# LANGFRISTSZENARIEN FÜR DIE TRANSFORMATION DES ENERGIESYSTEMS IN DEUTSCHLAND

## Treibhausgasneutrale Szenarien

## Kurzzusammenfassung Stand 18.05.2021

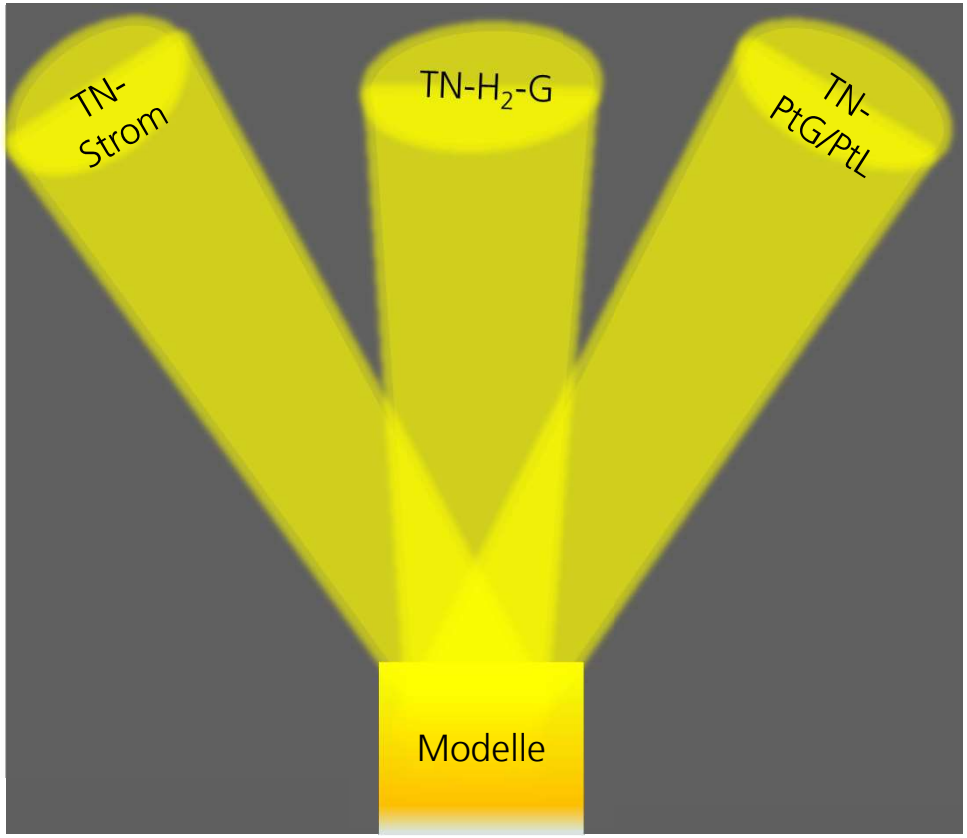
Executive Summary:
3 Hauptszenarien

**Autoren:**
Sensfuß, Frank; Lux, Benjamin; Bernath, Christiane; Kiefer, Christoph; Pfluger, Benjamin; Kleinschmitt, Christoph; Franke, Katja; Deac, Gerda; Brugger, Heike; Fleiter, Tobias; Rehfeldt, Matthias; Herbst, Andrea; Pia, Manz; Neuwirth, Marius; Wietschel, Martin; Gnann, Till; Speth, Daniel; Krail, Michael; Mellwig, Peter; Blömer, Sebastian; Tersteegen, Bernd; Maurer, Christoph; Ladermann, Alexander; Dröscher, Tom; Willemsen, Sebastian; Müller-Kirchenbauer, Joachim; Giehl, Johannes; Hilaire, Mélissa; Schöngart, Sarah; Kurre, Ashlen; Hollnagel, Jeremias; von Mikulicz-Radecki, Flora

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

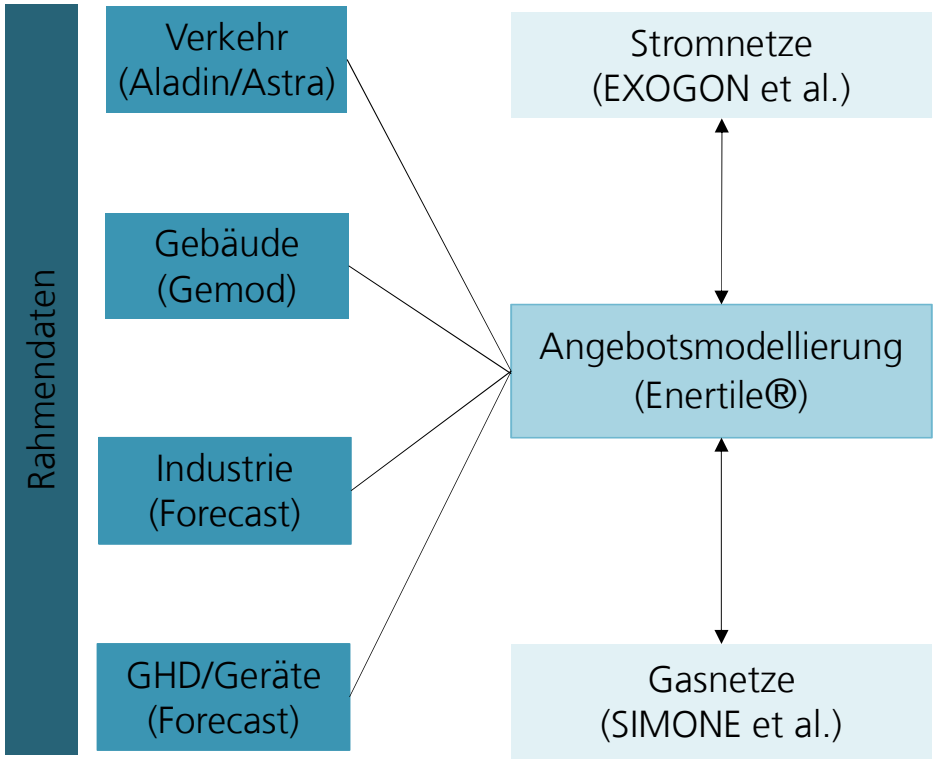
# Methodik & Szenariodesign

## Erkenntnisgewinn durch Vergleich statt einzelnem „Leitszenario“



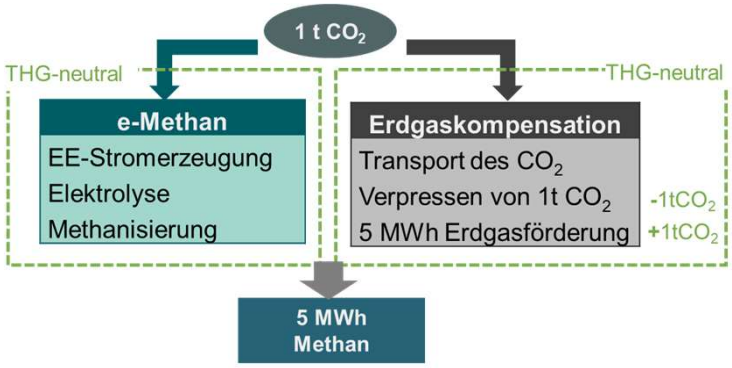

- **Zentrale Fragestellung**
  - Welche techno-ökonomischen Wirkungen haben bestimmte Pfade zur Dekarbonisierung des Energiesystems?
- **Vorgehensweise**
  - Vergleich der Dekarbonisierung des Energiesystems durch
    - sehr starken Stromeinsatz (*Szenario TN-Strom*)
    - sehr starken Einsatz von Wasserstoff (*Szenario TN-$H_2$-G*)
    - sehr starken Einsatz von synthetischen Kohlenwasserstoffen (*Szenario TN-PtG/PtL*)
  - Modellierung der Transformationspfade bis 2050 mit detaillierten bottom-up Modellen
- **Mission der Langfristszenarien**
  - Durch ständige methodische Weiterentwicklung und eine Vielzahl von Szenarien den Lösungsraum für ein treibhausgasneutrales Energiesystem immer besser „ausleuchten“
  - Identifikation der Effekte alternativer Transformationspfade

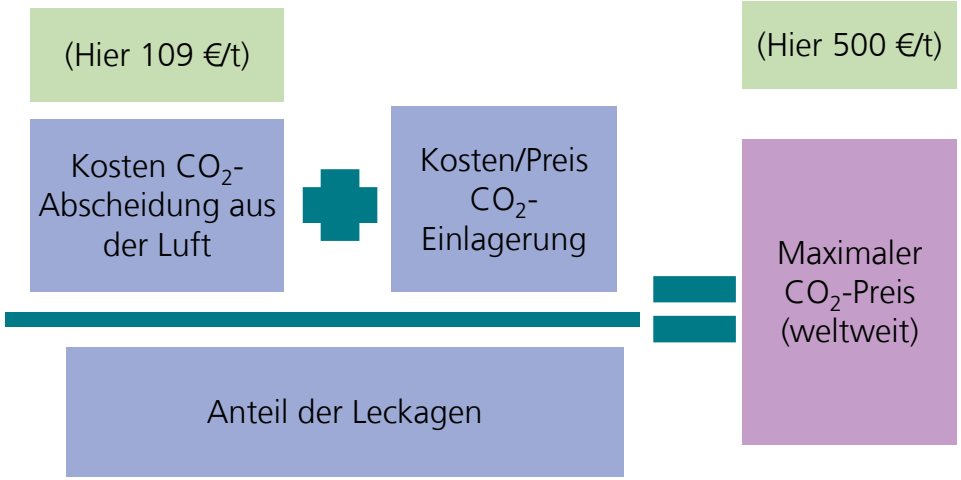
# Modellsystem
# Gekoppelte Modelle erlauben hoch aufgelöste Analysen




- **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 technische Auflösung des Energiesystems
    - Beispiel Enertile (Optimierung Angebot)
      - > 130 Millionen Erzeugungsvariablen
      - Größe des Gleichungssystems > 4,4 Mio. Schreibmaschinenseiten
  - Modellkette sehr rechenintensiv und aufwändig

# Überlegung zum Szenario TN-PtG/PtL



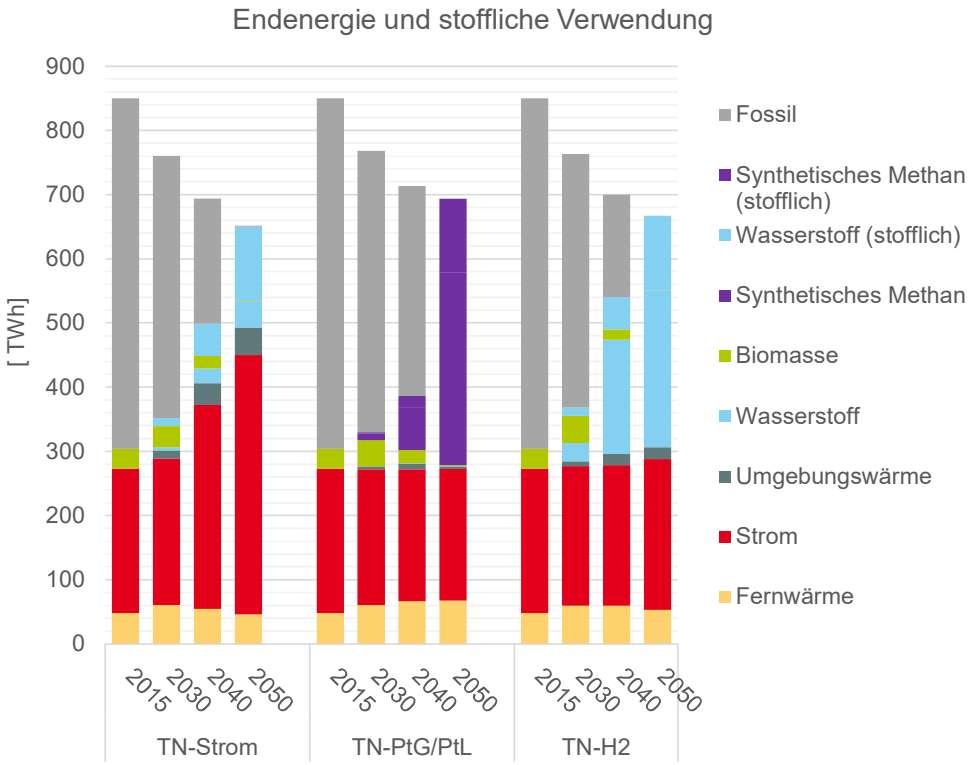




- **Überlegung**
  - Synthetische Kohlenwasserstoffe konkurrieren hinsichtlich der THG-Minderungswirkung im weltweiten Maßstab mit fossilen Brennstoffen, kombiniert mit $CO_2$-Abscheidung aus der Luft und Einlagerung des $CO_2$
  - Preise der weltweiten Einlagerung (Kosten + Endlichkeit der Lagerstätten) und Anteil der Leckagen bestimmen theoretisch maximal effizienten $CO_2$-Preis
  - Nur bei hohen Preisen für Einlagerung oder hohen Leckagen sind synthetische Kohlenwasserstoffe konkurrenzfähig zur fossilen Alternative
- **Einordung**
  - Das Szenario TN-PtG/PtL deckt einen sehr speziellen Fall des Lösungsraums ab
  - Diese Überlegungen sind nicht auf $H_2$ übertragbar, da für $H_2$ keine $CO_2$-Quelle benötigt wird
- **Schlussfolgerung**
  - Das Szenario TN-PtG/PtL ist eher als Randszenario zu werten

# Einordnung der Szenarien vor dem Hintergrund der neuen Klimaschutzziele nach novelliertem Klimaschutzgesetz

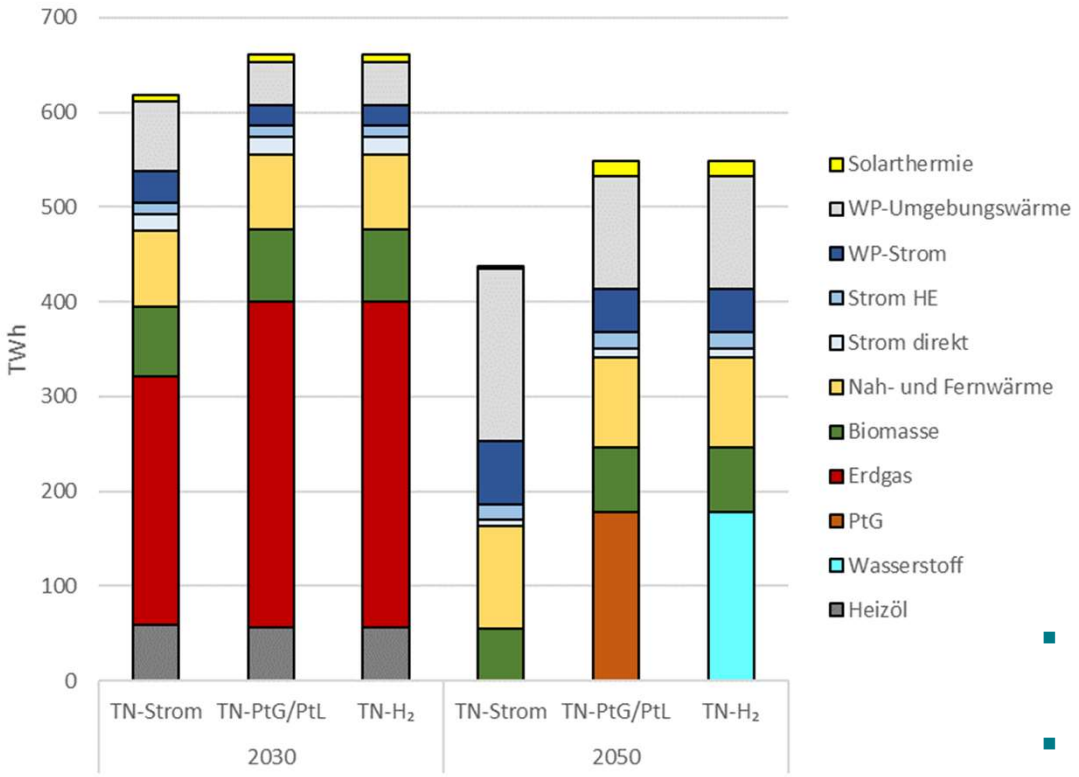
- Die Szenarien wurden vor der Novelle des Klimaschutzgesetzes gerechnet.
- Die zentrale Zielvorgabe war Treibhausgasneutralität bis 2050. Spezifische Sektorziele und Zwischenziele wurden im Sinne des Erkenntnisgewinns nicht vorgegeben.
- Das Szenario TN-Strom erreicht jedoch bereits die aktuellen Gesamtminderungsziele-für die Jahre 2030 (-65%) und 2040 (-88%). In der letzten Dekade müsste die Entwicklung weiter beschleunigt werden, um bereits 2045 Treibhausgasneutralität zu erreichen.
- In den Szenarien TN-$H_2$-G und TN-PtG/PtL werden die neuen Gesamtminderungsziele für 2030 und 2040 verfehlt. Dies gilt insbesondere für das Szenario TN-PtG/PtL.
  - Eine Erreichung der Ziele wäre innerhalb der Logik der Szenarien nur durch schnellere Diffusion von Wasserstoff bzw. synthetischen Kohlenwasserstoffen möglich. Dies wäre mit zusätzlichen Kosten und im Falle von Wasserstoff mit der Umstellung der Endgeräte verbunden. Zusätzlicher Bedarf:
    - TN-PtG/PtL: 2030: + ca. 90 TWh PtG;  2040: + ca. 250 TWh PtG
    - TN-$H_2$-G: 2030: + ca. 60 TWh $H_2$; 2040: + ca. 80 TWh $H_2$
- Die prinzipiellen Erkenntnisse dieser Analyse sind nach unserer Ansicht auch nach der aktuellen Verschärfung der Klimaziele gültig.

# Kurzübersicht – Industrie
## Tiefgreifende Transformation erforderlich



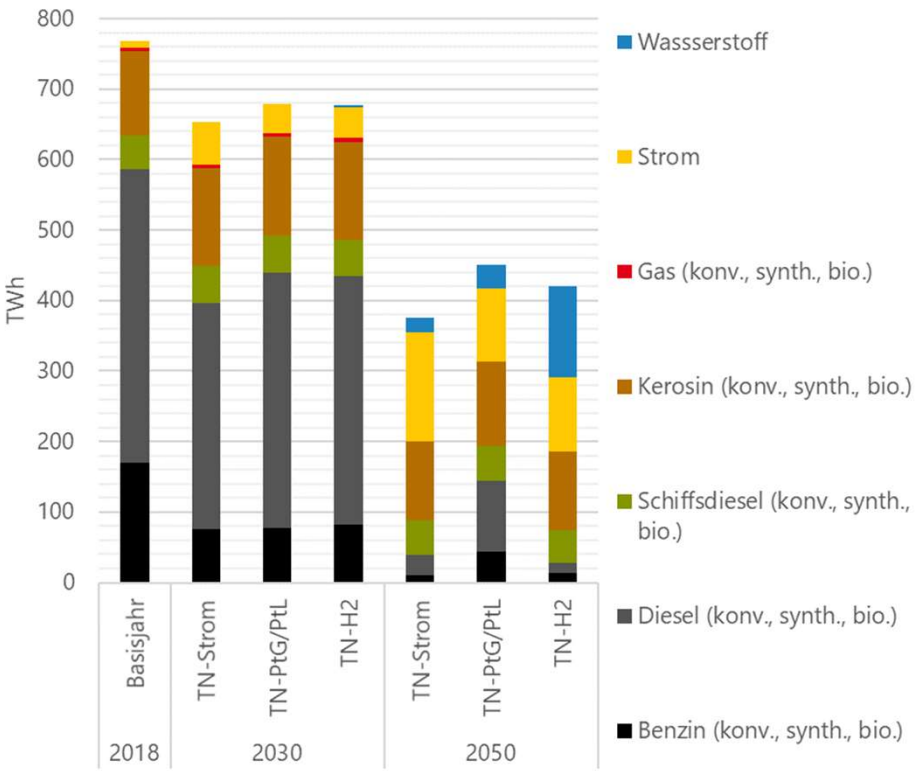

- **Ergebnisse**
  - Der Energieverbrauch (inkl. stofflicher Nutzung) sinkt in allen TN-Szenarien bis 2050 um etwa 20%
    - Treiber: Energie- und Materialeffizienz, Prozesswechsel auf Sekundärrouten, $H_2$ bzw. Elektrifizierung
  - Szenarien zeigen deutliche Unterschiede bei der Bedeutung von Strom, synthetischem Methan (PtG) und $H_2$
  - Im Szenario TN-Strom wird Wasserstoff für die Verwendung als Rohstoff in der Chemie und der Stahlindustrie benötigt
- **Einordnung**
  - Die Szenarien nehmen eine tiefgreifende Transformation in vielen Branchen und Wertschöpfungsketten an
- **Schlussfolgerung**
  - Ohne große Mengen $CO_2$-neutraler Sekundärenergieträger (Strom, $H_2$, PtG) ist die Transformation nicht möglich
  - Besonders energieintensive Grundstoffindustrien stehen vor einem umfassenden Umbau des Anlagenbestandes

# Kurzübersicht – Gebäude
## Wärmepumpen und Wärmenetze wachsen in allen Szenarien



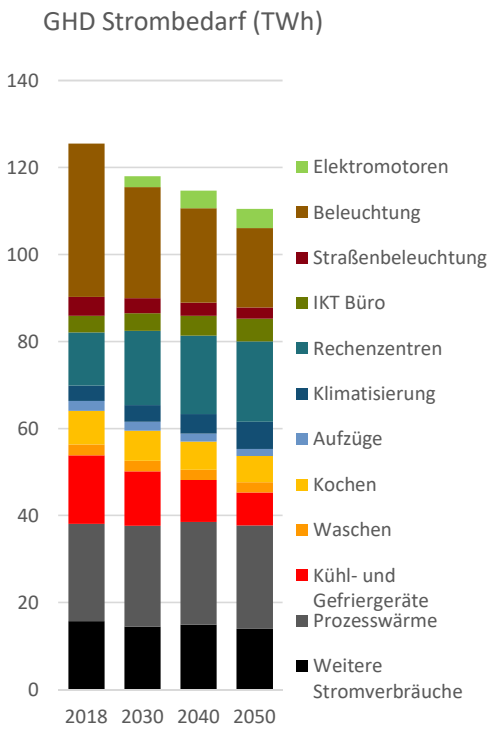

- **Ergebnisse**
  - TN-Strom
    - Verbrauchsreduktion 47% ggü. 2008
    - Wärmepumpenbestand 5,8 Mio. (2030), 16,4 Mio. (2050)
  - TN-PtG/PtL
    - Verbrauchsreduktion 33% ggü. 2008
    - Kontinuierliche Steigerung der PtG-Beimischung
  - TN-$H_2$-G
    - Verbrauchsreduktion 33% ggü. 2008
    - Kesseltausch bei Umstellung auf $H_2$ erforderlich
  - Mehr als Verdoppelung von Wärmenetzen und Biomasse-Heizungen in allen Szenarien
- **Einordnung**
  - Investition in Gebäude vs. Investition in Brennstoff
- **Schlussfolgerung**
  - Mischlösungen von Wärmepumpen und Gasen nur begrenzt sinnvoll wegen paralleler Infrastrukturen

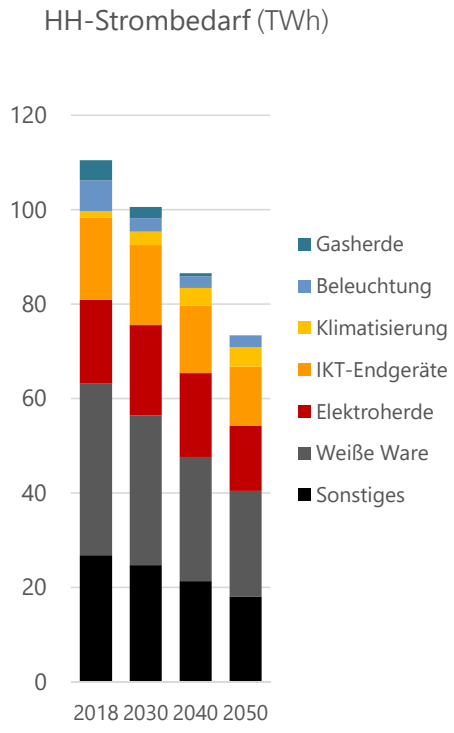
# Kurzübersicht – Verkehr
## Trend zu Elektromobilität robust




- **Ergebnisse**
  - Rückgang des Endenergiebedarfs im Verkehr bis 2050, je nach Szenario, zwischen 42 % und 52 %.
  - Für Pkw und leichte Lkw setzt sich in allen Szenarien Elektromobilität durch. Die Dekarbonisierung schwerer Lkw erfolgt abhängig vom Szenario mit Strom, Wasserstoff oder synthetischem Dieselkraftstoff.
  - Der internationale Flug- und Schiffsverkehr bleibt aus heutiger Sicht auf synthetische oder biogene Kraftstoffe angewiesen.
- **Einordung**
  - Ambitionierte Maßnahmen, z.B. Grenzwertverschärfungen oder Fahrverbote, können die Flottenumstellung weiter beschleunigen.
  - Methangas kann unter günstigen politischen Bedingungen, z.B. für Lkw, eine Rolle spielen.
- **Schlussfolgerung**
  - Förderung strombasierter Antriebe für Pkw/Lkw ist zielführend.
  - Für Schiffe und Flugzeuge sind Effizienzsteigerungen kurzfristig die einzige Vermeidungsoption. Mittelfristig müssen Alternativen, z.B. BtL und PtL, weiterentwickelt werden.

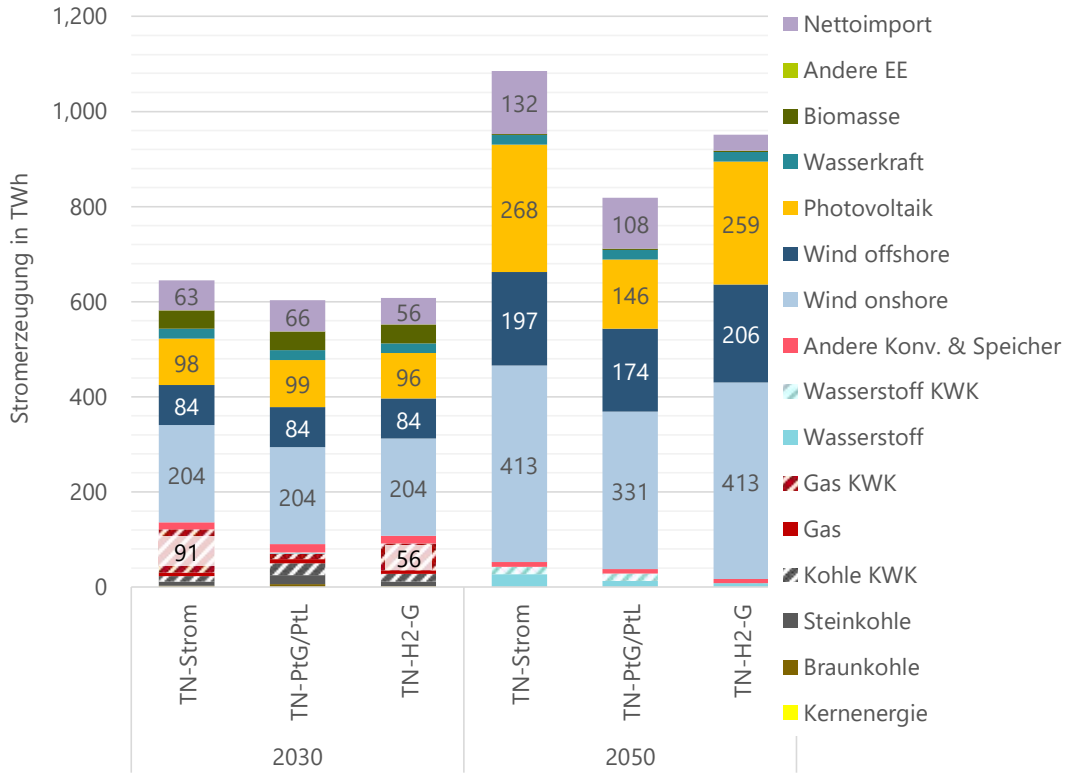
# Kurzübersicht – GHD (Anwendungen) und HH (Geräte)
## Elektrifizierung und Begrenzung neuer Verbräuche




- **Ergebnisse**
  - Technologien für die Elektrifizierung sind vorhanden
  - Verbleibende Verbräuche (z.B. Bagger, Traktoren) können über Biotreibstoffe abgedeckt werden
  - Reduktion des Strombedarfs durch effizientere HH-Geräte
  - Zunehmende Verbräuche in der Klimatisierung
  - Strombedarf der HH sinkt um 33% im Vergleich zu 2018
  - Eine weitgehende Elektrifizierung des GHD Sektors reduziert Strombedarf (um 12% im Vergleich zum Basisjahr 2018)
- **Einordung**
  - In den Sektoren GHD und HH wurde nur das Szenario TN-Strom gerechnet, da auch bei starker Fokussierung $H_2$ und PtG/PtL langfristig nur in minimalem Umfang eine Rolle spielen könnten
  - Die Entwicklung des Energiebedarfs von Rechenzentren, IKT-Endgeräten und Klimatisierung in HH ist teilweise sehr unsicher
- **Schlussfolgerung**
  - Erhebliche Anstrengungen für eine deutliche Reduktion des Energiebedarfs erforderlich

# Kurzübersicht – Stromsystem
## Wind- und Solarenergie als Grundlage der Stromversorgung




- **Ergebnisse**
  - Potenziale von erneuerbaren Energien an Land (PV-Freifläche, Wind an Land) werden sehr stark ausgeschöpft (TN-Strom; TN-$H_2$-G)
  - Wasserstoff in geringem Umfang als Back-up eingesetzt, wenn wenig Erneuerbare Energien verfügbar sind
  - Kein Einsatz von PtG im Umwandlungssektor, da als Brennstoff zu teuer
  - Hoher Nettostromimport (insb. in TN-Strom und TN PtG/PtL)
- **Einordung**
  - Ausbau erneuerbarer Energien an Land sehr extrem
  - Hoher Stromhandel in allen Szenarien zur Nutzung großräumiger Ausgleichseffekte
- **Schlussfolgerung**
  - Aus Systemsicht ist es sinnvoll, bis 2050 die Potenziale für PV-Freifläche und Windenergie in Deutschland und Europa sehr weit zu heben (Randbedingungen: Nachfrageflexibilität, Netzausbau)

