LANGFRISTSZENARIEN FÜR DIE TRANSFORMATION DES ENERGIESYSTEMS IN DEUTSCHLAND

Treibhausgasneutrale Szenarien T45

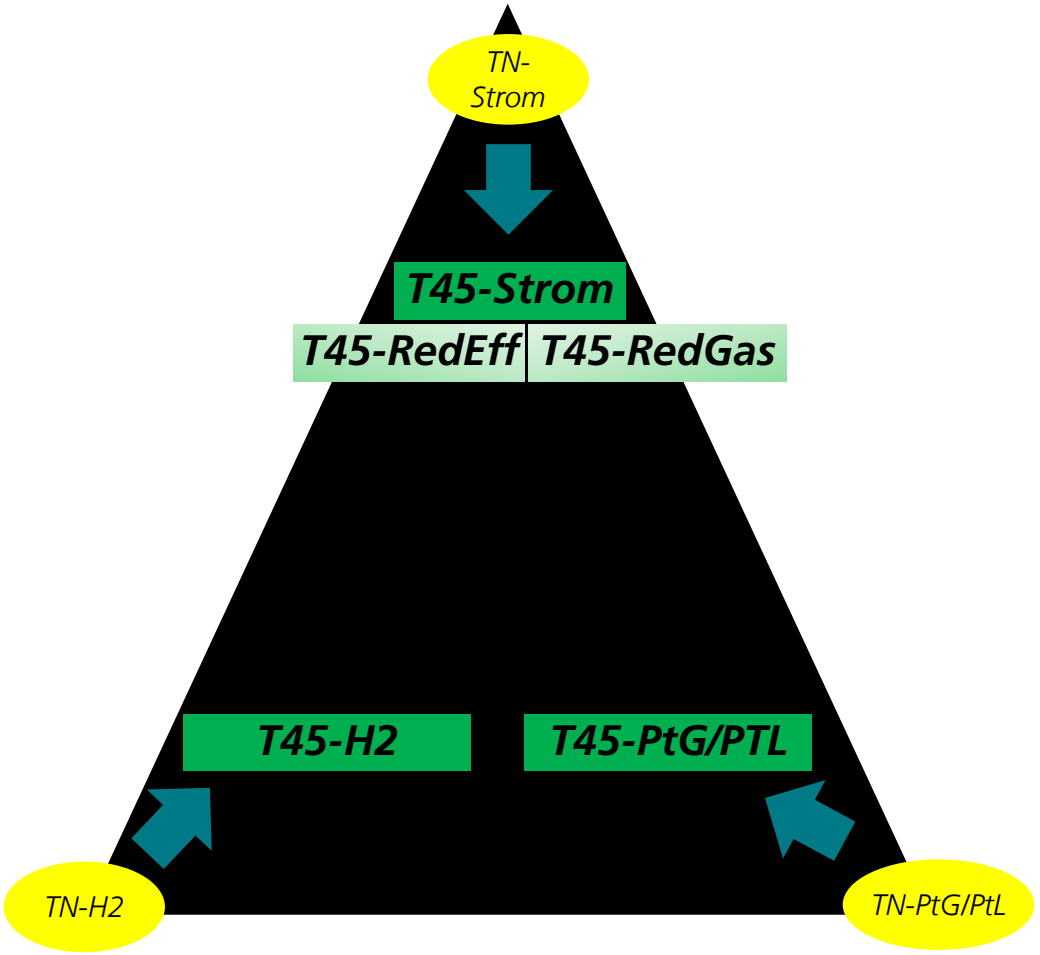
Webinar Netze | 24. November 2022

Dr. Frank Sensfuß, Dr. Bernd Tersteegen, Prof. Dr. Joachim Müller-Kirchenbauer

Ergebnisse zur Entwicklung der Strom- und Gasnetzinfrastruktur in fünf treibhausgasneutralen T45-Szenarien

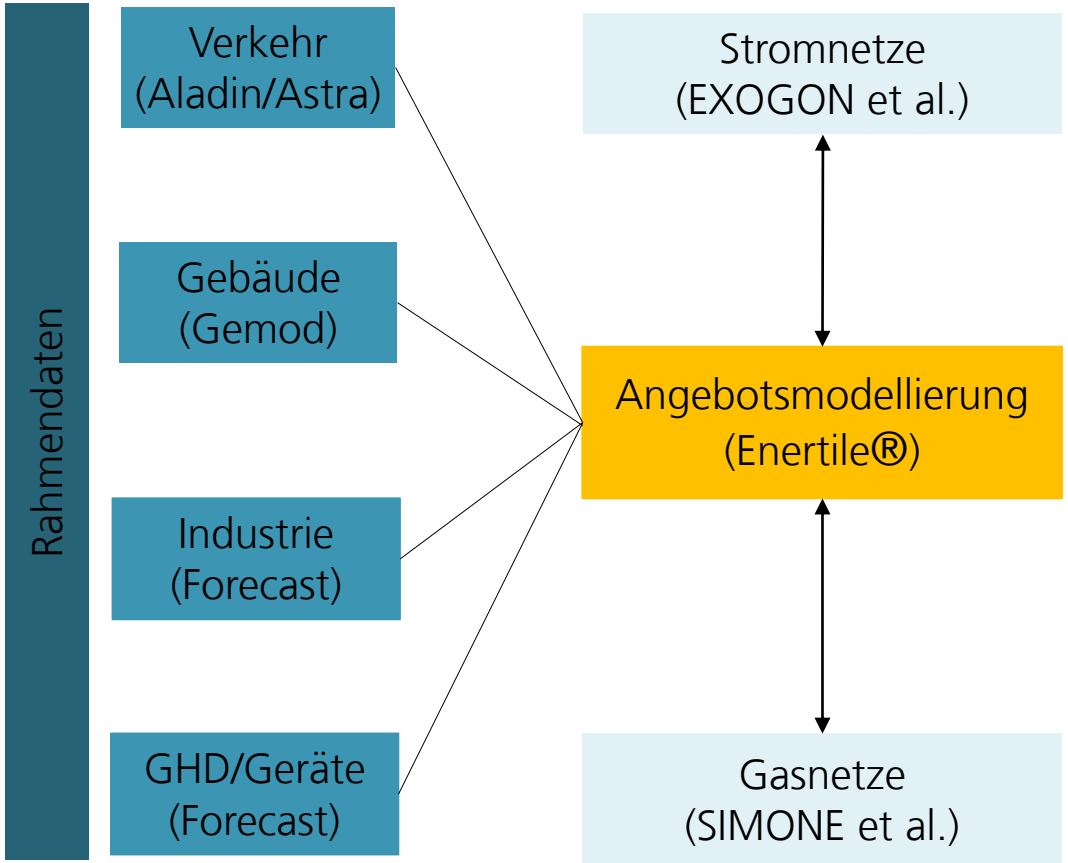
Fraunhofer ISI consentec ifeu TU berlin E&R Energy and Resources

Methodik & Szenariodesign
Erkenntnisgewinn durch Vergleich und Lernen



- **Zentrale Fragestellung:**
  - Welche techno-ökonomischen Wirkungen haben bestimmte Pfade zur Dekarbonisierung des Energiesystems?
- **Vorgehensweise:**
  - Vergleich der Dekarbonisierung des Energiesystems durch
    - starken Einsatz von Strom (*Szenario T45-Strom*)
    - starken Einsatz von Wasserstoff (*Szenario T45-H2*)
    - starken Einsatz von synthetischen Kohlenwasserstoffen (*T45-PtG/PtL*)
    - weniger Energieeffizienz (*Szenario T45-RedEff*)
    - weniger Gasverbrauch in der Transformation *(Szenario T45-RedGas)*
  - Modellierung des Transformationspfades bis 2045 mit detaillierten bottom-up Modellen
- **Mission der Langfristszenarien:**
  - Methodisch und inhaltlich lernender Prozess, um den Lösungsraum für ein treibhausgasneutrales Energiesystem immer besser „auszuleuchten“

Modellsystem
Gekoppelte Modelle erlauben hoch aufgelöste Analysen



- **Vorgehensweise**
  - Detaillierte Modelle berechnen Energienachfrage
  - Energienachfrage wird **regionalisiert**
  - Potentiale Erneuerbarer Energien werden in hoher räumlicher und **zeitlicher** (stundenscharf) Auflösung berechnet
  - Bereitstellung der Energie wird optimiert und mit Netzmodellen iteriert
  - Auslegung der **Netze** wird berechnet
- **Einordnung**
  - Sehr hohe Auflösung des Energiesystems
    - Beispiel Enertile (Optimierung Angebot)
      - > 188 Millionen Erzeugungsvariablen
      - Größe des Gleichungssystems > 6,8 Mio. Schreibmaschinenseiten
  - Modellkette sehr rechenintensiv und aufwändig

Installierte Leistung im Szenario T45-Strom (DE)
Sehr hohe Leistungen von Wind und PV

installierte Leistung Wind und PV in GW
Installed Capacity Wind and PV in GW

2025	2030	2035	2040	2045
193.8	360.5	516.5	630.0	658.2

Leistung Batterien und Pumpspeicher 2045 in GW/ Capacity batteries and pump storage 2045 in GW

9.9

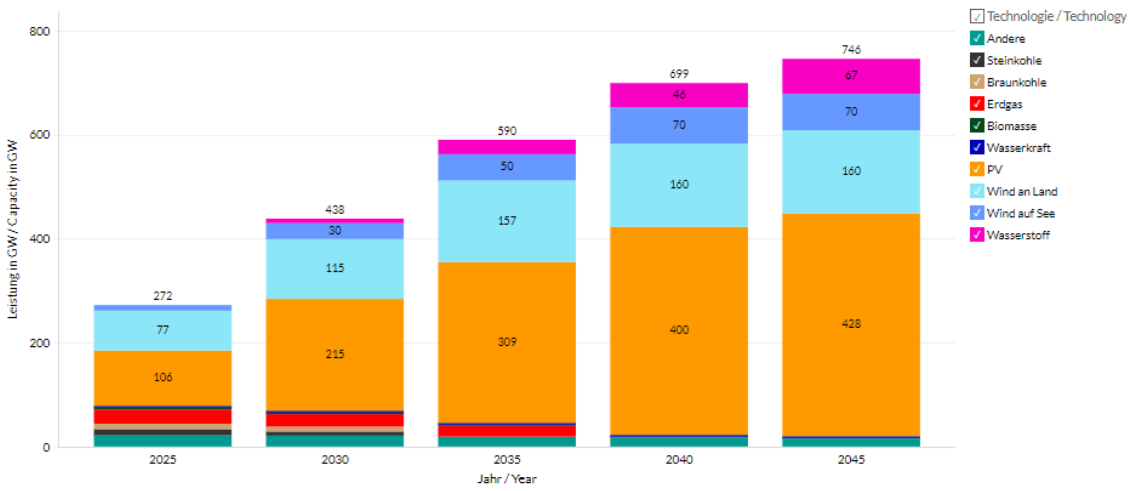
Leistung thermische Kraftwerke (inkl. H2) 2045 in GW/ Capacity thermal power plants 2045 in GW

68.5

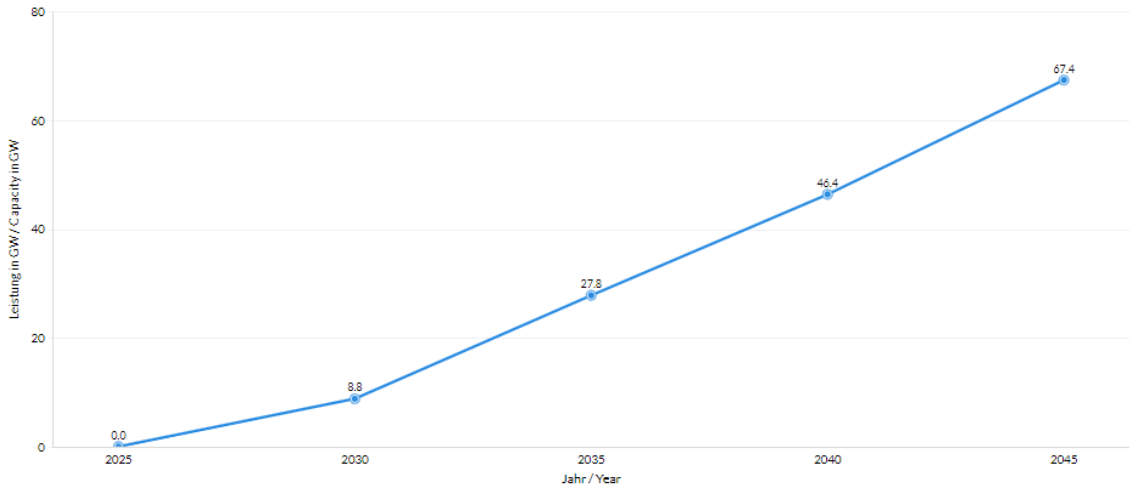
Leistung Importe (NTC) 2045 in GW/Capacity imports (NTC) 2045 in GW

93.51

Strom Leistung Deutschland T45 / Electricity Capacity Germany T45



Leistung Wasserstoffkraftwerke Deutschland T45 / Capacity of Hydrogen Power Plants in Germany T45



Installierte Leistung im Szenario T45-Strom (Europa)
Sehr hohe Leistungen von Wind und PV

installierte Leistung Wind und Solar in GW
Installed Capacity Wind and Solar in GW

2025	2030	2035	2040	2045
1151.1	1507.5	2025.4	2644.3	3323.1

Leistung Batterien und Pumpspeicher 2045 in GW/Capacity batteries and pump storage 2045 in GW

183.7

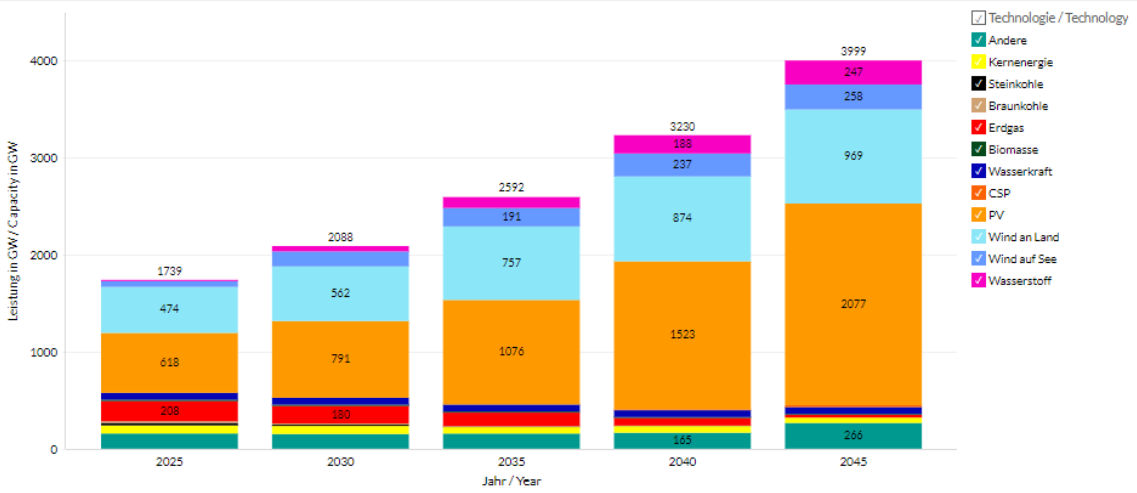
Leistung thermische Kraftwerke (inkl. H2) 2045 in GW/Capacity thermal power plants 2045 in GW

339.6

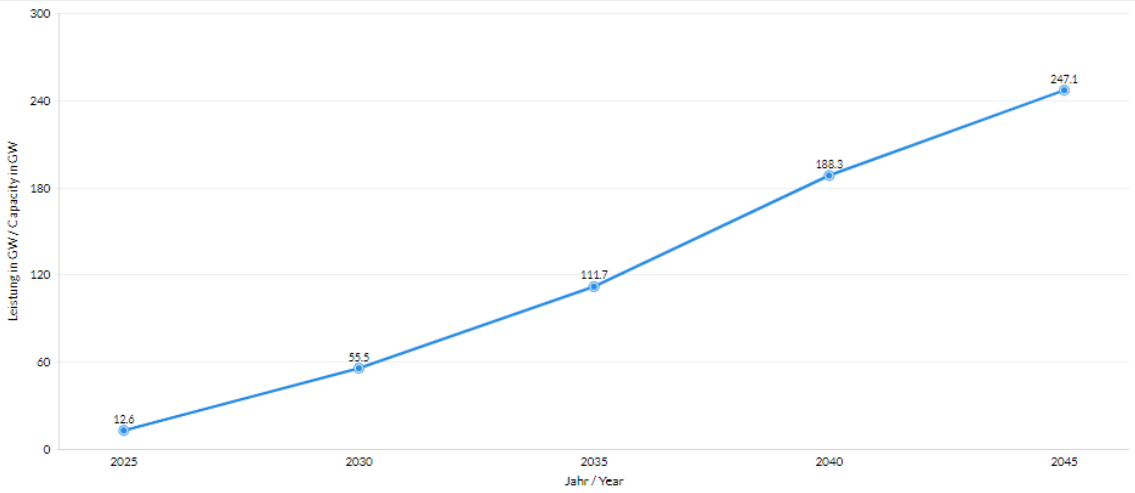
Leistung Importe (NTC) 2045 in GW/Capacity imports NTC) 2045 in GW

-

Strom Leistung Europa T45 / Electricity Capacity Europe T45

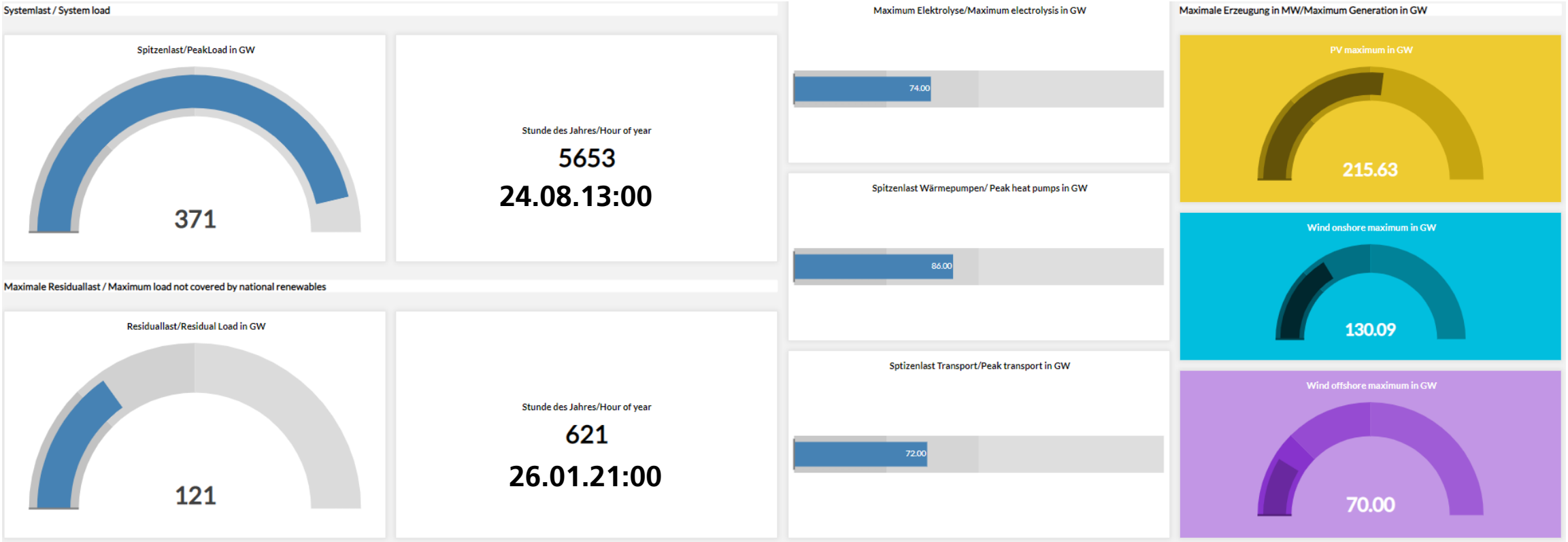


Leistung Wasserstoffkraftwerke Europa T45 / Capacity Hydrogen Power Plants Europe T45



