  - neue / zu verstärkende Stromkreise → Kabelanteil von pauschal 40% (ÜN) bzw. 100% (VN)
  - Update (Erhöhung) der Kostenansätze im VN ggü. bisherigen T45-Szenarien auf Basis von Consentec-Erfahrungswerten



# Anpassung der Parametrierung des Regionenmodells für die Angebotsmodellierung

- Statt bisher 6+1 nun 11+1 Regionen für das Regionenmodell in enertile
  - Detailliertere Abwägung zwischen Netzausbau und anderen Freiheitsgraden / Flexibilitäten und Allokation von Dispatch und Investitionsentscheidungen → insb. berücksichtigen auch Dispatchentscheidungen innerdt. Netzengpässe
  - Gewählter Schnitt orientiert sich an Last und Erzeugungsschwerpunkten, um eine möglichst homogene Verteilung von Last und/oder Erzeugung innerhalb einer Zone zu erhalten → Verringerung von Ringflüssen und innerregionalen Netzengpässen
- Weitere Anpassungen im Vergleich zu T45-Szenarien Version 2022
  - Anpassungen bei der Regionalisierung von EE- und Elektrolyseuren im Ausland



# Detaillierte Bewertung des Übertragungsnetzausbaus in Deutschland - „Leitungsscharfe“ Netzmodellierung

Ergebnisse Angebotsmodellierung (enertile)

Regionalisierung

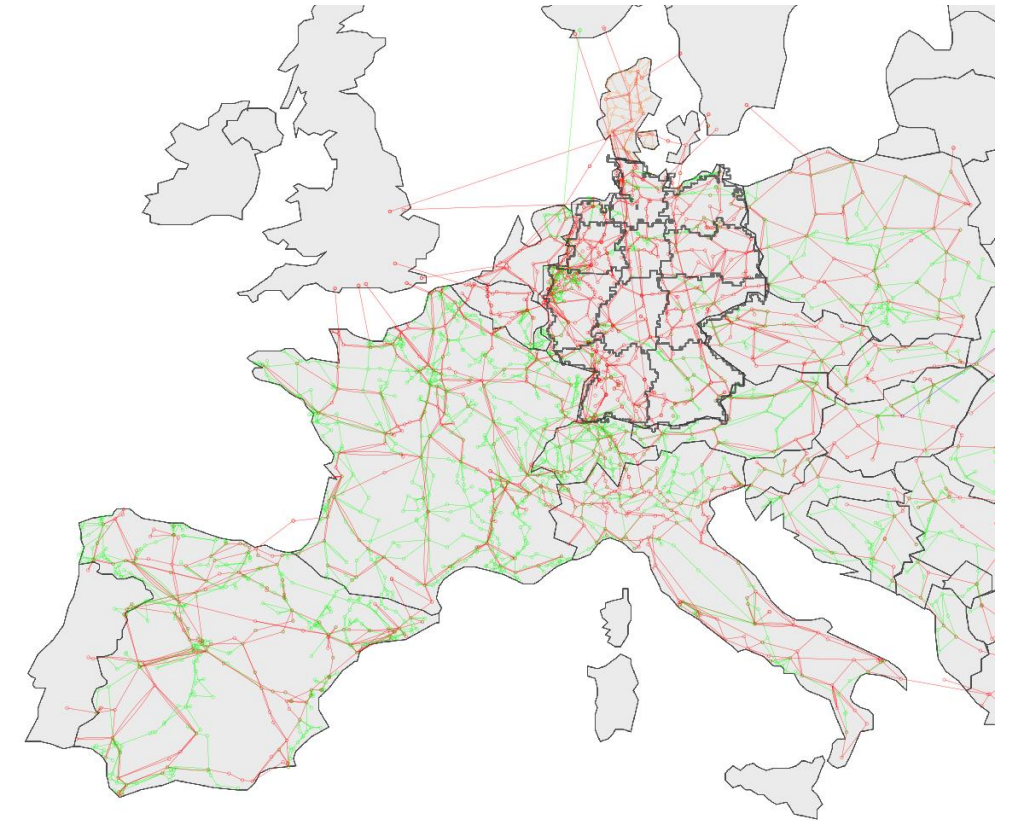
- Kraftwerke, Speicher
- EE: netzknotenscharf anhand Zeitreihen (ISI)
- Last: netzknotenscharf entsprechend Nachfragemodellierung
- Elektrolyse: abgestimmt mit Gasnetzmodellierung