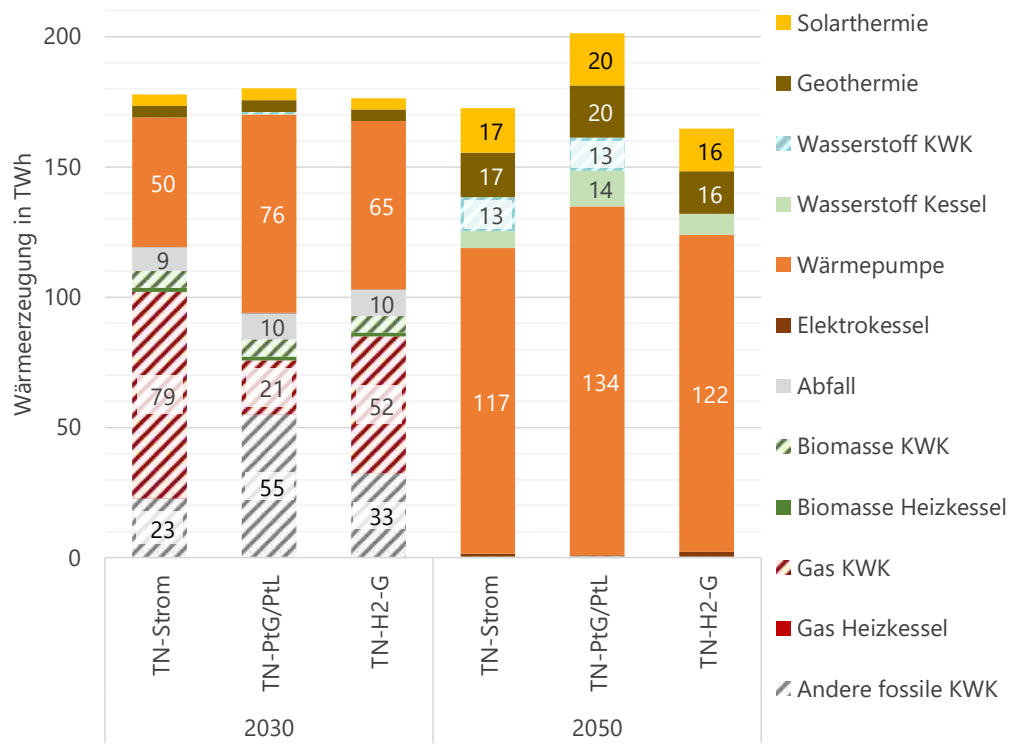


enertile

Interne Ids:
TN-Strom 39847; TN-PtG/PtL 39793; TN-$H_2$-G 39849

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

# Kurzübersicht – Wärmenetze
## Starker Ausbau von Großwärmepumpen und Wärmespeichern




- **Ergebnisse**
  - Großwärmepumpen dominant in allen Szenarien
  - Starker Ausbau von Wärmespeichern
  - $H_2$-Kessel als Backup in allen Szenarien
  - KWK-Erzeugung in allen Szenarien 2050 sehr gering
- **Einordnung**
  - KWK hat eine Rolle im Jahr 2050
  - Rolle der KWK wird im Jahr 2050 deutlich geringer, aber genaue Höhe sehr stark abhängig von der Parametrierung der Szenarien
- **Schlussfolgerung**
  - Großwärmepumpen und Wärmespeicher sind Schlüsseltechnologien

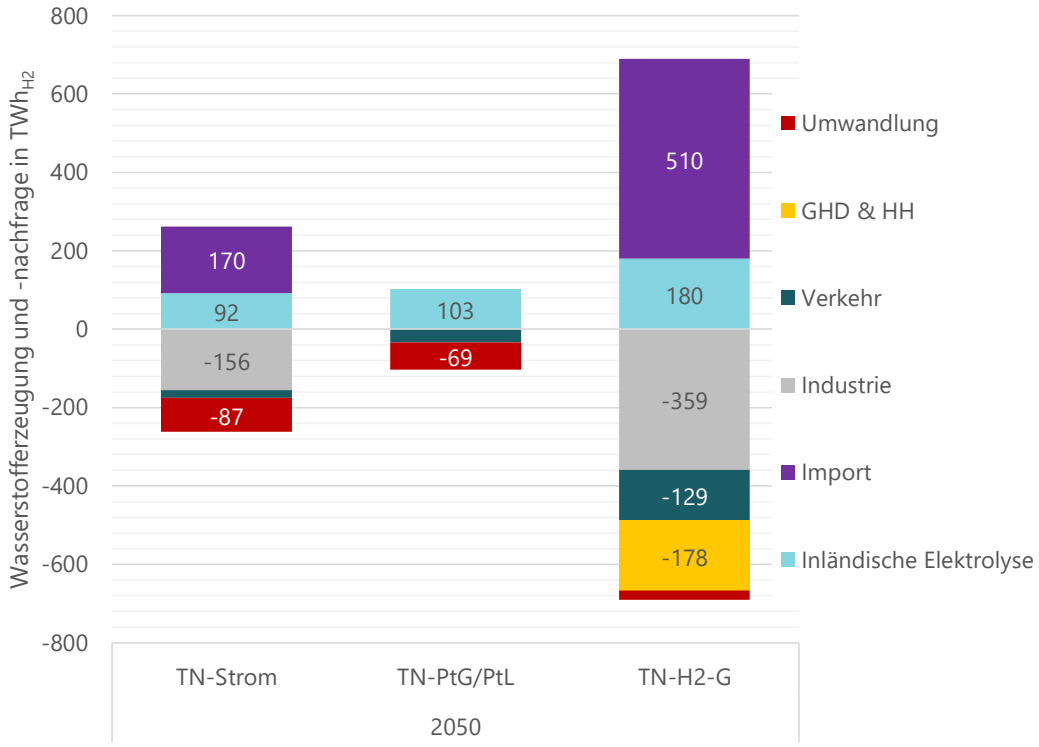


enertile

Interne Ids:
TN-Strom 39847; TN-PtG/PtL 39793; TN-$H_2$-G 39849

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

# Kurzübersicht – Wasserstoffsystem
## Deutschland importiert voraussichtlich größere Mengen $H_2$



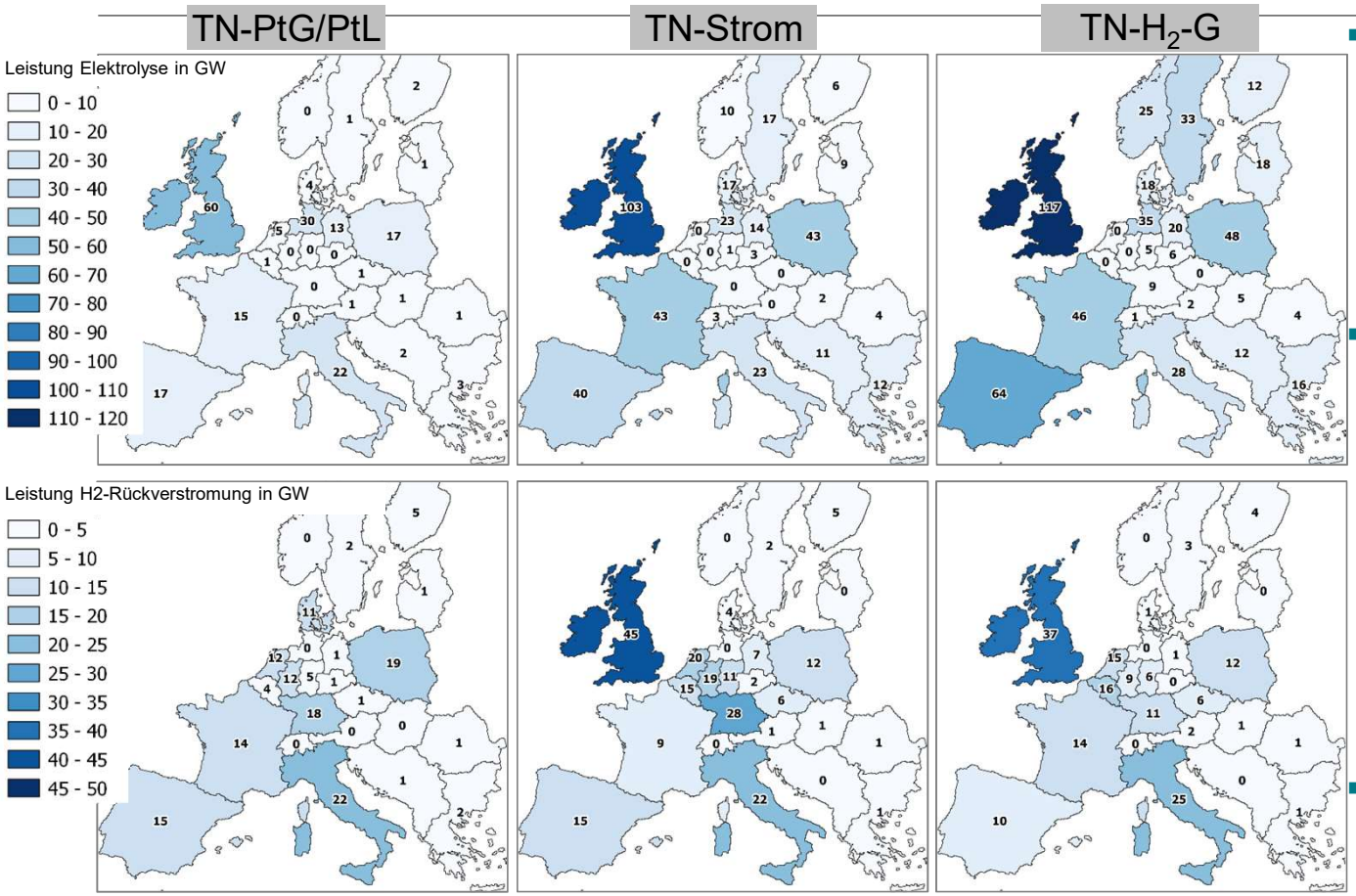

- **Ergebnisse**
  - Erheblicher $H_2$-Bedarf in der Industrie (außer im Szenario TN-PtG/PtL, wo anstelle von $H_2$ PtG genutzt wird)
  - Zudem Nutzung von $H_2$ im Umwandlungssektor
  - Die Verwendung von Wasserstoff in Gebäuden und Verkehr wird stark durch das Szenario definiert (Szenario TN-$H_2$-G)
  - Wasserstoff hat eine wichtige Speicherfunktion
- **Einordnung**
  - $H_2$-Import im Szenario TN-PtG/PtL per Definition nicht erlaubt (dort aber hoher Import von PtG/PtL)
  - Der Einsatz in Gebäuden wäre eine komplexe Transformationsaufgabe (Umstellung Heizungen, Netze)
- **Schlussfolgerung**
  - Deutschland wird vorrausichtlich größere Mengen Wasserstoff importieren
  - Die verwendete Menge $H_2$ der Verbrauchssektoren ist die zentrale variable Größe für die Dimensionierung des Wasserstoffsystems



Interne Ids:
TN-Strom 39847; TN-PtG/PtL 39793; TN-$H_2$-G 39849

# Kurzübersicht – Wasserstoff im Umwandlungssektor

## Erzeugung und Verbrauch regional unterschiedlich



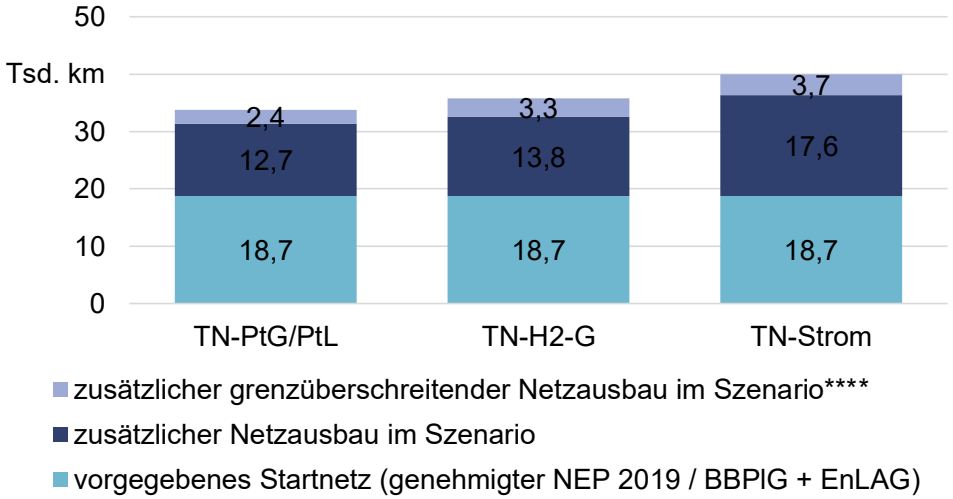

- **Ergebnisse**
  - $H_2$-Import aus Europa
  - Schwerpunkt der $H_2$-Produktion innerhalb Deutschlands liegt im Norden
  - Rückverstromung hauptsächlich im Süden
  - $H_2$ hat eine wichtige Speicherfunktion
- **Einordnung**
  - Kein Import aus der MENA-Region, obwohl dort identisch zu Europa geringes Zinsniveau angenommen wurde (2%)
    - Zinsniveau in MENA eher zu niedrig
  - Transportkosten sind unsicher
  - Bei Flächenknappheit an Land in Europa kann Import aus der MENA Region konkurrenzfähig zur Ausdehnung der Energieerzeugung auf See sein.
- **Schlussfolgerung**
  - Eine europäische $H_2$-infrastruktur ist für viele Szenarien eine sinnvolle Entwicklung



Interne Ids:
TN-Strom 39847; TN-PtG/PtL 39793; TN-$H_2$-G 39849

# Kurzübersicht – Übertragungsnetz Strom
## Weiterer Übertragungsnetzausbau erforderlich

**Notwendige* Ausbau- und Verstärkungsmaßnahmen** im deutschen Übertragungsnetz bis zum Jahr 2050 (Stromkreiskilometer)*****




* 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

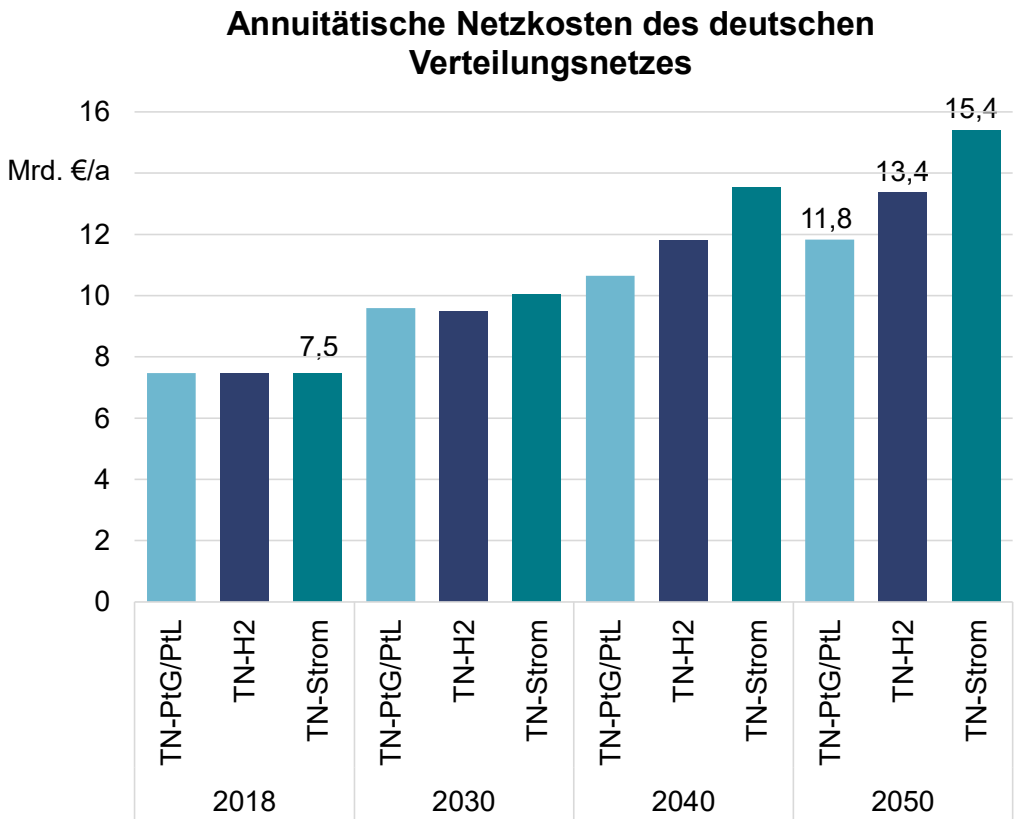
***dargestellt sind Stromkreis-km, nicht Trassen-km

****dargestellt sind Stromkreis-km aus grenzüberschreitenden Kuppelleitungen, die mit 50% der gesamten Leitungslängen dem dt. Netz zugerechnet wurden

- **Ergebnisse**
  - Über BBPIG/EnLAG hinaus muss das dt. Übertragungsnetz bis 2050 weiter deutlich verstärkt und ausgebaut werden.
  - Die zusätzlich erforderlichen Maßnahmen übersteigen den bisher geplanten Ausbau um 80% bis 120%.
  - In allen Szenarien werden auch die überregionalen Austauschkapazitäten in ganz Europa stark ausgebaut.
- **Einordung**
  - Der zusätzliche Netzausbau- und -verstärkungsbedarf in Deutschland ist erheblich, bleibt aber für den Zeitraum 2030 bis 2050 in der Größenordnung des heute für die Zeit bis 2030 geplanten Netzausbaus.
- **Schlussfolgerung**
  - Der Ausbau des Stromübertragungsnetzes ist ein wichtiger Baustein in allen untersuchten Szenarien

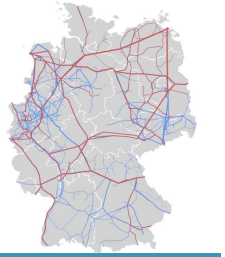
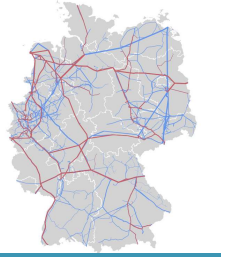
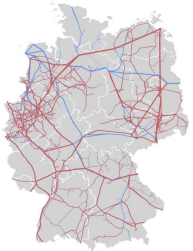
# Kurzübersicht – Verteilungsnetze Strom

## Die Kosten der Verteilungsnetze steigen wegen des Ausbaubedarfs deutlich an




- **Ergebnisse**
  - In allen drei Szenarien steigen die annuitätischen Kosten der Verteilungsnetze wegen des notwendigen Ausbaus deutlich an.
  - In den Szenarien TN-$H_2$-G und TN-Strom kommt es bis 2050 etwa zu einer Verdopplung der jährlichen Kosten gegenüber heute.
- **Einordung**
  - Die Zunahme der Netzkosten ist nicht gleichbedeutend mit einem entsprechenden Anstieg der Netzentgelte, da auch der Stromverbrauch deutlich steigt.
- **Schlussfolgerung**
  - In den Verteilungsnetzen entsteht flächendeckend ein sehr erheblicher Investitionsbedarf.
  - Bei allen zukünftig ersetzten Leitungen ist der Einsatz eines möglichst großen Querschnitts sinnvoll, da der Querschnitt für die Leistungsfähigkeit des Netzes entscheidend ist, die Kosten jedoch vor allem durch die vom Querschnitt unabhängigen Grabungskosten entstehen.

# Kurzübersicht – Fernleitungsnetze Gas
## Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur ist zentral

| | 2020 | 2050 TN-PtG/PtL | 2050 TN-$H_2$-G | 2050 TN-Strom |
|---|---|---|---|---|
| $H_2$ | | |  |  |
| | | 2.900 km<br>Betriebskosten : 196 Mio.€/a<br>Annuität der $H_2$-Ertüchtigungskosten: 135 Mio.€/a | 10.200 / 32.000 km*<br>Betriebskosten : 1.250 Mio.€/a<br>Annuität der $H_2$-Ertüchtigungskosten: 542 Mio.€/a | 7.200 km<br>Betriebskosten: 600 Mio.€/a<br>Annuität der $H_2$-Ertüchtigungskosten: 406 Mio.€/a |
| $CH_4$ | |  | | |
| | 32.650 km<br>Betriebskosten : 590 Mio.€/a | 29.750km<br>Betriebskosten : 482 Mio.€/a<br>Annuität der Stilllegungsfinanzierung: 46 Mio./a | Kein $CH_4$ Netz<br>Annuität der Stilllegungsfinanzierung: 149 Mio./a | Kein $CH_4$ Netz<br>Annuität der Stilllegungsfinanzierung: 161 Mio./a |

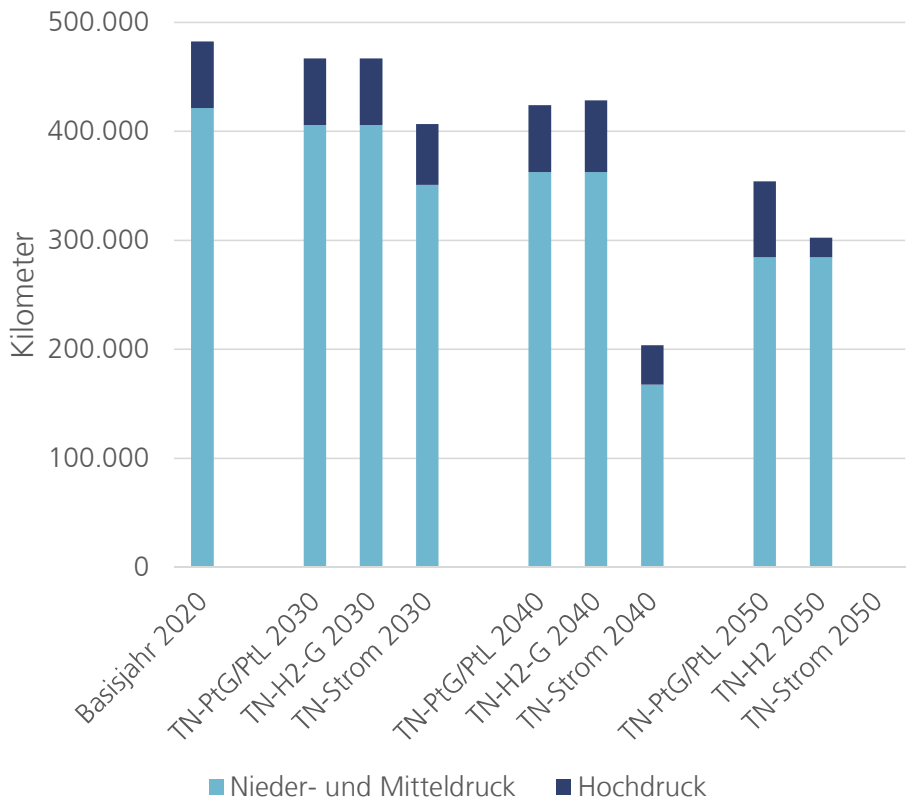
* 10.200 km decken weitüberwiegend die Anforderungen dieses Szenarios ab. Für eine vollständig flächendeckende $H_2$-Versorgung für die Wärme in allen Stadt- und Landkreisen wäre eine noch größere H2-Infrastruktur erforderlich, die vereinfachend auf 32.000 km abgeschätzt wurde.

- **Ergebnisse**
  - Unterschiedliche $H_2$- und $CH_4$-Netztopologien abhängig vom Szenario
    - Wasserstoffnetz im TN-$H_2$-G Szenario ausgeprägter, bei flächendeckendem Einsatz in der Wärme auch vergleichbar zum heutigen Methannetz ausgeprägt
    - Rückläufiger Netzbedarf für den Methantransport, im TN-PtG/PtL Szenario 2050 noch ausgeprägte Netzstruktur
  - In allen TN-Szenarien ist der Netzbedarf für Methantransport rückläufig und ein Wasserstofftransportnetz gegeben
- **Einordung**
  - Pfadunterschiede zwischen TN-Strom und TN-$H_2$-G insb. ab 2040
  - Wasserstoffnetz hauptsächlich aus Umwidmungen realisiert
  - $CH_4$-Transite durch Restmethannetz in 2050 möglich
- **Schlussfolgerung**
  - TN-$H_2$-G und TN-Strom: erweitertes $H_2$ Netz von 7.200 km ab 2040, Stilllegung bzw. Umwidmung des Erdgasnetzes bis 2050



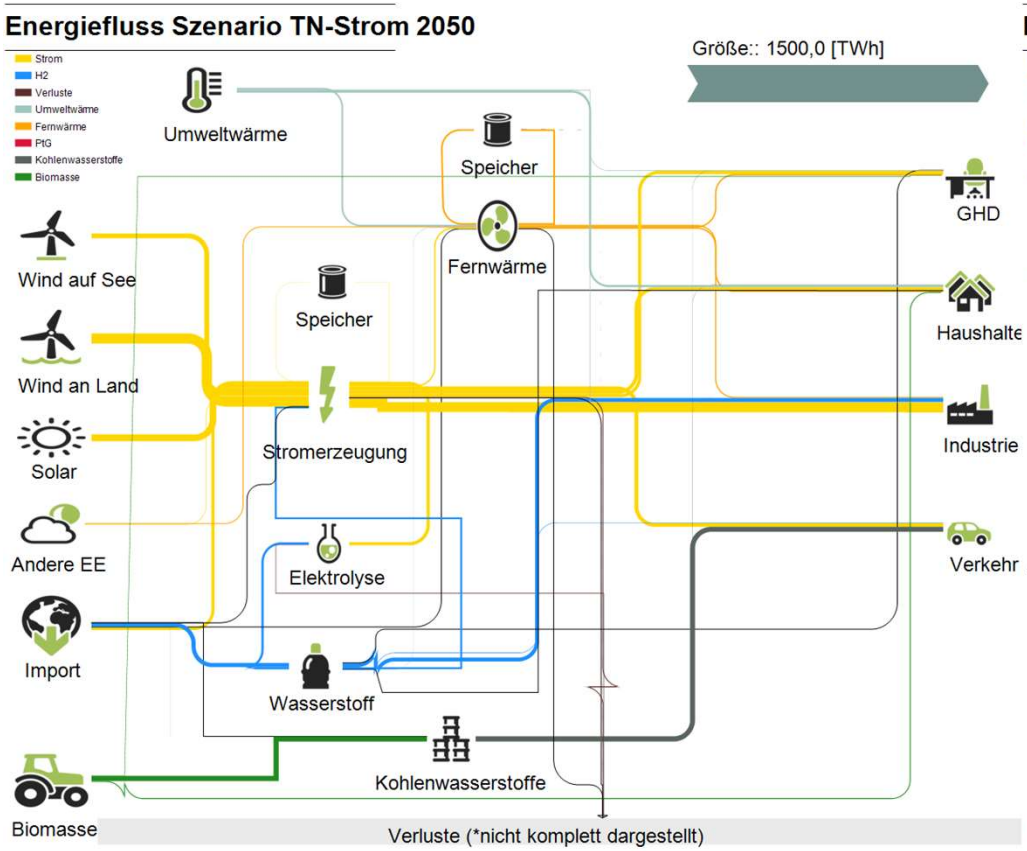
Fraunhofer ISI consentec ifeu TU berlin E&R Energy and Resources

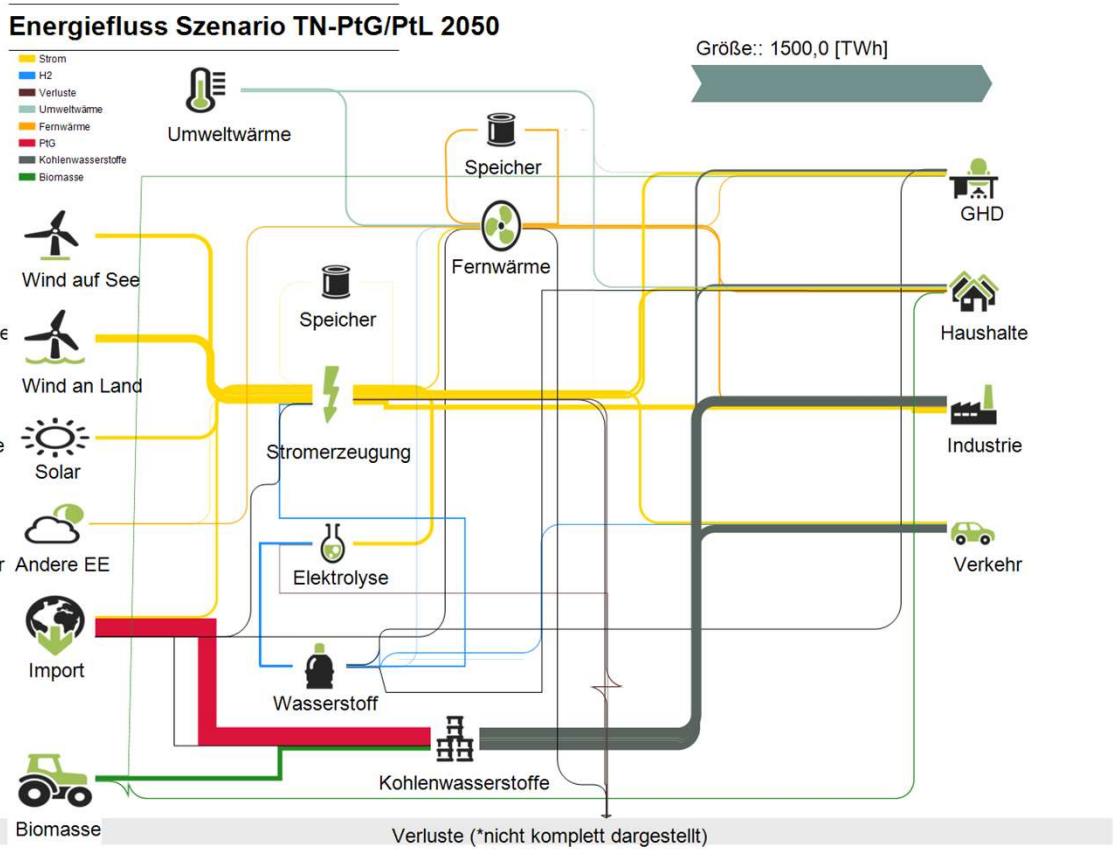
# Kurzübersicht – Verteilnetze Gas
## Rückläufiger Infrastrukturbedarf in allen TN-Szenarien