Fraunhofer ISI consentec ifeu TU berlin E&R Energy and Resources

Leistungsdaten Szenario T45-Strom im Jahr 2045 Spitzenlast bei hoher EE Einspeisung



Ergebnisse zur Entwicklung der Stromnetzinfrastruktur

- **Überblick zu den Modellierungsansätzen und wichtigen Annahmen**

- Entwicklung der europäischen Stromnetze

- Entwicklung des Ausbaubedarfs im dt. Übertragungsnetz
- Entwicklung des Ausbaubedarfs in den dt. Verteilungsnetzen

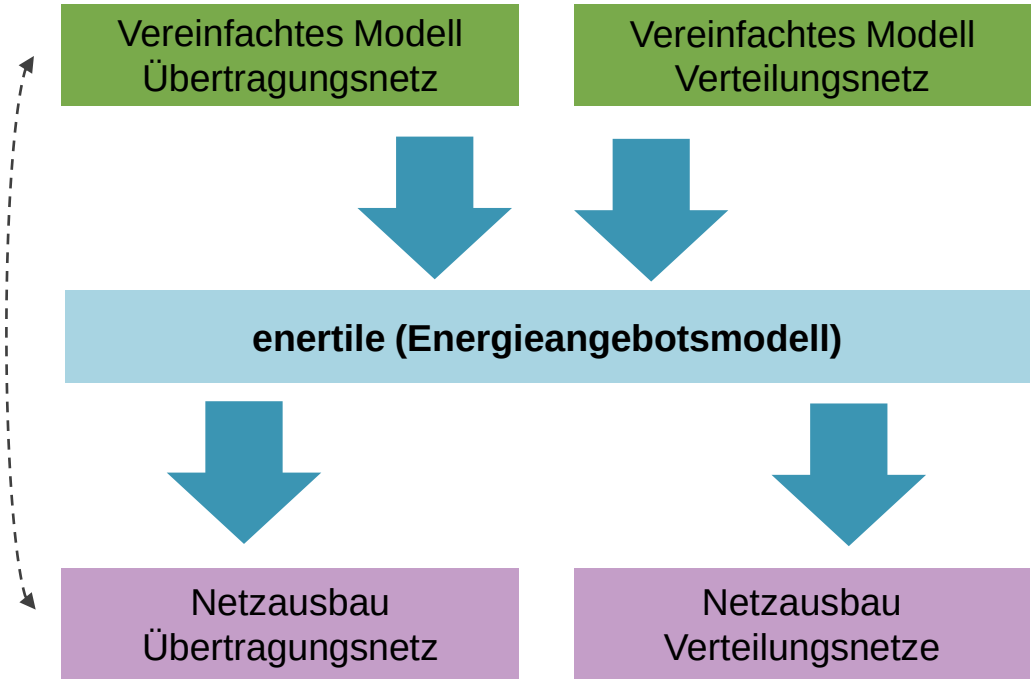
Modellierung der Übertragungs- und Verteilungsnetze verfolgt zwei Ziele

1. Berücksichtigung des Zusammenhangs zwischen Entscheidung zur Energiebereitstellung und notwendigem Stromnetzausbau

→ 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 des Regionenmodells

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

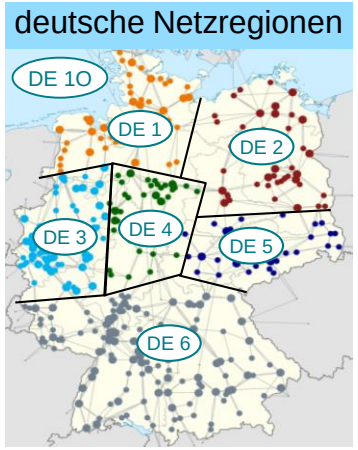


Wichtige Annahmen zum Stromnetzausbau

- Heute bis 2035 bereits geplanter Netzausbau ist für alle Szenarien vorgegeben
  - Im Übertragungsnetz wird ein Mindestnetzausbau „gesetzt“
    - Deutschland: genehmigter NEP 2021
    - Europa: Ten Year Network Development Plan
- Kostenansätze entsprechend ÜNB-Annahmen im NEP bzw. Erfahrungswerten Consentec
  - Netzverluste (und deren Kosten) werden direkt in enertile berücksichtigt
- Annahmen zu Erdverkabelungsanteilen
  - neue / zu verstärkende Stromkreise → Kabelanteil von pauschal 40% (ÜN) bzw. 100% (VN)
  - nur für Kostenbewertung → Annahme ist <u>nicht</u>, dass jedes einzelne Vorhaben mit diesem Anteil verkabelt wird

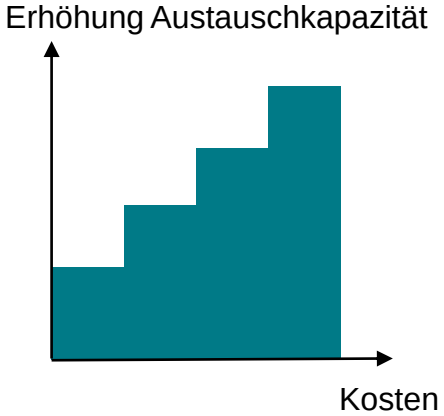
Berücksichtigung der Netzkosten in enertile: Vereinfachtes Regionenmodell für das europ. Übertragungsnetz

- Übertragungskorridore zwischen Regionen
  - Regionen entsprechen i. W. europ. Ländern, für DE feinere Auflösung: 6+1 Regionen



- enertile kann Austauschkapazitäten in Übertragungskorridoren ausbauen
  - Ausgangspunkt für Ausbaukosten: Länge der Übertragungskorridore (geschätzt anhand Entfernung Regionenmittelpunkte) und spezifische Technologiekosten Netze

- Kosten für Ausbau der Übertragungskorridore berücksichtigt Kostenzusammenhänge des realen Netzausbaus, insb.
  - je mehr Netzausbau, desto höher die spezifischen Kosten in EUR pro MW
  - mehr „Handel“ an einer Grenze erzeugt auch physikalische Flüsse über andere Grenzen und dort auch Ausbaubedarf → auszubauende Längen hängen von „Physik des Netzes“ ab



- Zusätzlicher Netzausbau erst nach 2030 möglich

Detaillierte Bewertung des Übertragungsnetzausbaus in Deutschland - „Leitungsscharfe“ Netzmodellierung

Ergebnisse Angebotsmodellierung: DE in 6+1 Zonen unterteilt

Regionalisierung

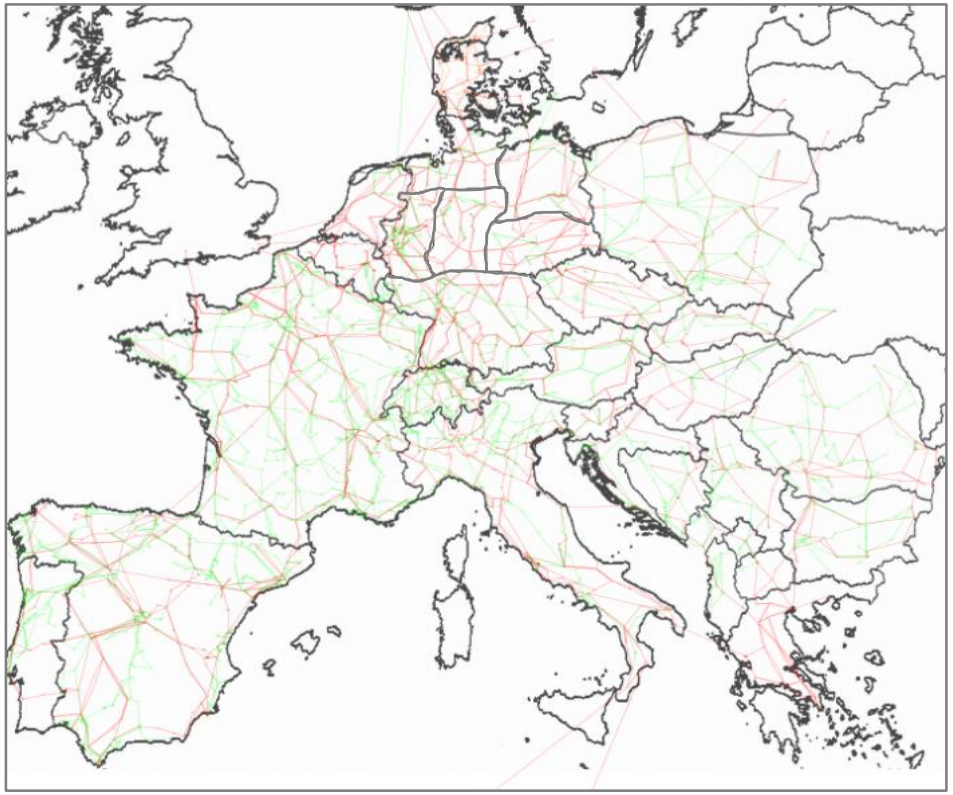
- EE: netzknotenscharf anhand Zeitreihen (ISI)
- Last: netzknotenscharf entsprechend Nachfragemodellierung, Dispatch der flexiblen Last entsprechend Angebotsmodell
- Standorte Elektrolyseure und H2-Kraftwerke → iterative Abstimmung mit H2-Netzmodellierung

Lastflusssimulation

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

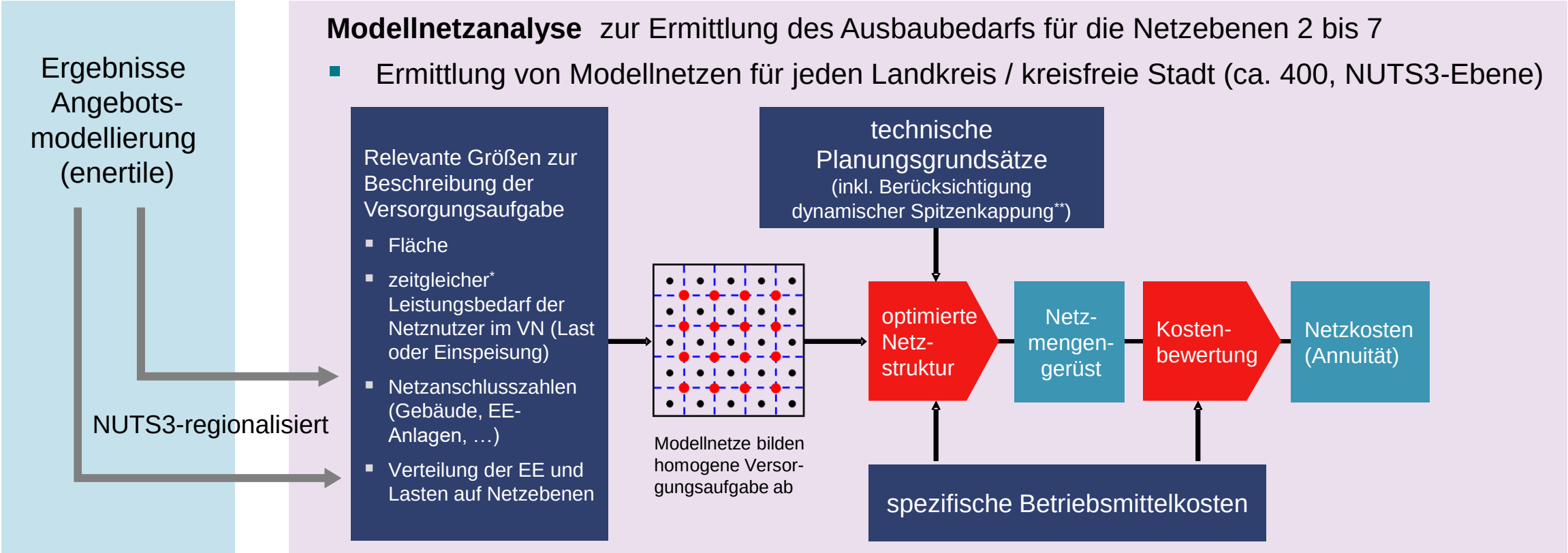
Abschätzung von erforderlichem Netzzubau

- Netzzubau zur Behebung von Netzüberlastungen in Deutschland inkl. Kuppelleitungen (werden anteilig kostenmäßig DE zugerechnet) (Ausbau von PSTs und Netzboostern grds. Teil der Optimierung)



Fraunhofer ISI consentec ifeu TU berlin E&R Energy and Resources

Detaillierte Bewertung des Verteilungsnetzausbaus in Deutschland



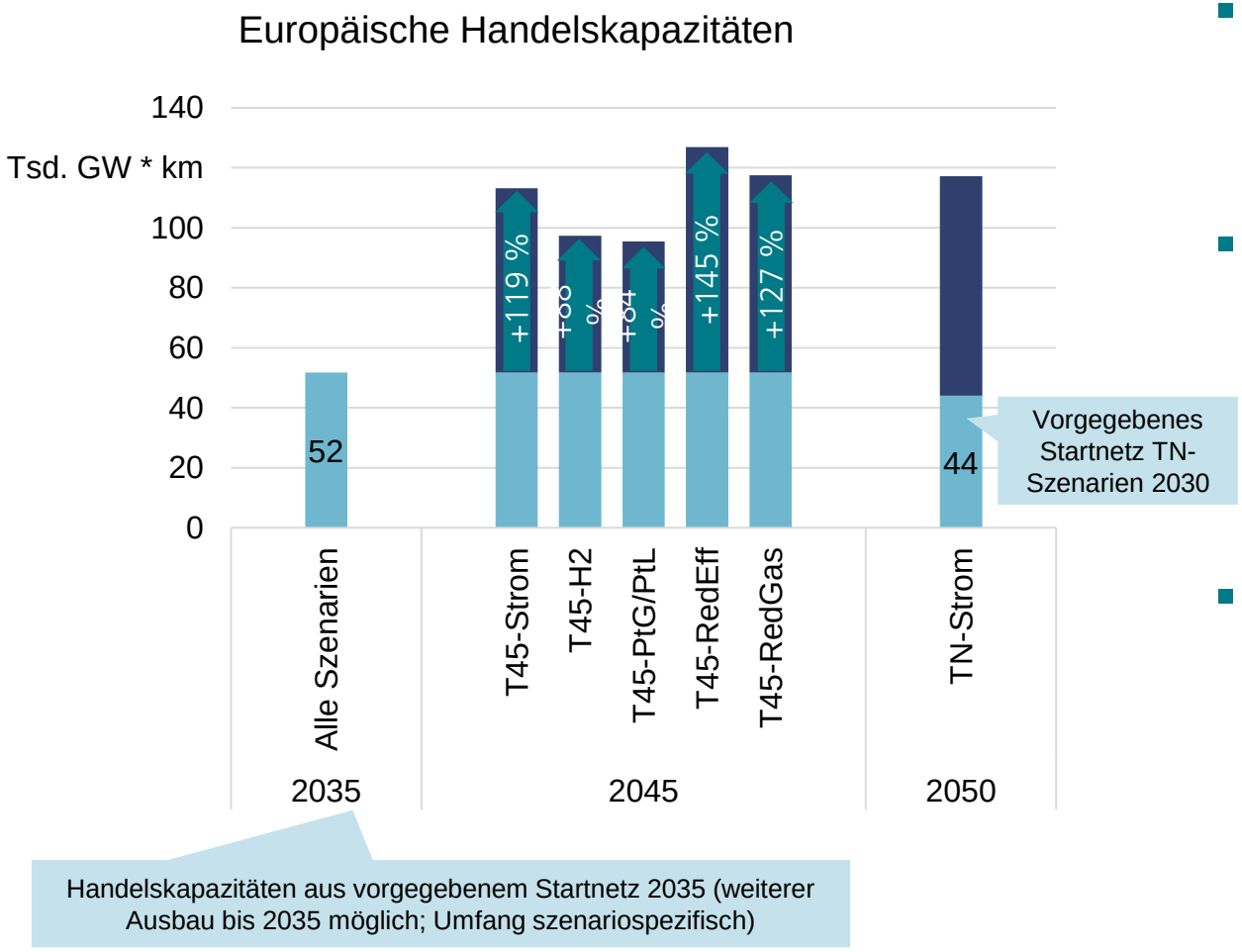
* Gleichzeitigkeiten von (flexiblen) Lasten und EE-Erzeugung in VN werden aus Dispatch der Angebotsmodellierung abgeleitet

** Im Gegensatz zur statischen Kappung berücksichtigt die „dynamische Spitzenkappung“, dass für den Netzausbau nicht die Einspeisung der einzelnen Anlagen, sondern die Erzeugung im Gesamtkollektiv eines Netzgebiets entscheidend ist; die Spitzenkappung ist begrenzt auf 3% bzw. 5% der Jahreserzeugung je Anlage.

Ergebnisse zur Entwicklung der Stromnetzinfrastruktur

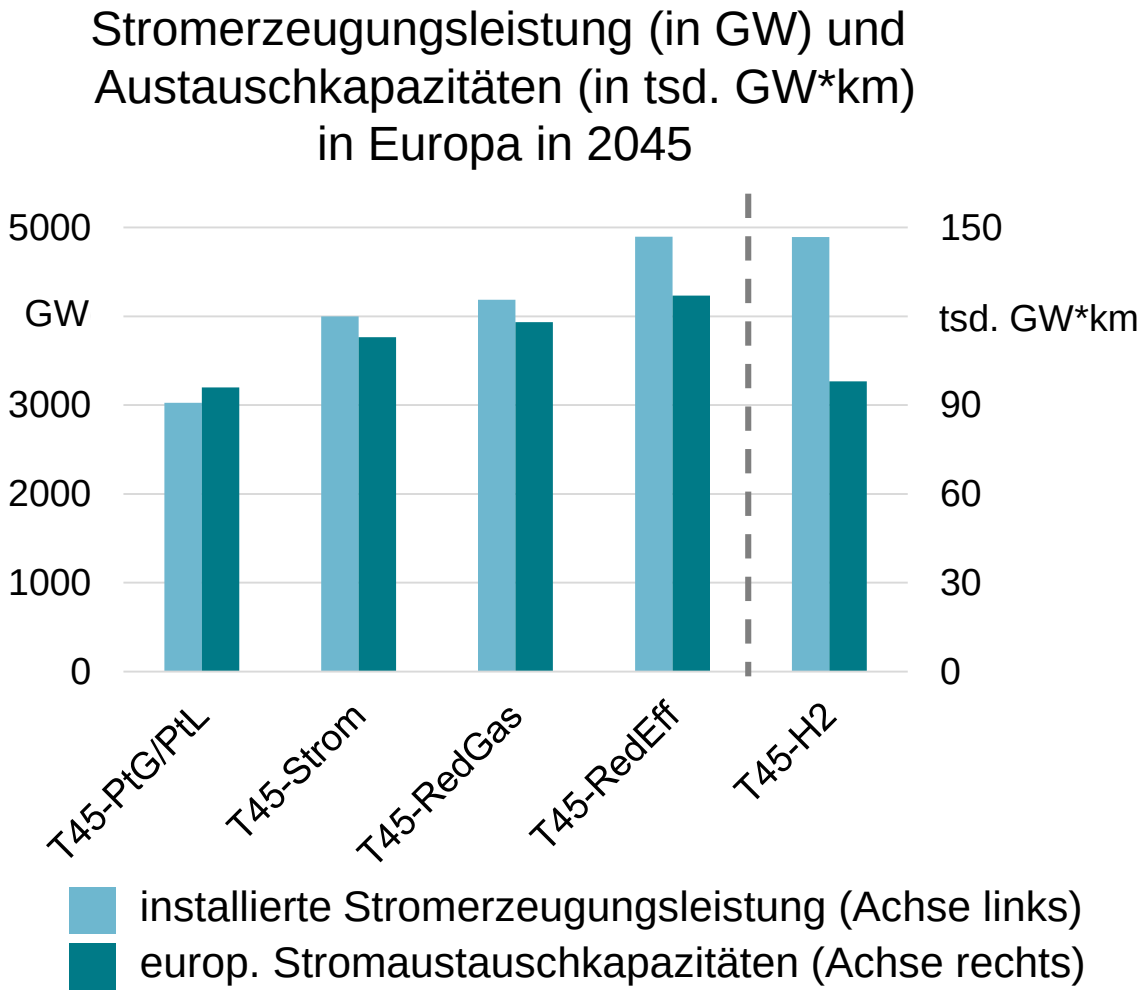
- Überblick zu den Modellierungsansätzen und wichtigen Annahmen
- **Entwicklung der europäischen Stromnetze**
- Entwicklung des Ausbaubedarfs im dt. Übertragungsnetz
- Entwicklung des Ausbaubedarfs in den dt. Verteilungsnetzen

Die verstärkte Vernetzung des europäischen Stromsystems ist ein robuster Trend in allen Szenarien



- **Ergebnisse**
  - Austauschkapazitäten werden im Kostenoptimum bis 2045 auf das etwa 2- bis 2,5-fache gegenüber dem Ausbau nach TYNDP (2035) ausgebaut.
- **Einordnung**
  - Auswertung „GW*km“: Handelskapazität je Grenze gewichtet mit Abstand der Regionenmittelpunkte.
  - Der Ausbau liegt in der Größenordnung des Ausbaus im früheren Szenario TN-Strom (2050), erfolgt allerdings bereits bis 2045.
- **Schlussfolgerung**
  - Der erhebliche europäische Stromnetzausbau erfordert ein frühzeitiges, europäisch koordiniertes Vorgehen.