Lastflusssimulation

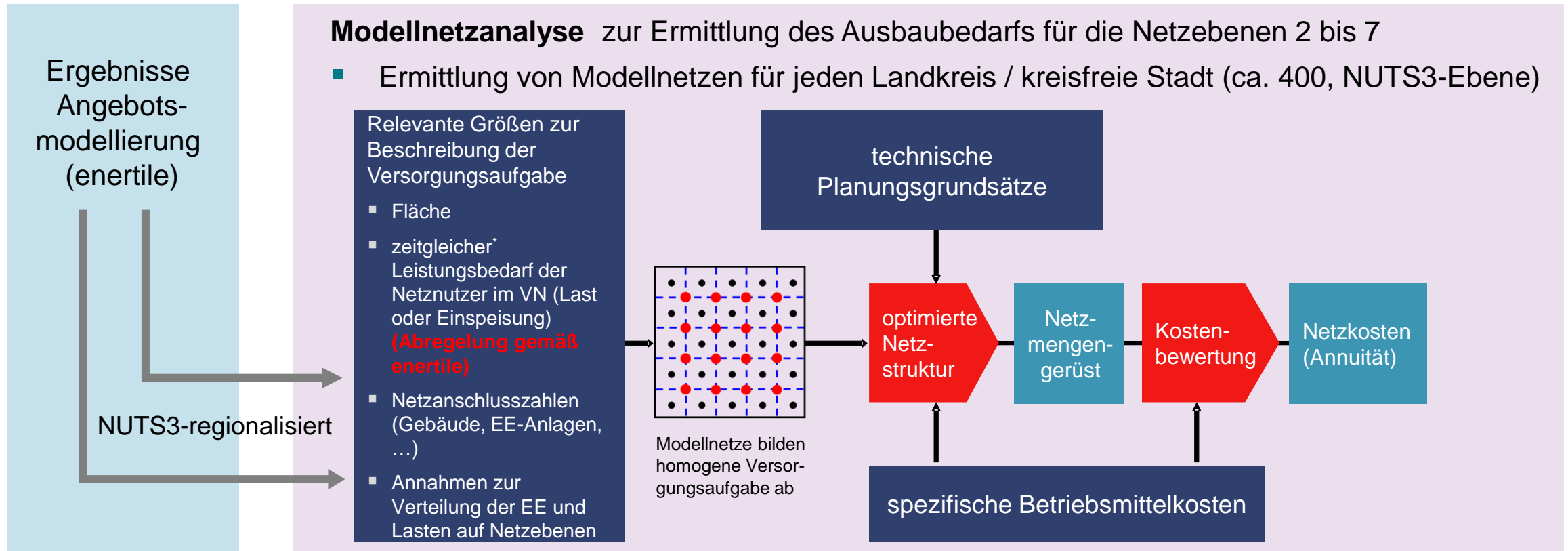
- Lastflusssimulation / Ausfallrechnung für 8.760 Stunden pro Jahr
- unter Berücksichtigung von Freileitungsmonitoring, lastflussteuernden Betriebsmitteln, reaktiven Netzbetriebsführung

Abschätzung von erforderlichem Netzzubau

- Netzzubau zur Behebung von Netzüberlastungen in Deutschland inkl. Kuppelleitungen (werden anteilig kostenmäßig DE zugerechnet) (Ausbau von PSTs und Netzboostern grds. Teil der Optimierung)
- Netzausbau erfolgt auf engpassfreies Netz (kein „residualer“ Redispatch)



# Detaillierte Bewertung des Verteilungsnetzausbaus in Deutschland



\* Gleichzeitigkeiten von (flexiblen) Lasten und EE-Erzeugung in VN werden aus Dispatch der Angebotsmodellierung abgeleitet (inkl. EE-Abregelung)

# Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland

---

---

## Auswirkungen Update T45-Strom T45-Strom (Version 2022) vs. T45-Strom\*



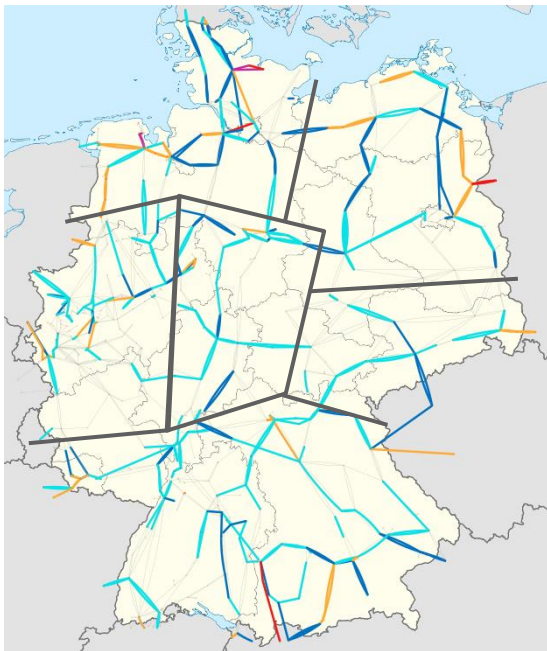


# Vergleich T45-Strom (Version 2022) vs. T45-Strom\* - Übertragungsnetz Strom

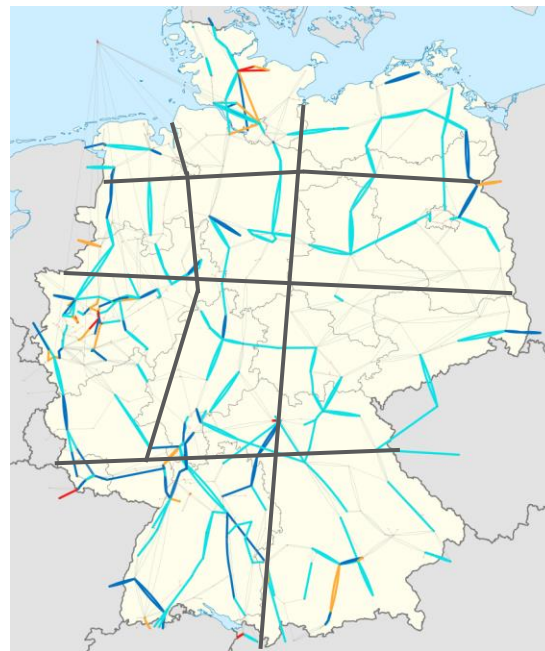
## leitungsspez., maximale Netzbelastungen im dt. Übertragungsnetz im Jahr 2045 (ausgehend vom Startnetz\*\*)

■ 110 % < max < 150 %    ■ 150 % < max < 200 %    ■ 200 % < max < 300 %  
■ 300 % < max < 500 %    ■ 500 % < max

T45-Strom

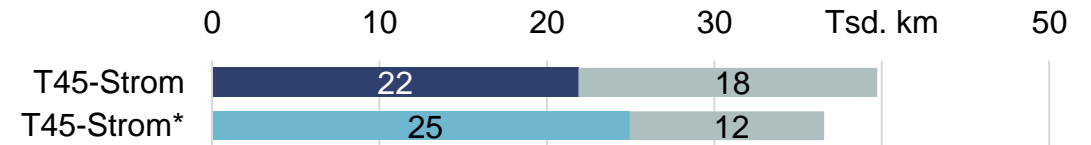


T45-Strom\*



\*\* Startnetz für T45-Strom\* um zusätzliche Offshore-Anbindungen erweitert → reduziert Umfang der hier ausgewerteten Netzüberlastungen