- **Ergebnisse**
  - Weiterbetrieb der Gasverteilnetze in geringerem Umfang in den Szenarien TN-$H_2$-G und TN-PtG/PtL
  - Vollständige Stilllegung im TN-Strom Szenario
  - Sinkende annuitätische Kosten für den Betrieb
    - Zudem Stilllegungskosten: 290 – 1.120 Mio. €/a
    - Und Umwidmungskosten im TN-$H_2$-G Szenario: 410 Mio. €/a
- **Einordung**
  - Pfadunterschiede ab 2030
  - Rückgang des Bedarfs an Gasverteilnetzen in allen Szenarien
- **Schlussfolgerung**
  - Etwaiger regionaler Gaseinsatz in der Wärme mit System abgestimmt zu planen
  - Rahmen für Stilllegungsmaßnahmen frühzeitig zu schaffen

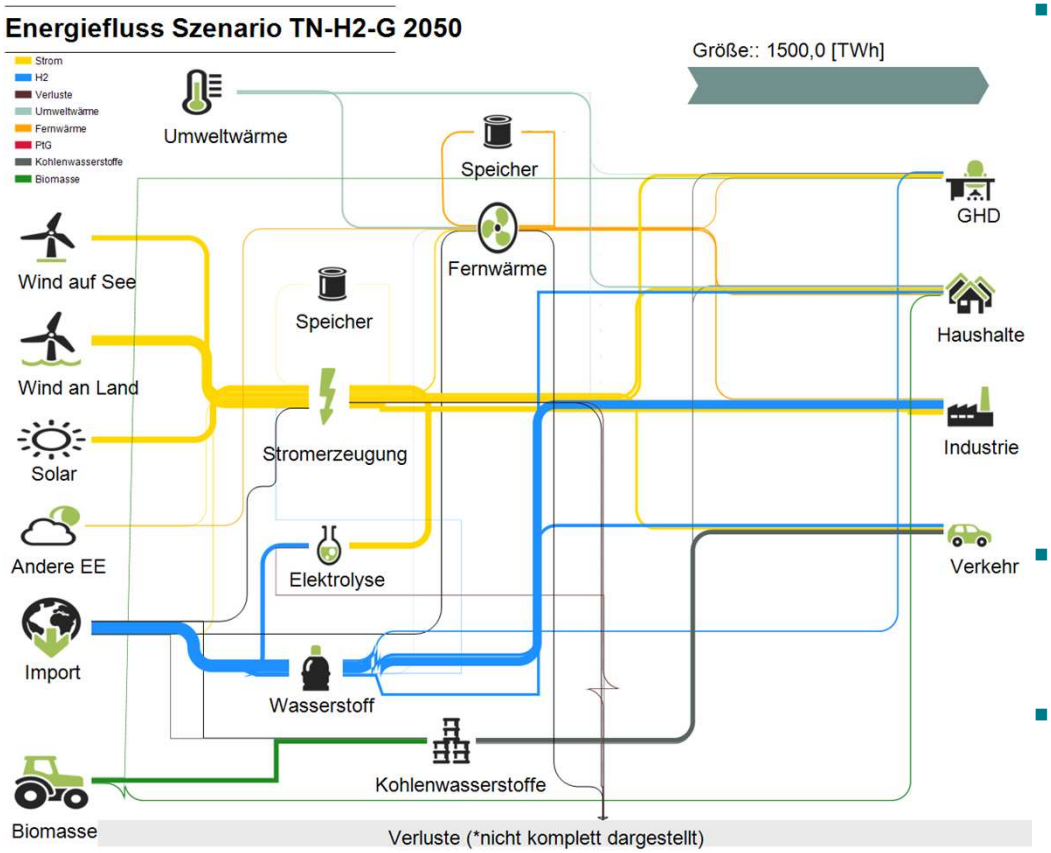
# Kurzübersicht – Energieflüsse 1/2
## Unterschiedliche Hauptenergieträger werden genutzt




Hinweis: Darstellung teilweise vereinfacht z.B. nationale fossile Energiegewinnung hier unter Importen

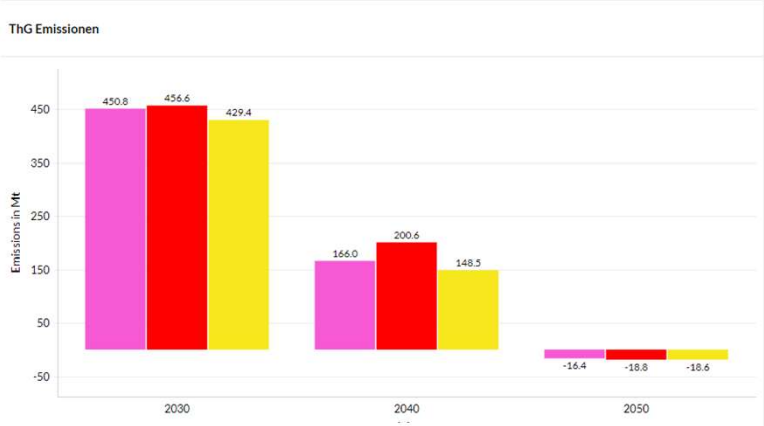
# Kurzübersicht – Energieflüsse 2/2
## Unterschiedliche Hauptenergieträger werden genutzt

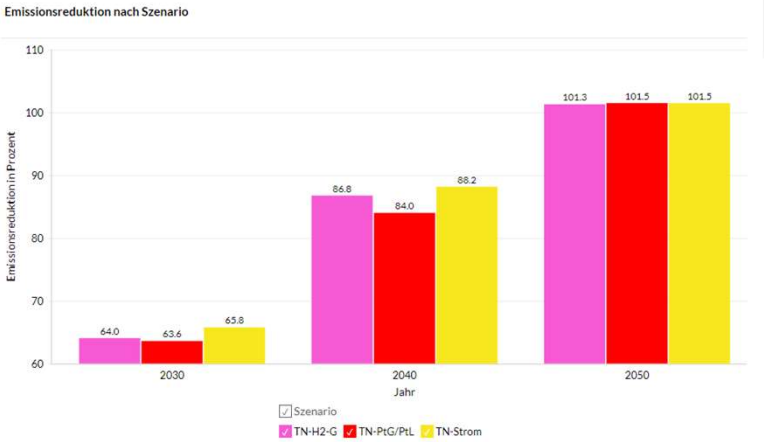



- **Ergebnisse**
  - Energieflüsse nehmen im Vergleich zu heute deutlich ab
  - Heute genutzte fossile Energieträger werden bis 2050 durch unterschiedliche $CO_2$-freie Energieträger ersetzt
  - Bedeutende Energieflüsse über thermische Speicher
  - Deutliche Unterschiede im Hauptenergieträger 2050
  - Unterschiedliche Energieträger werden importiert
  - Größere Gemeinsamkeiten zwischen TN-Strom und TN-$H_2$-G (z.B. $H_2$-Import und zentrale Rolle des Stromsektors)
  - Größere Unterscheide der Szenarien bezüglich Verbrauchsmix an Energie, v.a. in Industrie und Verkehr
- **Einordung**
  - Projekt beleuchtet die Extrempunkte des Lösungsraums
  - Gemeinsamkeiten deshalb als robust einzustufen
- **Schlussfolgerung**
  - Steigerung der Energieeffizienz ist eine robuste Strategie
  - Deutschland wird weiterhin Energie importieren
  - Pfadentscheidungen in nächsten Jahren teilw. notwendig

Hinweis: Darstellung teilweise vereinfacht z.B. nationale fossile Energiegewinnung hier unter Importen

# Kurzübersicht – Entwicklung der Treibhausgasemissionen
## THG-Neutralität erfordert ambitionierten Reduktionspfad

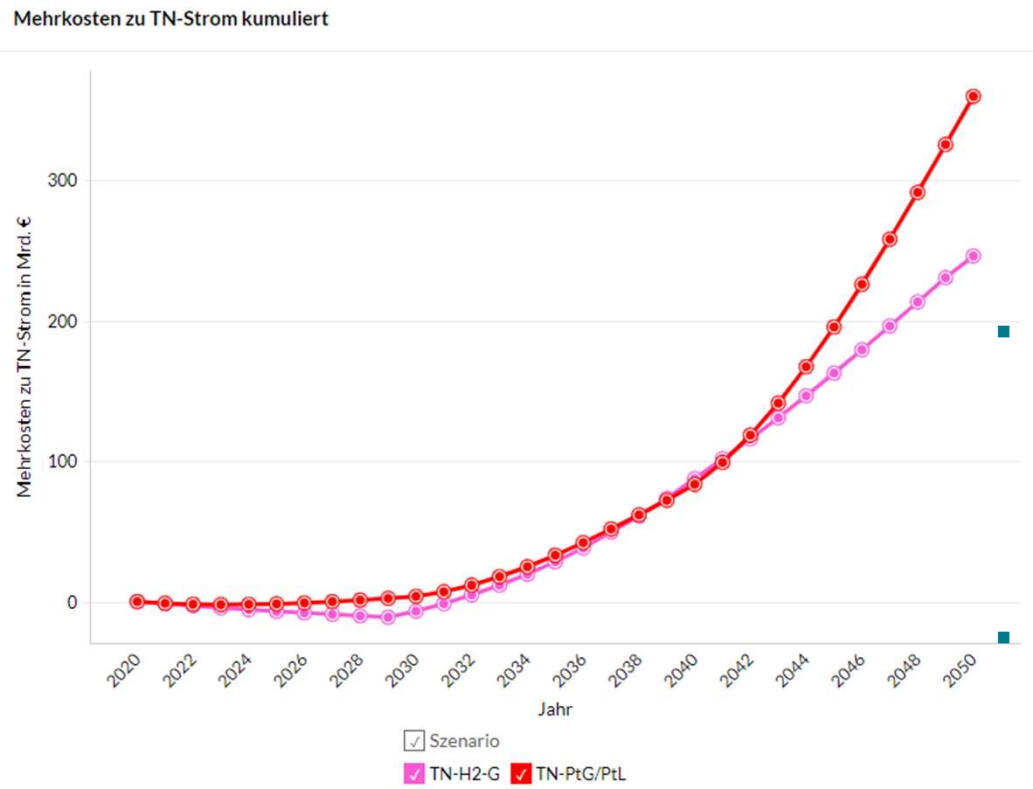



- **Ergebnisse**
  - Die Szenarien erreichen eine Reduktion der Treibhausgasemissionen gegenüber dem Basisjahr um
    - 2030 Ca. 63% (TN-PtG) - 65% (TN-Strom)
    - 2040 Ca. 84% (TN-PtG) - 88% (TN-Strom)
- **Einordung**
  - Änderungen in der Landnutzung (LULUCF) werden entsprechend der Ziele des Klimaschutzgesetzes 2021 bilanziert
  - 2040 und 2050 werden zusätzlich 20 Mt bzw. 40 Mt. durch zusätzliche technische Maßnahmen kompensiert. Diese könnten durch weitere Maßnahmen in der Landwirtschaft geringer ausfallen.
  - Die Szenarien sind vor dem BVerfG-Urteil entstanden
- **Schlussfolgerung**
  - Ohne negative Emissionen ist Treibhausgasneutralität in Deutschland kaum erreichbar.
  - Das Szenario TN-Strom erreicht bis 2040 die aktuellen Ziele. Nach 2040 ist eine Beschleunigung notwendig.

**LULUCF:**
2030: -25 Mt; 2040: -35 Mt; 2050: -40 Mt

# Kurzübersicht – Kostenanalyse
## Geld fließt in Infrastruktur oder Energieträger




**Ergebnisse**

- Energiekosten sind der größte Posten im Vergleich
- Energiekosten fallen im Szenario TN-PtG/PtL am höchsten aus
- Verteilnetze sind der größte Kostenblock bei den Stromnetzen
- Das Szenario TN-Strom verursacht die höchsten Kosten bei den Stromnetzen, insbesondere den Verteilnetzen
- Die Kosten für Gasnetze sind vergleichsweise niedrig

**Einordung**

- Die Brennstoffkosten für PtG sind hier sehr niedrig angesetzt
- Die Kapitalkosten werden in diesem Projekt aus volkswirtschaftlicher Perspektive nur mit 2% Zinsen belegt
- Der regulatorische Rahmen bestimmt die Kosten maßgeblich
- Kostenprojektionen sind unsicher und nicht das zentrale Ergebnis

**Schlussfolgerung**

- Starke PtG Nutzung führt vermutlich zu höheren Kosten
- Geld fließt entweder stärker in Infrastrukturen oder in Energieträger
- Neben Kosten müssen jedoch weitere Kriterien insbesondere für die Umsetzung in der Nutzung von Strom oder $H_2$ beachtet werden

# Zusammenfassung & zentrale Erkenntnisse 1/2

- Im Industriesektor ist eine tiefgreifende Transformation in vielen Branchen und Wertschöpfungsketten notwendig
  - Ohne große Mengen $CO_2$-neutraler Sekundärenergieträger (Strom, $H_2$, PtG) ist die Transformation nicht möglich
  - Besonders energieintensive Grundstoffindustrien stehen vor einem umfassenden Umbau des Anlagenbestandes
- Eine Steigerung der direkten Stromnutzung ist in folgenden Bereichen eine robuste Strategie
  - Bereitstellung von Wärme in Wärmenetzen und einer signifikanten Anzahl von Gebäuden (Wärmepumpen)
  - Bedeutende Teile der Pkw- & Transportverkehre
- Nach heutigem Kenntnisstand sind Kohlenwasserstoffe (BtL, PtL) insbesondere für Luft- und Seeverkehr notwendig
- In folgenden Anwendungen sind verschiedene technologische Lösungen denkbar (Strom, $H_2$, PtG, Biomasse)
  - Schlechter gedämmte Gebäude
    - Stromnutzung, wenn möglich mit Nachdämmung;
    - Wasserstoff mit komplexem Netzaufbau & notwendiger Geräteumstellung
    - PtG und Biomasse ohne zusätzliche Änderungen
  - Langstreckenverkehre
  - Prozesswärme & industrielle Prozesse

# Zusammenfassung & zentrale Erkenntnisse 2/2

- Ein hoher Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland und Europa ist zentral
  - Eine zentrale Herausforderung liegt in der Flächenbereitstellung (u.a. Akzeptanz)
- Das Stromnetz muss auch nach 2030 noch deutlich ausgebaut werden
- Effiziente Sektorkopplung (d.h. auch hohe Flexibilität der Nachfrage) und eine Transformation der Wärmenetze sind zentrale Elemente für die Integration erneuerbarer Energien
- Deutschland wird auch langfristig weiterhin Energie importieren, die importierten Energieträger werden sich jedoch ändern
- Die Flächenbelegung im Ausland bei PtG Importen ist erheblich
- Energieeffizienz ist ein wichtiger Baustein der Energiewende, um den Flächendruck durch die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im In- und Ausland zu reduzieren
- Der Aufbau eines europäischen Wasserstoffnetzes ist für viele mögliche Szenarien Bestandteil einer robusten Strategie
- Eine Anpassung des Gasnetzes auf rückläufigen Methanbedarf und den Transport von Wasserstoff ist eine wichtige Aufgabe
- Die Spekulation auf einen großflächigen Einsatz von synthetischen Kohlenwasserstoffen ist eine riskante Strategie
- Die Erforschung und Entwicklung von Technologien für negative Emissionen ist eine wichtige Aufgabe

# LANGFRISTSZENARIEN FÜR DIE TRANSFORMATION DES ENERGIESYSTEMS IN DEUTSCHLAND

## Treibhausgasneutrale Szenarien

## Kurzzusammenfassung Stand 22.03.2021

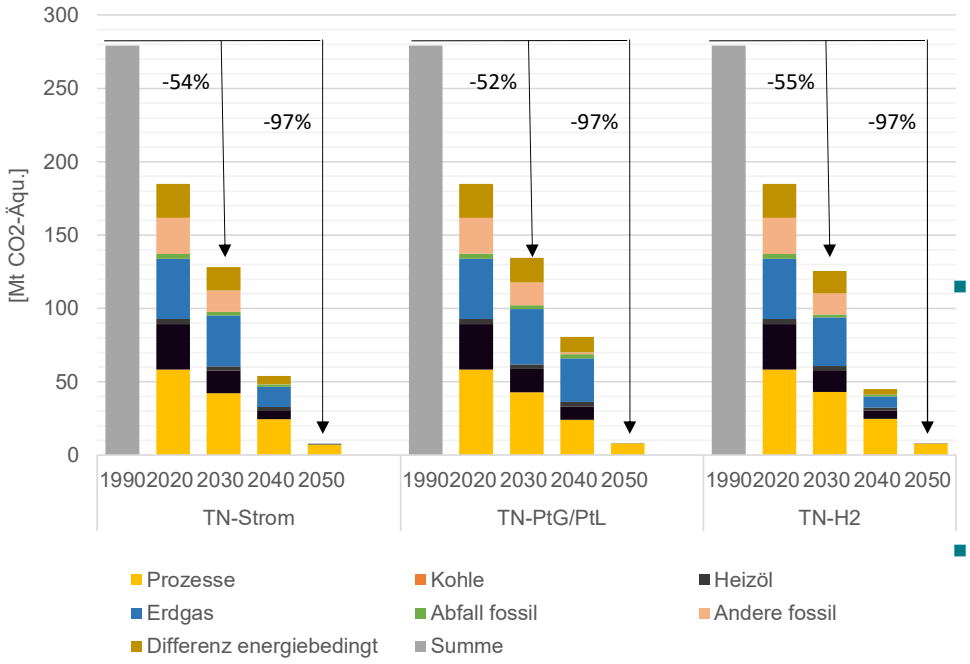
Ergänzende Kurzdokumentation zum Executive Summary: 3 Hauptszenarien

**Autoren:**
Sensfuß, Frank; Lux, Benjamin; Bernath, Christiane; Kiefer, Christoph; Pfluger, Benjamin; Kleinschmitt, Christoph; Franke, Katja; Deac, Gerda; Brugger, Heike; Fleiter, Tobias; Rehfeldt, Matthias, Herbst, Andrea; Pia, Manz; Neuwirth, Marius; Wietschel, Martin; Gnann, Till; Speth, Daniel; Krail, Michael; Mellwig, Peter; Blöhmer, Sebastian; Tersteegen, Bernd; Maurer, Christoph; Ladermann, Alexander; Dröscher, Tom; Willemsen, Sebastian; Müller-Kirchenbauer, Joachim; Giehl, Johannes; Hilaire, Mélissa; Schöngart, Sarah; Kurre, Ashlen; Hollnagel, Jeremias; von Mikulicz-Radecki, Flora

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

# Sektoranalyse Industrie 1/4
## In allen Szenarien nahezu THG-Neutralität in 2050 erreicht

THG-Emissionen im Industriesektor im Vergleich




**Ergebnisse**

- 2030: Das Sektorziel der Industrie wird in allen TN-Szenarien übererfüllt (Ziel: -49 bis -51%)
- 2040: „Größter Unterschied zwischen den Szenarien: langsamerer Rückgang der Emissionen in TN-PtG/PtL wegen Beimischung PtG im Gasnetz
- 2050: Nahezu keine fossilen THG-Emissionen mehr; lediglich einige Restemissionen aus verschiedenen Industrieprozessen
- In den Szenarien TN-$H_2$-G und TN-Strom wird langfristig $CO_2$ für die Herstellung von Olefinen in der Chemieindustrie benötigt

**Einordung**

- Starke Minderung verlangt grundlegende Transformation der Grundstoffindustrien und einen Wechsel der Energieversorgung hin zu $CO_2$-neutralen Sekundärenergieträgern (Strom, PtG, $H_2$)
- Die angenommenen hohen $CO_2$-Preise sind nur realisierbar, wenn gleichzeitig die internationale Wettbewerbsfähigkeit gesichert wird

**Schlussfolgerung**

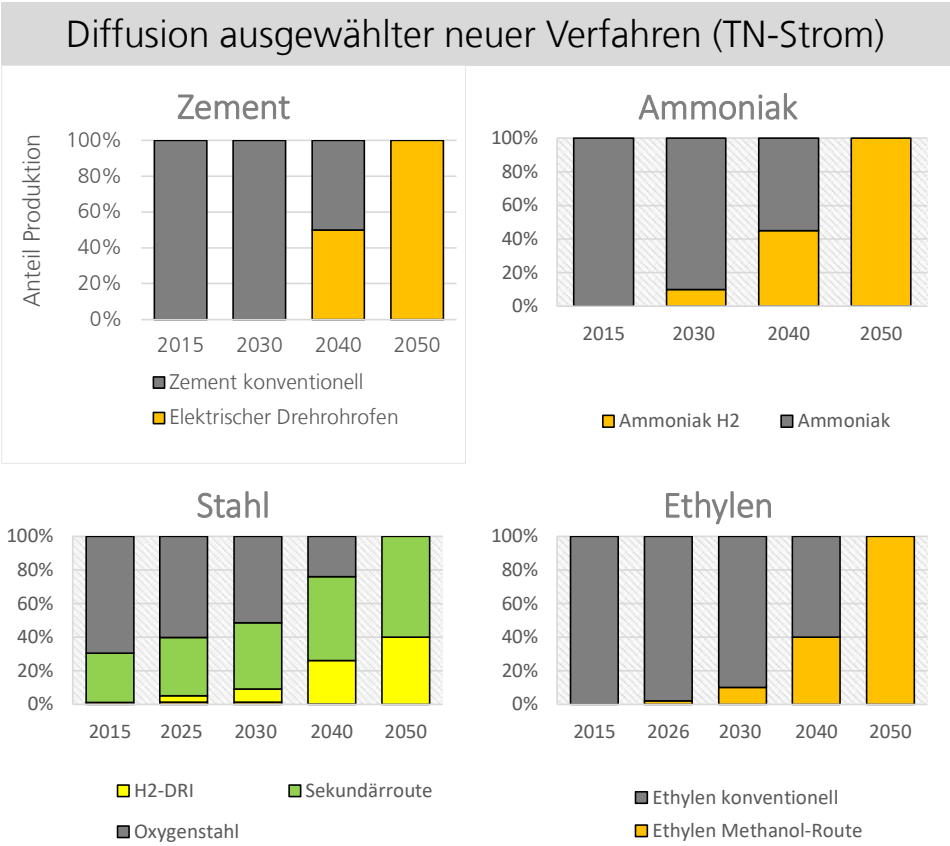
- Der heutige pol. Rahmen kann diese Entwicklungen nur im Ansatz anstoßen und sollte stärker auf das Ziel der Dekarbonisierung ausgerichtet werden
- Langfristig wird $CO_2$/Kohlenstoff zu einem wichtigen Rohstoff; für den Transport in großen Mengen wird Infrastruktur benötigt

# Sektoranalyse Industrie 2/4
## Alle wichtigen Minderungsstrategien werden genutzt

| | TN-Strom | TN-PtG/PtL | TN-$H_2$-G |
|---|---|---|---|
| **Energie-, Material-effizienz und Kreislauf** | Ambitionierter Anstieg in allen TN-Szenarien, z.B.<br>- Anstieg Sekundärstahl von 30 auf 60%<br>- Effizientere Verwendung von Zement, Stahl, Plastik, etc. entlang der gesamten Wertschöpfungskette | | |
| **CCS u. CCU** | CCU: Zement u. Kalk versorgen Methanol | CCS bei Zement | CCU: Zement u. Kalk versorgen Methanol |
| **Prozess-wechsel / Neue Verfahren** | Stahl: $H_2$-Direktreduktion<br>Ethylen: Auf Basis $H_2$ (Methanol-to-Olefines)<br>Zement: Elektrifizierung Drehrohrofen | Stahl: $CH_4$-Direktreduktion<br>Ethylen: Auf Basis $CH_4$ (Methanol-to-Olefines)<br>Zement: Umstellung auf $CO_2$-arme Zementsorten | Stahl: $H_2$-Direktreduktion<br>Ethylen: Auf Basis $H_2$ (Methanol-to-Olefines)<br>Zement: Umstellung auf $CO_2$-arme Zementsorten |
| **Brenn-stoff-wechsel Prozess-wärme** | Elektrische Öfen, Kessel, Wärmepumpe, Fernwärme | Gasbefeuerte Öfen, Gaskessel, Wärmepumpe, Fernwärme | Umrüstung auf $H_2$-Brenner, $H_2$-Kessel, Wärmepumpe, Fernwärme |

- **Ergebnisse**
  - Alle wichtigen THG-Minderungsstrategien werden berücksichtigt
  - Energie- und Materialeffizienz
  - Kreislaufwirtschaft / Sekundärproduktion
  - Prozesswechsel: Neue $CO_2$-arme Verfahren/Produkte
  - Brennstoffwechsel: $CO_2$-freie Sekundärenergieträger: Strom, Wasserstoff, PtG, (Fernwärme)
  - CCU und CCS bei Zement und Kalk
- **Einordung**
  - Der Umstellungsaufwand unterscheidet sich deutlich zwischen den Branchen; häufig verlangt der Einsatz von Strom (und auch $H_2$) einen umfangreichen Umbau und Austausch von Bestandsanlagen
- **Schlussfolgerung**
  - Alle Minderungsstrategien leisten einen wichtigen Beitrag
  - Ohne den umfassenden Einsatz $CO_2$-freier Sekundärenergieträger (Strom, $H_2$, PtG) ist die Dekarbonisierung der Industrie nicht möglich
  - Andere Minderungsstrategien (Energie- und Materialeffizienz, Kreislaufwirtschaft) senken Systemkosten und Druck auf EE-Potenziale

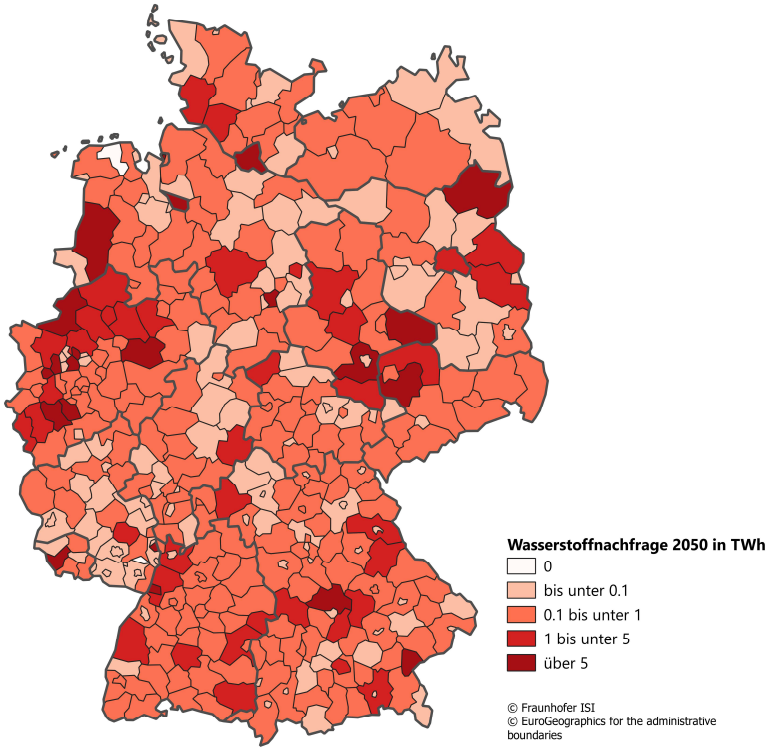
# Sektoranalyse Industrie 3/4
## Es sind neue Verfahren in Stahl, Zement und Chemie nötig




- **Ergebnisse**
  - Tiefgreifende Umstellung zentraler Produktionsrouten nötig
  - Stahl: Umstellung der Primärroute auf die Direktreduktion mittels $H_2$/PtG in allen Szenarien zentral
  - Zement: Wechsel auf elektrische Öfen, neue Bindemittel und $CO_2$-Abscheidung für die weitere Nutzung
  - Grundstoffchemie: Einsatz von $H_2$/PtG für die Herstellung von Olefinen und Ammoniak
- **Einordung**
  - Die Transformation ist mit Anlagenaustausch und umfangreichen Neu-Investitionen verbunden
  - Viele der notwendigen Technologien befinden sich noch im Demo-Maßstab und sind noch nicht wirtschaftlich
- **Schlussfolgerung**
  - Markteinführung im industriellen Maßstab um 2025/2030 und vollständiger Umbau des Anlagenbestandes bis 2050 nötig
  - Die neuen $CO_2$-armen Verfahren benötigen $CO_2$-freie Sekundärenergieträger (Strom, $H_2$,PtG) in großen Mengen

# Sektoranalyse Industrie 4/4
## Große regionale Unterschiede im zukünftigen Energiebedarf

$H_2$-Bedarf der Industrie im Jahr 2050 im Szenario TN-$H_2$-G




- **Ergebnisse**
  - Große regionale Unterschiede in der Entwicklung des Energiebedarfs bis 2050
  - TN-Strom: Stromnachfrage steigt in nahezu allen Regionen; in 70% der Regionen ist der Anstieg höher als 50%
  - TN-PtG/PtL: Erdgas/PtG Nachfrage sinkt in jeder vierten Region, steigt aber in 20% der Regionen auch um mehr als 50% bzw. in 13 Regionen sogar um mehr als 200% ggü. heute
  - TN-$H_2$-G: Alle Regionen haben einen gewissen $H_2$-Bedarf in 2050, darunter 49 Regionen mit mehr als 1 TWh/a (Darstellung links)
- **Einordung**
  - Regional ist die Industriestruktur durch wenige sehr große Standorte geprägt. Diese haben einen großen Einfluss auf den Energiebedarf
  - Hohe Unsicherheit bei der zukünftigen Entwicklung einzelner Standorte, insbesondere bei der Umstellung auf neue Verfahren
- **Schlussfolgerung**
  - Infrastrukturplanung muss regionale Unterschiede berücksichtigen
  - Der Aufbau eines $H_2$-Transportnetzes sollte am Bedarf großer Industrienachfrager ausgerichtet werden