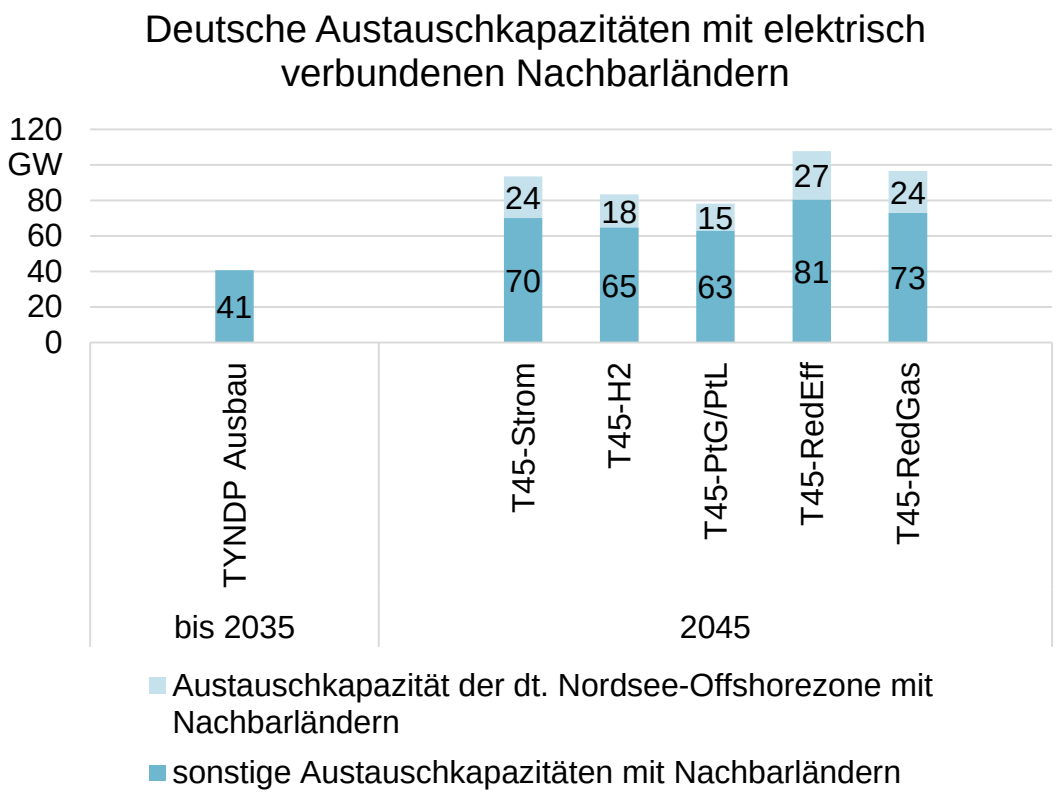
Einordnung: installierte Erzeugungsleistung und Handelskapazitäten Europa 2045



Einordnung

- Grundsätzlich enger Zusammenhang zwischen installierter Stromerzeugungsleistung und Bedarf an Austauschkapazitäten in Europa.
- Eine Ausnahme ist Szenario T45-H2
  - tlw. regionaler Ausgleich von Stromerzeugung und Elektrolyse reduziert den Bedarf an Austauschkapazitäten für Strom
  - z.T. Ausweichen des Energietransports auf H2 (und entsprechenden Ausbau der H2-Infrastruktur)

Auch die Austauschkapazitäten von Deutschland mit seinen Nachbarn steigen deutlich an



*Austauschkapazitäten nicht direkt mit den heutigen Markt-NTCs vergleichbar, sondern entsprechen den für das Angebotsmodell *enertile* kalibrierten Austauschkapazitäten

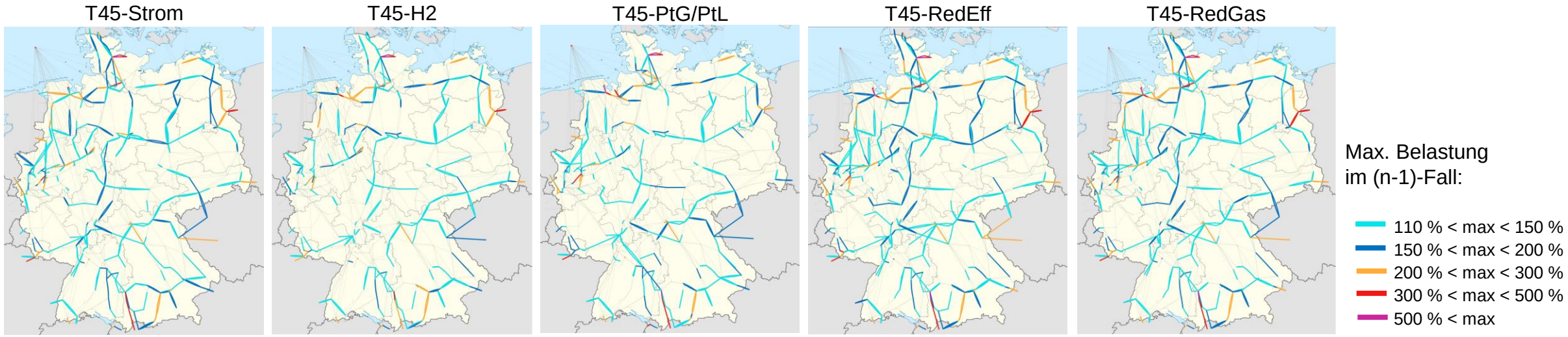
- **Ergebnisse**
  - Die grenzüberschreitenden Austauschkapazitäten Deutschlands steigen bis 2045 auf rund 80-110 GW an. Dies ist mindestens eine Verdopplung gegenüber dem bis 2035 bereits in Planungen enthaltenen Ausbau (ca. 40 GW).
- **Einordung**
  - Der Zubau an Austauschkapazitäten erfordert Netzausbau in Deutschland (s. folgende Folien).
  - Die zusätzlichen Austauschkapazitäten dienen nicht nur Importen / Exporten Deutschlands, sondern auch dem sehr großräumigen europäischen Stromaustausch.
  - Das Szenario T45-RedEff weist den höchsten Ausbau auf, insb. wegen höherem Importbedarf und höherer Stromnachfrage.
- **Schlussfolgerung**
  - Auch für die deutschen Interkonnektoren gilt, dass deren Ausbau in kostenoptimierenden Szenarien robust „Teil der Lösung“ ist.

Ergebnisse zur Entwicklung der Stromnetzinfrastruktur

- Überblick zu den Modellierungsansätzen und wichtigen Annahmen
- Entwicklung der europäischen Stromnetze
- **Entwicklung des Ausbaubedarfs im dt. Übertragungsnetz**
- Entwicklung des Ausbaubedarfs in den dt. Verteilungsnetzen

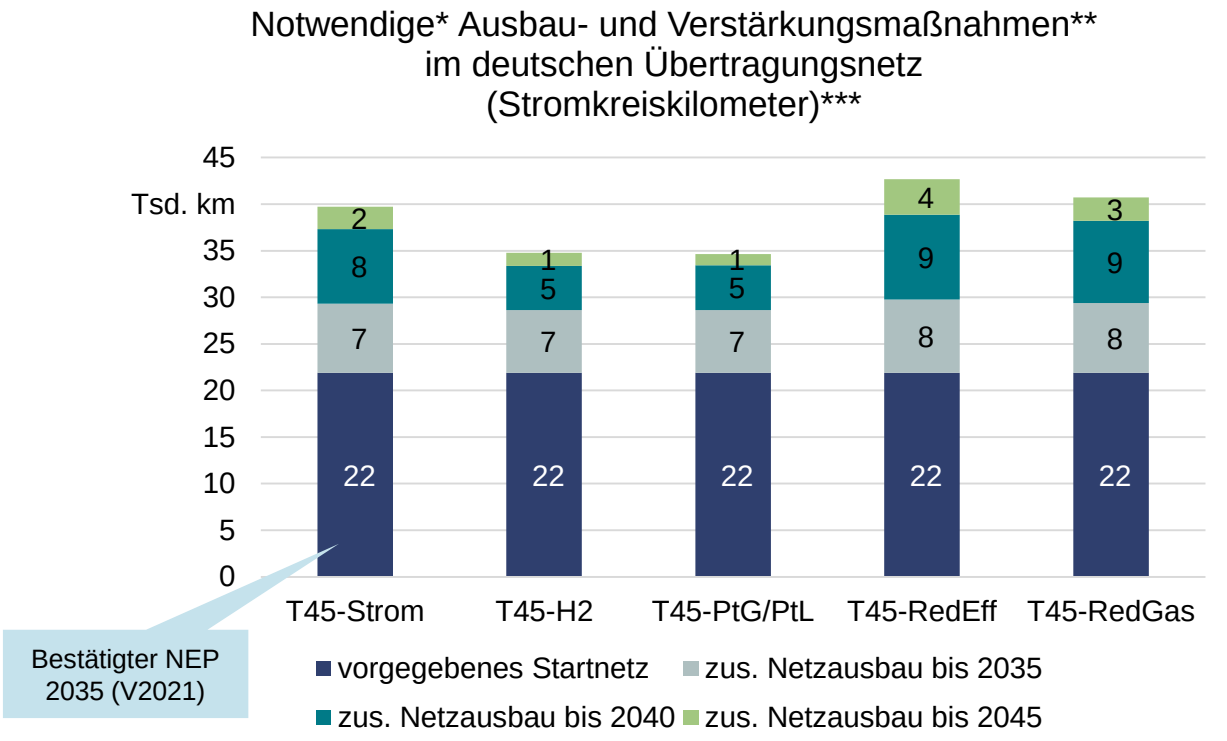
Die Netzbelastungen im deutschen Übertragungsnetz steigen in allen Szenarien deutlich an

leitungsspez., maximale Netzbelastungen (ausgehend vom Startnetz 2035) im dt. Übertragungsnetz im Jahr 2045



- **Ergebnis**
  - In allen Szenarien treten ohne weiteren Netzausbau zum Teil hohe Überlastungen auf vielen Leitungen auf.
  - T45-RedEff mit umfangreichsten, T45-H2 mit geringsten Überlastungen
- **Einordnung**
  - Das Startnetz bildet den Ausbauzustand bis zum Jahr 2035 nach Umsetzung des bestätigten NEP 2021 ab.
- **Schlussfolgerungen**
  - Auch über die heutigen Planungen hinaus ist das dt. Übertragungsnetz zu verstärken und auszubauen.

Weitere Verstärkung des Übertragungsnetzes ist in erheblichem Umfang erforderlich



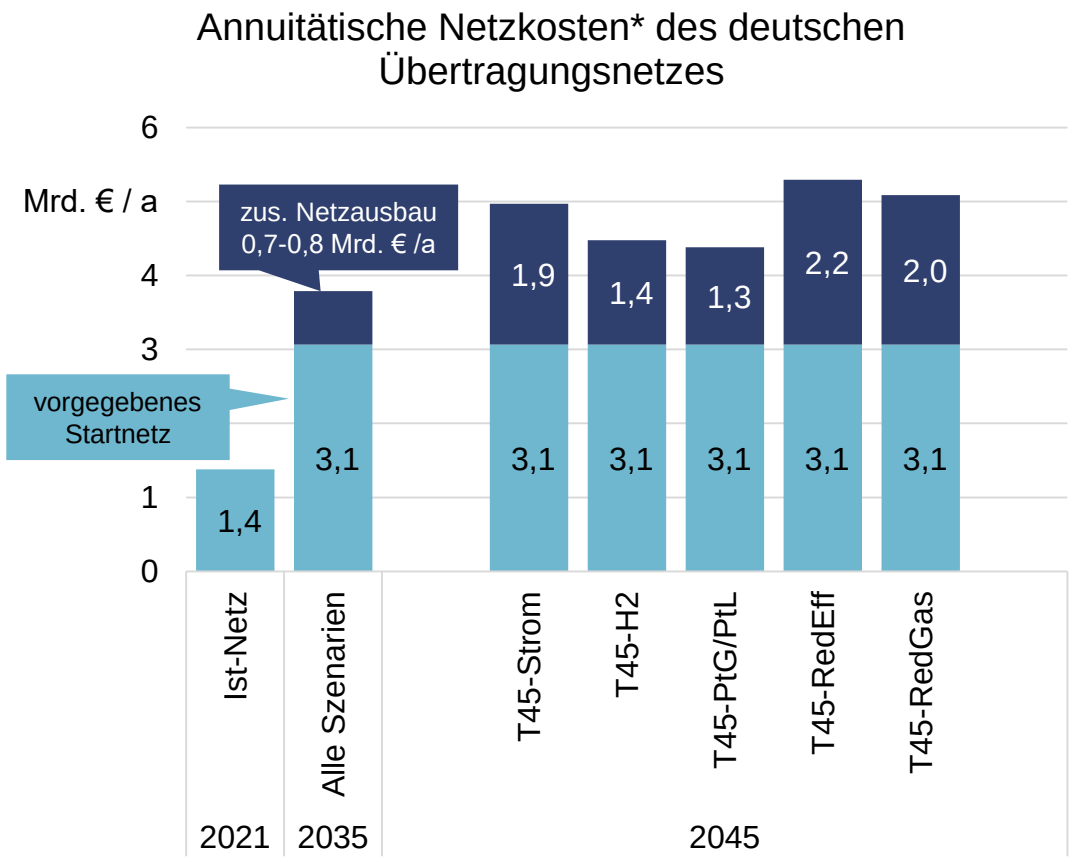
* Die Ermittlung des Netzausbaus erfolgt in dieser Studie primär im Hinblick auf das Ziel der Ermittlung kostenoptimierter Szenarien sowie zum Vergleich der Szenarien in Bezug auf die Anforderungen an das Übertragungsnetz. Die durchgeführten Berechnungen ersetzen keine detaillierte Netzausbauplanung.

**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

- **Ergebnisse**
  - Über das Startnetz (bestätigter NEP2035(V2021)) hinaus muss das deutsche Übertragungsnetz bis 2045 weiter deutlich verstärkt und ausgebaut werden.
  - Die zusätzlich erforderlichen Maßnahmen übersteigen den bisher geplanten Ausbau um 60% bis 100%.
- **Einordnung**
  - Der größte Teil der Ausbau- und Verstärkungsmaßnahmen erfolgt in allen Szenarien bis 2035. Ein erheblicher zusätzlicher Ausbau ist bereits bis 2035 erforderlich (ca. 1/3 zusätzlich zu Planungen).
  - Es handelt sich beim Verstärkungsbedarf nur teilweise um zusätzliche Stromkreis-km. Zum Teil handelt es sich um Umrüstung bestehender Leitungen (Ersatzneubau). Die gesamte Stromkreislänge steigt auf 52 bis 58 Tsd. km im Jahr 2045 (heute ca. 35 tkm).
- **Schlussfolgerung**
  - Der Ausbau des Stromübertragungsnetzes ist ein wichtiger Baustein in allen untersuchten Szenarien.

Durch den Netzausbau und die angenommene Teilverkabelung steigen die Netzkosten



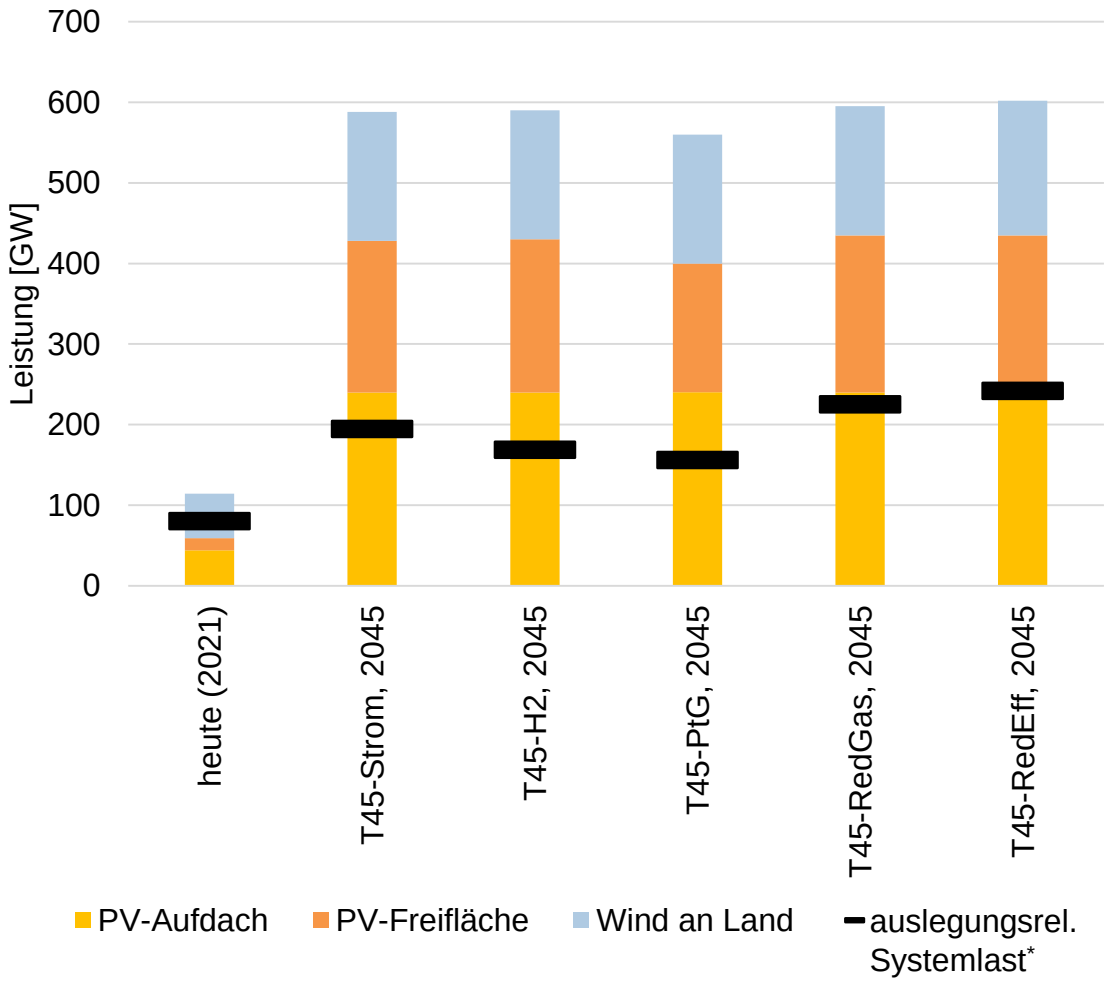
- **Ergebnisse**
  - Die Netzkosten steigen auf das 3- bis über 4-fache des Wertes für das heutige Übertragungsnetz an.
- **Einordnung**
  - Die Höhe der Netzkosten hängt stark von den getroffenen Verzinsungsannahmen ab. In dieser Studie wurde ein Zinssatz von 2% angenommen.
  - Die pauschal getroffene Annahme, dass alle neuen und verstärkten Stromkreise zu 40% verkabelt werden wirkt kostentreibend (Mehrkostenfaktor Kabel vs. Freileitung ca. 5).
  - Die Zunahme der Netzkosten ist nicht gleichbedeutend mit einer entsprechenden Zunahme der Netzentgelte, u. a. da auch die Stromnachfrage in allen Szenarien deutlich steigt.
- **Schlussfolgerungen**
  - Durch Netzausbau und angenommene Teilverkabelung neuer Leitungen steigen die Übertragungsnetzkosten deutlich.