## Notwendige Ausbau- und Verstärkungsmaßnahmen im deutschen Übertragungsnetz (Stromkreiskilometer)

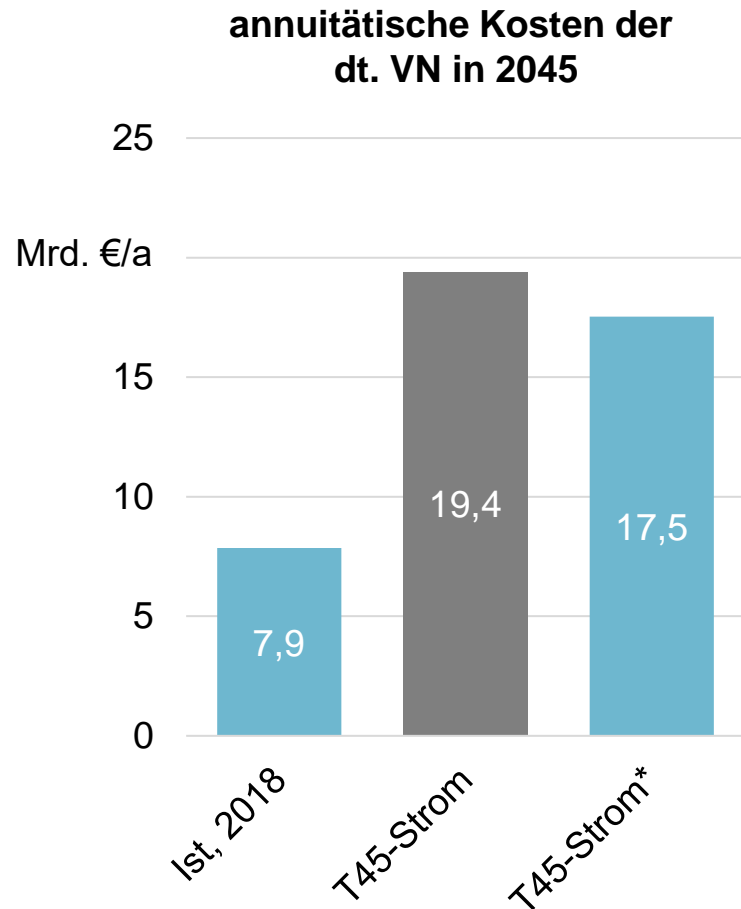


- Exogen vorgegebener Netzausbau (bestätigter NEP 2035 (2021) + Offshore-Anbindungen nach NEP 2037/45 (2023))
- Exogen vorgegebener Netzausbau (bestätigter NEP 2035 (2021))
- Endogen ermittelter Netzausbau

### Einordnung

- Neuer Regionenschnitt reduziert „unkontrollierte“ Flüsse, insb. in Norddeutschland → Indiz für Wirkungen regionaler Steuerungssignale auf ÜN-Ausbaubedarf
- Wirkung verbesserter Regionalisierung im Ausland
- (weiter) zunehmender Anteil des vorgegebenen Netzausbaus am gesamten Netzausbaubedarf

# Vergleich T45-Strom (Version 2022) vs. T45-Strom\* - Verteilungsnetze Strom



- Hier dargestellte Kosten für T45-Strom bereits unter Berücksichtigung der Anpassung der spezifischen Kostensätze
- Angepasste Modellierung im T45-Strom\* führt zu geringerem Ausbaubedarf in den Verteilungsnetzen
  - Installierte Leistung PV-Freiflächen sinkt um knapp 30 GW
  - Verbesserte (PV-)Spitzenkappung reduziert Netzausbaubedarf (Verbesserung aus Sicht der VN-Modellierung besteht in näherungsweise Berücksichtigung der Gleichzeitigkeit von Last und PV-Erzeugung)



# Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland

---

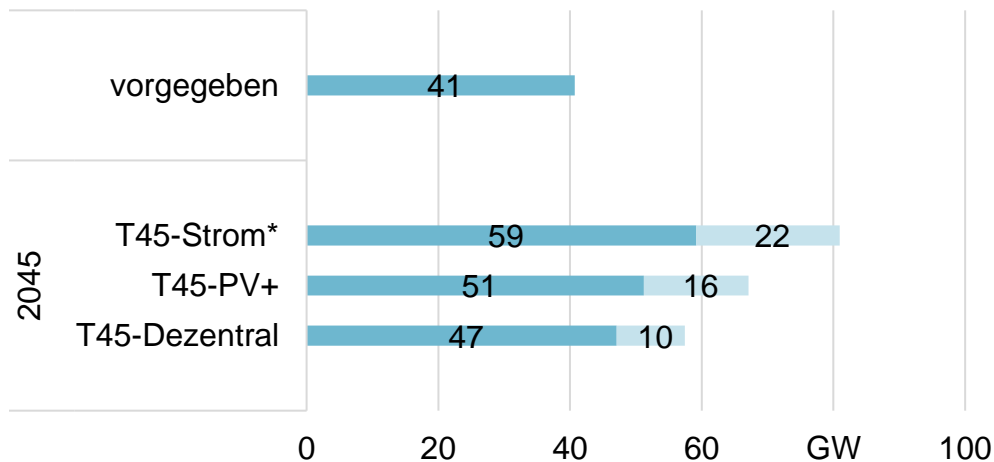
---

## Dezentrale Szenarien (PV+ / Dezentral)



# Dezentrale Szenarien reduzieren Ausbau der Interkonnektorkapazität

## Deutsche Austauschkapazitäten mit elektrisch verbundenen Nachbarländern



- sonstige Austauschkapazität mit Nachbarländern
- Austauschkapazität der deutschen Nordsee-Offshorezone mit Nachbarländern