# Sektoranalyse Gebäude 1/4
## Fokus auf Effizienz oder erneuerbare Brennstoffe

**Storyline TN-Strom**

- Zielszenario mit 100% TGH-Minderung 2050
- Hoher Anteil von Wärmepumpen
- Hohe Bedeutung von Gebäude-Effizienz
- Anheben der Bauteil-Anforderungen um durchschnittlich 27% (Dämmung)
- Beschleunigung der Sanierungs-zyklen um durchschnittlich 20% (nicht bei Anlagen)
- 2050 sind 37% der Gebäude mit Lüftungsanlagen mit Wärmerückgewinnung ausgestattet
- Keine synthetischen Energieträger in der Breite verfügbar

**Storyline TN-PtG/PtL**

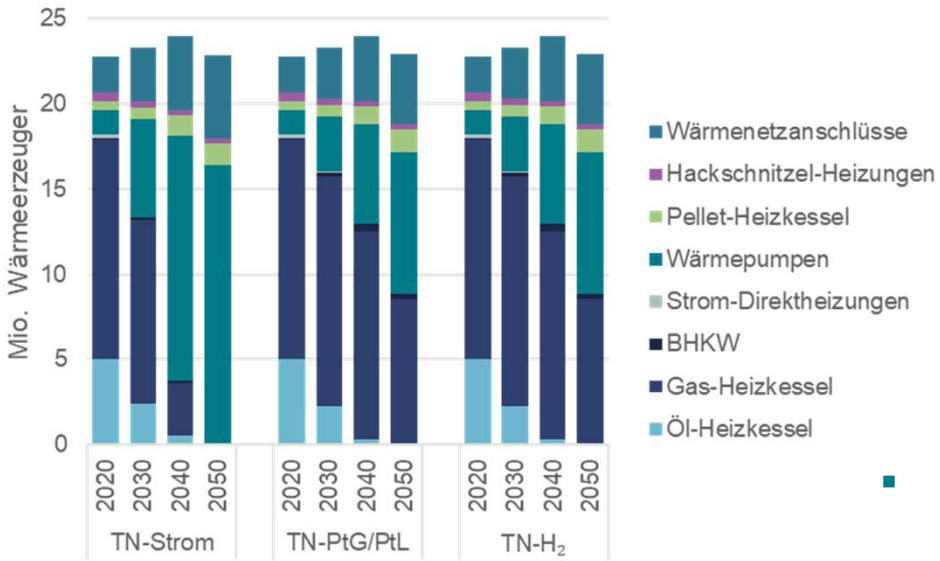
- Zielszenario mit 100% TGH-Minderung 2050
- Hoher Anteil von PtG in dezentralen Heizungen

**Storyline TN-$H_2$-G**

- Zielszenario mit 100% TGH-Minderung 2050
- Hoher Anteil von Wasserstoff in dezentralen Heizungen
- Verbrennung in Heizkesseln

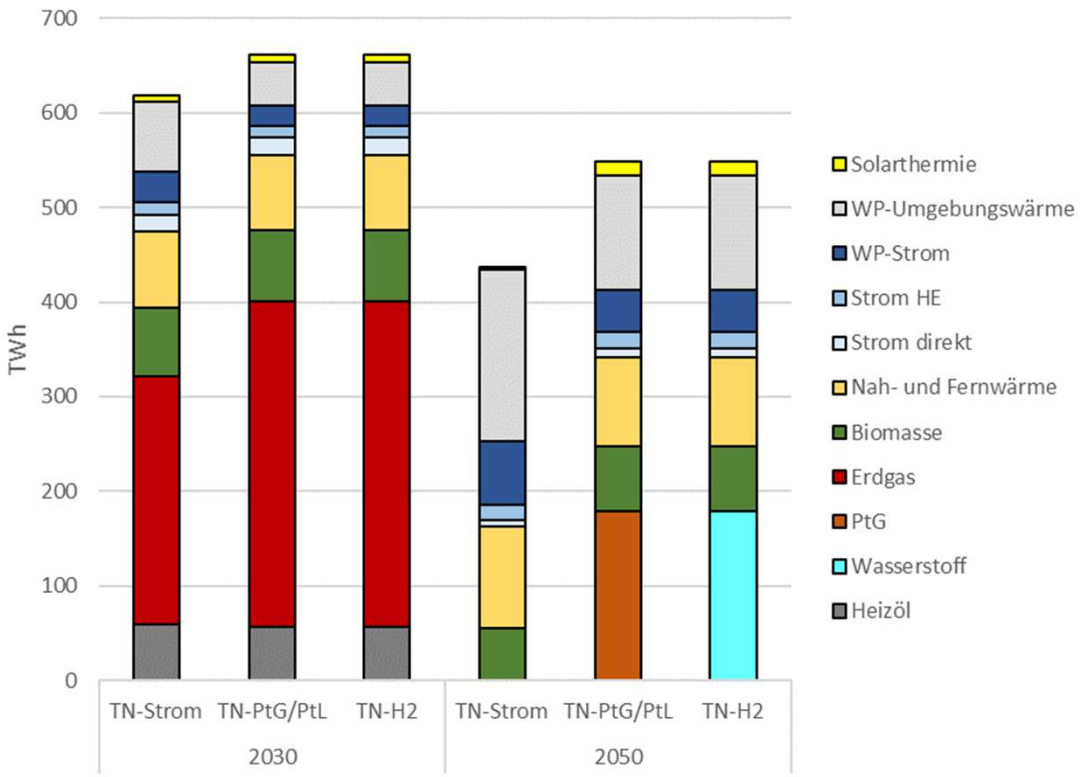
- **Besonderheit**: die Entwicklung von Gebäude-Effizienz und Wärmeerzeugern verläuft in TN-PtG/PtL- und TN-$H_2$-G-Szenario parallel
- Anheben der Bauteil-Anforderungen um durchschnittlich 15% (Dämmung)
- Keine Beschleunigung der Sanierungszyklen
- 2050 sind 21% der Gebäude mit Lüftungsanlagen mit Wärmerückgewinnung ausgestattet

# Sektoranalyse Gebäude 2/4
## Wärmepumpen und Wärmenetze wachsen in allen Szenarien




- **Ergebnisse**
  - TN-Strom
    - Wärmepumpenbestand: 5,8 Mio. (2030), 16,4 Mio. (2050)
    - Keine Heizkessel für Öl oder Gas in 2050
  - TN-PtG/PtL und TN-$H_2$-G
    - Abnahme von Gaskesseln um 36% (8,6 Mio. in 2050)
    - Auslaufen von Ölkesseln
    - Zunahme von Wärmepumpen auf 3,2 Mio. (2030) bzw. 8,3 Mio. (2050)
    - Zuwachs von Solarthermie
  - Mehr als Verdoppelung von Wärmenetz-Anschlüssen und Biomasse-Heizungen in allen Szenarien
- **Einordung**
  - Umfassende und sehr ambitionierte Veränderung des Wärmeerzeuger-Mix in allen Szenarien
- **Schlussfolgerung**
  - Wärmepumpen und Wärmenetze sind no-regret-Maßnahmen

# Sektoranalyse Gebäude 3/4
## Niedriger Verbrauch ermöglicht hohe EE-Effizienz




- **Ergebnisse**
  - TN-Strom
    - Verbrauchsreduktion 47% ggü. 2008
  - TN-PtG/PtL
    - Verbrauchsreduktion 33% ggü. 2008
    - Kontinuierliche Steigerung der PtG-Beimischung
  - TN-$H_2$-G
    - Verbrauchsreduktion 33% ggü. 2008
    - Kesseltausch bei Umstellung auf $H_2$ erforderlich
- **Einordnung**
  - Investition in Gebäude vs. Investition in Brennstoff
  - Hohe Trägheit des Sektors erschwert Zielerreichung in verbleibenden 29 Jahren
- **Schlussfolgerung**
  - Alle Gebäudemaßnahmen an den Zielen ausrichten
  - Hohe Gebäudeeffizienz ermöglicht effizienten Heizungsbetrieb und hohe Deckungsanteile von erneuerbarer Wärme

# Sektoranalyse Gebäude 4/4
## Chancen und Risiken

### TN-Strom

- Chancen
  - Höchste Effizienz
  - Hohe Gebäudequalität, dadurch systemdienlicher Betrieb möglich
  - Sicherheit vor Energiepreisschwankungen
- Risiken
  - Investitionsbereitschaft von privaten Hauhalten und GHD
  - Realisierbarkeit von Sanierungsrate und –tiefe, Handwerkermangel
  - Ambitionierter Markthochlauf von Wärmepumpen
  - Sehr ambitionierter Ausbau von Wärmenetzen
  - Sehr zielgerichtetes Vorgehen erforderlich

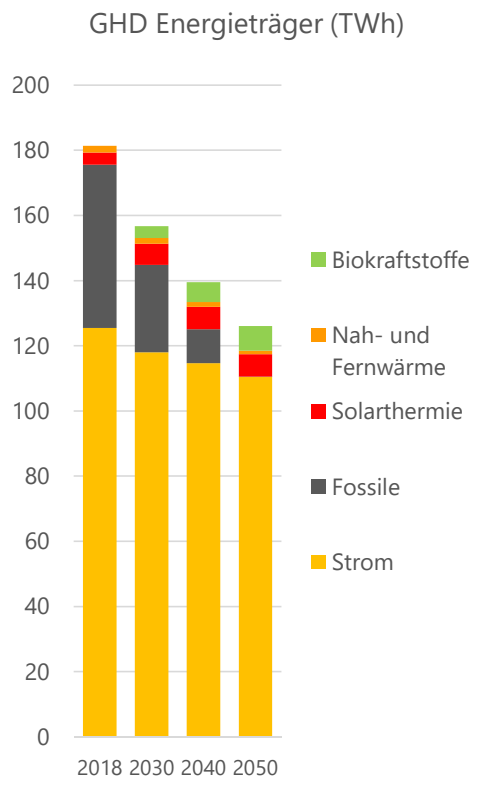
### TN-PtG/PtL

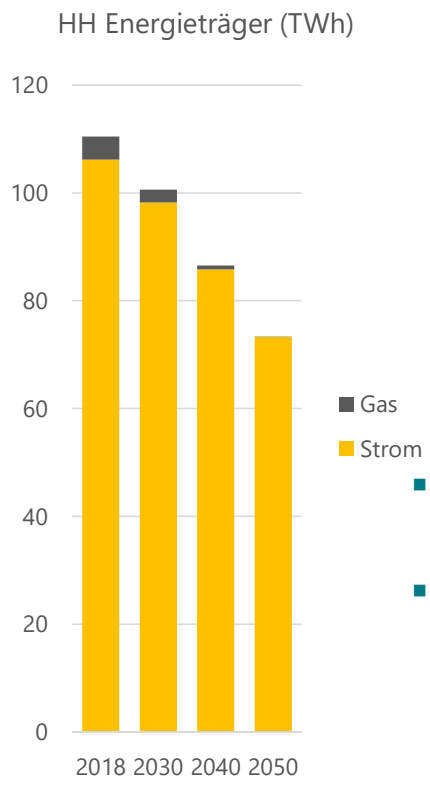
- Chancen
  - Realisierbare Sanierungsrate und –tiefe
  - Weniger radikale Veränderung im Heizungsmarkt
- Risiken
  - Investitionsbereitschaft von Versorgern
  - Geringere Gebäudequalität und -effizienz
  - Zeitplan und Marktdurchdringung von PtG unbekannt
  - Preisbildung bei PtG durch Konkurrenzen zwischen Sektoren und am internationalen Markt unwägbar
  - Sehr ambitionierter Ausbau von Wärmenetzen
  - Sektorziel 2030 wird verfehlt, keine Möglichkeit für weitere Zielverschärfung

### TN-$H_2$-G

- Chancen
  - Realisierbare Sanierungsrate und –tiefe
  - Universell einsatzbare Gasheizungen
- Risiken
  - Investitionsbereitschaft von Versorgern
  - Geringere Gebäudequalität und -effizienz
  - Zeitplan und Marktdurchdringung von $H_2$ unbekannt
  - Preisbildung bei $H_2$ durch Konkurrenzen zwischen Sektoren und am internationalen Markt unwägbar
  - Umstellung von Methan auf $H_2$ logistisch sehr anspruchsvoll
  - Methan-Heizkessel nicht für $H_2$ geeignet
  - Sehr ambitionierter Ausbau von Wärmenetzen
  - Sektorziel 2030 wird verfehlt, keine Möglichkeit für weitere Zielverschärfung

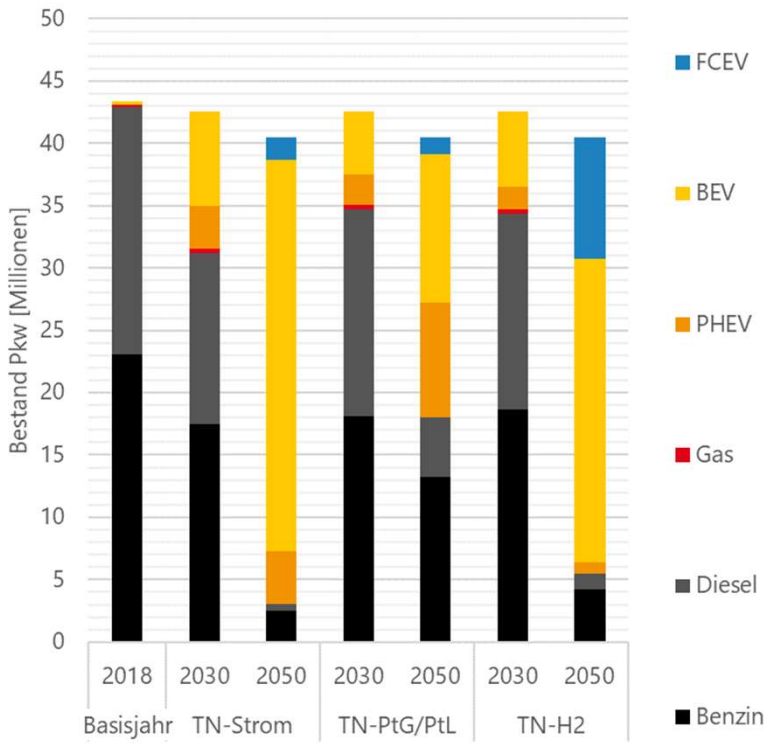
# Sektoranalyse – GHD und HH
## Fossile Energieträger bis 2050 vollständig ersetzt



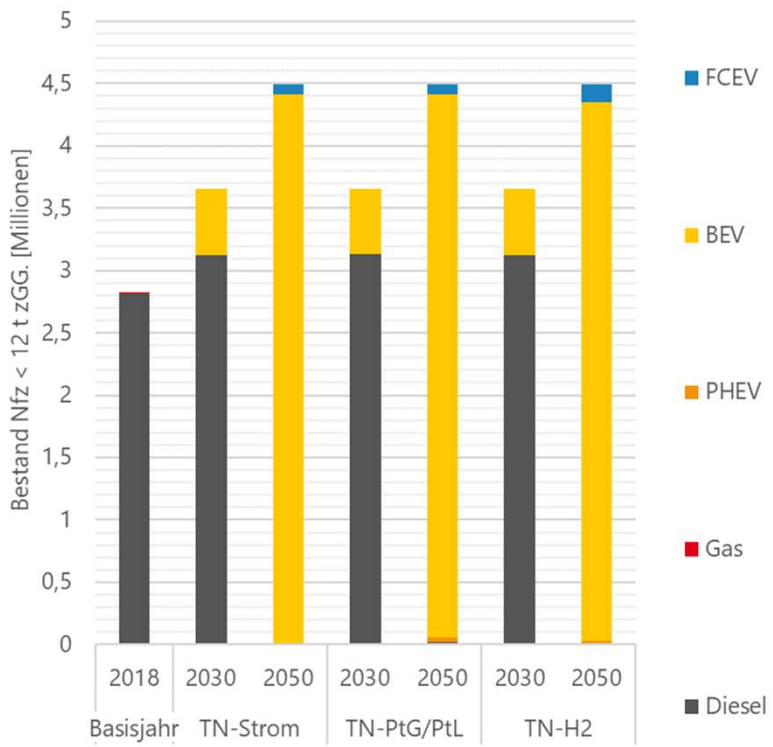

- **Ergebnisse**
  - Anteil fossiler Energieträger nimmt stetig ab und ist im Jahr 2050 vollständig eliminiert
  - Für einzelne Prozesse / Anwendungen verbleiben THG-neutrale Alternativen (Biokraftstoffe, Nah- und Fernwärme & Solarthermie) kostengünstiger als Elektrifizierung
  - Gasherde sind derzeit die einzige Nicht-Stromanwendung der Haushaltsgeräte (4TWh ~ 3.5% des Energiebedarfs) und werden bis 2050 vollständig durch Elektroherde ersetzt
  - Gesamtenergiebedarf sinkt zwischen 2018 und 2050 im GHD-Sektor um 30% und im HH-Sektor um 33%
- **Einordung**
  - Großteil der Anwendungen & Prozesse kann elektrifiziert werden.
- **Schlussfolgerung**
  - Erhebliche Anstrengungen bei der gesteigerten Effizienz der Geräte in beiden Sektoren erforderlich, da die Anzahl insb. im Bereich IKT und Klimatisierung zunimmt, während die Anzahl anderer Geräte stagniert
  - Deutliche Reduktion des Gesamtenergiebedarfs in beiden Sektoren durch Elektrifizierung möglich, aber pol. Anstrengungen erforderlich

# Sektoranalyse Verkehr 1/4
## Pkw: Elektrofahrzeuge dominieren



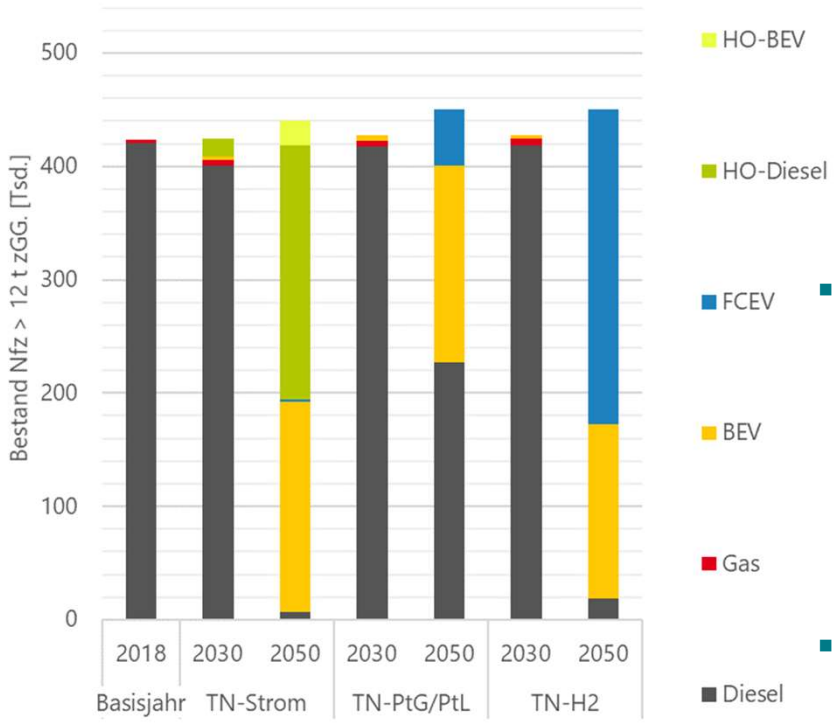

- **Ergebnisse**
  - Elektrofahrzeuge stellen 2050 88 % (TN-Strom), 52 % (TN-PtG/PtL) oder 62 % (TN-$H_2$-G) des Pkw-Bestandes.
  - Diesel- und Benzinfahrzeuge werden in den Szenarien TN-Strom und TN-$H_2$-G 2050 nicht neu zugelassen, es verbleiben jedoch kleine Restbestände.
  - Brennstoffzellenfahrzeuge kommen längerfristig für Langstreckenfahrer in Frage, konkurrieren jedoch mit Plug-in Hybriden. Ihr Marktanteil ist aufgrund von Produktionskapazitäten unsicher.
  - Der Endenergiebedarf geht um bis zu 70 % zurück.
- **Einordung**
  - Hoher Anteil batterieelektrischer Pkw auch unter verschiedenen Annahmen.
  - Es wird von ambitionierten Effizienzsteigerungen ausgegangen.
- **Schlussfolgerung**
  - Ladeinfrastrukturausbau für Pkw ist in jedem Szenario sinnvoll.
  - Effizienzsteigerungen und alternative Antriebe ermöglichen eine deutliche Reduktion des Energiebedarfs für Pkw.

# Sektoranalyse Verkehr 2/4
## Leichte und mittlere Lkw: Elektrofahrzeuge dominieren



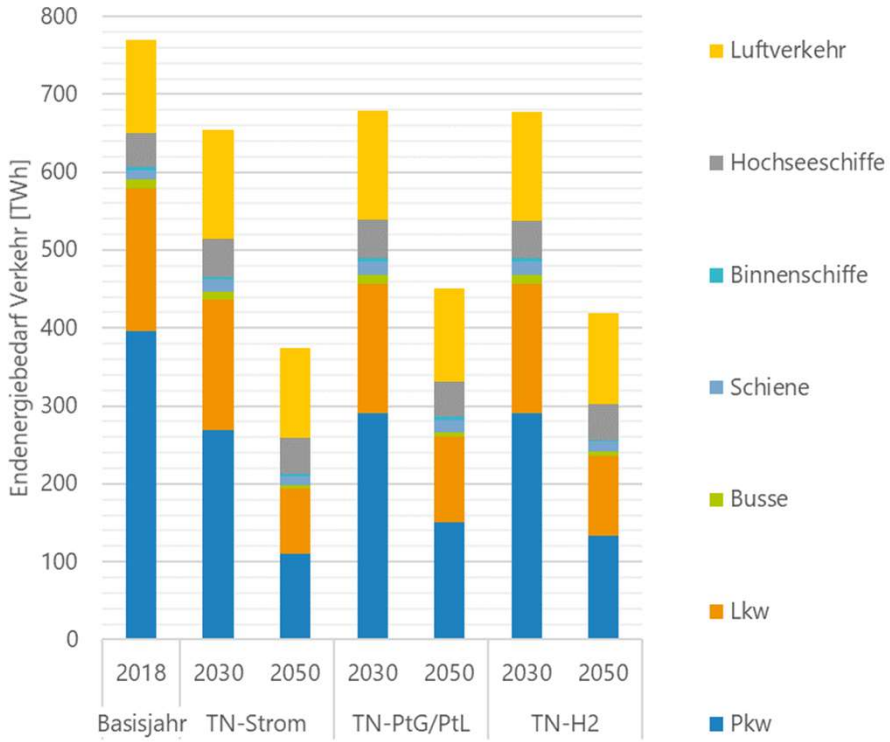

- **Ergebnisse**
  - Langfristig nahezu vollständige Elektrifizierung in allen Szenarien, da hohe aber gleichmäßige Fahrleistung Amortisation der im Vergleich zum Diesel teureren batterieelektrischen Fahrzeuge begünstigt.
  - Wasserstofffahrzeuge werden im Einzelfall bei hohen Reichweitenanforderungen genutzt.
- **Einordung**
  - Hoher Anteil batterieelektrischer Lkw auch unter verschiedenen Annahmen.
  - Die Rolle von Wasserstofffahrzeugen hängt davon ab, ob Fahrzeuge auch bei kleinen Stückzahlen verfügbar sind.
- **Schlussfolgerung**
  - Ladeinfrastrukturausbau für leichte und mittlere Nutzfahrzeuge ist in jedem Szenario sinnvoll.
  - Effizienzsteigerungen und alternative Antriebe ermöglichen eine deutliche Reduktion des Endenergiebedarfs.

# Sektoranalyse Verkehr 3/4
## Schwere Nfz: Verfügbare Infrastruktur entscheidender Faktor




- **Ergebnisse**
  - Bei schweren Nutzfahrzeugen dominieren operative Kosten: Wenn technisch möglich, ist Strom langfristig die günstigste Alternative.
  - Der Langstreckenverkehr ist abhängig von der verfügbaren Infrastruktur, z.B. der Oberleitung im Szenario TN-Strom.
  - Wasserstoff kann, falls Fahrzeuge in großer Stückzahl günstig angeboten werden, eine Alternative für die Langstrecke sein.
- **Einordung**
  - Für das Szenario TN-$H_2$-G wurden massive Preisreduktionen auf Fahrzeugseite unterstellt.
  - Oberleitungs-Lkw stehen im Szenario TN-Strom stellvertretend für elektrische Lkw mit Lademöglichkeit. Eine ähnliche Elektrifizierung ist evtl. auch mit Schnellladestationen erreichbar. Nur bei Nichtverfügbarkeit dieser Lösung (u.a. wegen Einführungshürden oder Akzeptanzproblemen) kommen andere Antriebsarten ins Spiel.
- **Schlussfolgerung**
  - Auf Kurzstrecke werden zukünftig vermutlich elektrische Lkw eingesetzt.
  - Auf der Langstrecke entscheiden u.a. die verfügbare Infrastruktur und weitere technische Entwicklungen über die genutzte Technologie.

# Sektoranalyse Verkehr 4/4
## Bedeutung von Luft-, Schifffahrt für Endenergiebedarf steigend




- **Ergebnisse**
  - Rückgang des Endenergiebedarfs im Verkehr bis 2050, je nach Szenario, zwischen 42 % und 52 %.
  - In allen Szenarien deutliche Reduktionen bei Pkw und Lkw durch den Einsatz von Strom, Wasserstoff sowie Effizienzsteigerungen.
  - Luftverkehr sowie Hochseeschifffahrt nutzen in allen Szenarien nur zu kleinen Teilen alternative Antriebe (Kurzstrecke). Im internationalen Bereich dominieren 2050 synth. Kraftstoffe. Effizienzsteigerungen kompensieren die stark steigende Nachfrage nur teilweise, so dass ihr Anteil am Energiebedarf im Verkehr steigt.
- **Einordung**
  - Starke Effizienzsteigerungen im Straßenverkehr
  - Erste Ansätze zum Einsatz von alternativen Antrieben in der Luft- und Schifffahrt werden nur für innerdeutsche Verkehre berücksichtigt.
  - Auswirkungen von Corona auf die Luftfahrt sind unberücksichtigt.
- **Schlussfolgerung**
  - Für Schiffe und Flugzeuge sollten Alternativen, z.B. BtL und PtL, mit günstigen Vermeidungskosten weiter erforscht werden.