*ermittelt auf Tagesneuwertbasis für das jeweilige Netzmengengerüst

Ergebnisse zur Entwicklung der Stromnetzinfrastruktur

- Überblick zu den Modellierungsansätzen und wichtigen Annahmen
- Entwicklung der europäischen Stromnetze
- Entwicklung des Ausbaubedarfs im dt. Übertragungsnetz
- **Entwicklung des Ausbaubedarfs in den dt. Verteilungsnetzen**

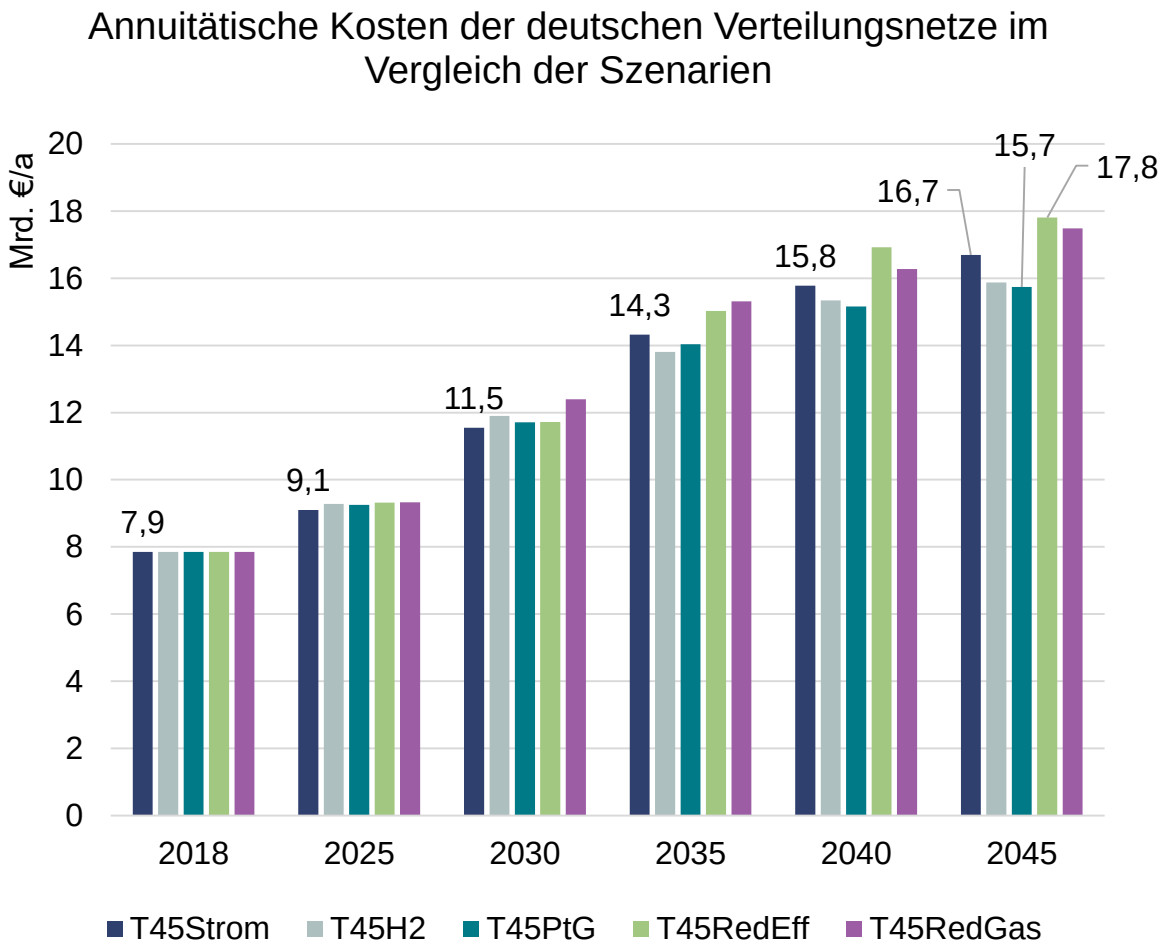
Mit steigender installierter EE-Leistung und Netzlast steigen die Anforderungen an die dt. Verteilungsnetze



- **Ergebnisse**
  - Die installierte Leistung in EE-Anlagen und die auslegungsrelevante Systemlast steigen in allen Szenarien gegenüber heute deutlich.
- **Einordnung**
  - EE-Zubau und Lastzuwachs betreffen oft unterschiedliche Gebiete, so dass „Synergiepotentiale“ (wegen Lastzuwachs lässt sich mehr EE in die ohnehin auszubauenden Netze integrieren) begrenzt sind.
- **Schlussfolgerung**
  - Die Verteilungsnetze müssen flächendeckend stark ausgebaut werden.

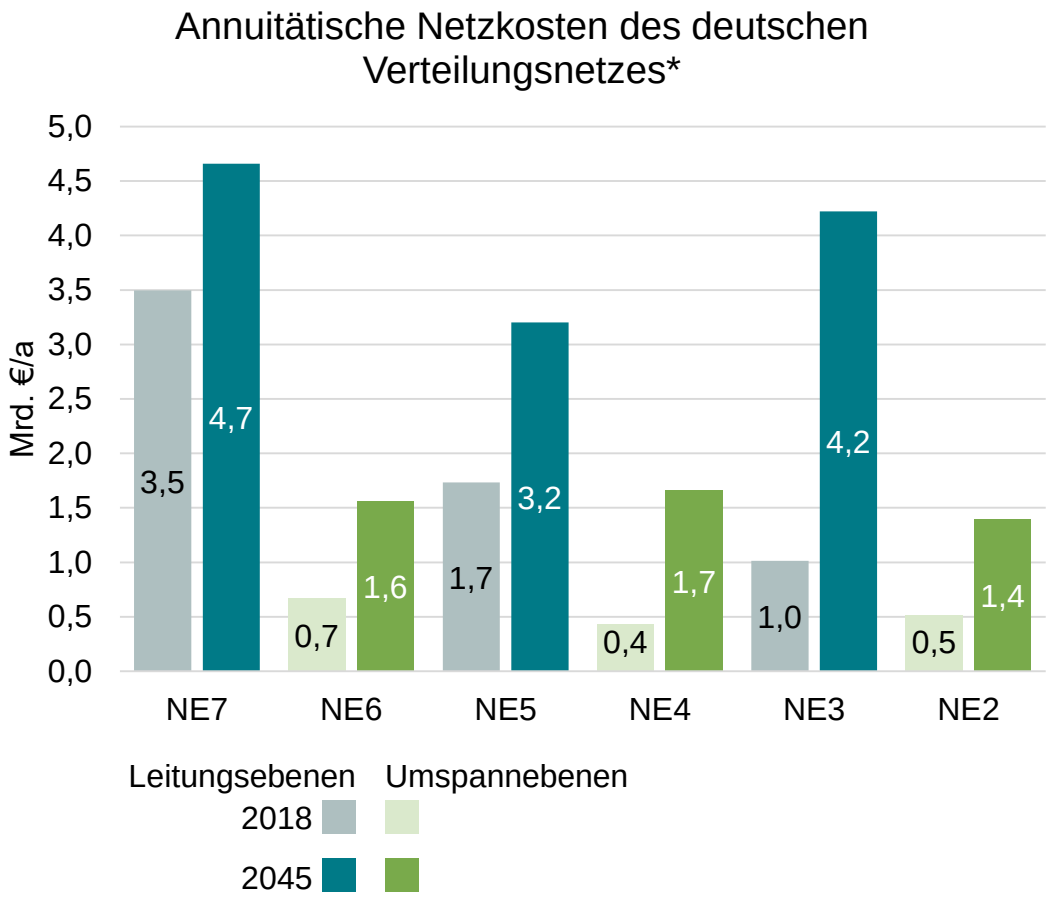
*Als auslegungsrelevante Systemlast ist in den T45-Szenarien die maximale Residuallast der Verteilungsnetze aus Sicht der Übertragungsnetzebene ausgewiesen; sie erlaubt näherungsweise die lastbedingten Anforderungen an die Verteilungsnetze darzustellen; in der Verteilungsnetzmodellierung selbst erfolgt die Abbildung der lastbedingten Anforderungen sowohl geographisch höher aufgelöst als auch differenziert nach Netzebenen; in der hier dargestellten Systemlast nicht enthalten sind direkt im Übertragungsnetz angeschlossene Lasten, wie z. B. Elektrolyseure

Die Kosten der Verteilungsnetze steigen wegen des Ausbaubedarfs deutlich an



- **Ergebnisse**
  - In allen betrachteten Szenarien steigen die annuitätischen Kosten der Verteilungsnetze wegen des notwendigen Ausbaus deutlich an.
  - Bis 2045 kommt es in allen Szenarien grob zu einer Verdopplung der Verteilungsnetzkosten.
- **Einordnung**
  - Die Zunahme der Netzkosten ist nicht gleichbedeutend mit einem entsprechenden Anstieg der Netzentgelte, da auch der Stromverbrauch deutlich steigt.
  - Annuitätische Netzkosten bewerten den jeweiligen Netzbestand auf Tagesneuwertbasis. Zusätzliche Kosten aus einem vorzeitigen Ersatz bestehender Betriebsmittel kommen darin nicht zum Ausdruck.
  - Ein großer Teil des Ausbaus ist bereits bis 2035 erforderlich.
- **Schlussfolgerung**
  - In den Verteilungsnetzen entsteht flächendeckend und bereits kurzfristig ein sehr erheblicher Investitionsbedarf.

Die Kosten steigen in allen Netzebenen, am stärksten in den Leitungsebenen



*Stellvertretend für untersuchte Szenarien dargestellt: T45-Strom

NE 7: NS; NS 6: MS/NS; NE 5: MS; NE 4: HS/MS; NE 3: HS; NE 2: HöS/HS

- **Ergebnisse**
  - Die <u>absolute</u> Kostenzunahme ist in den Leitungsebenen deutlich größer als in den Umspannebenen.
  - Die NE 7 (NS-Leitungsebene) hat weiterhin den größten Anteil an den Gesamtkosten der Verteilungsnetze.
- **Einordnung**
  - Wesentlicher Treiber für den Ausbau der Leitungsebenen sind die zusätzlich anzuschließenden EE-Anlagen.
  - Die ermittelten Netzkosten enthalten alle Leitungen „ab EE-Anlagen“, d.h. auch die heute von den Anlagenbetreibern zu tragenden Kosten für Leitungen von der EE-Anlage bis zum nächsten Netzverknüpfungspunkt.
- **Schlussfolgerung**
  - In den Verteilungsnetzen entsteht flächendeckend und in allen Netzebenen ein erheblicher Investitionsbedarf.

Fazit zum Stromnetzausbau

- In allen Szenarien ist ein deutlicher Ausbau der deutschen Stromnetze erforderlich und kostenoptimal im Sinne der Optimierung der Kosten des Energieangebots.

- Der im Übertragungsnetz zusätzlich erforderliche Netzausbau in Deutschland liegt zwischen +60% und +100% des heute bereits geplanten Netzausbaus (genehmigter NEP 2035(V2021)).
- Erheblicher Ausbau erfolgt auch außerhalb von Deutschland.

- Steigende EE-Erzeugung und zusätzlicher Stromverbrauch führen zu erheblichem Ausbaubedarf in den Verteilungsnetzen.
- Die Kosten der Verteilungsnetze steigen deutlich an.
- Frühere Szenarien zeigen: Der Ausbaubedarf insb. in Verteilungsnetzen kann durch einen stärker netz-orientierten Flexibilitätseinsatz tlw. reduziert werden; gesamtsystemisch führt dies zu höheren Kosten.

- Der überwiegende Teil der insgesamt erforderlichen Netzausbauten und -verstärkungen im Übertragungs- und Verteilungsnetz erfolgt in den Szenarien bereits bis zum Jahr 2035.

Ergebnisse zur Entwicklung der Gasnetzinfrastruktur

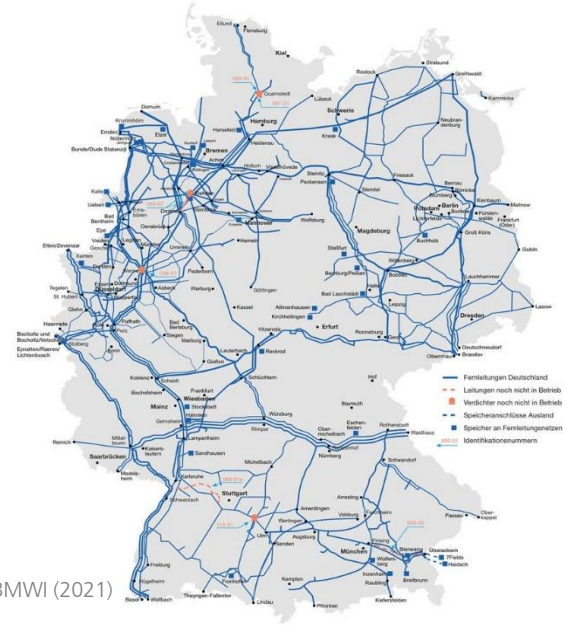
- **Überblick zu den Modellierungsansätzen und wichtigen Annahmen**

- Entwicklung der europäischen Wasserstoffversorgung

- Entwicklung der deutschen Gastransportnetzinfrastrukturen für Wasserstoff und Erdgas
- Entwicklung der deutschen Verteilungsnetze für Wasserstoff und Erdgas

"Leitungsscharfe" Modellierung Transportnetze – je Szenario werden zwei getrennte Gasnetz-Topologien gebildet

- H2-Netz wird vorrangig aus umgewidmeten Erdgas-Leitungen gebildet
  - Beachtung separater Transportaufgaben CH4 und H2
  - Umfang H2-Netz vom konkreten Szenario abhängig



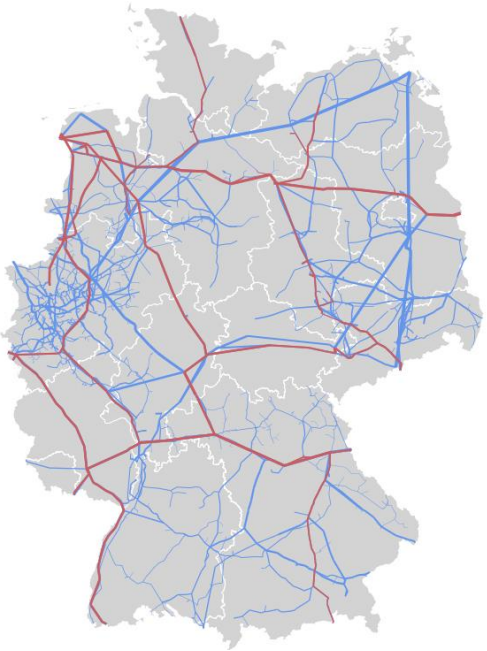
BMWI (2021)

Parallele Infrastruktur erkennen

- Nachfragestandorte (szenarioabhängig)
- (Fast) alle bestehenden Kavernenspeicher
- Interkonnektoren wie in Enertile berechnet
- Effiziente Verbindung der Interkonnektoren unter Verwendung paralleler Infrastrukturen und nachgelagertes Einfügen der Speicher

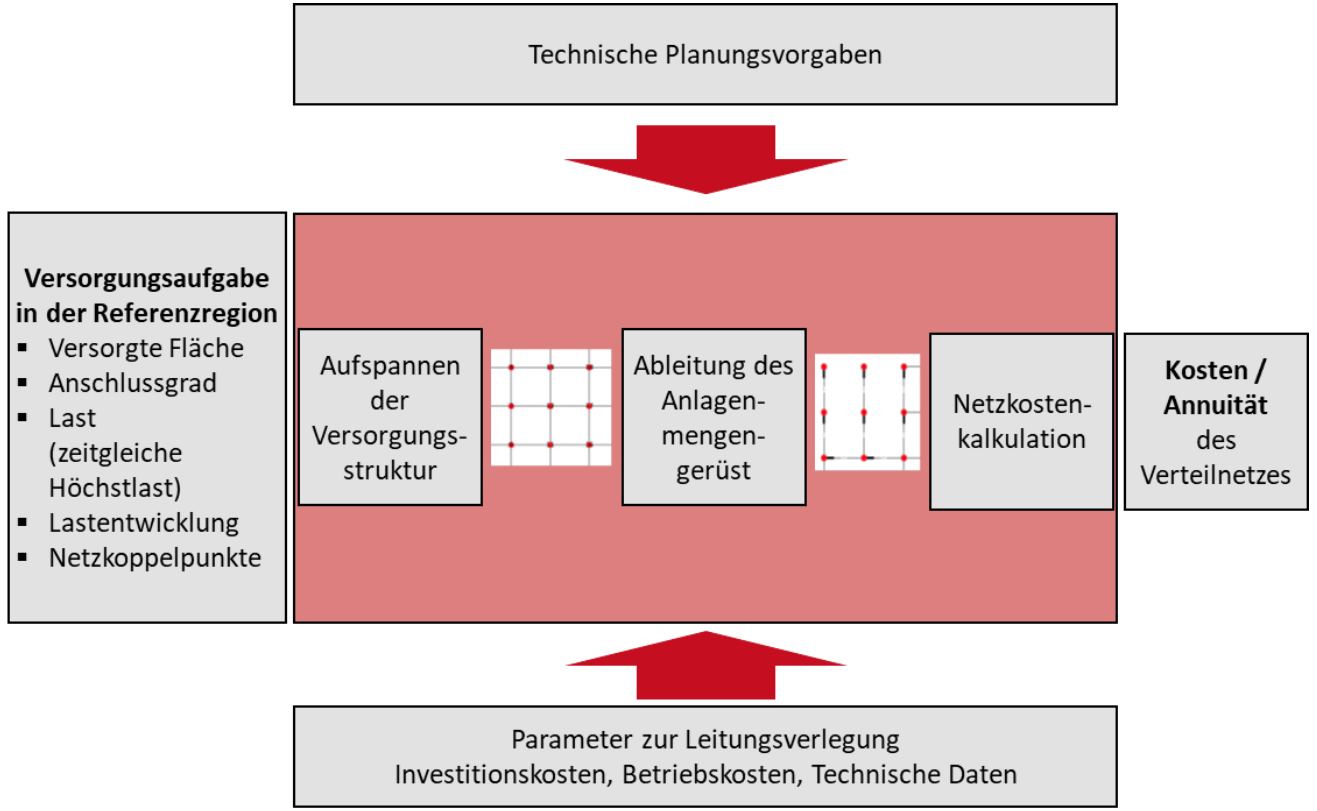
Entwicklung H2- und CH4-Transportnetze

- Aufteilung Ursprungsnetz in zwei zusammenhängende Topologien
  - H2-Transportnetz
  - Schrittweise reduziertes Methan-Netz