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

## Ergebnisse

- Die grenzüberschreitenden Austauschkapazitäten Deutschlands steigen bis 2045 auf rund 57-81 GW an.
- In den beiden untersuchten Dezentralitätsszenarien fällt der Ausbau signifikant geringer aus.
- Der Rückgang findet sowohl beim Offshore-Netz als auch bei den sonstigen Austauschkapazitäten statt
- Zudem gehen die Transite durch das dt. Netz zurück

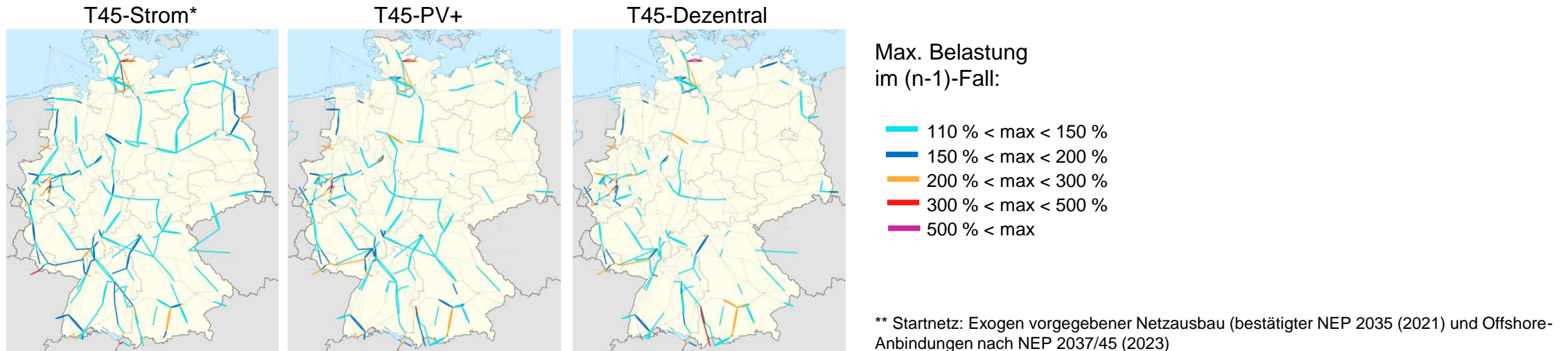
## Einordnung

- Der geringere Ausbau des Offshore-Netzes dürfte auf eine Verschiebung des europ. EE-Ausbaus sowie den geringen Wind-Onshore-Ausbau in DE zurückzuführen sein.
- Der geringere Interkonnektorausbau in den Dezentralitätsszenarien spiegelt sich aber nur teilweise im Netzausbaubedarf in diesen Szenarien wider (s. unten)



# Die Netzbelastungen im deutschen Übertragungsnetz steigen in allen Szenarien an

leitungsspez., maximale Netzbelastungen (ausgehend vom Startnetz\*\*) im dt. Übertragungsnetz im Jahr 2045