# Enertile - Energieträger- und $CO_2$-Preise

| | Einheit | 2030 | 2040 | 2050 |
|---|---|---|---|---|
| Erdgaspreis TN-Strom & TN-$H_2$-G | EUR/MWh | 22 | 22 | 22 |
| PtG-Preis (Grenzübergang) | EUR/MWh | 126 | 110 | 94 |
| PtG-Anteil | % | 5% | 25% | 100% |
| Gaspreis TN-PtG/PtL | EUR/MWh | 27 | 44 | 94 |

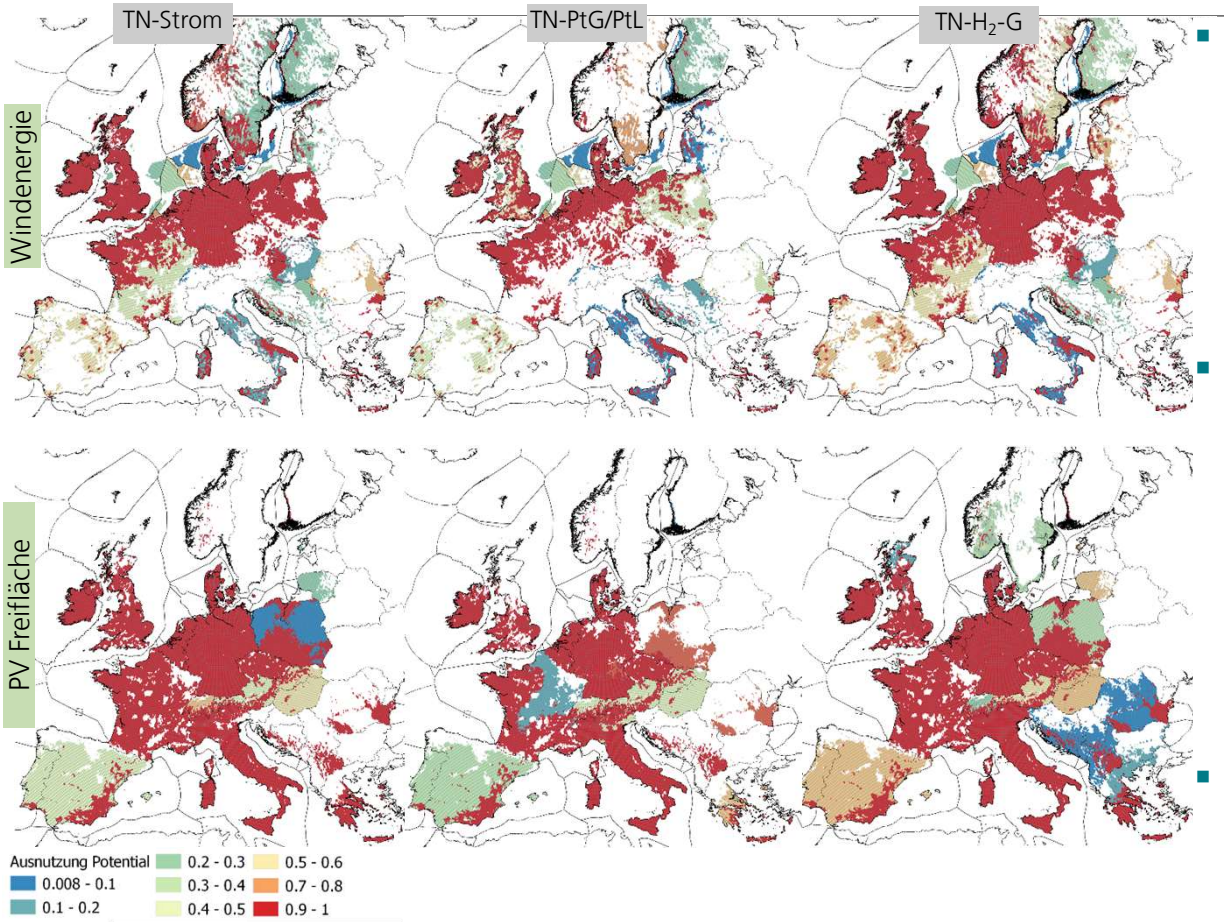
| | Einheit | 2030 | 2040 | 2050 |
|---|---|---|---|---|
| $CO_2$-Preis | EUR/t | 75 | 125 | 500 |

| | Einheit | 2030 | 2040 | 2050 |
|---|---|---|---|---|
| $H_2$-Gestungskosten MENA | EUR/MWh | 71 | 61 | 51 |
| Transport Pipeline | EUR/MWh | 30 | 30 | 30 |
| $H_2$-Preis TN-$H_2$-G | EUR/MWh | 101 | 91 | 81 |

- **Ergebnisse**
  - Methan wird ein teurer Brennstoff
  - Importierter Wasserstoff wird im Zeitverlauf günstiger als Methan
- **Einordung**
  - Gleichstellung von Europa und MENA-Region in der Modellierung mit WACC von 2%, um einen Bias zugunsten europäischer Erzeugung zu verhindern
  - Dies führt tendenziell zur Unterschätzung der Kosten von außereuropäischem Import von PtG
  - Transportkosten für den Import von Wasserstoff sind sehr unsicher

# Sektoranalyse Angebot 1/9 – Ausbau Erneuerbare

## Erneuerbare Energien werden europaweit stark ausgebaut




**Ergebnisse**

- Erneuerbare Energien werden bevorzugt in den Regionen mit hohem Potential gebaut
- Potentiale werden insbesondere für Windenergie an Land und PV-Freifläche sehr hoch ausgebaut
- Iberische Halbinsel mit hohem absoluten Ausbau der Erneuerbaren Energien (dort sehr hohe Potenziale)

**Einordung**

- Die Verfügbarkeit der hier genutzten Flächen hängt sehr stark von der Akzeptanz in der Bevölkerung ab
- Nationale Mindesterzeugungen in Deutschland erhöhen die Potentialausnutzung gegenüber Nachbarn
- Aufgrund der höheren Anteile von Brachland sind die Potentiale in Spanien hoch. Die hier dargestellte Potenzialausnutzung fällt deshalb etwas geringer aus als in Deutschland

**Schlussfolgerung**

- Die Akzeptanz für starken Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland und Europa ist zentral



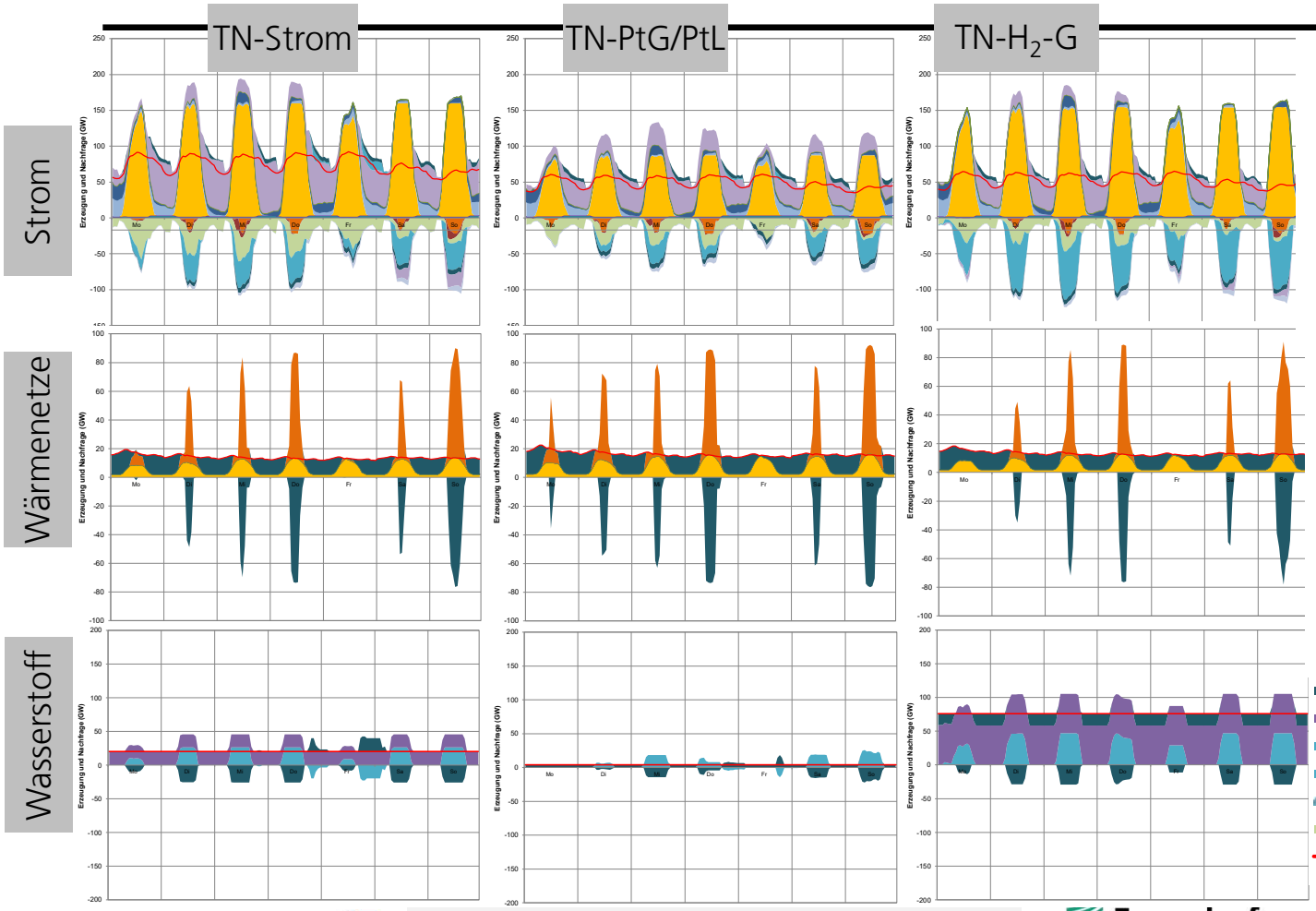
enertile

Interne Ids:
TN-Strom 39462; TN-PtG/PtL 39463 ;TN-$H_2$-G 39464

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

# Sektoranalyse Angebot 2/9 – Dispatch Sommer 2050

## Flexibilität im Energiesystem ist zentral (Beispiel Dispatch in KW24)




Batteriespeicher Entlad
Gichtgas
Pumpspeicher
H2 Turbine
Import / Export
Biomasse
Wind auf See
Wind an Land
Photovoltaik
H2 KWK
Wasserkraft
Batteriespeicher Laden

Heizung / Kühlung
Elekrokessel
Abregelung
H2 Elektrolyse
Power-to-Heat
Laden E-Mobility
Haus-WP
Wärmenetz-WP
Sonstige Last

Gichtgas KWK
Power-to-Heat
Wärmenetz-WP
Biomasse
Gas Kessel
H2 KWK
Müll
H2 Kessel
Solarthermie/Geothermie
Abregelung
Wärmespeicher
Wärmelast

H2 Speicher
H2 Handel
Elektrolyse
Rückverstromung
H2 KWK
H2 Kessel
Nachfrage

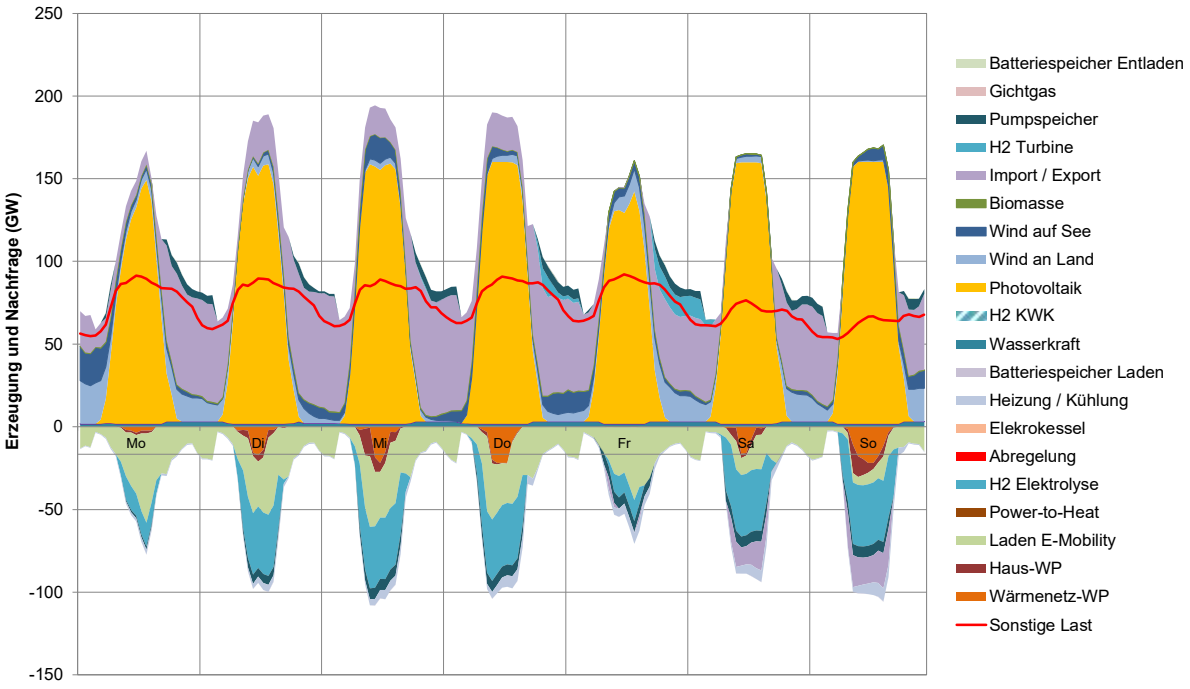
Hinweis:
Vergrößerte Darstellung auf den nächsten Folien verfügbar. Hier steht das Gesamtbild im Vordergrund