Fraunhofer ISI consentec ifeu TU berlin E&R Energy and Resources

Modellnetzanalyse für Gasverteilungsnetze – Abschätzung Anlagen-Mengen-Gerüste & annuitätische Kosten



1. Berechnung der Nieder- und Mitteldruckebene

Berücksichtigung der Nachfrage von Haushalten und dem GHD-Sektor

Übergabe der ermittelten GDRM an höhere Netzebene

2. Berechnung der Hochdruckebene

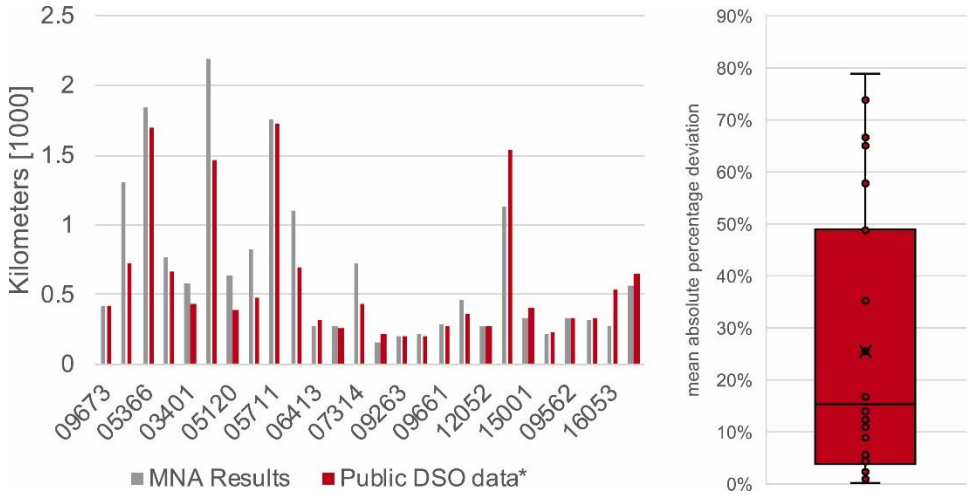
Berücksichtigung der gesamten Nachfrage

– **Es erfolgt keine Berechnung von Flusssituationen in den Verteilungsnetzen**

Modellnetzanalyse für alle Druckstufen anhand von realen Daten validiert

- Eingangsdaten:
  - Versorgte Fläche
  - Anschlusspunkte je Kreis nach Druckstufe
  - Gasnachfrageentwicklung in den Szenarien
  - Spitzenlastentwicklung
  - Annahmen:
    - Modellierte Versorgungsfläche konstant
    - **Greenfield Berechnung** der Netze je Jahr
  - Ergebnisse je Landkreis und Druckstufe:
    - Netzlänge
    - Anzahl Gasdruckregelmessanlagen

- Abgleich auf Basis der Verteilungsnetze von VNB, die annähernd nur einen Landkreis versorgen, ergibt **ähnliche Netzlängen**
- Die Modellnetzanalyse ist hinreichend genau für
  - Abschätzung der Entwicklung der Leitungslängen
  - Abschätzung der annuitätischen Kostenentwicklung
  - Abschätzung von Stilllegungskosten

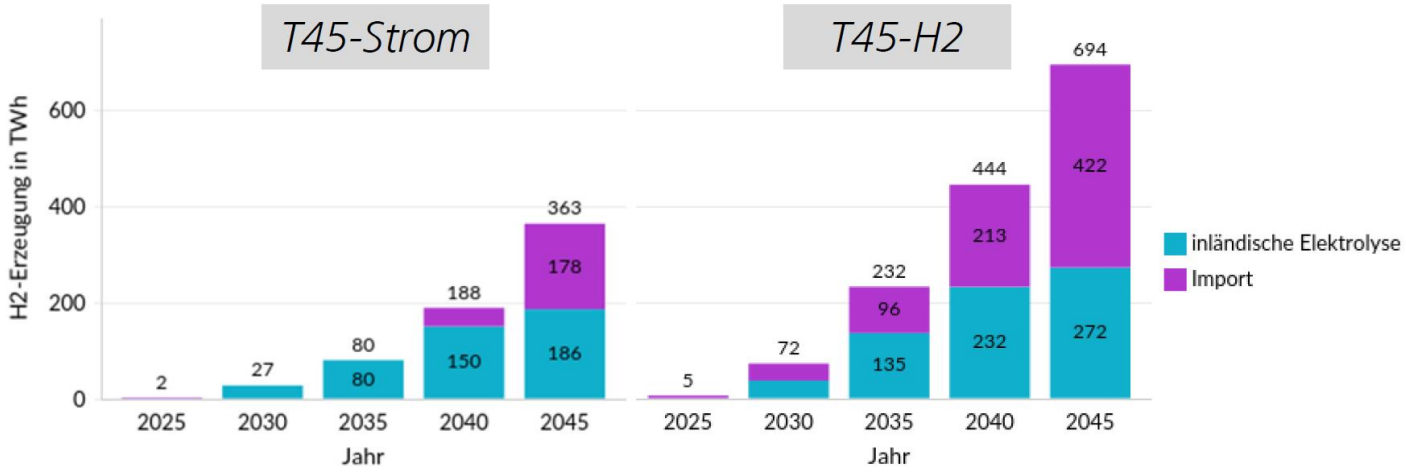


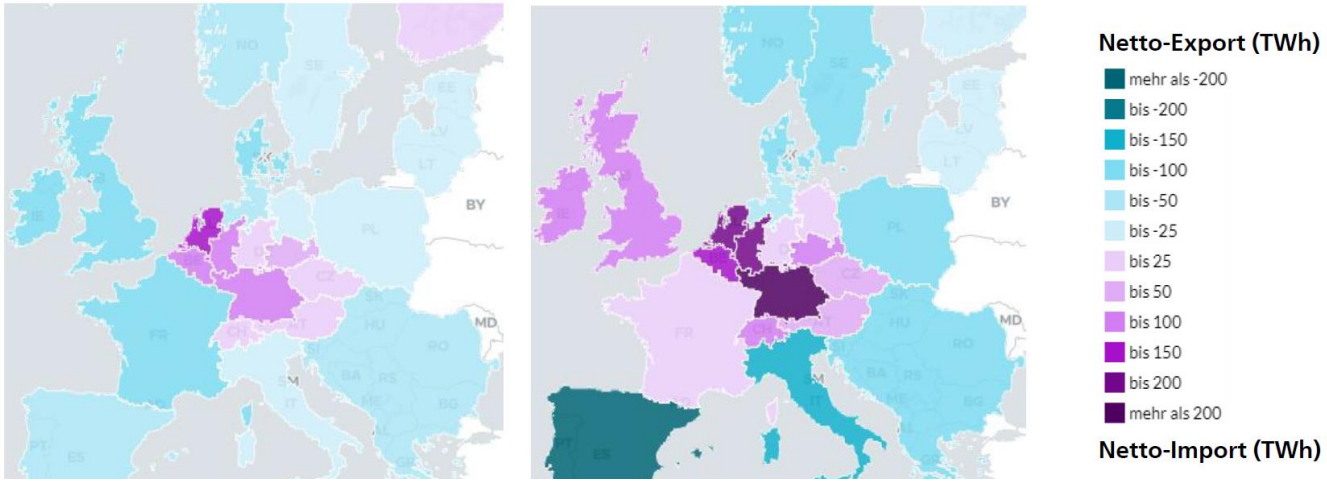
Modellnetzanalyse für einzelne Landkreise (Giehl et al. 2021)

Ergebnisse zur Entwicklung der Gasnetzinfrastruktur

- Überblick zu den Modellierungsansätzen und wichtigen Annahmen
- **Entwicklung der europäischen Wasserstoffversorgung**
- Entwicklung der deutschen Gastransportnetzinfrastrukturen für Wasserstoff und Erdgas
- Entwicklung der deutschen Verteilungsnetze für Wasserstoff und Erdgas

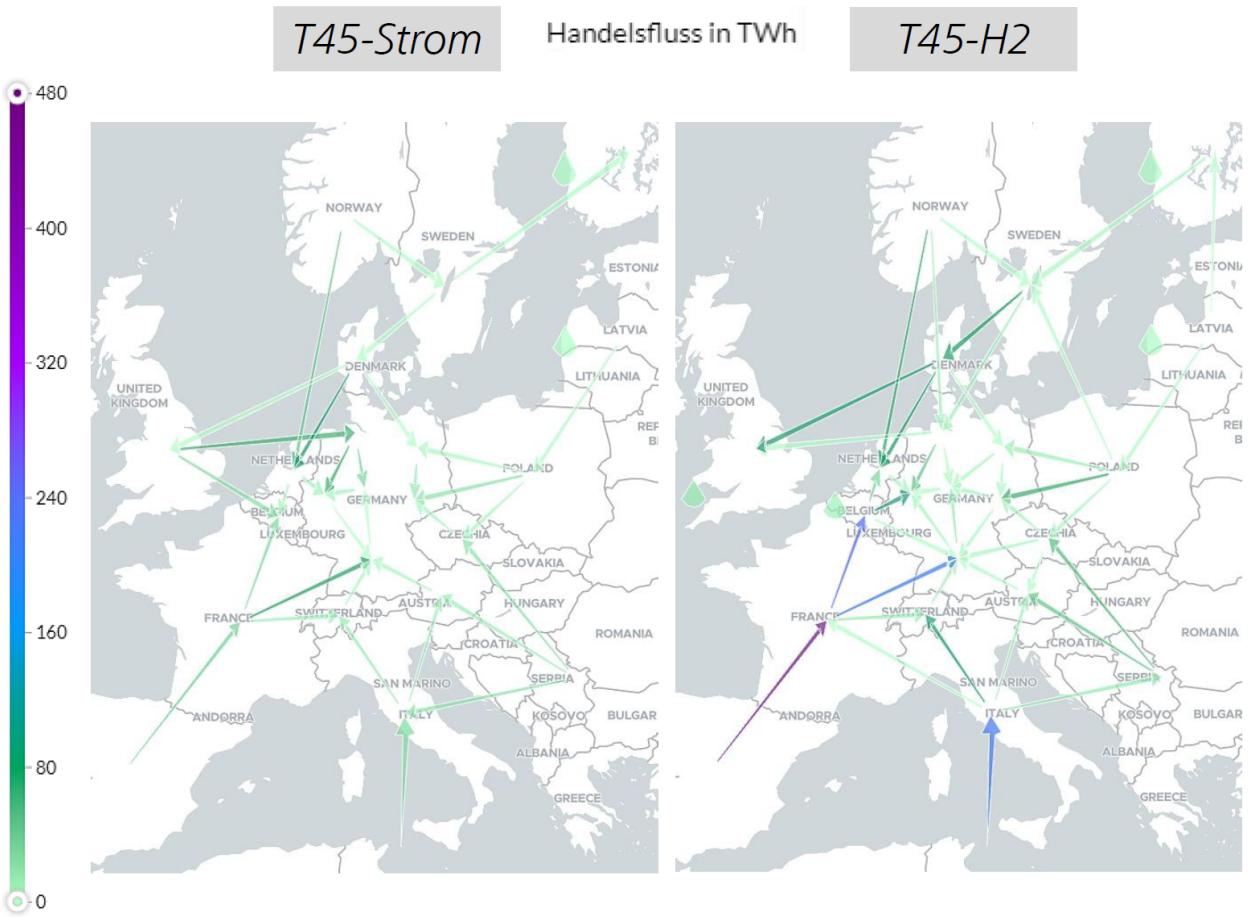
Wasserstoffsystem im Szenario *T45-Strom* und *T45-H2*
Deutschland importiert Wasserstoff





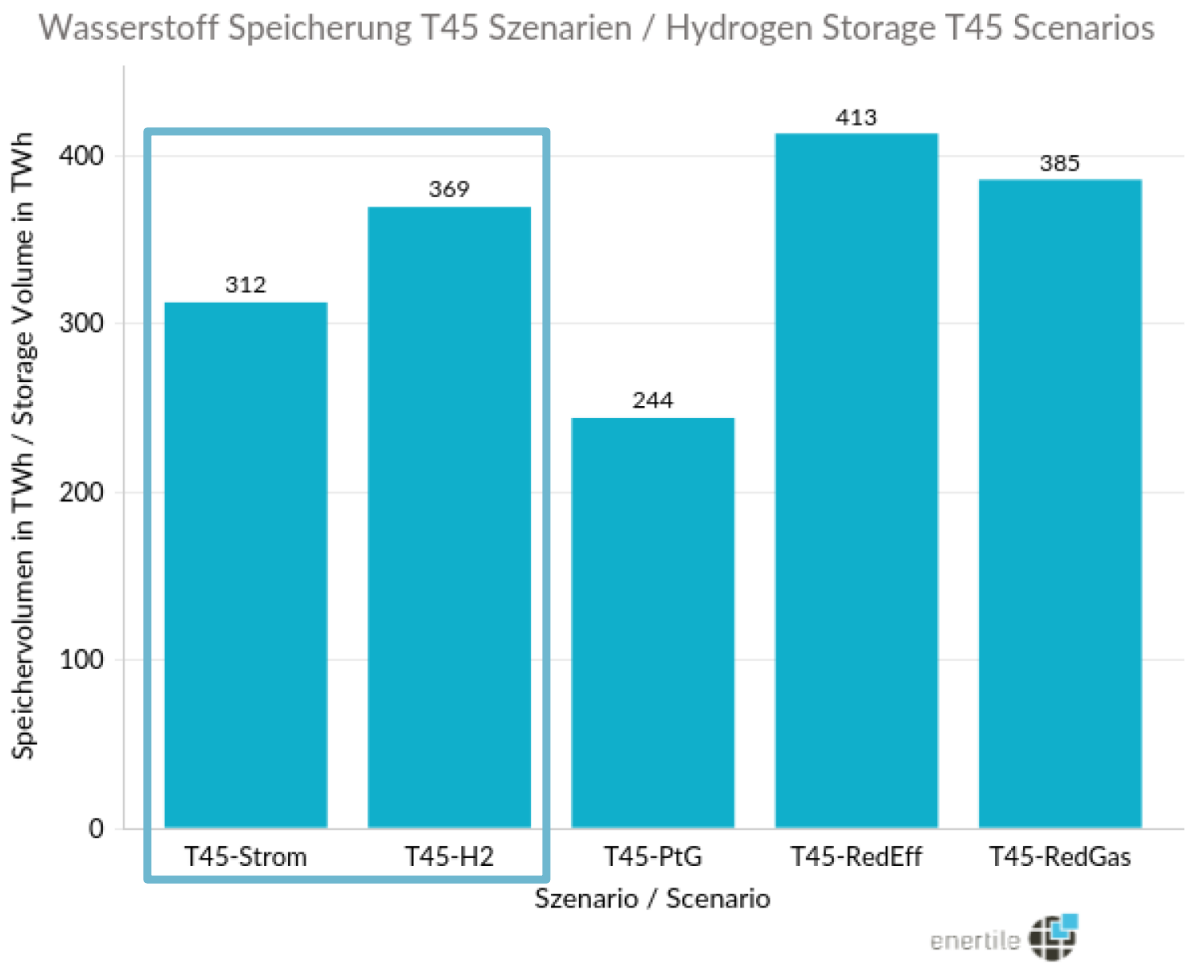
- **Ergebnisse**
  - Deutschland importiert Wasserstoff
  - Elektrolyseure folgen dem Angebot Erneuerbarer Energien (Positionierung in Norddeutschland)
  - Der in Deutschland und Europa verbrauchte Wasserstoff wird überwiegend in Europa erzeugt; Derivate kommen überwiegend von außerhalb Europas
  - Insbesondere ab 2030 starker Anstieg des Wasserstoffbedarfs
- **Einordung**
  - Europäische Produktion hängt stark von Akzeptanz und nationalen Präferenzen ab
- **Schlussfolgerungen**
  - Diversifizierung über verschiedene Importregionen innerhalb und außerhalb Europas kann eine sinnvolle Strategie sein
  - Schneller Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft ist notwendig

H_2-Handel 2045
Ein robustes H_2-Netz in Europa ist zentral



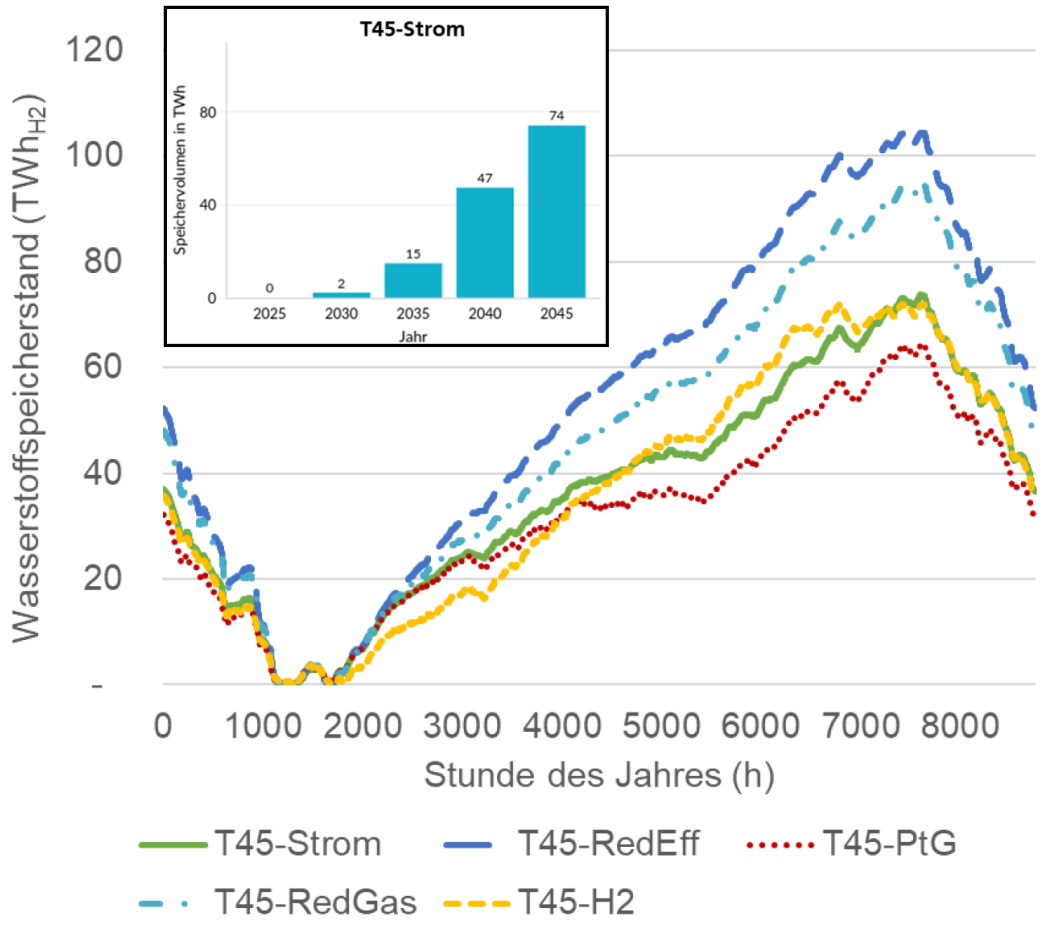
- **Ergebnisse**
  - In allen Szenarien entsteht in Europa ein europäisches Wasserstoffnetz
    - Starke Netzanbindungen aus den Rändern nach Zentraleuropa
    - Nord-Süd Achse in Deutschland
    - Sehr ähnliche Wasserstoffnetzstruktur, Unterschiede nur beim Handelsvolumen
    - Italien bezieht Wasserstoff aus MENA Region: nur sehr geringe Schiffsimporte von reinem Wasserstoff in Europa
    - Derivate kommen überwiegend aus anderen Regionen der Welt
- **Einordung**
  - Der Ausbau der Erneuerbaren Energien und der Transportachsen ist zentral für die Entwicklung der H_2-Exportregionen
- **Schlussfolgerung**
  - Eine europäische Wasserstoffinfrastruktur ist zentral und sollte auf verschiedene „Exportregionen“ ausgelegt werden