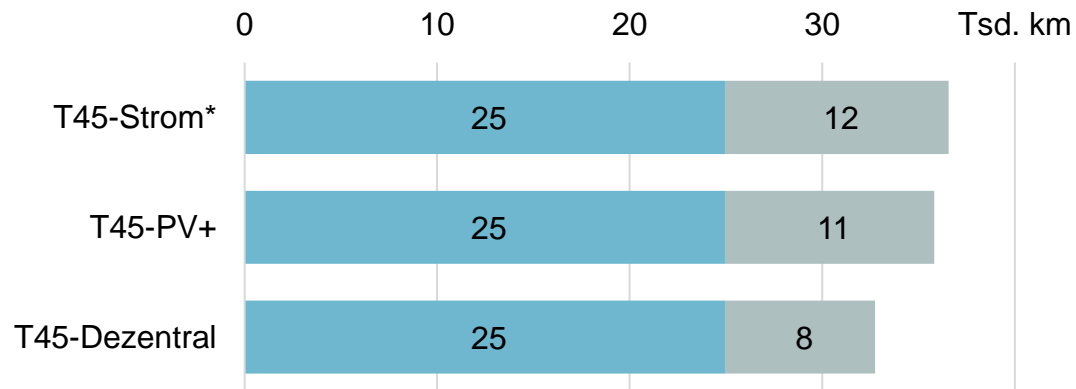


## Ergebnis

- In allen Szenarien treten ohne weiteren Netzausbau zum Teil hohe Überlastungen auf vielen Leitungen auf: Weitere Verstärkung des Übertragungsnetzes ist in erheblichem Umfang erforderlich
- In den Dezentralitätsszenarien gehen die Netzüberlastungen im Norden zurück. Gründe hierfür sind u.a. der geringere Windzubau sowie geringere europäischen Nord-Süd-Transite
- T45-PV+ → tendenziell höhere Netzbelastungen im Süden, unter anderem durch knotenbezogen hohe Einspeiseleistungen.
- T45-Dezentral: exogen vorgegebene höhere Flexibilität aus Batterien führt zu geringeren innerdeutschen Austausch und damit geringeren überregionalen Netzüberlastungen

# Weitere Verstärkung des Übertragungsnetzes ist in erheblichem Umfang erforderlich

## Notwendige\* Ausbau- und Verstärkungsmaßnahmen\*\* im deutschen Übertragungsnetz (Stromkreiskilometer\*\*\*)



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

### ■ Ergebnisse

- Der zusätzliche Ausbau- und Verstärkungsbedarf im Szenario T45-PV+ ist nahezu identisch mit dem im Szenario T45-Strom\*
- Im Szenario T45-Dezentral ist der Ausbau- und Verstärkungsbedarf geringer (ca. 3.800 km).

### ■ Einordnungen

- Es handelt sich beim Verstärkungsbedarf nur teilweise um zusätzliche Stromkreis-km. Zum Teil handelt es sich um Umrüstung bestehender Leitungen (Ersatzneubau).
- Für die gesamtdeutschen Zahlen ist der Einfluss der Szenariovarianten auf den Ausbaubedarf im ÜN begrenzt. Regional ergeben sich allerdings sehr wohl Unterschiede.

\* 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.

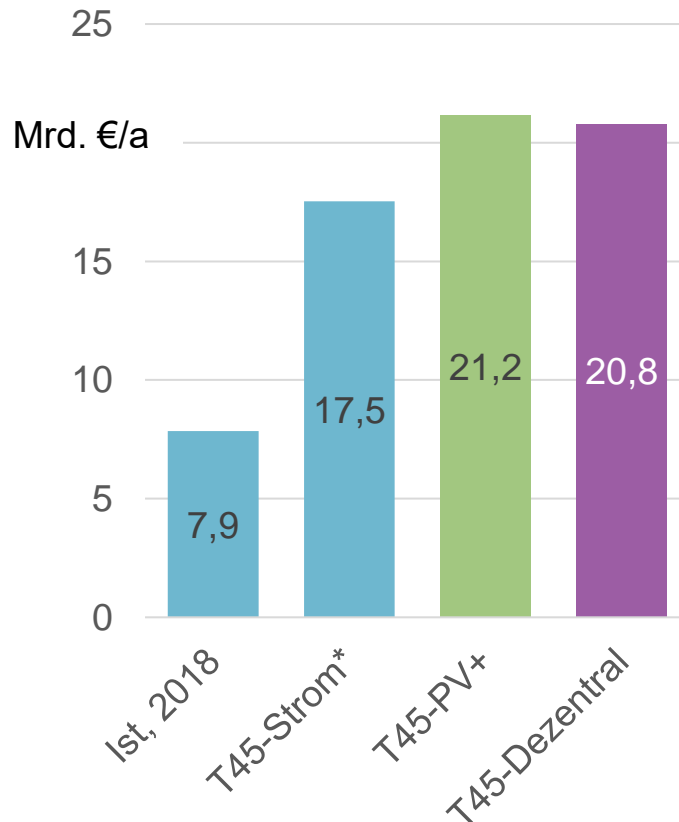
\*\*Zusätzlich zu den hier dargestellten Ausbau- und Verstärkungsmaßnahmen bei Stromleitungen erfolgt in den Szenarien zusätzlich ein Zubau / Einsatz von Phasenschiebertransformatoren und Netzboostern.