Interne Ids:
TN-Strom 39462; TN-PtG/PtL 39463 ;TN-$H_2$-G 39464

# Sektoranalyse Angebot 2/9 – Dispatch Sommer 2050 1

## Flexibilität im Energiesystem ist zentral (Beispiel Dispatch in KW24)

### Detailansicht TN-Strom. Sektor Strom.




ID 39462

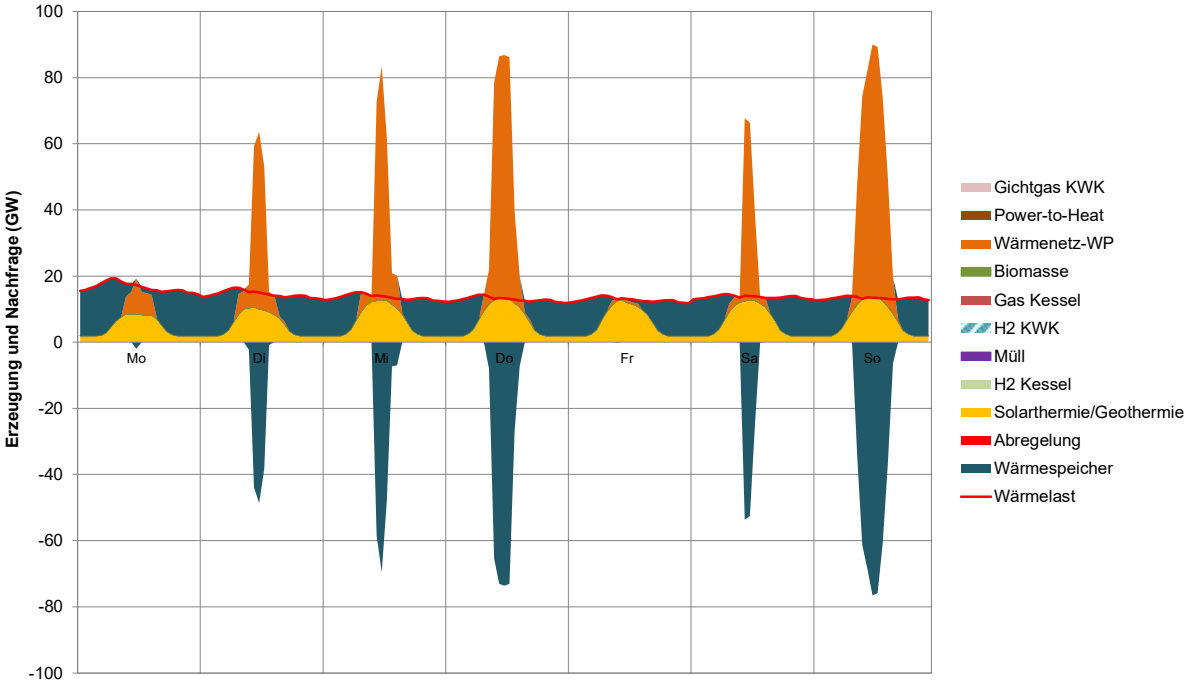


Fraunhofer ISI consentec ifeu TU berlin E&R Energy and Resources

# Sektoranalyse Angebot 2/9 – Dispatch Sommer 2050 2

## Flexibilität im Energiesystem ist zentral (Beispiel Dispatch in KW24)

### Detailansicht TN-Strom. Sektor Wärmenetze.




ID 39462

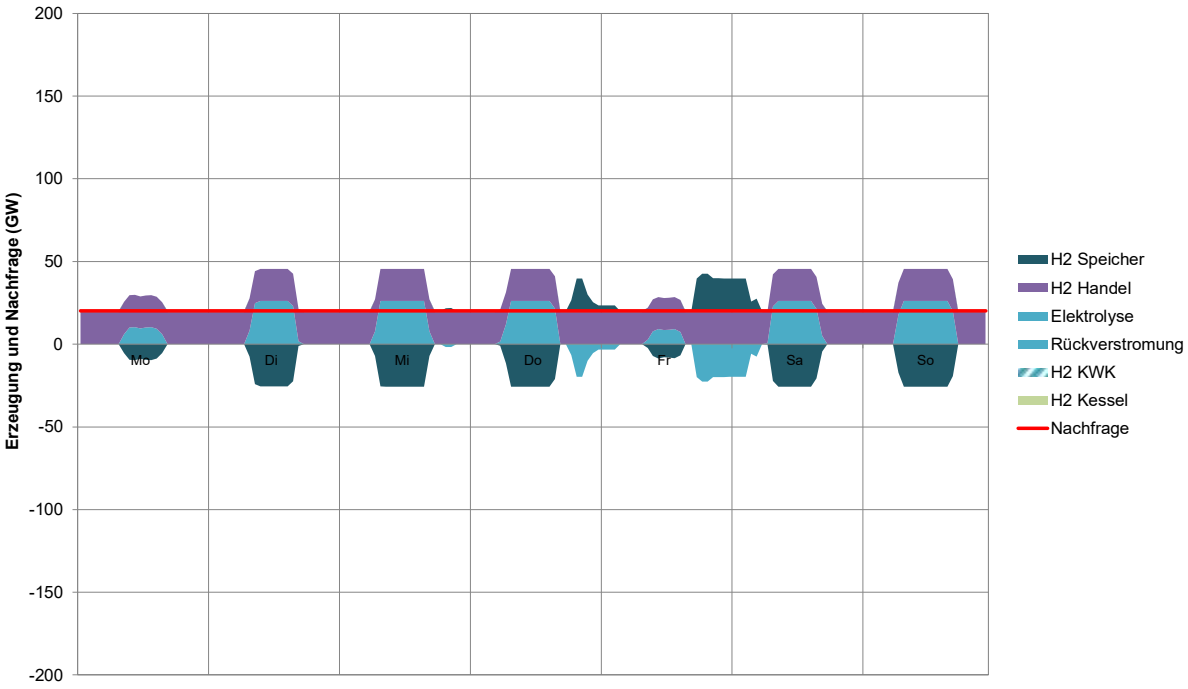


Fraunhofer ISI consentec ifeu TU berlin E&R Energy and Resources

# Sektoranalyse Angebot 2/9 – Dispatch Sommer 2050 3

## Flexibilität im Energiesystem ist zentral (Beispiel Dispatch in KW24)

### Detailansicht TN-Strom. Sektor Wasserstoff.

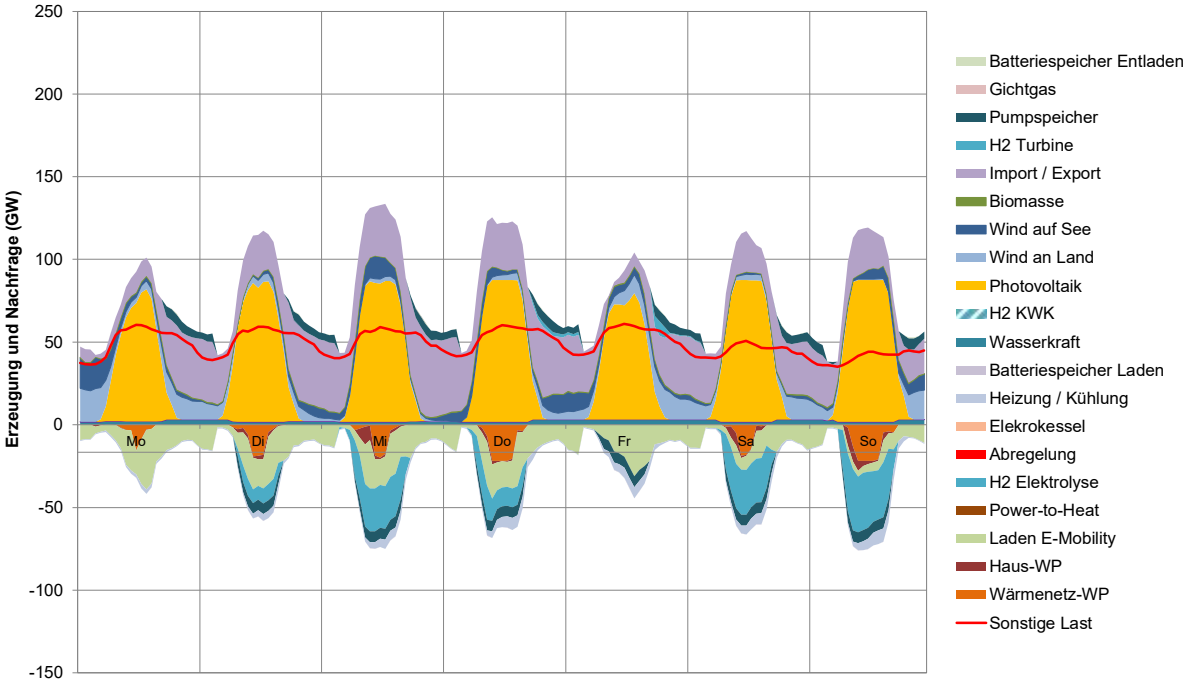



ID 39462

# Sektoranalyse Angebot 2/9 – Dispatch Sommer 2050 4

## Flexibilität im Energiesystem ist zentral (Beispiel Dispatch in KW24)

### Detailansicht TN-PtG/PtL. Sektor Strom.

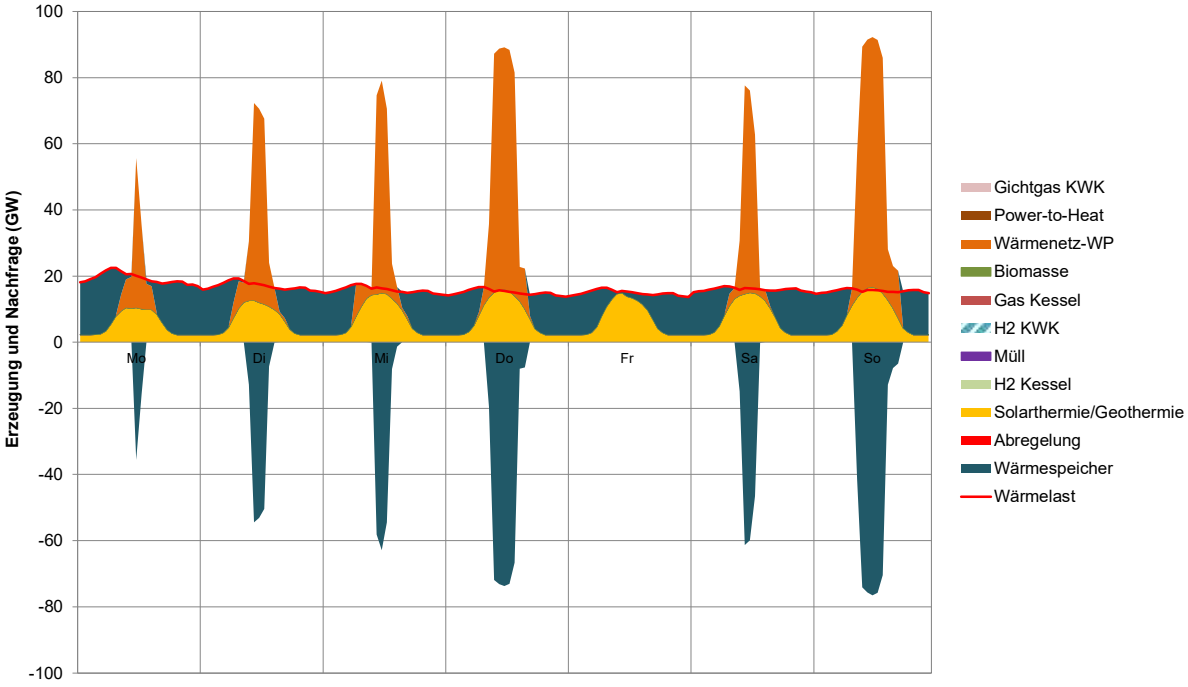



ID 39463

# Sektoranalyse Angebot 2/9 – Dispatch Sommer 2050 5

## Flexibilität im Energiesystem ist zentral (Beispiel Dispatch in KW24)

### Detailansicht TN-PtG/PtL. Sektor Wärmenetze.




ID 39463

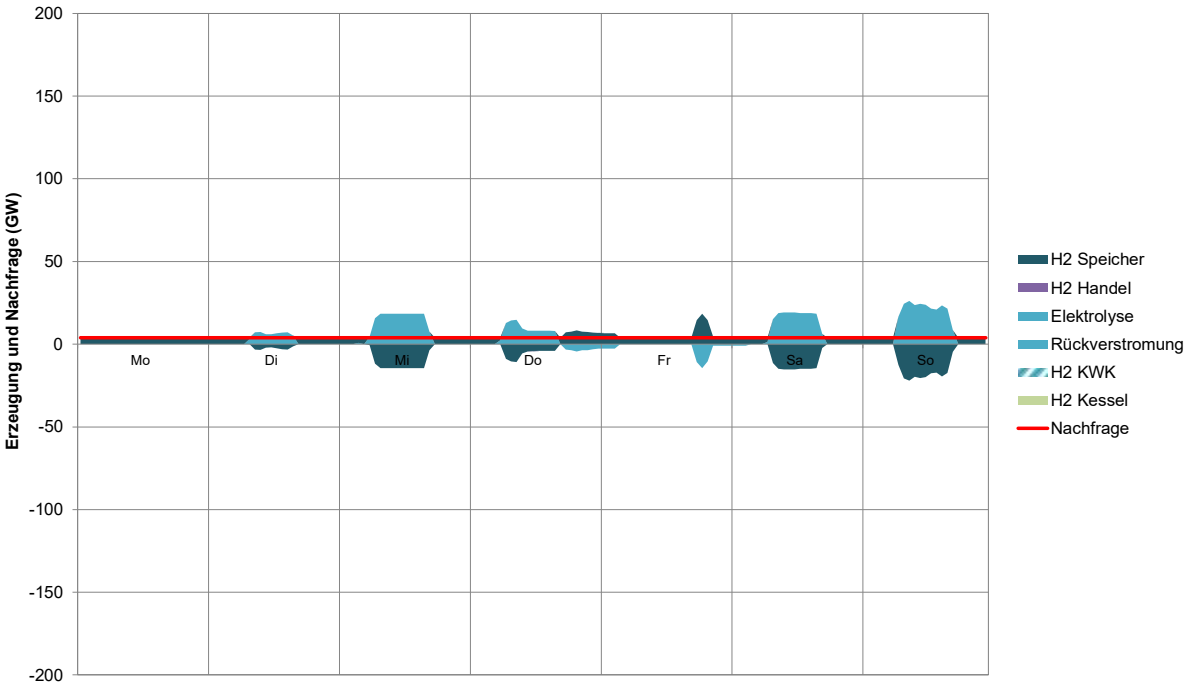


Fraunhofer ISI consentec ifeu TU berlin E&R Energy and Resources

# Sektoranalyse Angebot 2/9 – Dispatch Sommer 2050 6

## Flexibilität im Energiesystem ist zentral (Beispiel Dispatch in KW24)

### Detailansicht TN-PtG/PtL. Sektor Wasserstoff.

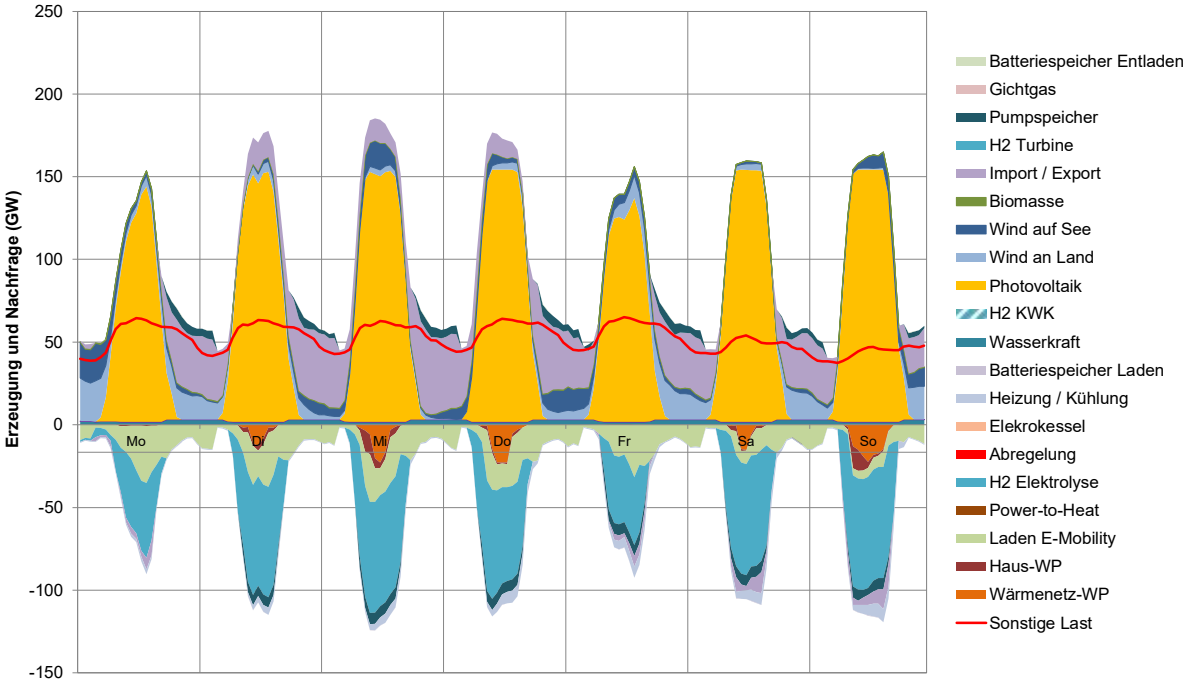



ID 39463

# Sektoranalyse Angebot 2/9 – Dispatch Sommer 2050 7

## Flexibilität im Energiesystem ist zentral (Beispiel Dispatch in KW24)

### Detailansicht TN-$H_2$-G. Sektor Strom.

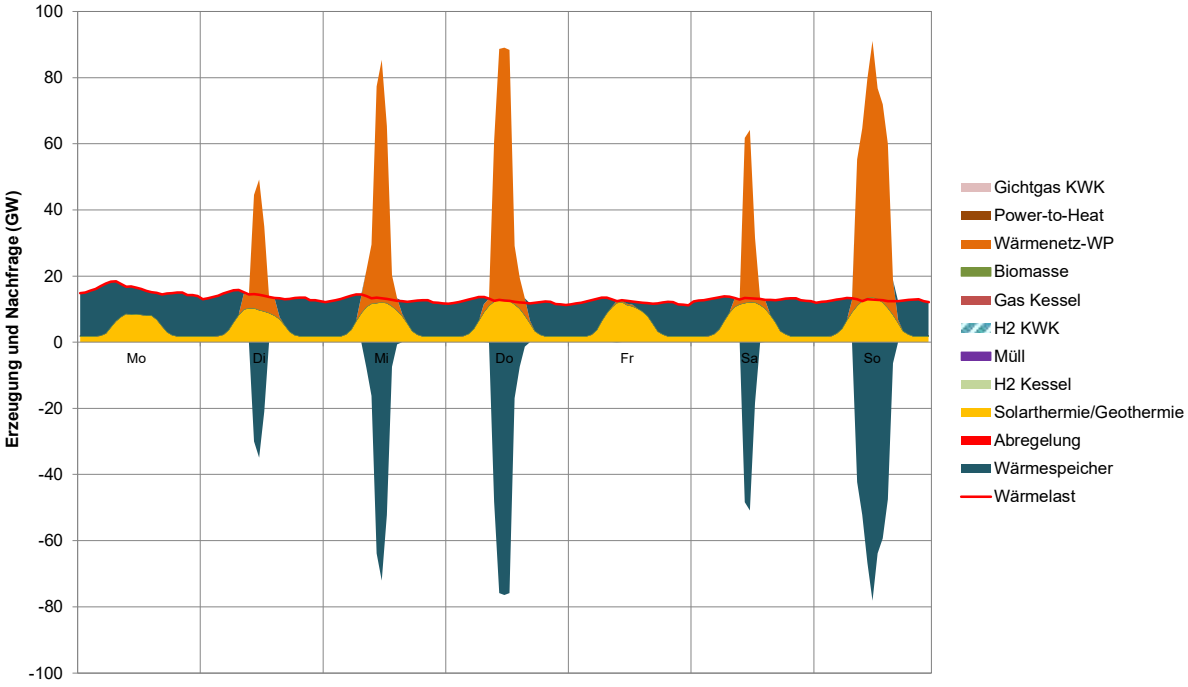



ID 39464

# Sektoranalyse Angebot 2/9 – Dispatch Sommer 2050 8

## Flexibilität im Energiesystem ist zentral (Beispiel Dispatch in KW24)

### Detailansicht TN-$H_2$-G. Sektor Wärmenetze.




ID 39464

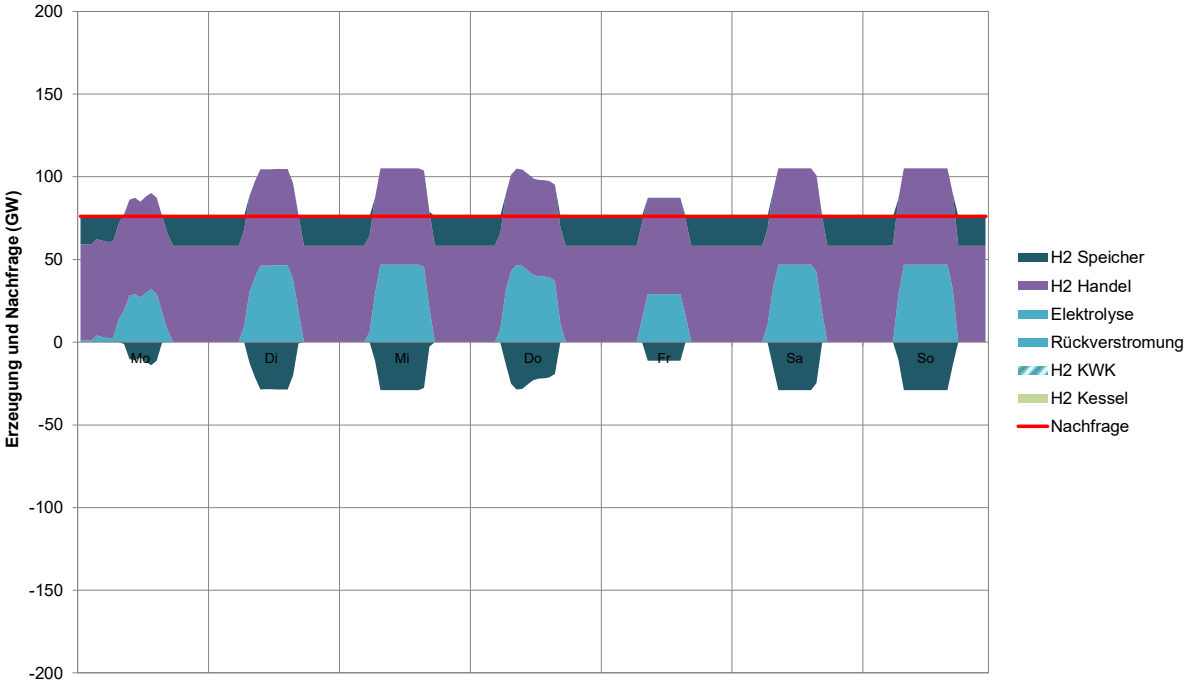


Fraunhofer ISI consentec ifeu TU berlin E&R Energy and Resources

# Sektoranalyse Angebot 2/9 – Dispatch Sommer 2050 8

## Flexibilität im Energiesystem ist zentral (Beispiel Dispatch in KW24)

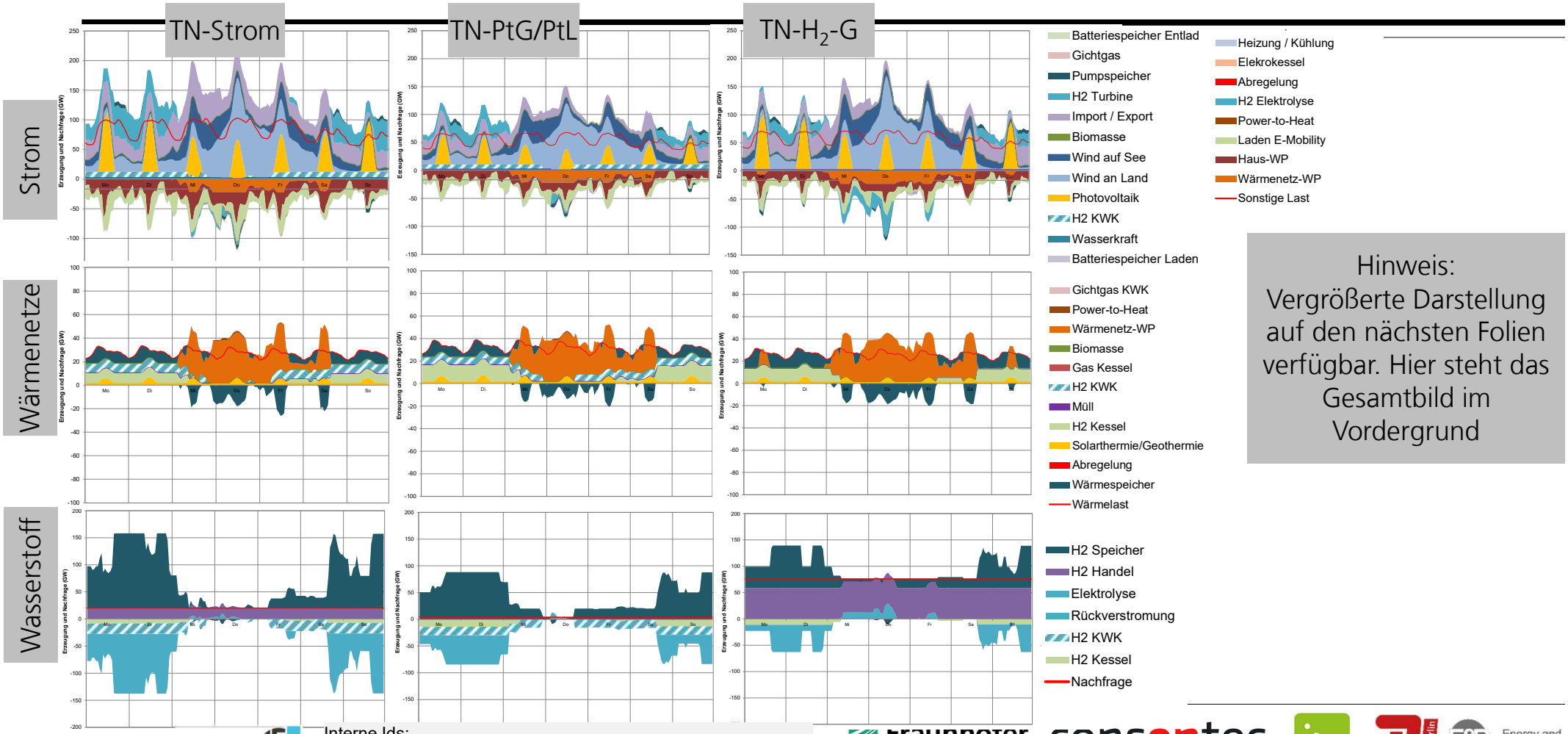
### Detailansicht TN-$H_2$-G. Sektor Wasserstoff.




ID 39464

# Sektoranalyse Angebot 3/9 – Dispatch Winter 2050

## Flexibilität im Energiesystem ist zentral (Beispiel Dispatch in KW5)




Hinweis:
Vergrößerte Darstellung auf den nächsten Folien verfügbar. Hier steht das Gesamtbild im Vordergrund