Wasserstoff-Speicherung in 2045
Wasserstoffspeicher sind für Europa wichtig



- **Ergebnisse**
  - Speicher sind in Deutschland im Norden konzentriert
  - Es besteht in Europa deutlicher Speicherbedarf
  - Speicherbedarf besteht schon ab 2030
- **Einordung**
  - Ausbau wurde nur in Regionen mit potentiellen Kavernenspeichern zugelassen
  - Es besteht Neubaubedarf
- **Schlussfolgerungen**
  - Neue H_2-Kavernen benötigt
  - Speicherbedarf steigt mit den Anforderungen an das H_2-System

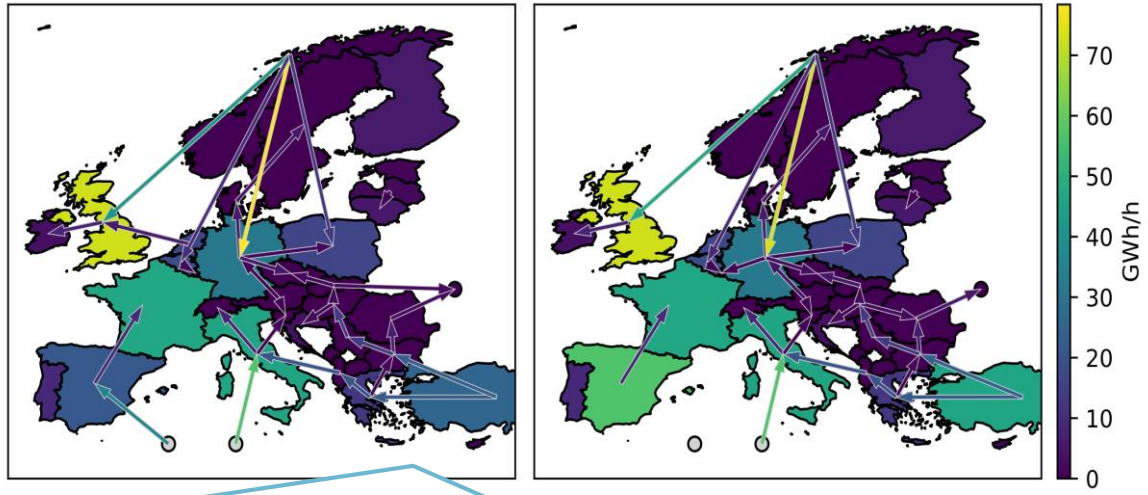
Dispatch Wasserstoffspeicher 2045 Deutschland
Wasserstoffspeicher als zentrale saisonale Speicher



- **Ergebnisse**
  - Wasserstoffspeicher fungieren als zentraler saisonaler Energiespeicher
  - Je stärker die Restriktionen im Energiesystem, desto höher ist der Bedarf
  - Speicherbedarf besteht schon ab 2030
- **Einordung**
  - Bestehendes Salzkavernenpotenzial in DE zur Umrüstung beträgt ca. 35-50 TWh
  - Es besteht Neubaubedarf
- **Schlussfolgerungen**
  - Ausbaubedarf von H_2-Kavernenspeichern bis 2045
  - Der Ausbau sollte frühzeitig angegangen werden

Hinweis: Restriktion im Modell Speicherfüllstand 50% zu Beginn eines Jahres

Fundamental veränderte Situation Erdgasversorgung – restriktive Annahmen aus Acatech-Studie*

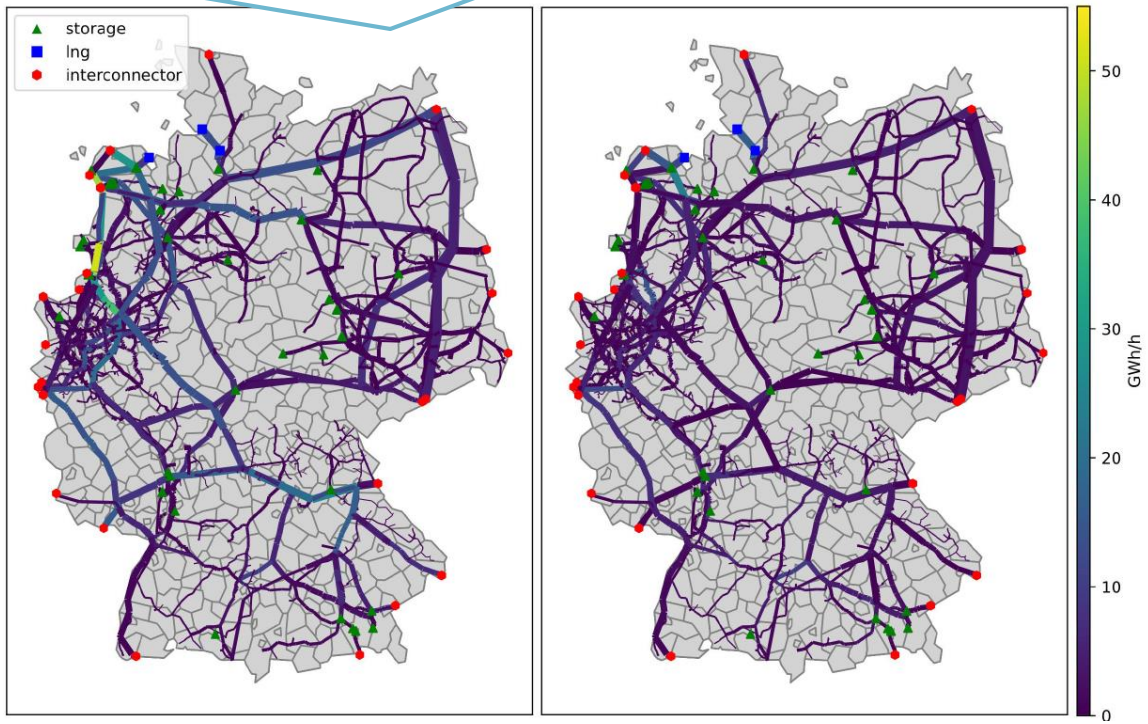


Ergebnisse eines europäischen Leistungsbilanzmodells zeigen nur geringe Spielräume zwischen Leitungs- (Pfeile, Priorisierung links) und LNG-Importen (Flächen, Priorisierung rechts) bei Sicherstellung der europäischen Erdgasversorgung unter den Voraussetzungen:

- Keine Gasimporte aus Russland
- Nordsee-Terminals in Betrieb
- Verbrauchsreduktion um 20%, weiterer Rückgang entsprechend TYNDP (Distributed Energies)

Grundlegende Änderung der Leistungsflüsse gegenüber langjährigen Mustern:

- Starke Auslastung von LNG-Terminals
- Vorherrschende Flussrichtung von West nach Ost
- Hohe Leistungsflüsse v.a. im Nordwesten



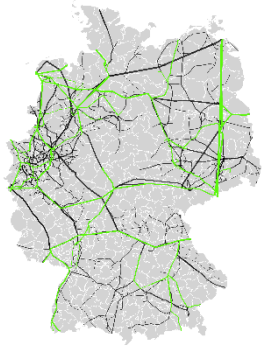
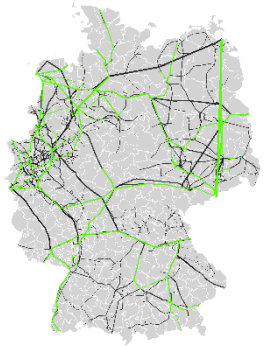
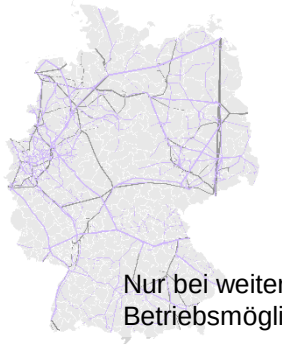
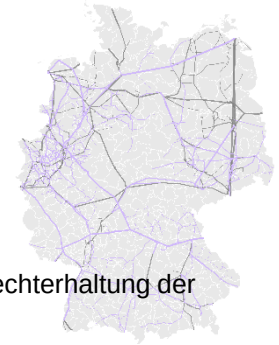
* Europäische Gasversorgungssicherheit aus technischer und wirtschaftlicher Perspektive vor dem Hintergrund unterbrochener Versorgung aus Russland; Juli 2022, Fraunhofer IEG & SCAI, TUB E&R im Auftrag des Akademienprojektes Energiesysteme der Zukunft“ (ESYS), ACATECH

Fraunhofer ISI consentec ifeu berlin E&R Energy and Resources

Ergebnisse zur Entwicklung der Gasnetzinfrastruktur

- Überblick zu den Modellierungsansätzen und wichtigen Annahmen
- Entwicklung der europäischen Wasserstoffversorgung
- **Entwicklung der deutschen Gastransportnetzinfrastrukturen für Wasserstoff und Erdgas**
- Entwicklung der deutschen Verteilungsnetze für Wasserstoff und Erdgas

Kurzübersicht – Fernleitungsnetz Gas
T45-Strom und T45-H2

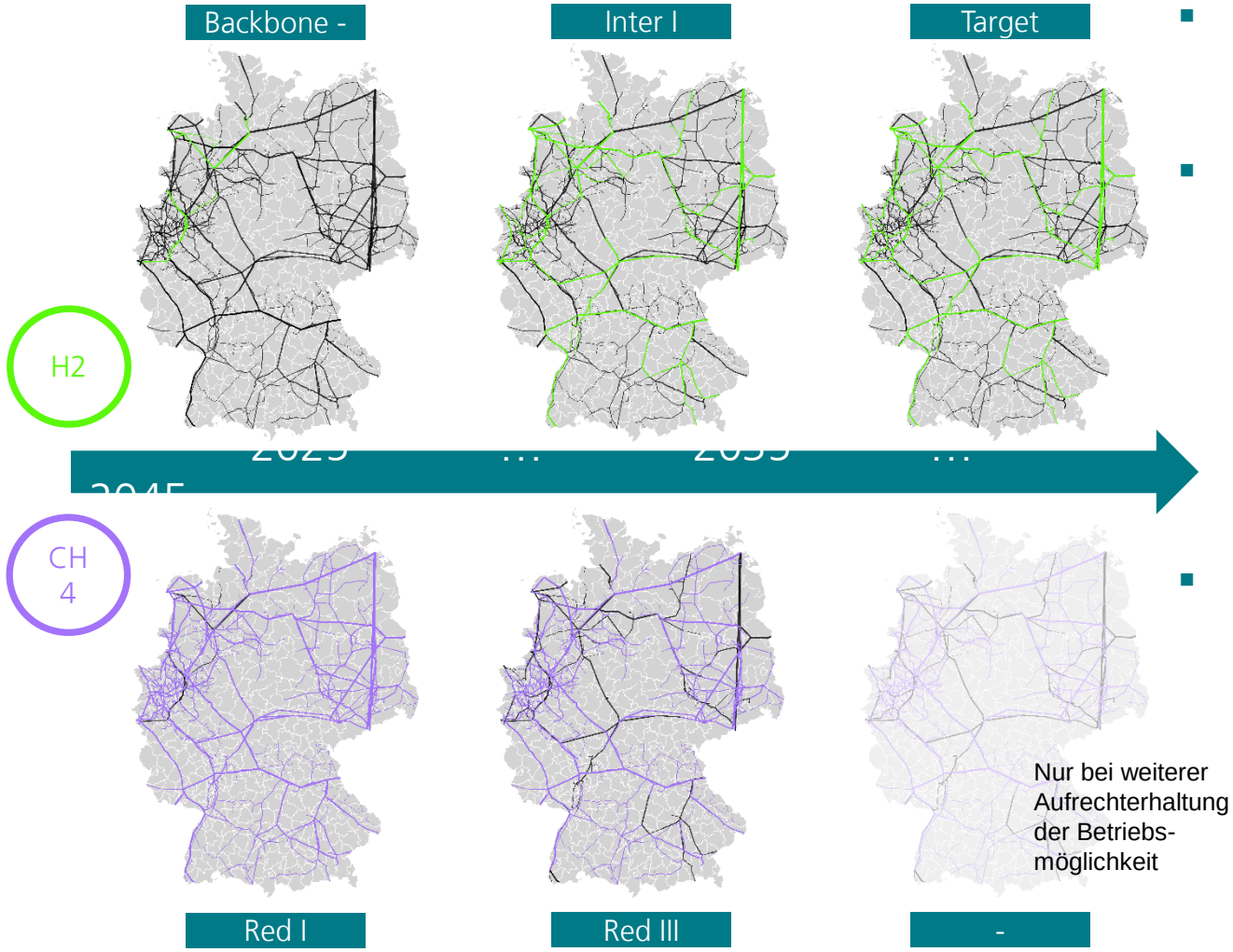
	2022	2045 T45-Strom	2045 T45-H2
H2			
		7.600 km Betriebskosten : 500 Mio. €/a Stilllegungs-finanzierung: 192 Mio. €/a	Min. 8.300 km Betriebskosten : 1000 Mio. €/a Stilllegungs-finanzierung: 202 Mio. €/a
CH 4			

Nur bei weiterer Aufrechterhaltung der Betriebsmöglichkeit

- **Ergebnisse**
  - Unterschiede in den Netztopologien für H2 und CH4 je nach Szenario
  - Etwas ausgedehnteres Wasserstoffnetz 2045 im T45-H2
- **Einordnung**
  - Das Wasserstoffnetz wird hauptsächlich aus der bestehenden Erdgas-Infrastruktur umgewidmet.
  - Beachtung paralleler Transportaufgaben für H2 und CH4
  - Verknüpfung des Strom- und Wasserstoffnetzes über Elektrolyse- und Rückverstromungs-Standorte
  - Umfang des Wasserstoffnetzes v.a. bedingt durch Standorte für Elektrolyse & H2-Nachfrage und Handelsflüsse
- **Schlussfolgerungen**
  - Umstellung i.W. auf Basis vorhandener Netzinfrastruktur möglich und zügig anzugehen
  - Europäische Koordination unter Berücksichtigung von Erzeugungs-, Import-, Speicher- und Nachfrageregionen sinnvoll

T45-Strom: Stufenweiser Aus-/Rückbau beider Netze

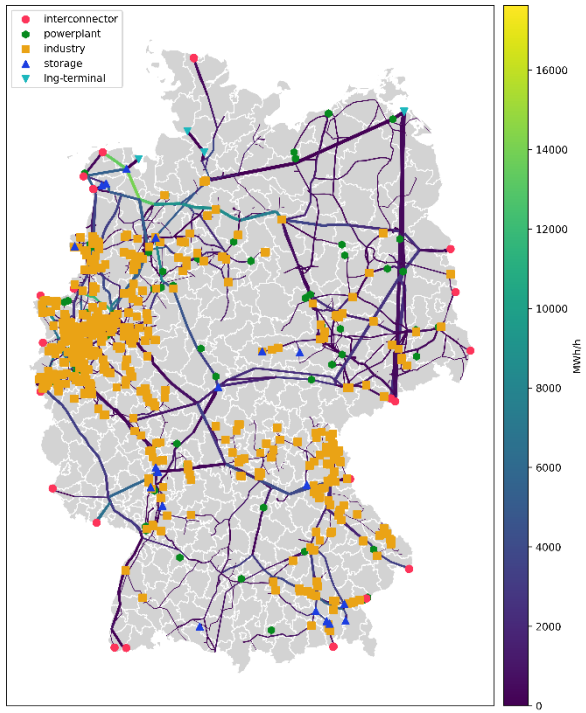
Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur ist zentral



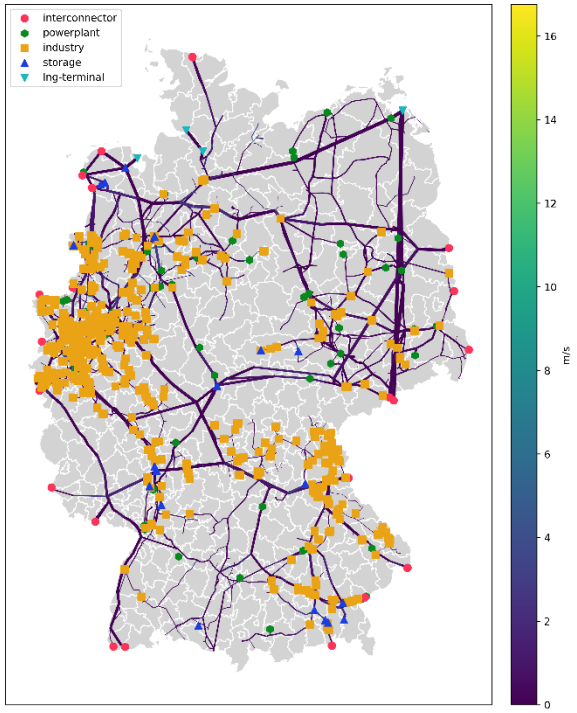
- **Ergebnisse**
  - Ausbau des Wasserstoffnetzes in mehreren Stufen bei kontinuierlicher Reduktion der Erdgasinfrastruktur
- **Einordnung**
  - Das Wasserstoffnetz wird hauptsächlich aus der bestehenden Erdgas-Infrastruktur umgewidmet.
  - Wasserstoffnetz 2025 angelehnt an IPCEI
  - Verknüpfung des Strom- und Wasserstoffnetzes über Elektrolyse- und Rückverstromungs-Standorte
  - Umfang des Wasserstoffnetzes v.a. bedingt durch Stand-orte für Elektrolyse & H2-Nachfrage und Handelsflüsse
- **Schlussfolgerungen**
  - Umstellung i.W. auf Basis vorhandener Netzinfrastruktur möglich und zügig anzugehen
  - Europäische Koordination unter Berücksichtigung von Erzeugungs-, Import- und Nachfrageregionen sinnvoll

T45-Strom: Strömungsmechanische Simulation
Resultate für 2025 (Methan)