\*\*\*dargestellt sind Stromkreis-km, nicht Trassen-km

\*\*\*\* Stromkreis-km in Küstenzonen (DE01/DE02) hier nicht enthalten

# Steigende Verteilungsnetzkosten in Dezentralitätsszenarien

annuitätische Kosten der dt. VN in 2045



- VN-Kosten steigen deutlich um 3,3 bis 3,7 Mrd. €/a
  - Verlagerung der EE-Ausbaus hin zu PV-Anlagen
    - insb. deutlich höhere Anzahl an zu erschließenden und integrierenden Anlagen erhöht Netzkosten
    - Verlagerung des EE-Ausbau in niedrigere Spannungsebenen erhöht Ausbaurkosten in Gebieten mit EE-bedingtem Ausbau, da systematisch mehr Netzebenen von Ausbau betroffen sind
  - Schärfung der VN-Variable (z. B. berücksichtigte Technologien, Abbildung lastbedingter Ausbau) könnte VN-Netzausbau weiter begrenzen, allerdings auf Kosten weiterer Abregelung
- Szenario mit hohem Batteriespeicherausbau erlaubt...
  - ... bei gleicher, sehr hoher installierter PV-Leistung (ca. 700 GW)...
  - ... einen (leicht) geringeren VN-Ausbau (ggü. PV+)...
  - ... bei deutlich geringerer EE-Abregelung (-100 TWh).



# Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland

---

---

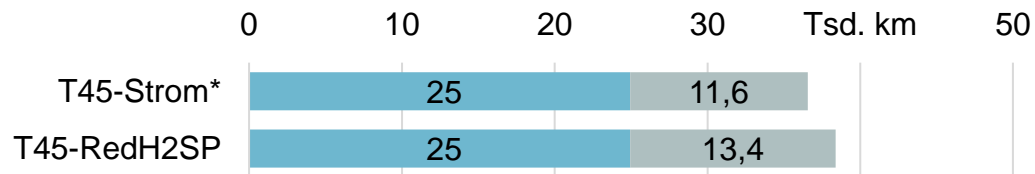
## Szenarien mit reduzierten H2-Speichern (RedH2Sp)





# Im Szenario T45-RedH2SP steigen die Anforderungen an das Übertragungsnetz leicht an

## Notwendige\* Ausbau- und Verstärkungsmaßnahmen\*\* im deutschen Übertragungsnetz (Stromkreiskilometer\*\*\*)

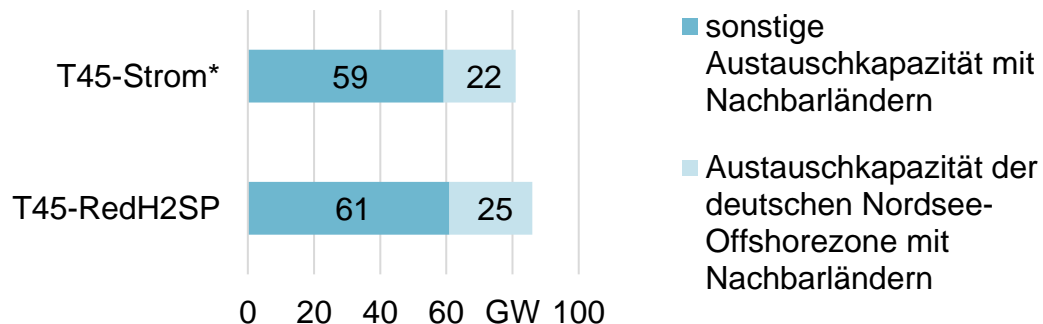


- Exogen vorgegebener Netzausbau (bestätigter NEP 2035 (2021) + Offshore-Anbindungen nach NEP 2037/45 (2023))
- Endogen ermittelter Netzausbau