Interne Ids:
TN-Strom 39462; TN-PtG/PtL 39463 ;TN-$H_2$-G 39464



enertile

Fraunhofer ISI

consentec

ifeu

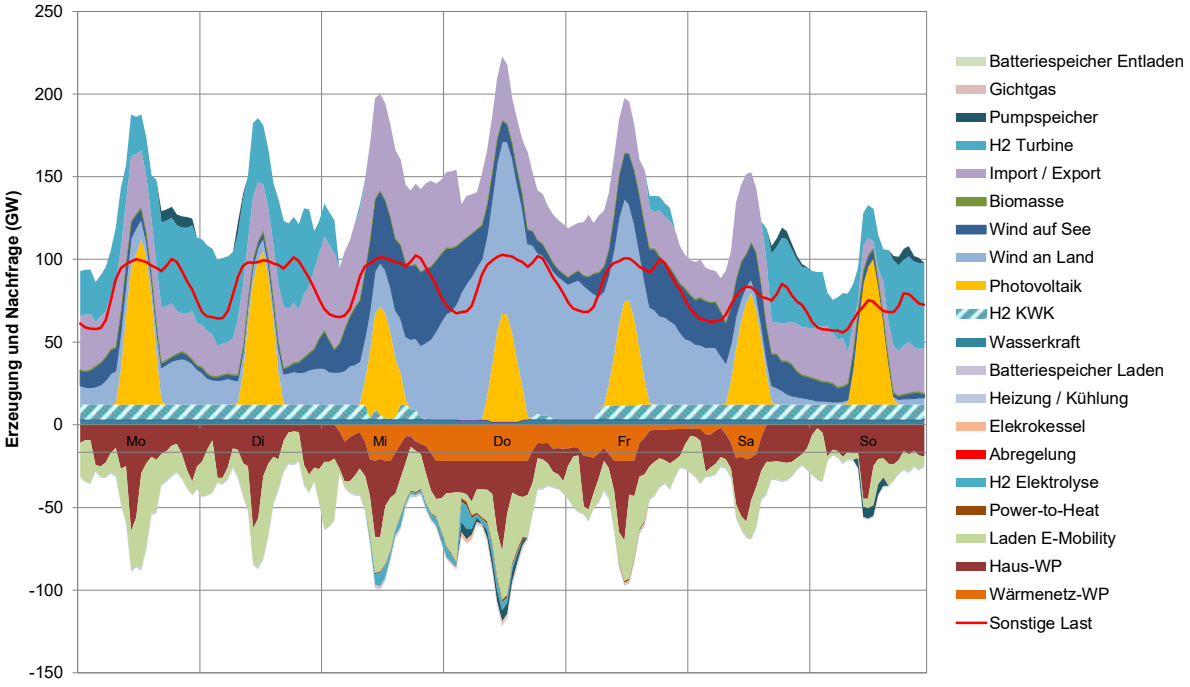
TU berlin

E&R Energy and Resources

# Sektoranalyse Angebot 3/9 – Dispatch Winter 2050 1

## Flexibilität im Energiesystem ist zentral (Beispiel Dispatch in KW5)

### Detailansicht TN-Strom. Sektor Strom.




ID 39462

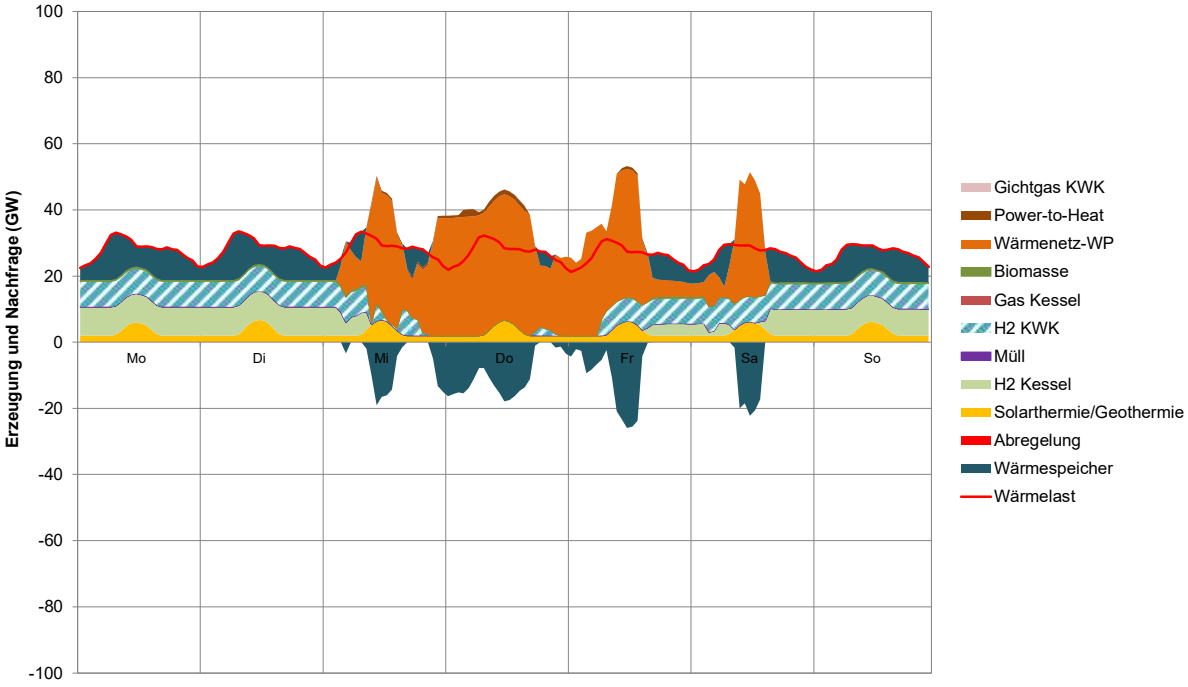


Fraunhofer ISI consentec ifeu TU berlin E&R Energy and Resources

# Sektoranalyse Angebot 3/9 – Dispatch Winter 2050 2

## Flexibilität im Energiesystem ist zentral (Beispiel Dispatch in KW5)

### Detailansicht TN-Strom. Sektor Wärmenetze.




ID 39462

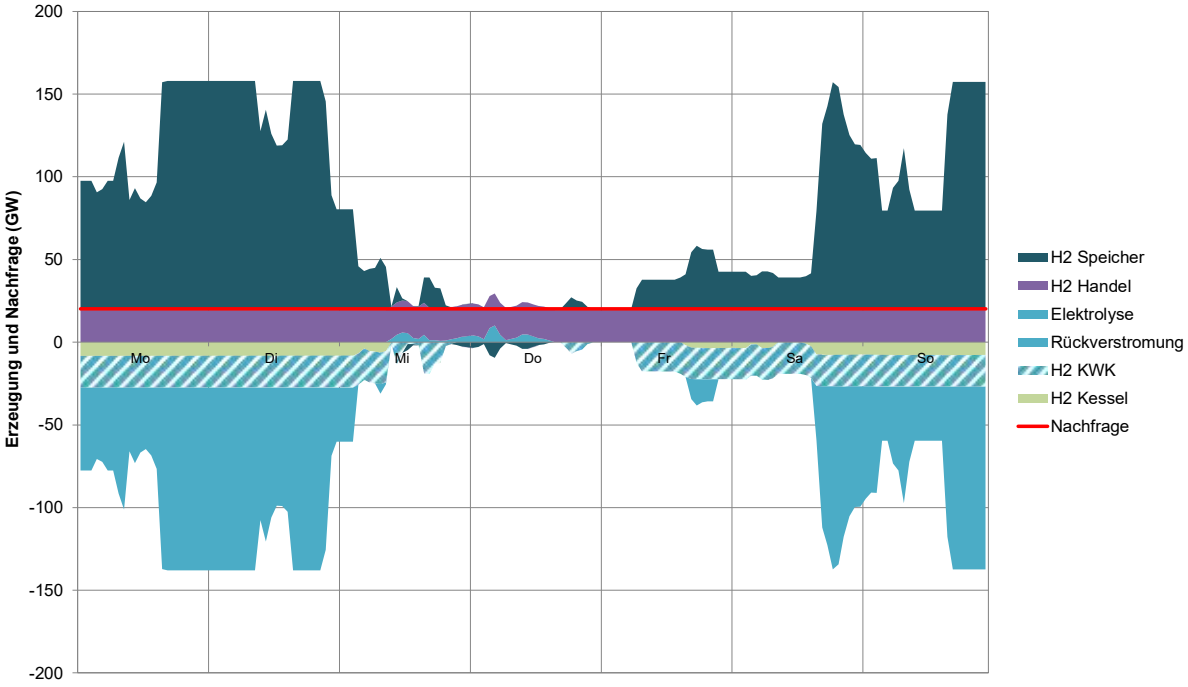


Fraunhofer ISI consentec ifeu TU berlin E&R Energy and Resources

# Sektoranalyse Angebot 3/9 – Dispatch Winter 2050 3

## Flexibilität im Energiesystem ist zentral (Beispiel Dispatch in KW5)

### Detailansicht TN-Strom. Sektor Wasserstoff.




ID 39462

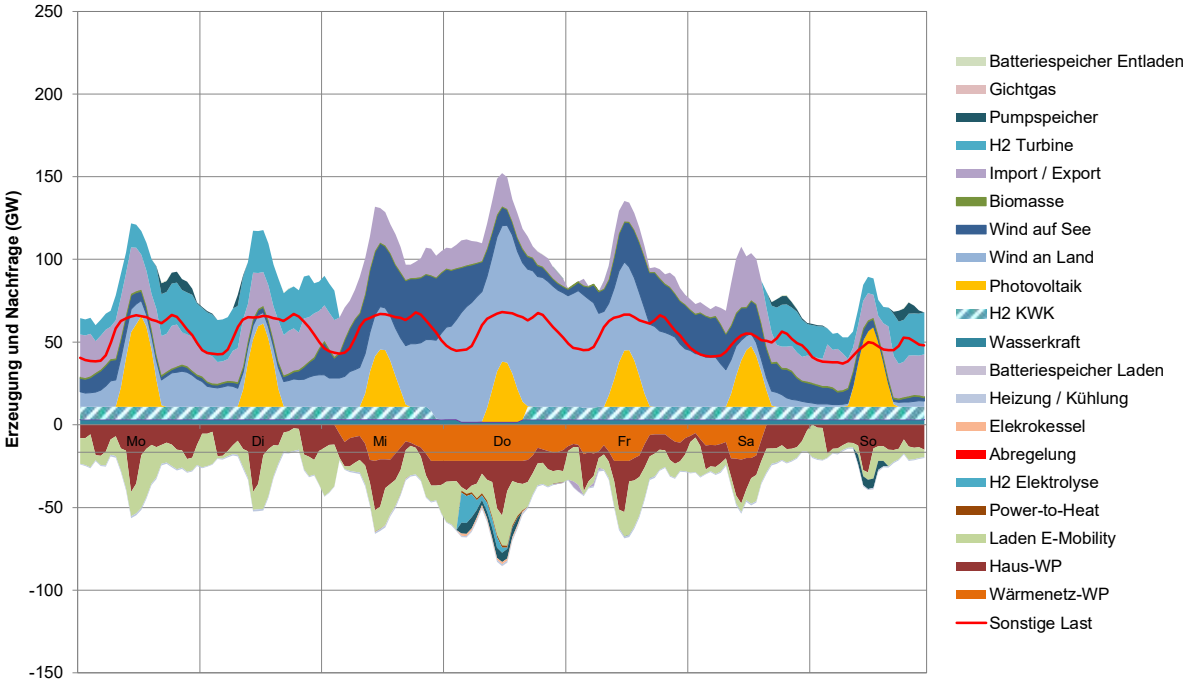


Fraunhofer ISI consentec ifeu TU berlin E&R Energy and Resources

# Sektoranalyse Angebot 3/9 – Dispatch Winter 2050 4

## Flexibilität im Energiesystem ist zentral (Beispiel Dispatch in KW5)

### Detailansicht TN-PtG/PtL. Sektor Strom.

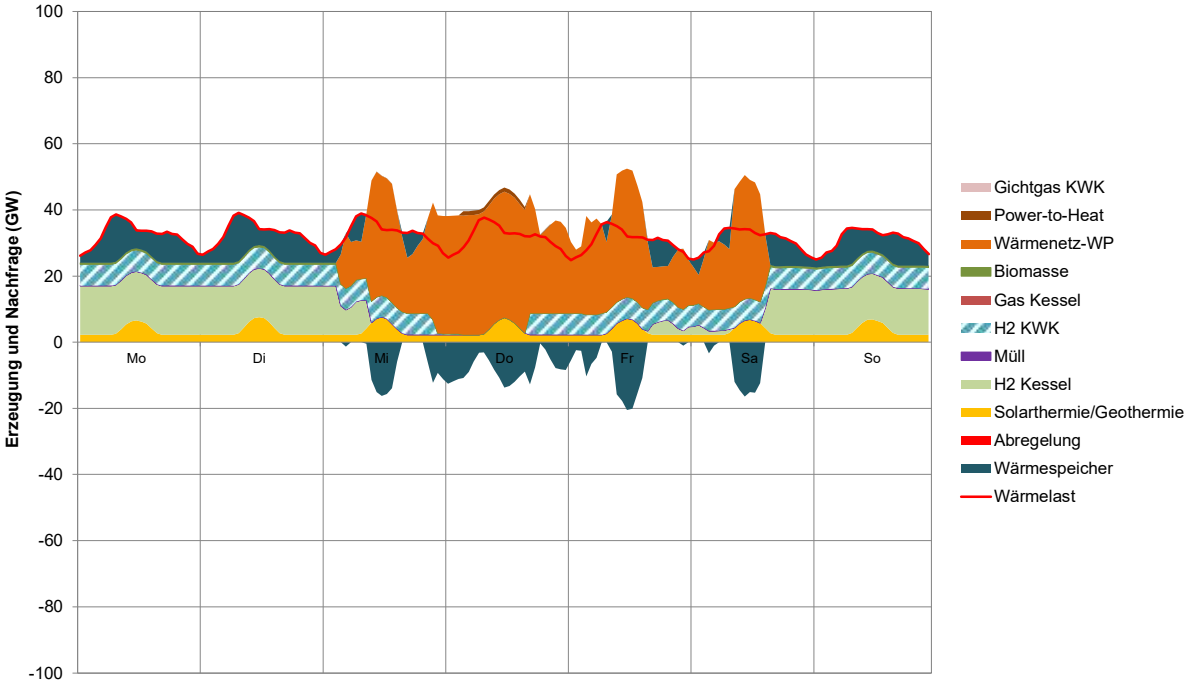



ID 39463

# Sektoranalyse Angebot 3/9 – Dispatch Winter 2050 5

## Flexibilität im Energiesystem ist zentral (Beispiel Dispatch in KW5)

### Detailansicht TN-PtG/PtL. Sektor Wärmenetze.

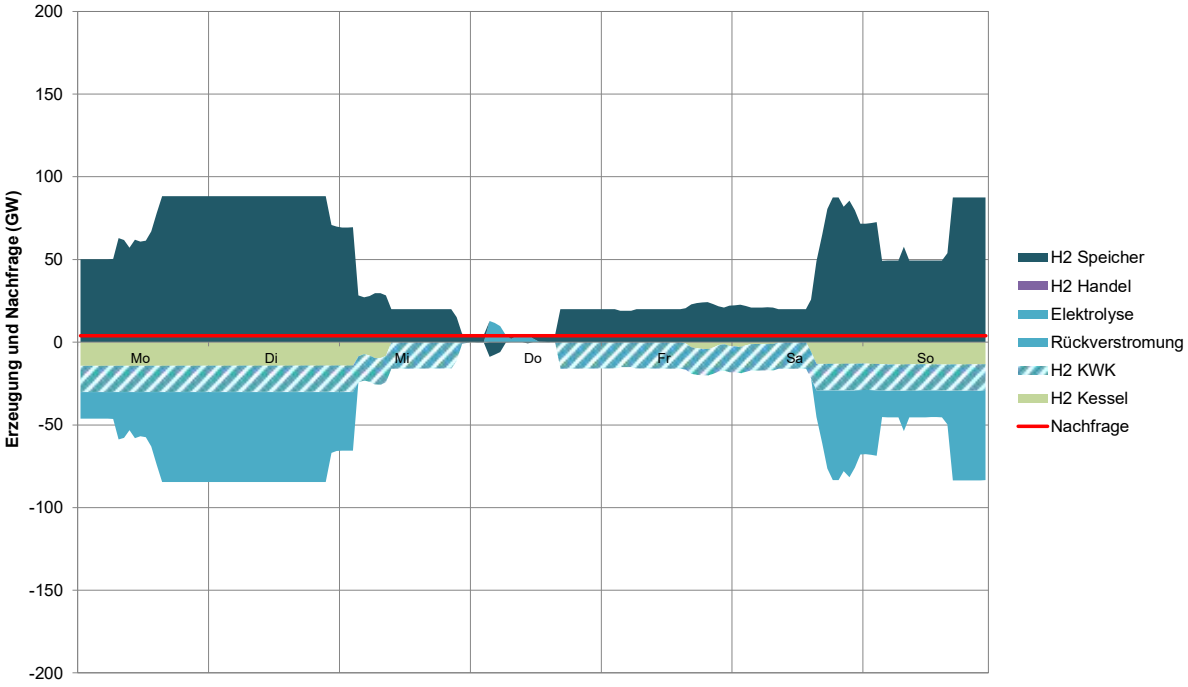



ID 39463

# Sektoranalyse Angebot 3/9 – Dispatch Winter 2050 6

## Flexibilität im Energiesystem ist zentral (Beispiel Dispatch in KW5)

### Detailansicht TN-PtG/PtL. Sektor Wasserstoff.

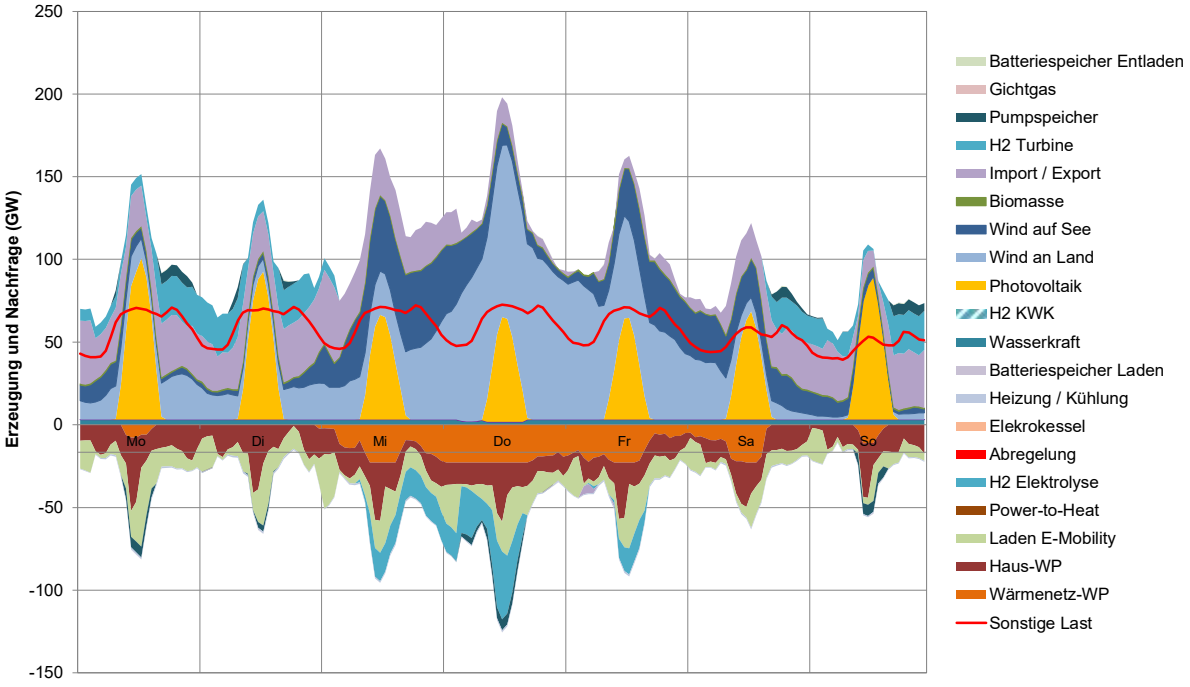



ID 39463

# Sektoranalyse Angebot 3/9 – Dispatch Winter 2050 7

## Flexibilität im Energiesystem ist zentral (Beispiel Dispatch in KW5)

### Detailansicht TN-$H_2$-G. Sektor Strom.

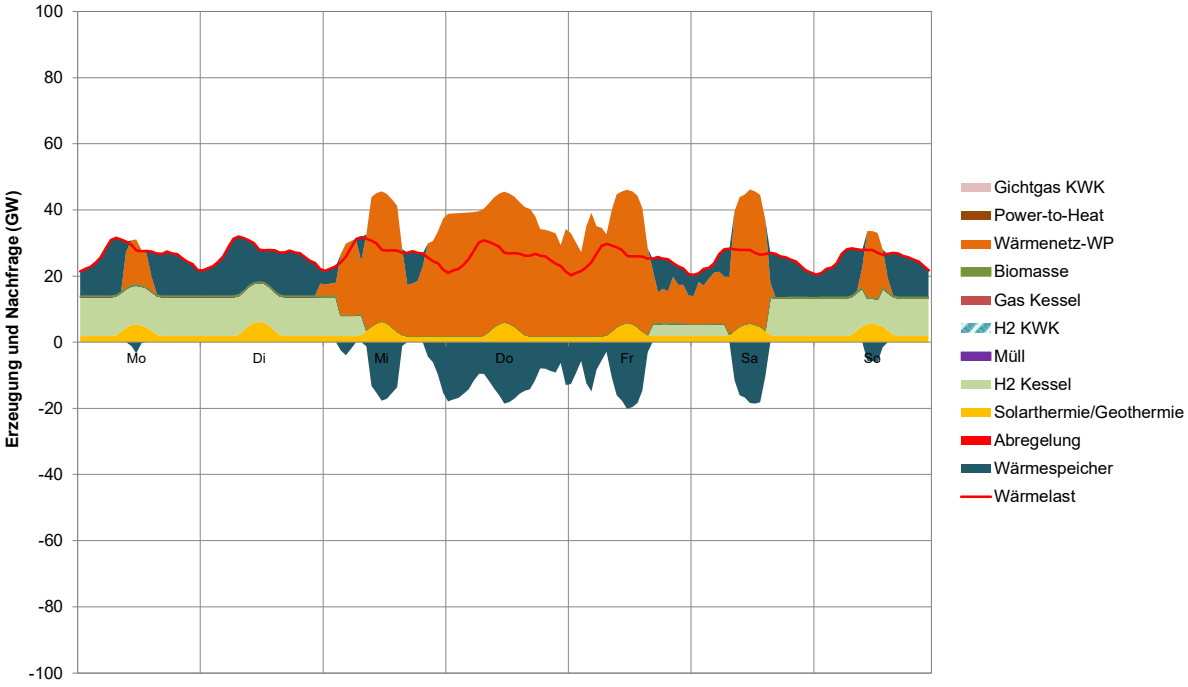



ID 39464

# Sektoranalyse Angebot 3/9 – Dispatch Winter 2050 8

## Flexibilität im Energiesystem ist zentral (Beispiel Dispatch in KW5)

### Detailansicht TN-$H_2$-G. Sektor Wärmenetze.

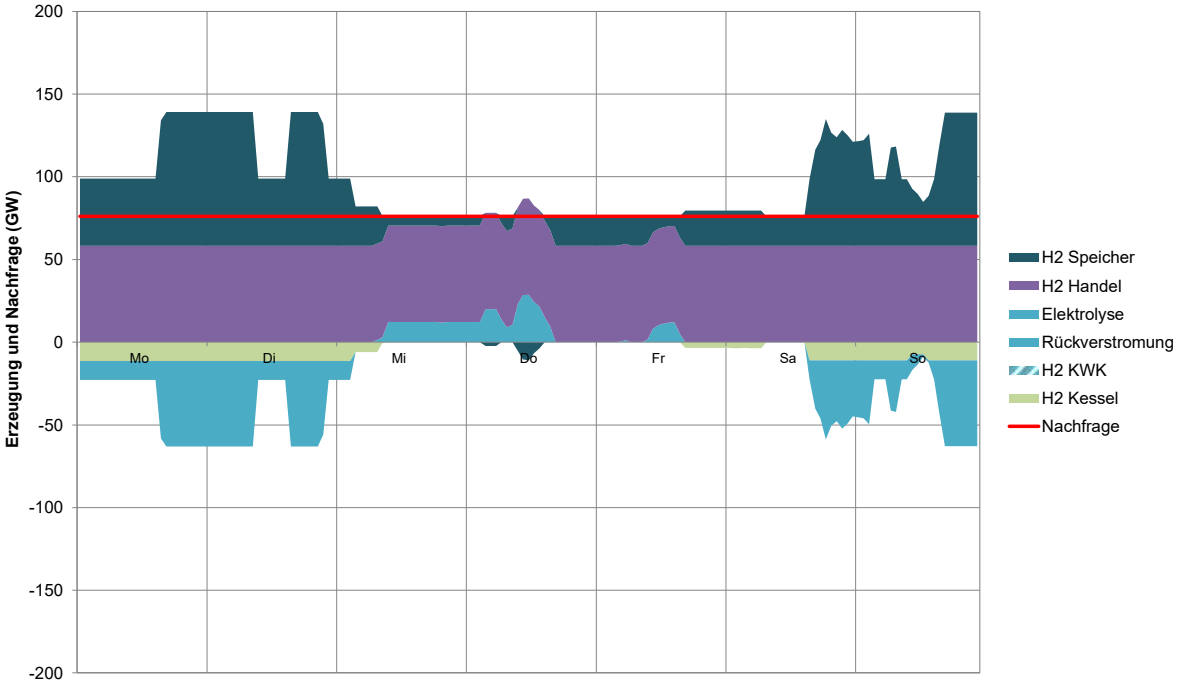



ID 39464

# Sektoranalyse Angebot 3/9 – Dispatch Winter 2050 9

## Flexibilität im Energiesystem ist zentral (Beispiel Dispatch in KW5)

**Detailansicht TN-$H_2$-G. Sektor Wasserstoff.**

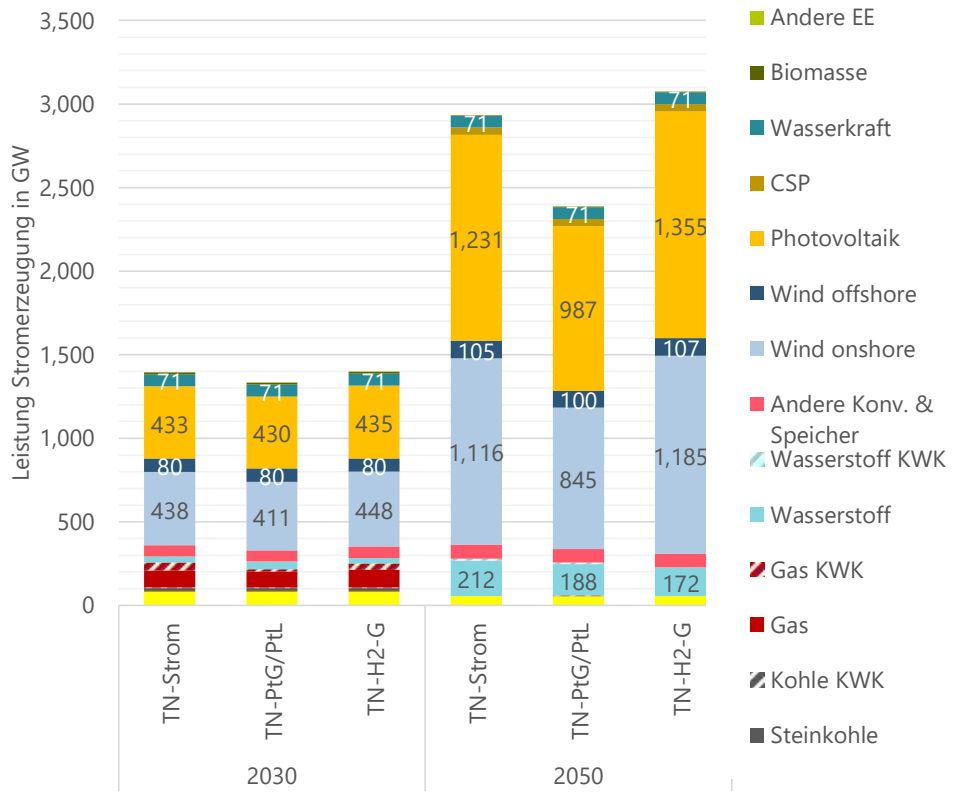



ID 39464

# Sektoranalyse Angebot 4/9 – Dispatch Analyse
## Flexibilität im Energiesystem ist zentral

- **Ergebnisse**
  - Im Sommer prägt die PV deutlich das Energiesystem; im Winter Wind an Land.
  - Wasserstoff spielt eine wichtige Rolle.
    - Im Sommer findet Wasserstofferzeugung v.a. während PV-Erzeugungsspitzen statt.
    - Im Winter gleicht Wasserstoff v.a. Wind an Land aus.
    - Wasserstoff stabilisiert ganzjährig das Stromsystem.
  - Wärmenetze und Wärmespeicher nehmen die Energie auf.
  - Stromhandel ist zentral für den Ausgleich im Stromsystem.
- **Einordung**
  - Der hier dargestellte Einsatz der Technologien ist durch das Modell optimiert
  - Diese Perfektion erfordert einen sehr effizienten regulatorischen Rahmen und die entsprechende technische Infrastruktur
- **Schlussfolgerung**
  - Sektorkopplung schafft viel Flexibilität im Energiesystem

# Sektoranalyse Angebot 5/9 – Installierte Leistung Europa
## Wind an Land und PV dominieren in Europa




- **Ergebnisse**
  - Potenziale Erneuerbarer Energien werden in allen Szenarien sehr stark ausgeschöpft (wenngleich etwas weniger im TN-PtG/PtL)
  - Es dominieren PV und Wind an Land
  - Wasserstoff wird für die Deckung von Spitzennachfragen eingesetzt
- **Einordung**
  - Ausbau der Erneuerbaren Energien an Land sehr hoch
  - Aus Akzeptanzgründen stärkerer Ausbau von Offshore möglich, der den EE-Ausbau an Land zumindest etwas reduziert
  - Europäischer Energiehandel spielt für einzelne Mitgliedsstaaten (z.B. DE) eine große Rolle. Grundlage ist ein europäischer Netzausbau.
- **Schlussfolgerung**
  - Aus Systemsicht ist es sinnvoll, bis 2050 die Potenziale für PV-Freifläche und Windenergie in Deutschland und Europa sehr weit zu heben (Randbedingungen: Nachfrageflexibilität, Netzausbau)



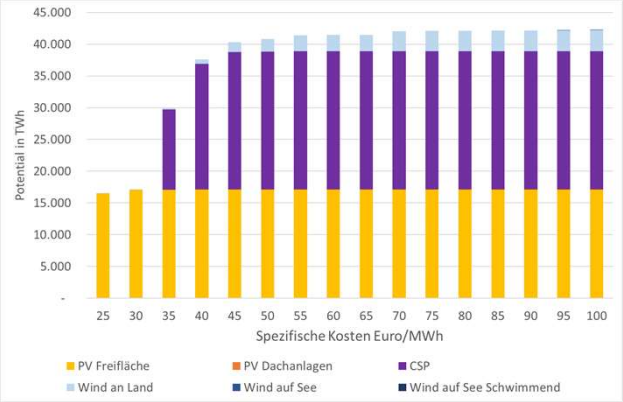
enertile

Interne Ids:
TN-Strom 39847; TN-PtG/PtL 39793; TN-$H_2$-G 39849

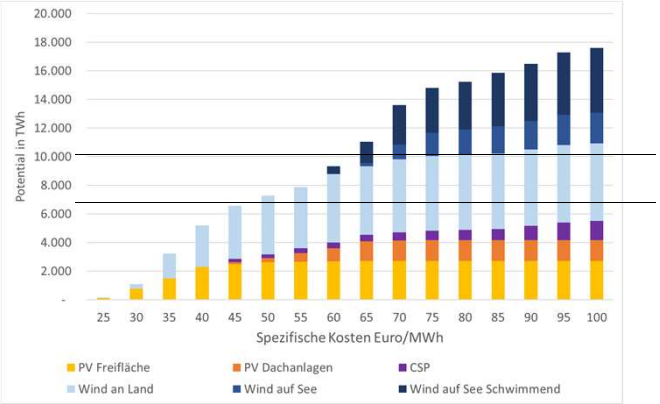
Fraunhofer ISI consentec ifeu TU berlin E&R Energy and Resources

# Sektoranalyse Angebot 6/9
## Wasserstoff: Autarkes Europa oder MENA-Importe?

**Küstennahe EE Potentiale MENA**



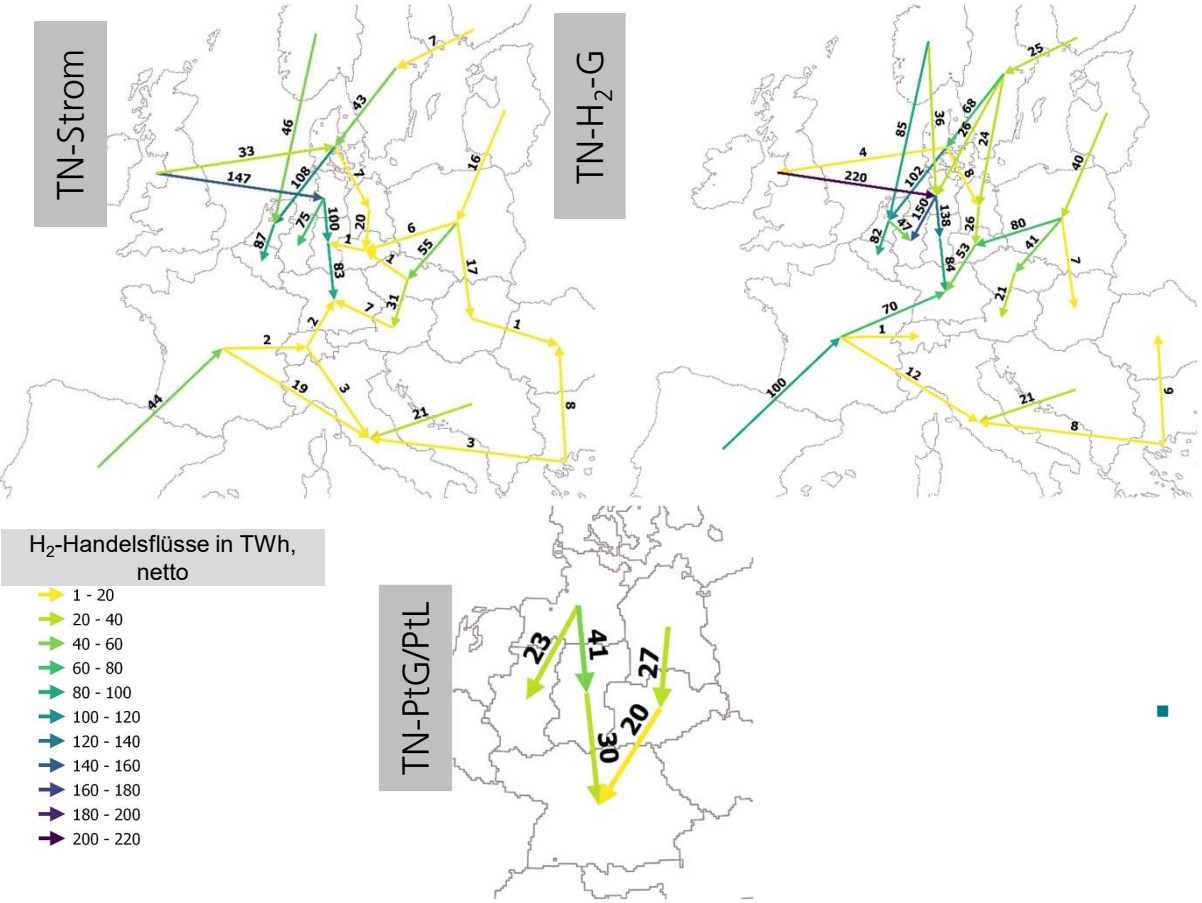

**EE Potentiale Europa**




- **Ergebnisse**
  - Die Region MENA bietet küstennah sehr gute natürliche Ressourcen und hat großes Potenzial besonders für PV und CSP zur Herstellung von $H_2$
  - Es findet in den gerechneten Szenarien (hoher EE-Ausbau in Europa) kein Import aus der MENA Region statt
- **Einordung**
  - Die Annahmen sind durch gleiche Kapitalverzinsung in MENA eher importfreundlich
  - Die angenommenen Transportkosten sind unsicher
  - Im Szenario TN-$H_2$-G wird eine Stromerzeugung von 6.500 TWh in Europa benötigt, bei Einsatz von Wasserstoff in Europa auf dem deutschen Niveau dieses Szenarios ($H_2$ in Gebäuden, Verkehr und Industrie) läge die Stromerzeugung in Europa ohne $H_2$-Importe aus anderen Regionen bei ca. 10.000 TWh
  - Neben MENA könnte grüner Wasserstoff auch aus anderen Regionen der Welt (z.B. Russland) kommen. Die untersuchten Mechanismen gelten hier aber auch
- **Schlussfolgerung**
  - Wasserstoffimporte aus MENA und anderen Regionen können Teil der Lösung sein, sie werden aber nur bei geringen Transportkosten und Flächenknappheit in Europa konkurrenzfähig sein

Interne Ids: MENA: CSP 98; PV 148; PVR 105; WOFF 140; WOFFL125; EU CSP 97; PV 146; PVR 104; WON 174; WOFF 127; WOFFL 124

# Sektoranalyse Angebot 7/9 – $H_2$-Handelsbilanz (netto)
## Europäische Wasserstoffinfrastruktur sinnvoll




**Ergebnisse**

- In den Szenarien TN-Strom und TN-$H_2$-G entstehen europäische Wasserstoffnetze und -handel.
  - Starke Netzanbindungen nach UK, Skandinavien und Spanien. Innerhalb Deutschlands „Nord-nach-Süd“ Wasserstoffhandel.
  - Sehr ähnliche Wasserstoffnetzstruktur, Unterschiede nur beim Handelsvolumen.
- Im Szenario TN-PtG/PtL gibt es nur ein innerdeutsches Wasserstoffnetz (Vorgabe Modell).

**Einordung**

- Die Entstehung eines europäischen Wasserstoffnetzes ist plausibel.
- Bei konkurrenzfähigen Importen aus MENA entstünden ähnliche Transportachsen über Südeuropa.
- Bei Import aus Russland könnte Transport über die entsprechenden Transportachsen erfolgen.

**Schlussfolgerung**

- Der deutsche Wasserstoffbedarf lässt sich nicht national decken. Eine europäische Wasserstoffinfrastruktur scheint sinnvoll zu sein.



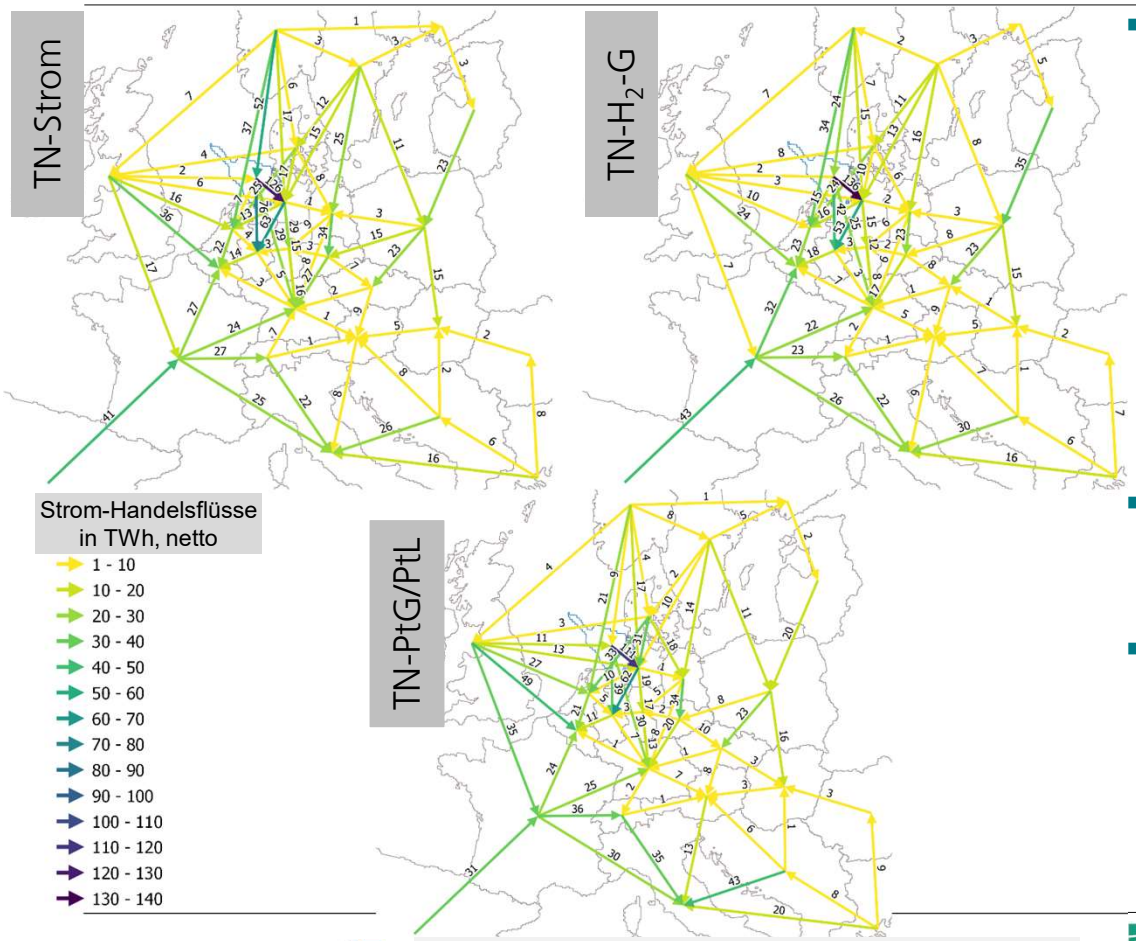
enertile

Interne Ids:
TN-Strom 39847; TN-PtG/PtL 39793; TN-$H_2$-G 39849

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

# Sektoranalyse Angebot 8/9 – Stromhandel (netto)

## Stromhandel ist zentrales Element für regionalen Ausgleich




- **Ergebnisse**
  - In allen Szenarien entsteht in den europäischen Stromnetzen Stromhandel.
    - Es entstehen starke Nord-Süd Achsen (Skandinavien, Spanien (über Frankreich)) sowie eine Achse nach UK.
  - Innerdeutsch gibt es ebenfalls eine starke Nord-Süd Achse.
  - Deutschland wird zum Stromimporteur
  - Vor allem in Strom- und wasserstoffbasierten Szenarien entstehen große europäische Handelsvolumina.
- **Einordung**
  - Der Stromimport nach Deutschland wird in der Modellierung durch nationale Mindesterzeugung begrenzt
- **Schlussfolgerung**
  - Der Ausbau der Übertragungskapazität des europäischen Stromnetzes ist in allen Szenarien ein wichtiges Element

Interne Ids:
TN-Strom 39847; TN-PtG/PtL 39793; TN-$H_2$-G 39849

# Sektoranalyse Angebot 9/9 – Importe (netto)
## Unterschiedliche Hauptenergieträger werden importiert

**TN-Strom**

**Importe:**
- Ca. 170 TWh Wasserstoff
- Ca. 132 TWh Strom
- Ca. 0 TWh PtG

➢ Ca. 375 TWh Stromäquivalente

**TN-$H_2$-G**

**Importe:**
- Ca. 510 TWh Wasserstoff
- Ca. 34 TWh Strom
- Ca. 0 TWh PtG

➢ Ca. 760 TWh Stromäquivalente

**TN-PtG/PtL**

**Importe:**
- 0 TWh Wasserstoff (*)
- Ca. 107 TWh Strom
- Ca. 750 TWh PtG

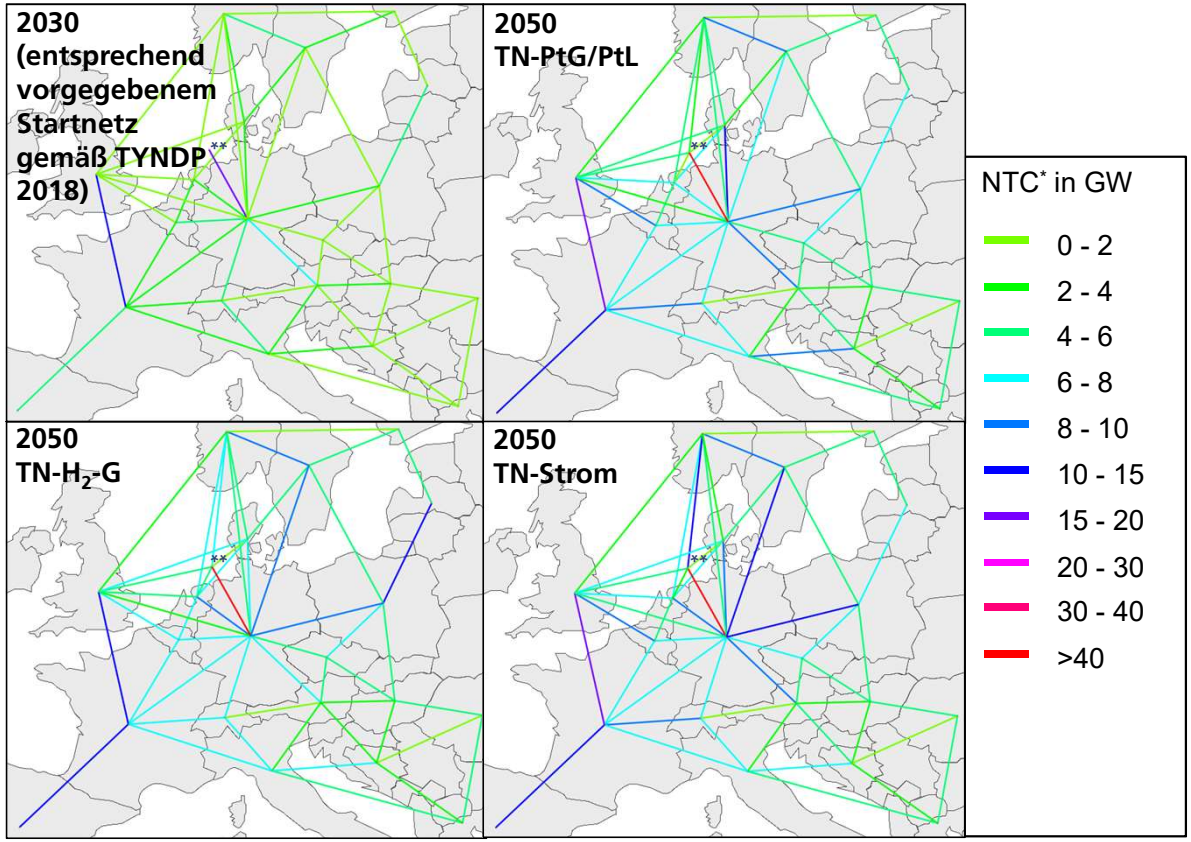
➢ Ca. 1600 TWh Stromäquivalente

(*)Durch Szenariodefinition festgelegt

- **Ergebnisse**
  - Deutschland importiert in allen Szenarien netto Energie
  - Der importierte Hauptenergieträger unterscheidet sich deutlich
  - Der stärkste Import findet im Szenario TN-PtG/PtL statt
- **Einordung**
  - Letztlich wird 2050 in allen drei Szenarien Stromerzeugung im Ausland für den deutschen Energiebedarf benötigt
  - Die benötigte Strommenge nimmt bei Wasserstoff und insbesondere PtG/PtL durch Verluste in der Umwandlungskette deutlich zu
  - Die notwendige Stromerzeugung verursacht einen entsprechenden Flächenbedarf im Ausland
- **Schlussfolgerung**
  - Die Diskussion über die Organisation deutscher Energieimporte und den entsprechenden Flächenbedarf sollte angegangen werden

# Sektoranalyse Übertragungsnetze Strom 1/4

## Strom-Austauschkapazitäten werden in allen Szenarien benötigt




- **Ergebnisse**
  - In allen Szenarien werden die überregionalen Austauschkapazitäten in ganz Europa stark ausgebaut.
  - Die Kenngröße der „längengewichteten Austauschkapazitäten“*** steigt für ganz Europa von 44 GW*tkm auf ca. 110 GW*tkm (TN-PtG/PtL) bis 125 GW*tkm (TN-Strom).
- **Schlussfolgerung**
  - Der erhebliche europäische Stromnetzausbau erfordert ein frühzeitiges europäisch koordiniertes Vorgehen.

** Für Deutschland für eine separate „Offshore-Zone“ in der Nordsee modelliert. Hier dargestellt ist die Übertragungsfähigkeit in GW der jeweiligen Seekabelverbindungen.

*** Die Kenngröße gewichtet die Austauschkapazität in GW je Grenze zusätzlich mit der Größe der jeweils verbundenen Regionen und beinhaltet außerdem einen zunehmenden Netzausbauaufwand (in km) je Grenze je mehr Austauschkapazität dort zur Verfügung gestellt werden soll.

*NTC = Net Transfer Capacity; dies bezeichnet den maximal möglichen Stromaustausch (in GW) zwischen angrenzenden Regionen

# Sektoranalyse Übertragungsnetze Strom 2/4

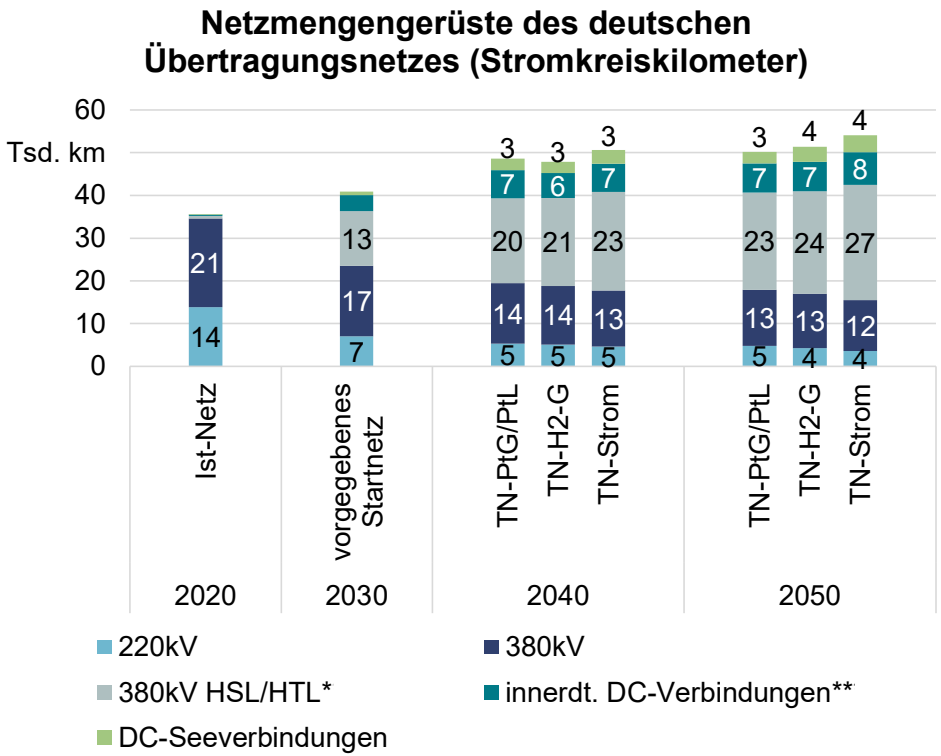
## Austauschkapazitäten von Deutschland mit seinen Nachbarn steigen deutlich an

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

- **Ergebnisse**
  - Die grenzüberschreitenden Austauschkapazitäten Deutschland steigen bis 2050 auf rund 80-100 GW an. Dies ist in etwa eine Verdreifachung gegenüber heute.
- **Einordung**
  - Der Zubau an Austauschkapazitäten erfordert Netzausbau in Deutschland (s. folgende Folien)
  - Die zusätzlichen Austauschkapazitäten werden nicht ausschließlich für Importe nach oder Exporte aus Deutschland benötigt. Teilweise dienen sie auch dem Transit für sehr großräumigen europäischen Stromaustausch.
- **Schlussfolgerung**
  - Der erhebliche europäische Stromnetzausbau erfordert ein frühzeitiges europäisch koordiniertes Vorgehen.