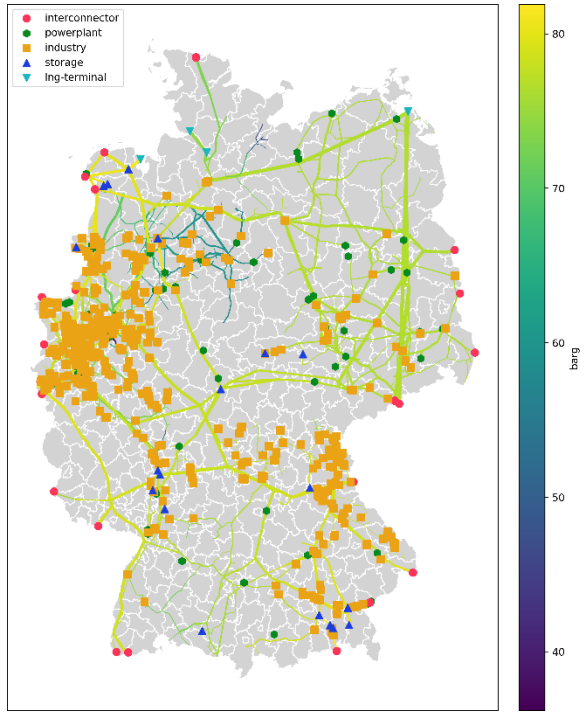
Leistung



Flussgeschwindigkeit



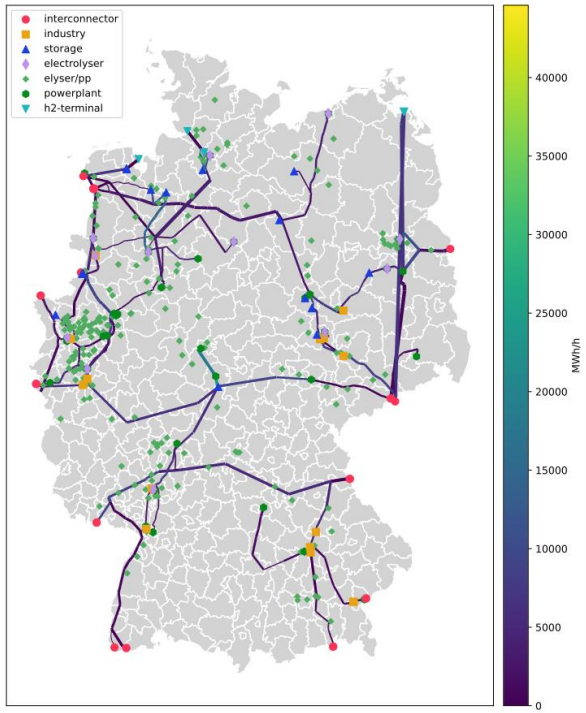
Druck



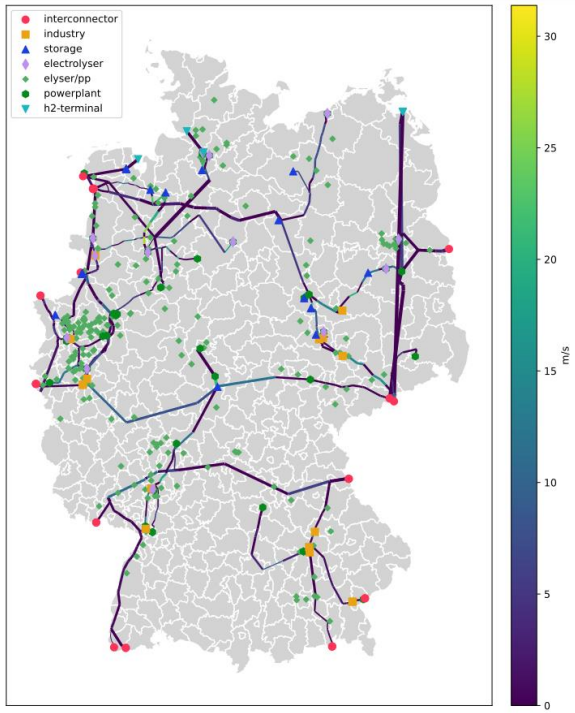
- **Ergebnisse**
  - Versorgungsaufgabe des Erdgasnetzes auch mit einer reduzierten Topologie erfüllt
  - Bis 2025 ca. 1000 km Umwidmung und ca. 400 km Stilllegung möglich
  - Neubau von Erdgas-Pipelines kaum von Bedeutung
- **Einordnung**
  - Leistungsflüsse bis 16 GWh/h
  - Flussgeschwindigkeiten bis ca. 20 m/s
  - Drücke ca. 40 – ca. 85 bar
- **Schlussfolgerung**
  - Umstellung erscheint trotz angespannter Versorgungs-lage und teilweiser Flussumkehr möglich

T45-Strom: Strömungsmechanische Simulation
Resultate für 2045 (Wasserstoff)

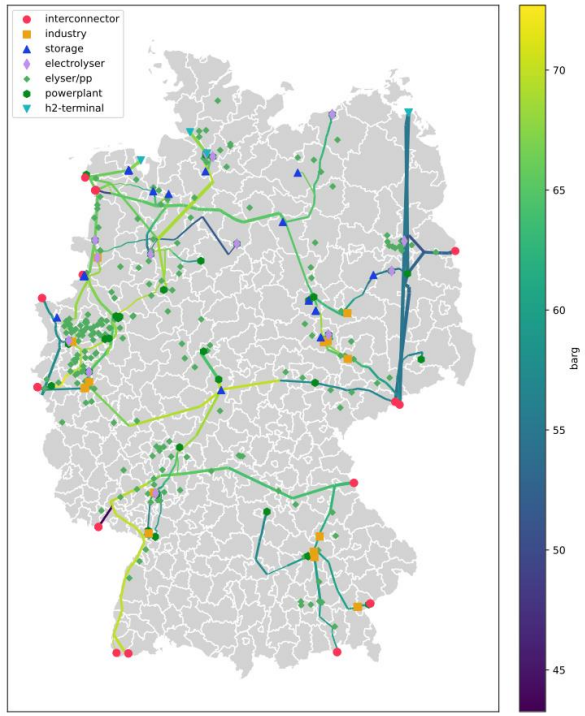
Leistung



Flussgeschwindigkeit



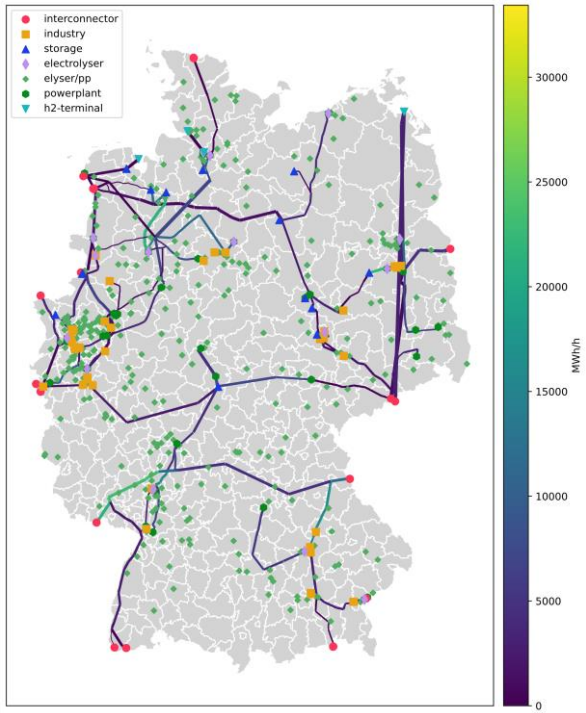
Druck



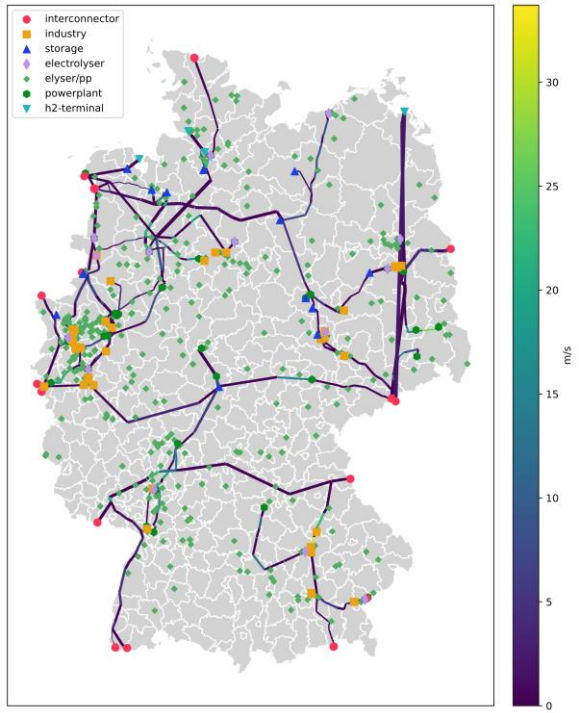
- **Ergebnisse**
  - Versorgungsaufgabe für 2045 kann erfüllt werden
  - Länge des Wasserstoffnetzes 2045 beträgt ca. 7.600 km (ca. 90% aus Umwidmung)
  - 19 Verdichterstationen notwendig
- **Einordnung**
  - Leistungsflüsse bis 45 GWh/h
  - Flussgeschwindigkeiten bis ca. 30 m/s
  - Drücke ca. 42 – ca. 73 bar
- **Schlussfolgerung**
  - Aufbau eines Wasserstoffnetzes weitgehend durch Umwidmung bestehender Erdgas-Infrastruktur möglich

T45-H2: Strömungsmechanische Simulation
Resultate für 2045 (Wasserstoff)

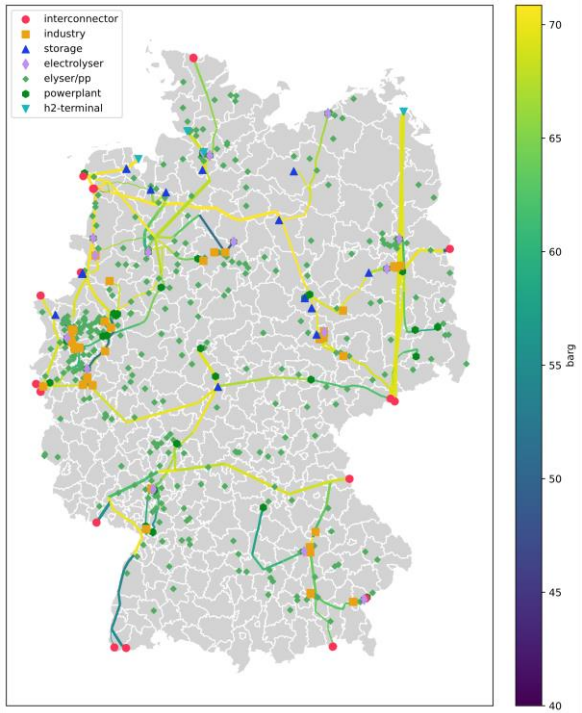
Leistung



Flussgeschwindigkeit



Druck



- **Ergebnisse**
  - Versorgungsaufgabe für 2045 kann erfüllt werden
  - Länge des Wasserstoffnetzes 2045 beträgt mindestens 8.300 km (ca. 70% aus Umwidmung)
- **Einordnung**
  - Leistungsflüsse bis 35 GWh/h
  - Flussgeschwindigkeiten bis ca. 35 m/s
  - Drücke ca. 40 – ca. 70 bar
- **Schlussfolgerung**
  - Aufbau eines Wasserstoffnetzes weitgehend durch Umwidmung bestehender Erdgas-Infrastruktur möglich

Wasserstoff- und Gastransportnetze können voraussichtlich die Versorgungsaufgaben erfüllen

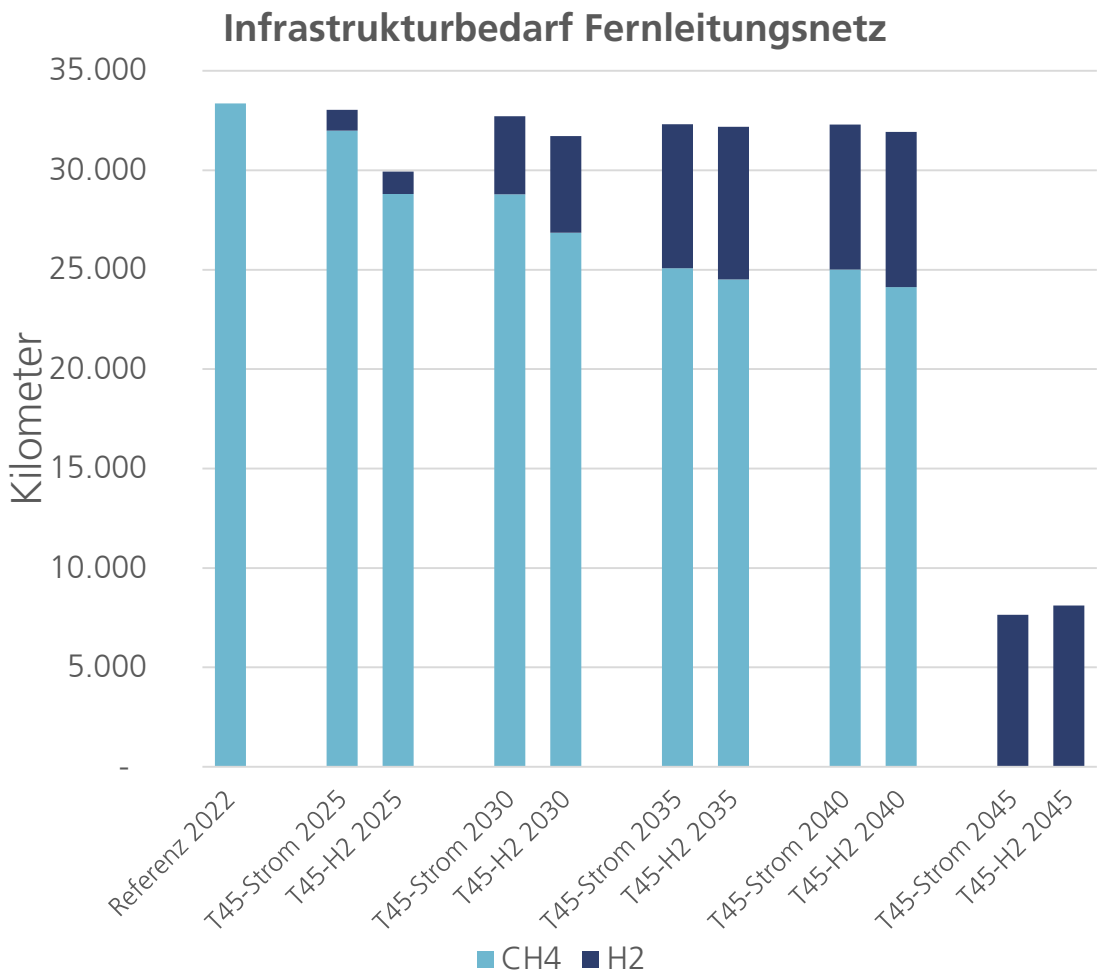
Netznutzungsfall		CH4 2025	CH4 2030	CH4 2035	CH4 2040	CH4 2045	H2 2025	H2 2030	H2 2035	H2 2040	H2 2045
Gesamtsystemlast maximal	T45-Strom und T45-H2										
Gesamtsystemlast minimal											
Verteilungsnetzausspeisung maximal											
Kraftwerksausspeisung maximal											
Industrieausspeisung maximal											
Importe maximal											
Speicherausspeisung maximal											
Andere maximal											
Verteilungsnetzausspeisung minimal											
Kraftwerksausspeisung minimal											
Industrieausspeisung minimal											
Importe minimal											
Speicherausspeisung minimal											
Andere minimal											

Netznutzungsfall voraussichtlich lösbar

- Voraussichtlich alle Netznutzungsfälle lösbar; Anpassungen im Detail für Umsetzung erforderlich, u.a.:
  - Reallokation einzelner Knoten
  - H2: Hinzufügen von Verdichterstationen bis 2045
- Teilweise iterative Anpassung der Netztopologie notwendig

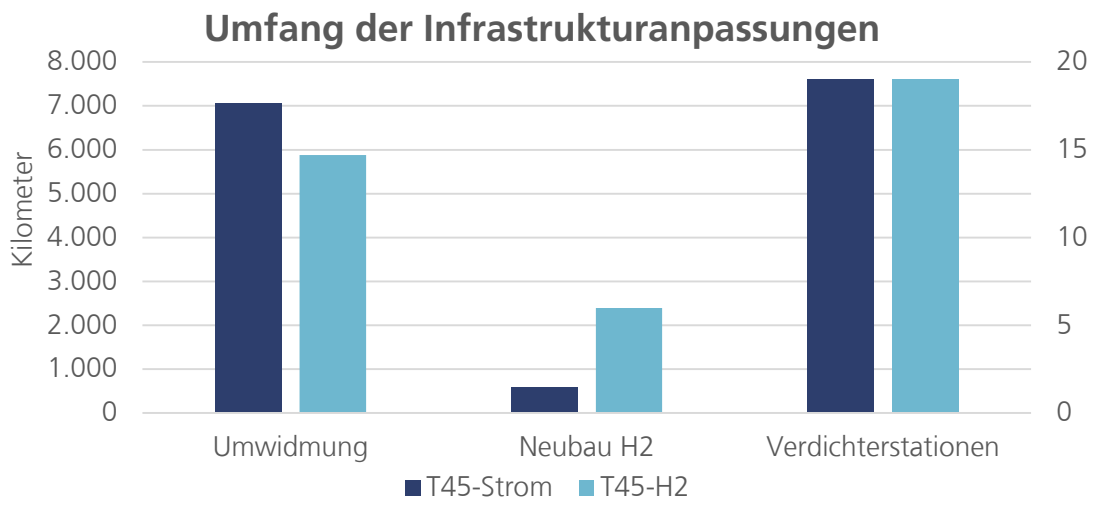
Fraunhofer ISI consentec ifeu TU berlin E&R Energy and Resources

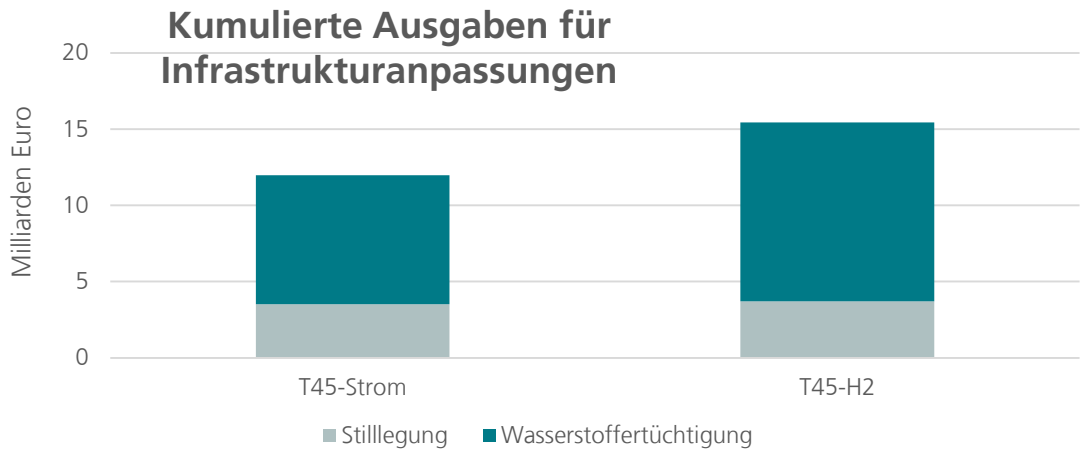
Sektoranalyse Fernleitungsnetze 1/3
Wasserstoffnetz gegenüber dem Methannetz deutlich reduziert



- **Ergebnisse**
  - Stilllegung bzw. Umwidmung des CH4-Transportnetzes in T45-Strom und T45-H2 bis 2045
  - Wasserstofftransportnetz in allen Szenarien gegeben
    - Vergleichsweise weniger Infrastrukturbedarf gegenüber heute
    - Ab 2030 mindestens ein Backbonenetz notwendig
- **Einordnung**
  - Mindestumfang H2-Netz in 2045 im T45-H2 auf Basis einer räumlich optimierten Umstellung der Wärmeversorgung: min. 8.300 km
- **Schlussfolgerung**
  - Ein Wasserstofftransportnetz zentraler Baustein in beiden Szenarien