## ■ Ergebnisse

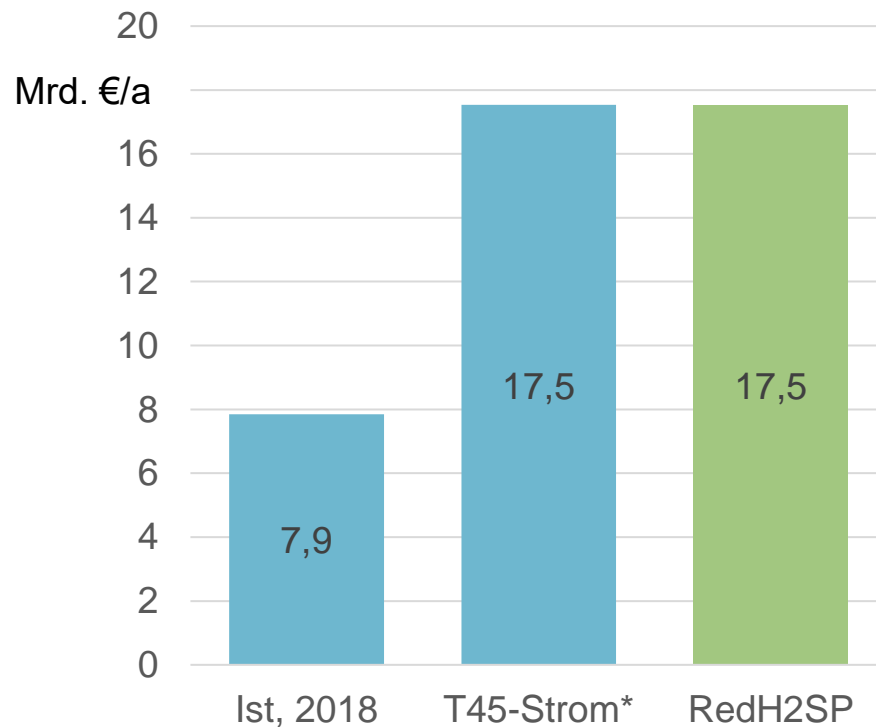
- Erhöhter Ausbaubedarf im Übertragungsnetz
- Die ist auch bedingt durch den höheren Ausbau der Interkonnektoren

## Deutsche Austauschkapazitäten mit elektrisch verbundenen Nachbarländern



# Im Szenario T45-RedH2SP gibt es keine relevanten Kostenunterschiede im Verteilungsnetz

annuitätische Kosten der dt. VN in 2045



## Ergebnisse

- Keine relevanten Kostenunterschiede im Verteilungsnetz

# Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland

---

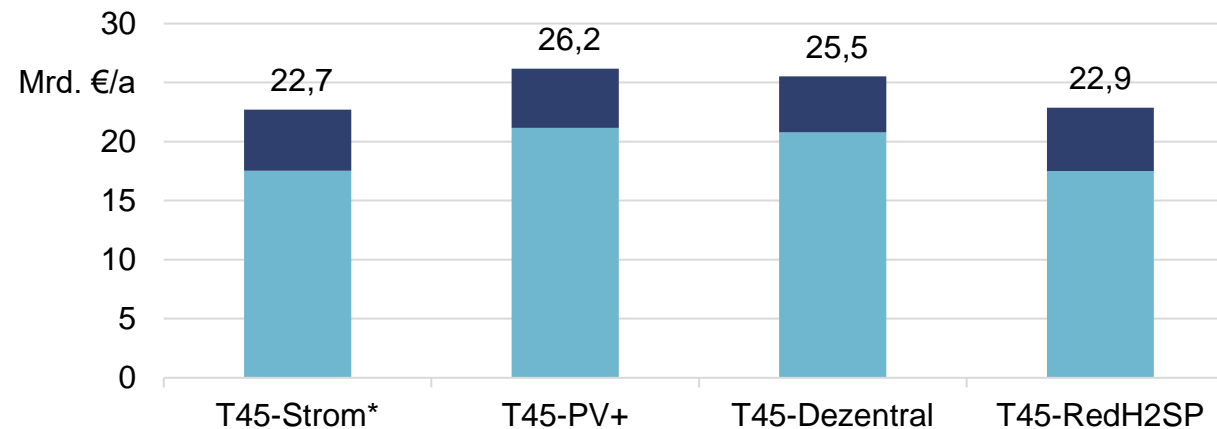
---

## Gesamtvergleich



# Gesamtvergleich aller Szenariovarianten hinsichtlich des Ausbaubedarfs in dt. Stromnetzen

annuitätische Kosten der dt. VN und ÜN in 2045



■ Kosten Verteilungsnetz 2045

■ Kosten Übertragungsnetz 2045

## Ergebnisse

- Szenarien mit sehr hohem PV-Ausbau (PV+ und Dezentral) weisen deutlich höheren Netzausbaubedarf auf → Treiber sind die Verteilungsnetze
- Zudem sowohl auf Übertragungs- wie auch Verteilungsnetzebene relevante regionale Verschiebungen bei Ausbaubedarfen.
- Szenario RedH2Sp mit nur in Summe geringfügig höheren Netzausbaukosten