# Sektoranalyse Übertragungsnetze Strom 3/4

## Der Netzausbau- und -verstärkungsbedarf führt nur tlw. zu mehr Netzlängen



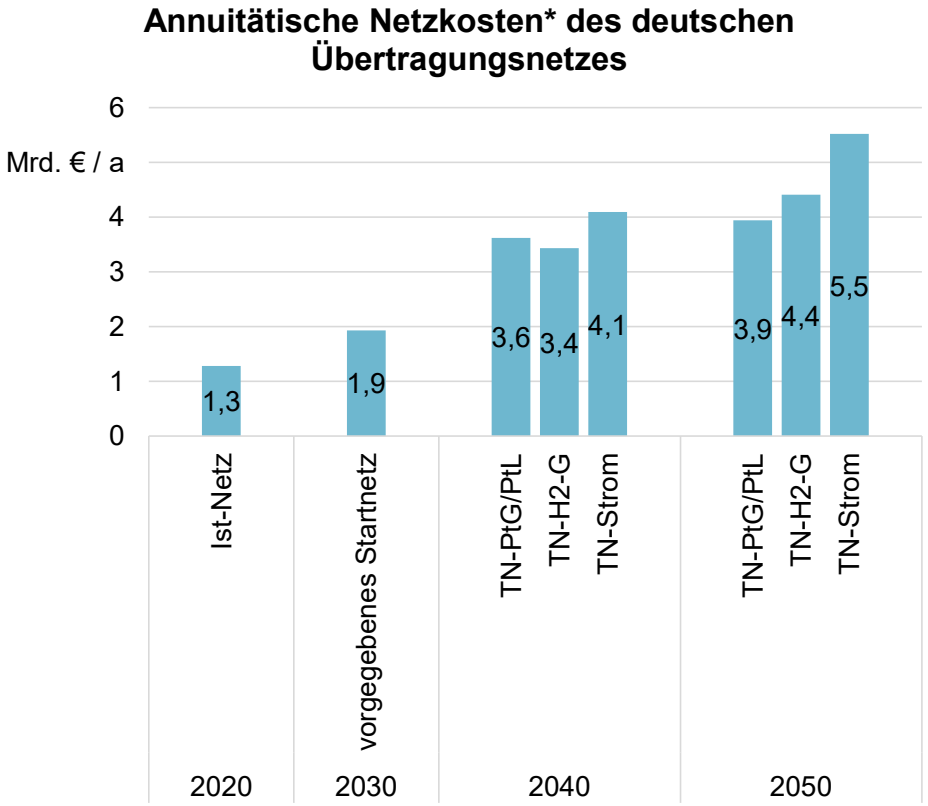

*HSL/HTL = Hochstromleiterseil/Hochtemperaturleiter

**DC-Verbindung = Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ)

- **Ergebnisse**
  - In allen Szenarien entsteht bis 2050 erheblicher Netzausbau- und -verstärkungsbedarf. Dies betrifft…
    - … im Szenario TN-PtG/PtL ca. 34.000 Stromkreiskilometer
    - … im Szenario TN-$H_2$-G ca. 36.000 Stromkreiskilometer
    - … im Szenario TN-Strom ca. 40.000 Stromkreiskilometer
  - Zusätzlich zum Ausbau von Stromleitungen erfolgt der Einsatz und der Ausbau von Phasenschiebertransformatoren (ca. 10 bis 2050) und Netzboostern (insgesamt ca. 0,5 GW bis 2050).
- **Einordnung**
  - Es handelt sich nur teilweise um zusätzliche Stromkreis-km. Zum Teil geht es um Verstärkung bzw. Umrüstung bestehender Leitungen.
  - Die gesamte Stromkreislänge steigt auf 50 bis 55 tkm im Jahr 2050 (heute ca. 36 tkm).
- **Schlussfolgerung**
  - Netzausbau- und -verstärkungen bis 2050 erforderlich

# Sektoranalyse Übertragungsnetze Strom 4/4

## Durch Netzausbau und angenommene Teilverkabelung steigen die Netzkosten

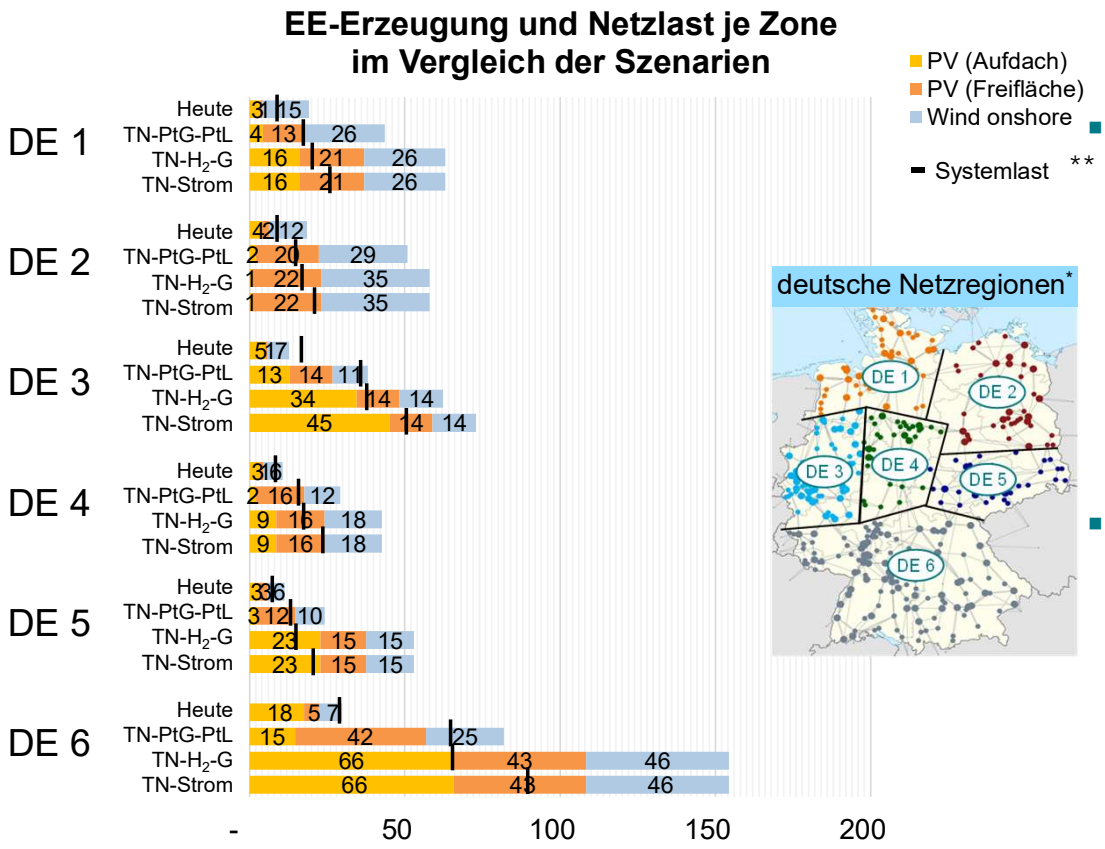



- **Ergebnisse**
  - Die Netzkosten auf das 3- bis über 4-fache des Wertes für das heutige Übertragungsnetz an.
- **Einordung**
  - Die Höhe Netzkosten hängt stark von den getroffenen Verzinsungsannahmen ab. In dieser Studie wurde ein Zinssatz von 2% angenommen.
  - Die pauschal getroffene Annahme, dass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

*ermittelt auf Tagesneuwertbasis für das jeweilige Netzmengengerüst

# Sektoranalyse Verteilungsnetze (Strom) 1/2

## Steigende EE-Erzeugung und Netzlast sind Haupttreiber des Netzausbaus



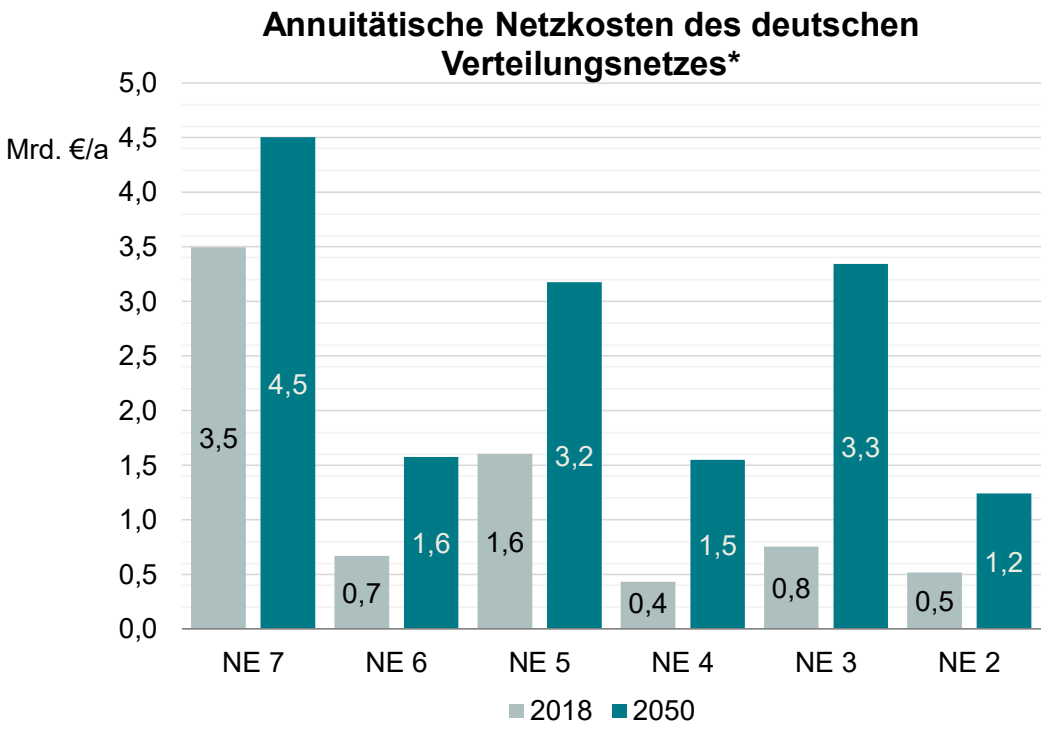

- **Ergebnisse**
  - EE-Erzeugung und Netzlast steigen in allen Szenarien gegenüber heute deutlich an.
- **Einordnung**
  - EE-Zubau und Lastzuwachs betreffen meist unterschiedliche Gebiete, so dass „Synergiepotentiale“ (wegen Lastzuwachs lässt sich mehr EE in die ohnehin auszubauenden Netze integrieren) begrenzt sind.
  - Die dynamische Spitzenkappung ist eine wirksame Maßnahme. Diese berücksichtigt, dass für den Netzausbau nicht die Einspeisung der einzelnen Anlagen, sondern die Erzeugung im Gesamtkollektiv eines Netzgebiets entscheidend ist.
- **Schlussfolgerung**
  - Netzausbau wegen mehr EE-Erzeugung und steigender Last

*Dargestellt sind die dt. Netzregionen wie für vereinfachte Abbildung des dt. Übertragungsnetzes in enertile verwendet; die regionale Differenzierung ist nur zur Ergebnisdarstellung aufgegriffen; die Modellierung der Verteilungsnetze erfolgt in der Studie deutlich höher aufgelöst (NUTS3)

**Als Systemlast ist hier die Höchstlast 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.

# Sektoranalyse Verteilungsnetze (Strom) 2/2

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

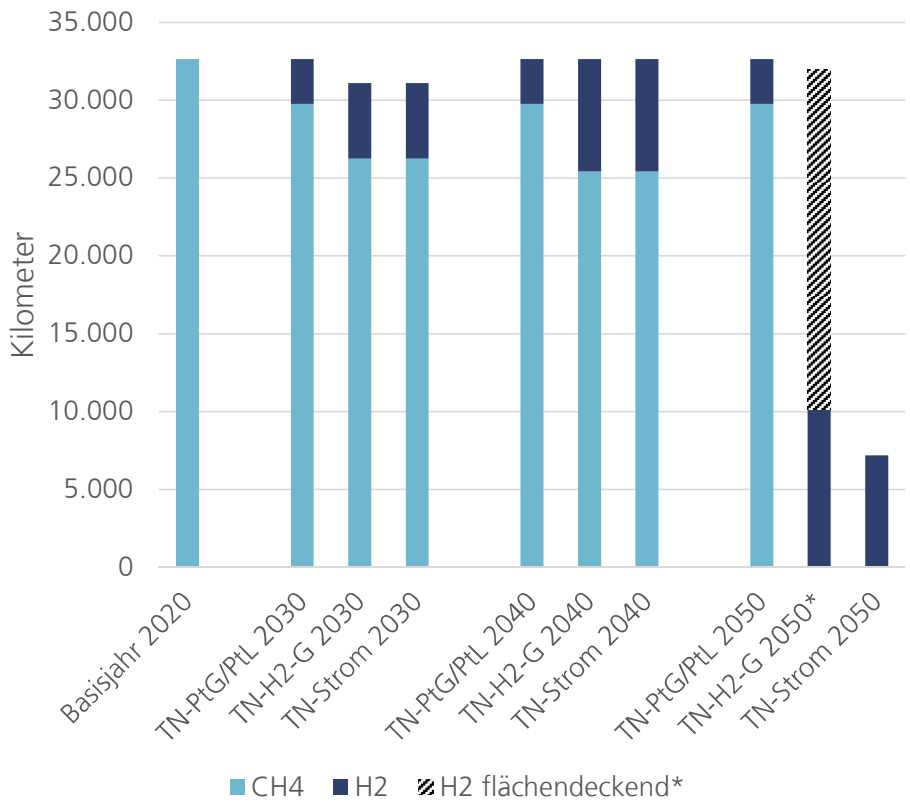



**Stellvertretend für untersuchte Szenarien dargestellt: TN-Strom*

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

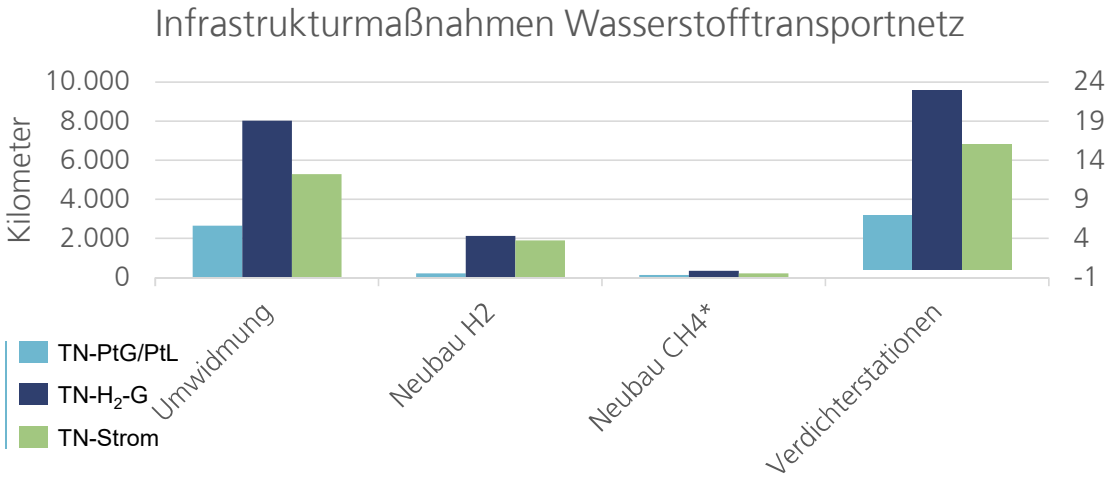
- **Ergebnisse**
  - Die absolute Kostenzunahme ist in den Leitungsebenen deutlich größer als in den Umspannebenen.
  - Die NE7 (NS-Leitungsebene) hat weiterhin den höchsten Anteil an den Gesamtkosten der Verteilungsnetze.
- **Einordnung**
  - Wesentlicher Treiber für den Ausbau der Leitungsebenen sind die zusätzlich anzuschließenden EE-Anlagen.
  - Die ermittelten Netzkosten enthalten alle Leitungen „ab EE-Anlagen“, d.h. auch die heute von den Anlagenbetreiber zu tragenden Kosten für Leitungen von der EE-Anlage bis zum nächsten Netzverknüpfungspunkt.
- **Schlussfolgerung**
  - In den Verteilungsnetzen entsteht flächendeckend und in allen Netzebenen ein sehr erheblicher Investitionsbedarf.

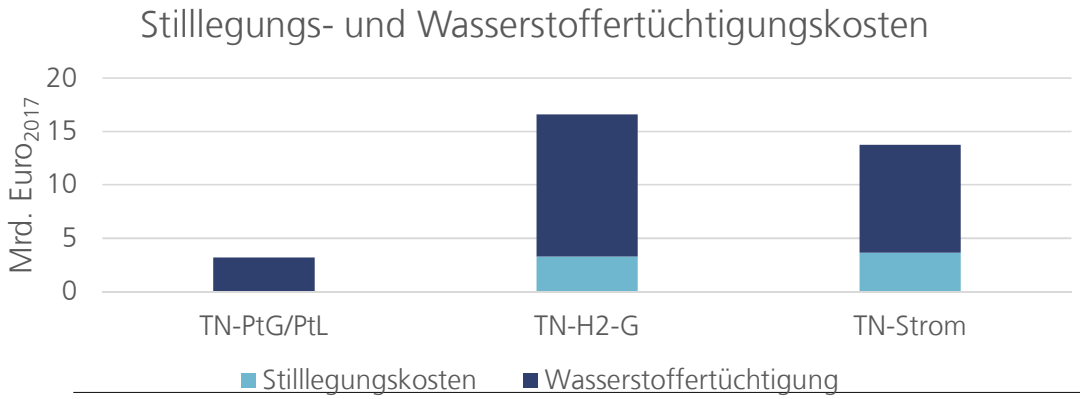
# Sektoranalyse Fernleitungsnetze 1/3
## Wasserstoffnetz gegenüber dem Methannetz deutlich reduziert




- **Ergebnisse**
  - Stilllegung bzw. Umwidmung des $CH_4$-Transportnetzes in TN-Strom und TN-$H_2$-G bis 2050
  - Fast vollständiger Weiterbetrieb des Methantransportnetzes im TN-PtG/PtL Szenario
  - Wasserstofftransportnetz in allen Szenarien gegeben
    - Vergleichsweise weniger Infrastrukturbedarf
    - Ab 2030 mindestens ein Backbonenetz notwendig
- **Einordung**
  - $H_2$ Netz in 2050 im TN-$H_2$-G Szenario auf Basis einer räumlich optimierten Umstellung der Wärmeversorgung auf $H_2$: 10.200 km
  - * Komplett flächendeckendes Wasserstoffnetz für die Wärmeversorgung in allen Stadt- und Landkreisen wäre noch umfangreicher: 32.000 km
  - Das Wasserstoffnetz ist dabei in ein europäisches Transportnetz eingebunden, im Fall von TN-PtG/PtL gibt es entsprechend der Szenariodefinition nur ein nationales Netz
- **Schlussfolgerung**
  - Ein Wasserstofftransportnetz zentraler Baustein in allen TN Szenarien

# Sektoranalyse Fernleitungsnetze 2/3
## Umgewidmete Gasleitungen als Baustein der Wasserstoffnetze

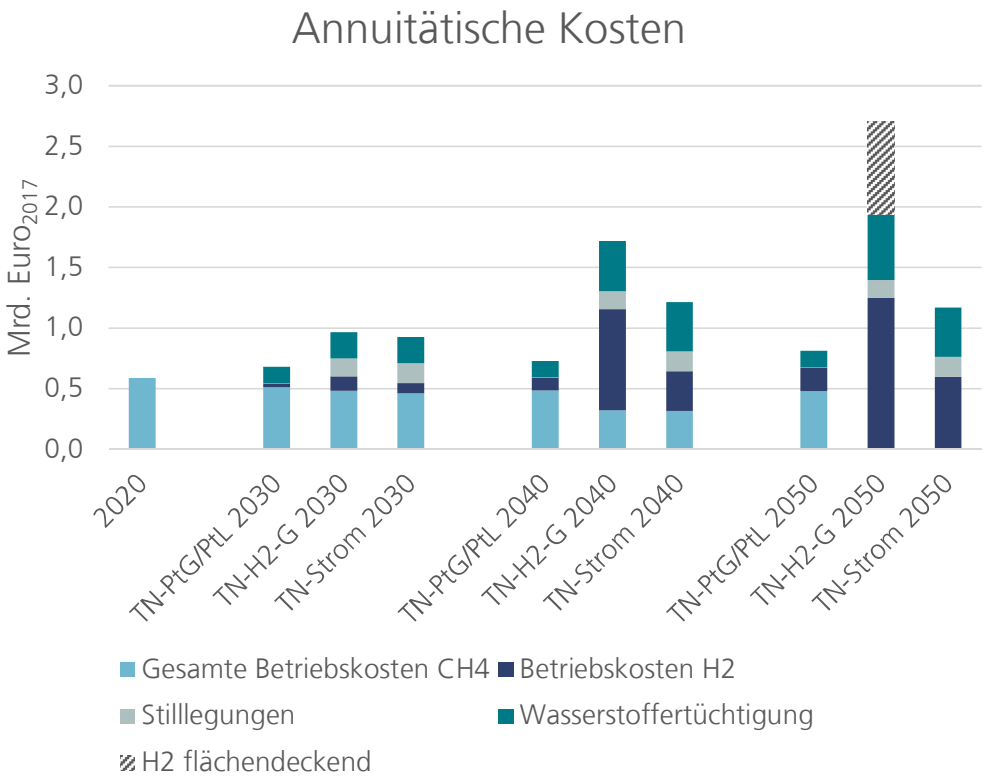



- **Ergebnisse**
  - Umfangreiche Maßnahmen zur Ertüchtigung des Gastransportnetzes auf Wasserstoff
  - Weiterbetrieb für den Methantransport in allen Jahren und Szenarien (parallele Netzstruktur)
  - Hier: Wasserstoffnetz mit 10.200 km im TN-$H_2$-G Szenario. Flächendeckende Wärmeversorgung mit $H_2$-Netzlänge von 32.000 km
- **Einordung**
  - Genauere Prüfung der Stilllegungs- und Ertüchtigungsmaßnahmen in der Umsetzung notwendig und auf genauere Kenntnis der Bedarfsentwicklung anzupassen
- **Schlussfolgerung**
  - Stilllegungen und Wasserstoffertüchtigung benötigen langfristige Planung- und Finanzierungsregelung

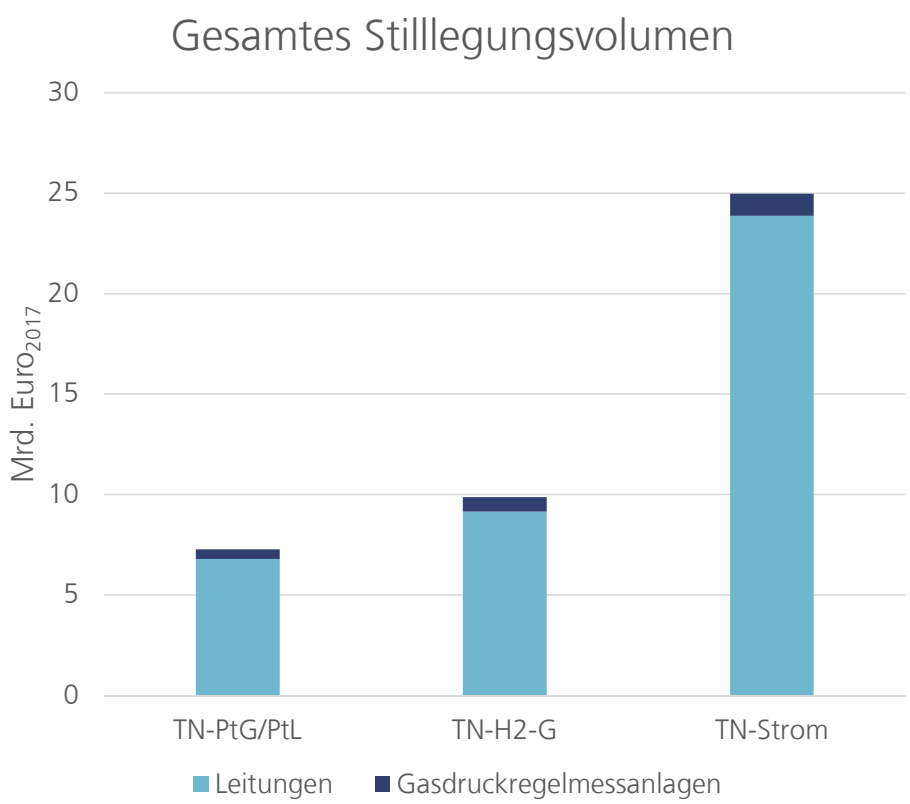
* Neubau von $CH_4$-Leitungen erforderlich, um andere Leitungen im Übergang auf $H_2$ umstellen zu können

# Sektoranalyse Fernleitungsnetze 3/3
## Betriebskosten stark von dem $H_2$ Transportvolumen abhängig



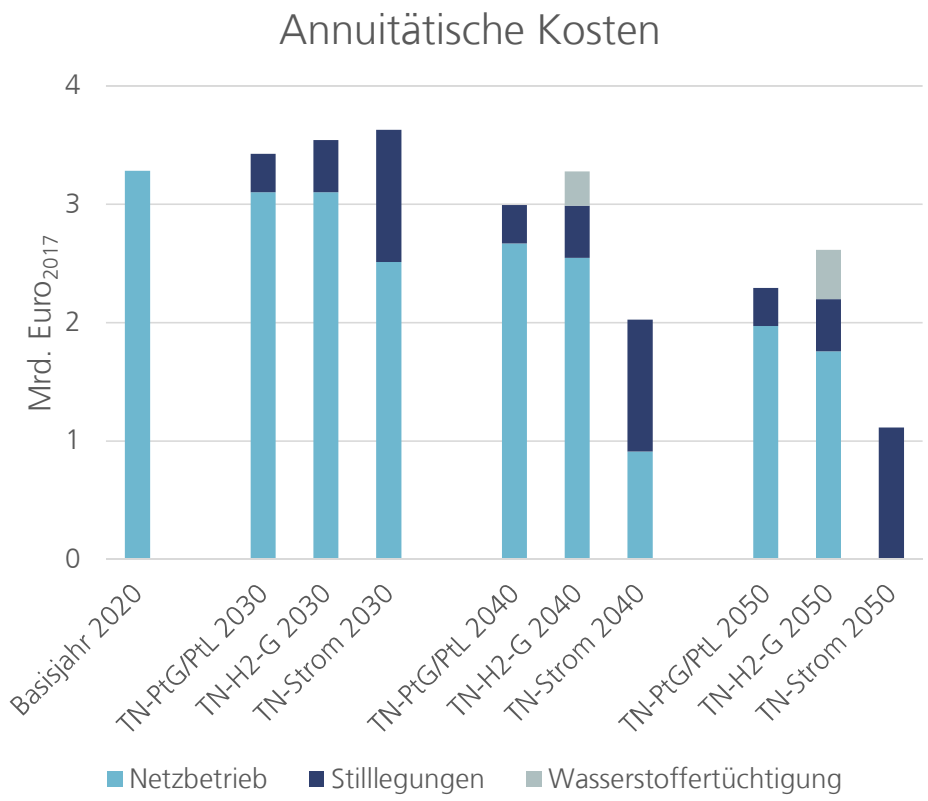

- **Ergebnisse**
  - Gesamte Betriebskosten in den TN-Szenarien ansteigend
    - Betriebskosten des Methannetzes rückläufig
    - 1,9 bis 2,7 Mrd. €/a in TN-$H_2$-G aufgrund höherer spezifischer Transportkosten von Wasserstoff
  - Stilllegungen und $H_2$-Ertüchtigung beeinflussen die TN-Szenarien i.H.v. 140 – 1.300 Mio. €/a
- **Einordung**
  - Betriebskosten bestehen aus fixen Kosten für die Netzinfrastruktur (abhängig von der Länge) und jährlichen Betriebskosten (abhängig von der Transportmenge)
  - Die Kosten der Gasnetze liegen deutlich unter 3% der hier betrachteten Gesamtkosten des Energiesystems
- **Schlussfolgerung**
  - Finanzierungs- und Regulierungsfragen für die Wasserstoffertüchtigung und Stilllegungen frühzeitig zu klären

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




- **Ergebnisse**
  - Vollständige Stilllegung der Verteilnetze im TN-Strom Szenario
  - Teilstilllegungen in den weiteren Szenarien und Umwidmung im TN-$H_2$-G Szenario
  - Finanzierungsvolumen für die Stilllegung als Annuität beträgt:
    - 320 Mio. €/a im TN-PtG/PtL Szenario
    - 440 Mio. €/a im TN-$H_2$-G Szenario
    - 1.120 Mio. €/a im TN-Strom Szenario
- **Einordung**
  - Kosten können durch Wahl der Maßnahme signifikant reduziert werden
    - Verhältnis von Rückbau (5%), Verdämmung (30%) und Versiegelung (65%) ausschlaggebend
  - Stilllegung in allen TN-Szenarien aufgrund Nachfragerückgang
- **Schlussfolgerung**
  - Frühzeitige Sicherstellung der Finanzierung notwendig

# Sektoranalyse Verteilungsnetze (Gas) 2/2
## Netzbetrieb auch langfristig der größte Kostenblock




- **Ergebnisse**
  - Annuitätische Kosten langfristig rückläufig
    - TN-PtG/PtL langfristig mit den höchsten Betriebskosten
    - TN-$H_2$-G weist höhere annuitätische Kosten aufgrund der Umwidmung auf (Finanzierungsbedarf ca. 12,2 Mrd. €)
    - TN-Strom ab 2040 durch Stilllegungskosten dominiert
- **Einordung**
  - Im TN-$H_2$-G Szenario sind hier nur die netzseitigen Kosten der Umstellung auf Wasserstoff – und nicht die gebäudeseitigen Kosten – ausgewiesen
  - Betriebskosten bestehen aus annuisierten Errichtungskosten und jährlichen Betriebskosten (als % Anteil der Errichtung)
  - Zusätzlich annuisierte Stilllegungs- und Umwidmungskosten
- **Schlussfolgerung**
  - Stilllegungen und im Fall von TN-$H_2$-G Umstellungen mit langfristigen Planung- und Finanzierungsfragen verbunden
  - Entscheidung für einen Pfad frühzeitig einzuleiten

# Herzlichen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!

| Ansprechpartner: | | |
|---|---|---|
| Projektleitung: | Dr. Frank Sensfuß | Frank.Sensfuss@isi.fraunhofer.de |
| Energieangebot: | Benjamin Lux | Benjamin.Lux@isi.frauhofer.de |
| Gasnetze: | Prof. Dr. Müller-Kirchenbauer | jmk@er.tu-berlin.de |
| Gebäude: | Peter Mellwig | peter.mellwig@ifeu.de |
| Geräte & GHD: | Dr. Heike Brugger | Heike.Brugger@isi.fraunhofer.de |
| Industrie: | Dr. Tobias Fleiter | Tobias.Fleiter@isi.fraunhofer.de |
| Stromnetze: | Dr. Christoph Maurer | Maurer@consentec.de |
| Verkehr: | Prof. Dr. Martin Wietschel | Martin.Wietschel@isi.fraunhofer.de |

Mehr Informationen und Daten unter:
www.langfristszenarien.de