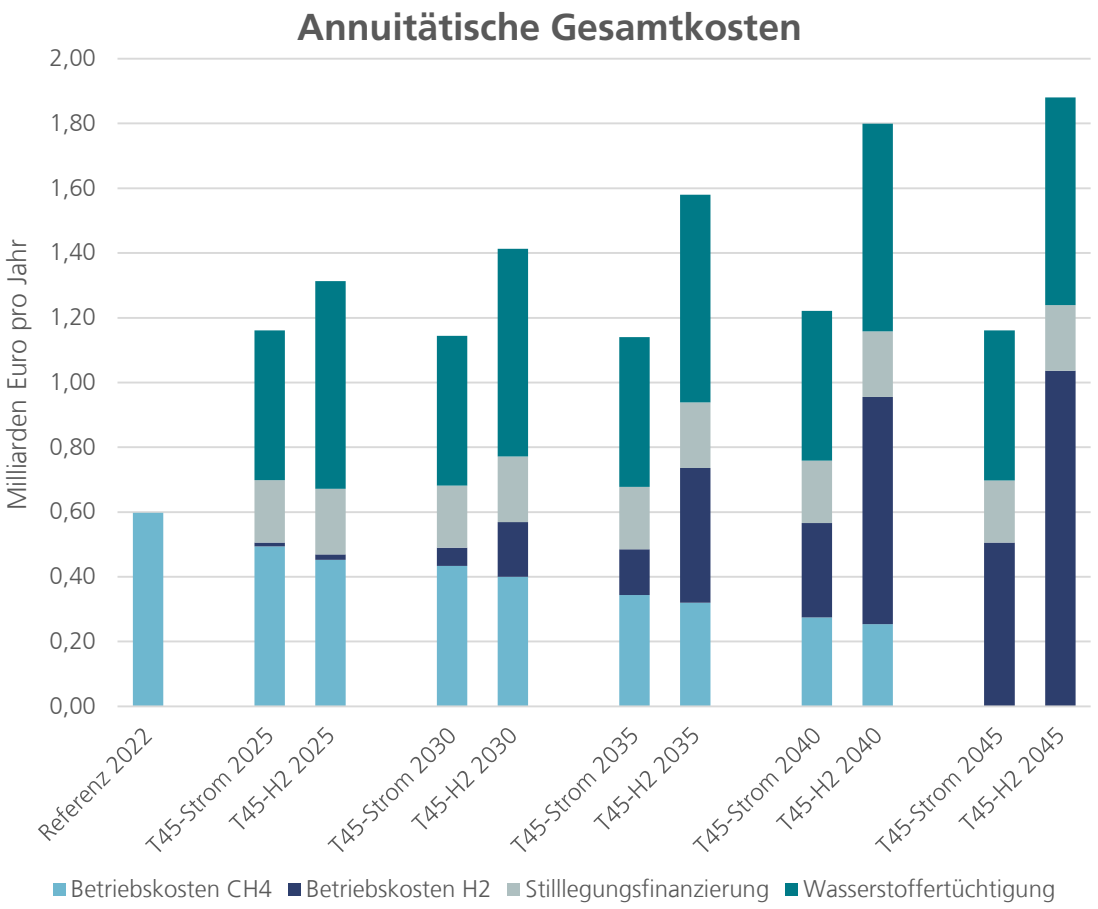
Sektoranalyse Fernleitungsnetze 2/3
Umgewidmete Gasleitungen als Baustein der Wasserstoffnetze





- **Ergebnisse**
  - Umfangreiche Maßnahmen zur Ertüchtigung des Gastransportnetzes auf Wasserstoff
  - Weiterbetrieb für den Methantransport in allen Jahren und Szenarien bis 2045 (parallele Netzstruktur)
  - Im T45-H2 ist der Anteil der neu gebauten Pipelines etwas höher als im T45-Strom
- **Einordnung**
  - Genauere Prüfung der Stilllegungs- und Ertüchtigungsmaßnahmen in der Umsetzung notwendig und auf genauere Kenntnis der Netze und der Bedarfsentwicklung anzupassen
- **Schlussfolgerung**
  - Stilllegungen und Wasserstoffertüchtigung benötigen frühzeitige Planung- und Finanzierungsregelungen

Sektoranalyse Fernleitungsnetze 3/3
Betriebskosten stark von Transportvolumen H_2 abhängig

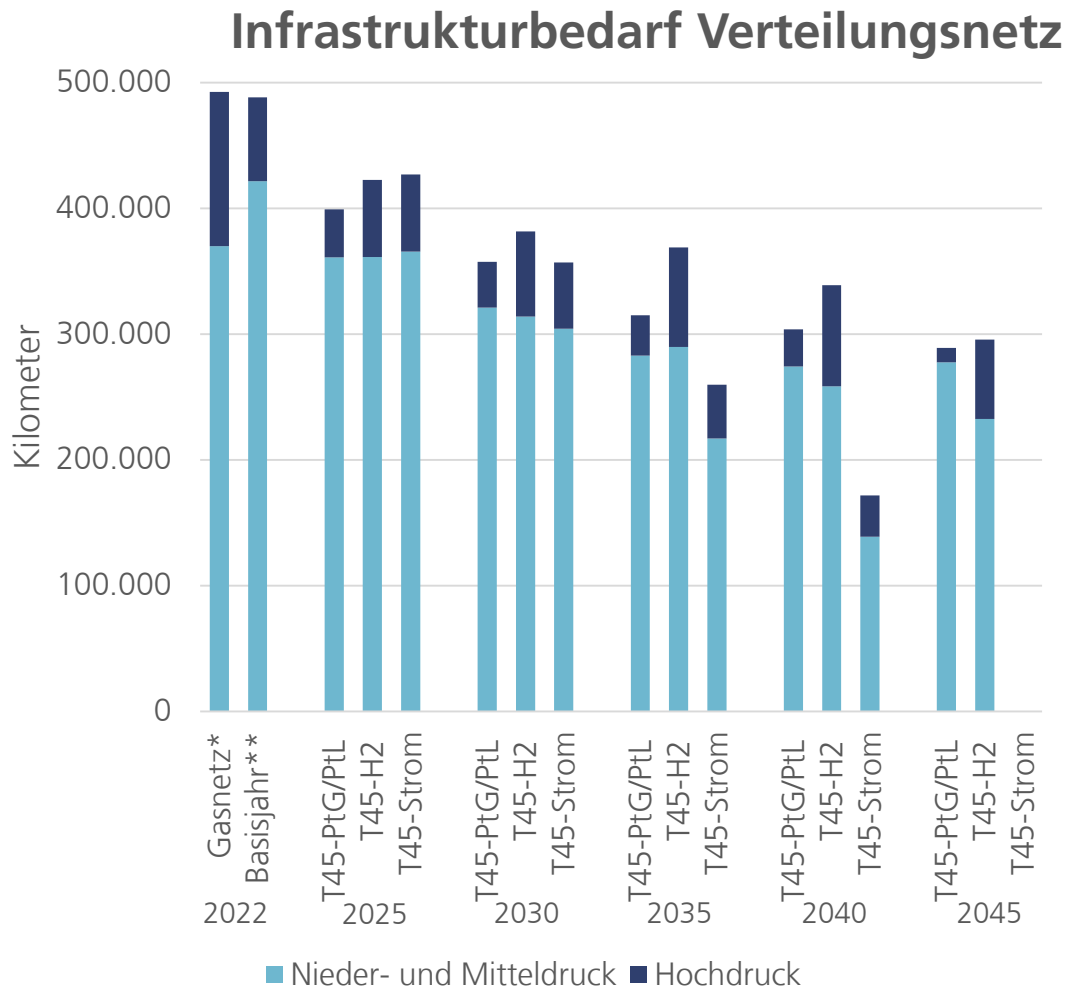


- **Ergebnisse**
  - Betriebskosten - bestehend aus fixen Kosten für die Netzinfrastruktur (abhängig von der Länge) und jährlichen Betriebskosten (abhängig von der Transportmenge) - unterschiedlich nach Szenario
  - Wesentlicher Treiber sind höhere spezifische Transportkosten von Wasserstoff
  - Gesamtkosten in T45-H2 ca. 1,9 Mrd. €/a im Jahr 2045
- **Einordnung**
  - Betriebskosten des Methannetzes rückläufig
  - Gesamte Betriebskosten in den Szenarien ansteigend
  - Der Kostenanteil der Gasnetze an den Gesamtkosten des Energiesystems liegt im unteren einstelligen Prozentbereich
- **Schlussfolgerung**
  - Finanzierungs- und Regulierungsfragen für die Wasserstoffertüchtigung und Stilllegungen frühzeitig zu klären

Ergebnisse zur Entwicklung der Gasnetzinfrastruktur

- Überblick zu den Modellierungsansätzen und wichtigen Annahmen
- Entwicklung der europäischen Wasserstoffversorgung
- Entwicklung der deutschen Gastransportnetzinfrastrukturen für Wasserstoff und Erdgas
- **Entwicklung der deutschen Verteilungsnetze für Wasserstoff und Erdgas**

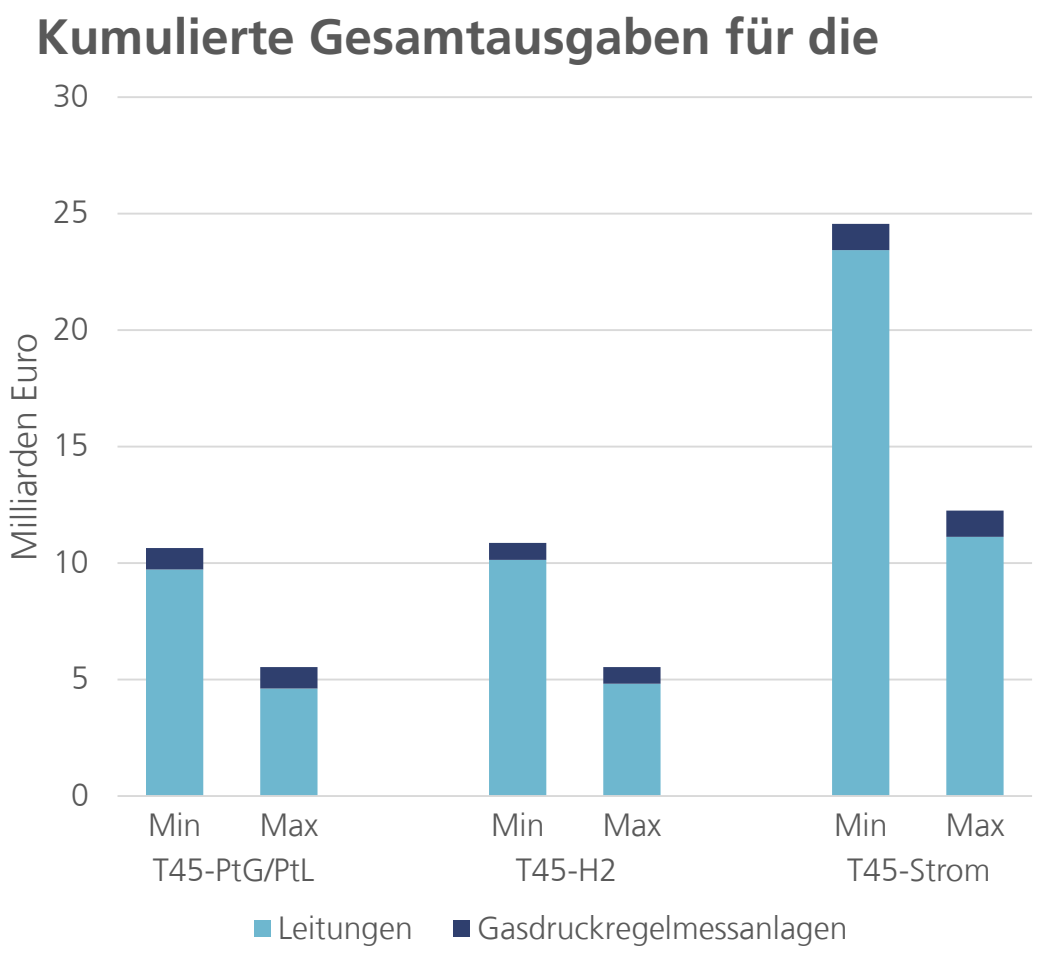
Verteilungsnetze Gas
Rückläufiger Infrastrukturbedarf in allen T45-Szenarien



- **Ergebnisse**
  - Weiterbetrieb der Gasverteilungsnetze in beschränktem Umfang in den Szenarien T45-H2 und T45-PtG/PtL
  - Vollständige Stilllegung im Szenario T45-Strom
  - Sinkende annuitätische Kosten für den Betrieb, zudem:
    - Stilllegungskosten: 247 – 1100 Mio. €/a
    - Umwidmungskosten im Szenario T45-H2: 72 – 376 Mio. €/a
- **Einordnung**
  - Rückgang des Bedarfs an Gasverteilungsnetzen in allen Szenarien
  - Pfadunterschiede nach 2030 deutlicher
- **Schlussfolgerungen**
  - Etwaiger regionaler Gaseinsatz in der Wärme mit System abgestimmt zu planen
  - Rahmen für Stilllegungsmaßnahmen und ggf. Umwidmung frühzeitig zu schaffen

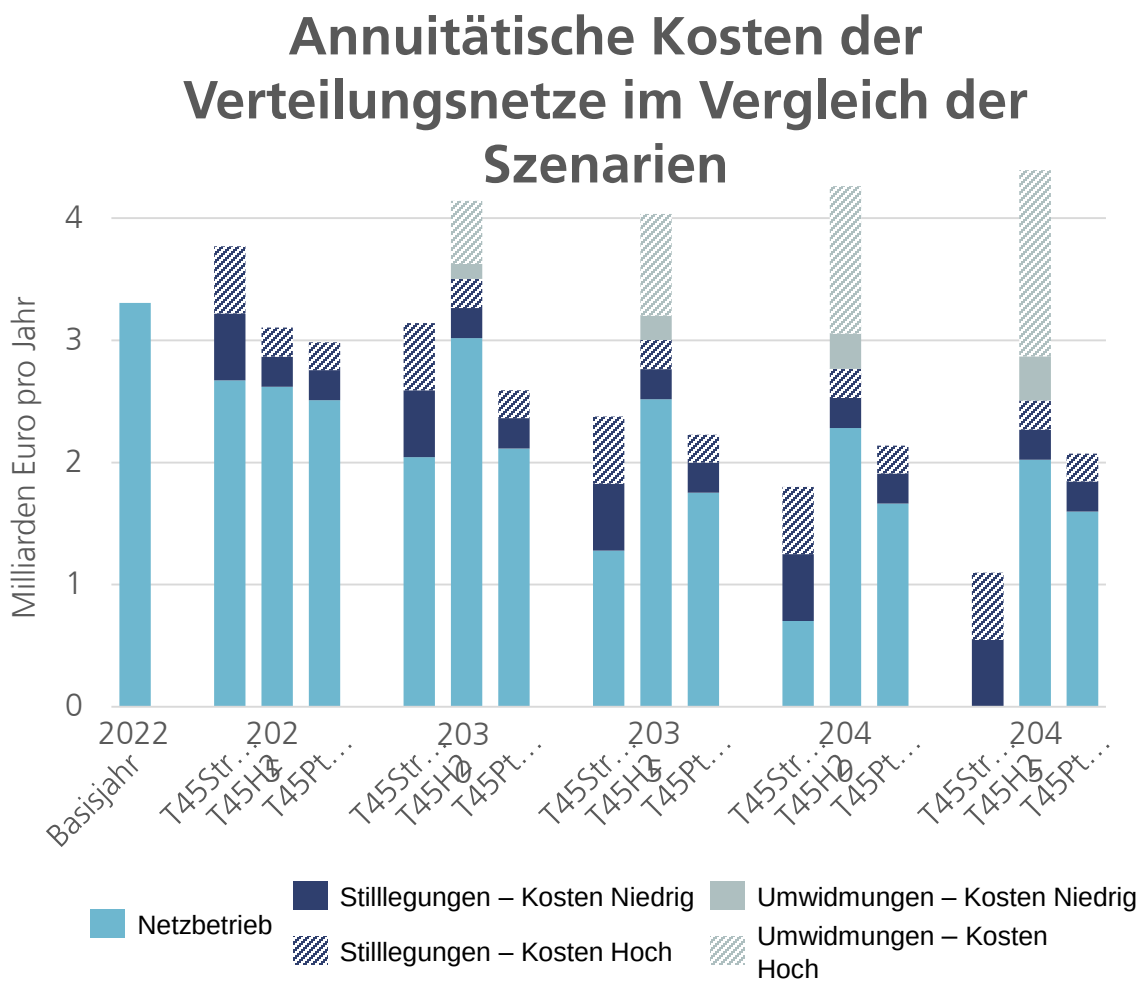
*Frontier economics 2017, BDEW 2020
**Giehl et al. 2021

Sektoranalyse Verteilungsnetze Gas 1/2
Hauptkostentreiber der Stilllegungen sind die Leitungen



- **Ergebnisse**
  - Vollständige Stilllegung der Verteilungsnetze im Szenario T45-Strom
  - Teilstilllegungen in den weiteren Szenarien und Umwidmung im Szenario T45-H2
  - Finanzierungsvolumen für die Stilllegung als Annuität beträgt:
    - 247 bis 475 Mio. €/a im Szenario T45-PtG/PtL
    - 248 bis 485 Mio. €/a im Szenario T45-H2
    - 548 bis 1.097 Mio. €/a im Szenario T45-Strom
- **Einordnung**
  - Stilllegungen in allen T45-Szenarien aufgrund Nachfragerückgang
  - Unsicherheit zu den Kostenannahmen für Stilllegung und Wasserstoffumwidmung
  - Kosten hängen maßgeblich von der Maßnahme ab
    - Verhältnis von Rückbau (5%), Verdämmung (30%) und Versiegelung (65%) ausschlaggebend
- **Schlussfolgerung**
  - Frühzeitige Sicherstellung der Finanzierung notwendig

Sektoranalyse Verteilungsnetze Gas 2/2
Nach 2030 unterscheiden sich die Szenarien deutlich



- **Ergebnisse**
  - In den Szenarien T45-Strom und T45-PtG/PtL sinken die annuitätischen Kosten der Verteilungsnetze deutlich
  - Im Szenario T45-H2 kommt es zu einer Kostensteigerung, wenn von hohen Umwidmungsosten ausgegangen wird
  - Vollständige Stilllegung der Verteilungsnetze im Szenario T45-Strom bis 2045
- **Einordnung**
  - Der Nachfragerückgang ist Treiber der Netzentwicklung bei den Verteilungsnetzen
- **Schlussfolgerung**
  - Netzbetrieb als größter Kostenfaktor rückläufig, je nach Szenario deutliche Anteile von Stilllegungs- und/oder Umwidmungskosten

Fazit zur Gasnetzentwicklung

- In allen Szenarien ist ein umfangreicher Aufbau eines deutschen Wasserstofftransportnetzes erforderlich und kostenoptimal im Sinne der Optimierung der Kosten des Energieangebots, mit Ausnahme T45-PtG/PtL.
- Erheblicher Ausbau erfolgt auch außerhalb von Deutschland.
- Rückläufige Bedarfe führen zu erheblichen Reduktionen in den Verteilungsnetzen.
- Der weit überwiegende Teil des Wasserstoffnetzes kann bei paralleler Erfüllung der Aufgaben des Erdgastransports aus dem bestehenden Erdgastransportnetz umgewidmet werden. (Ausreichende Verfügbarkeit auch von Importkapazitäten und Speichern ist hierfür essentiell.)
- Die Kosten der Verteilungsnetze sinken deutlich, mit Ausnahme von T45-H2 bei hohen Umstellungskosten.
- Der Anteil der Kosten für die Anpassung der Gastransport- und Verteilungsinfrastruktur bewegt sich im unteren einstelligen Prozentbereich der Gesamtsystemkosten.

Herzlichen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!

www.langfristszenarien.de

Fraunhofer ISI consentec ifeu TU berlin E&R Energy and Resources