
LANGFRISTSZENARIEN FÜR DIE TRANSFORMATION DES ENERGIESYSTEMS IN DEUTSCHLAND

Treibhausgasneutrale Szenarien

Kurzvorstellung 25.06.2021, Dr. Frank Sensfuß (Fraunhofer ISI)

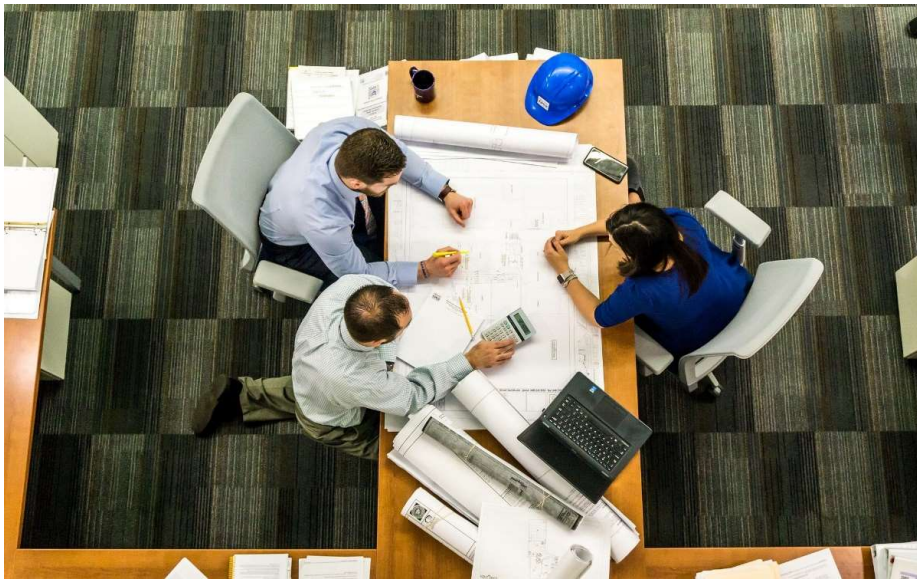


3 Hauptszenarien

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

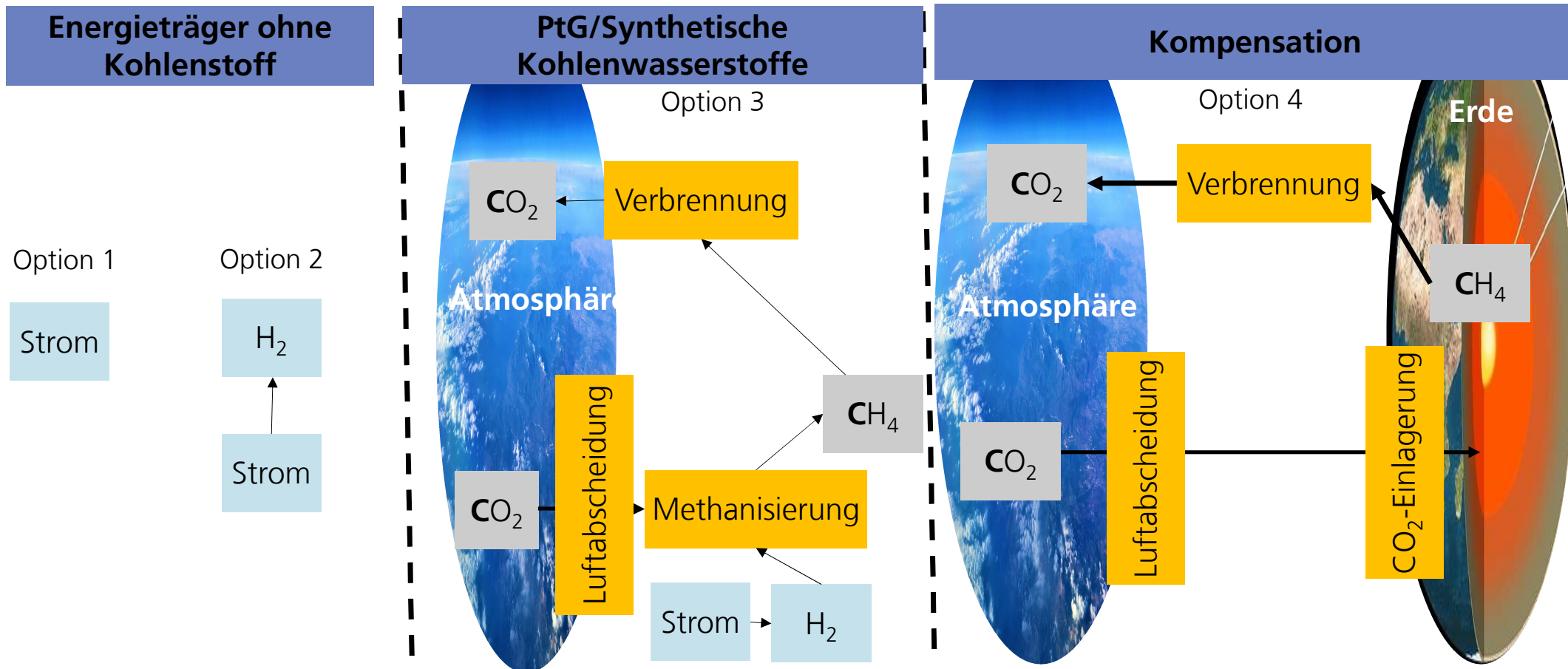
Agenda



- Vorbemerkungen & Konzept der Langfristszenarien
- Energienachfrage
- Energieangebot
- Netze
- Gesamtbild
- Zusammenfassung & Diskussion

Pfade zur Dekarbonisierung

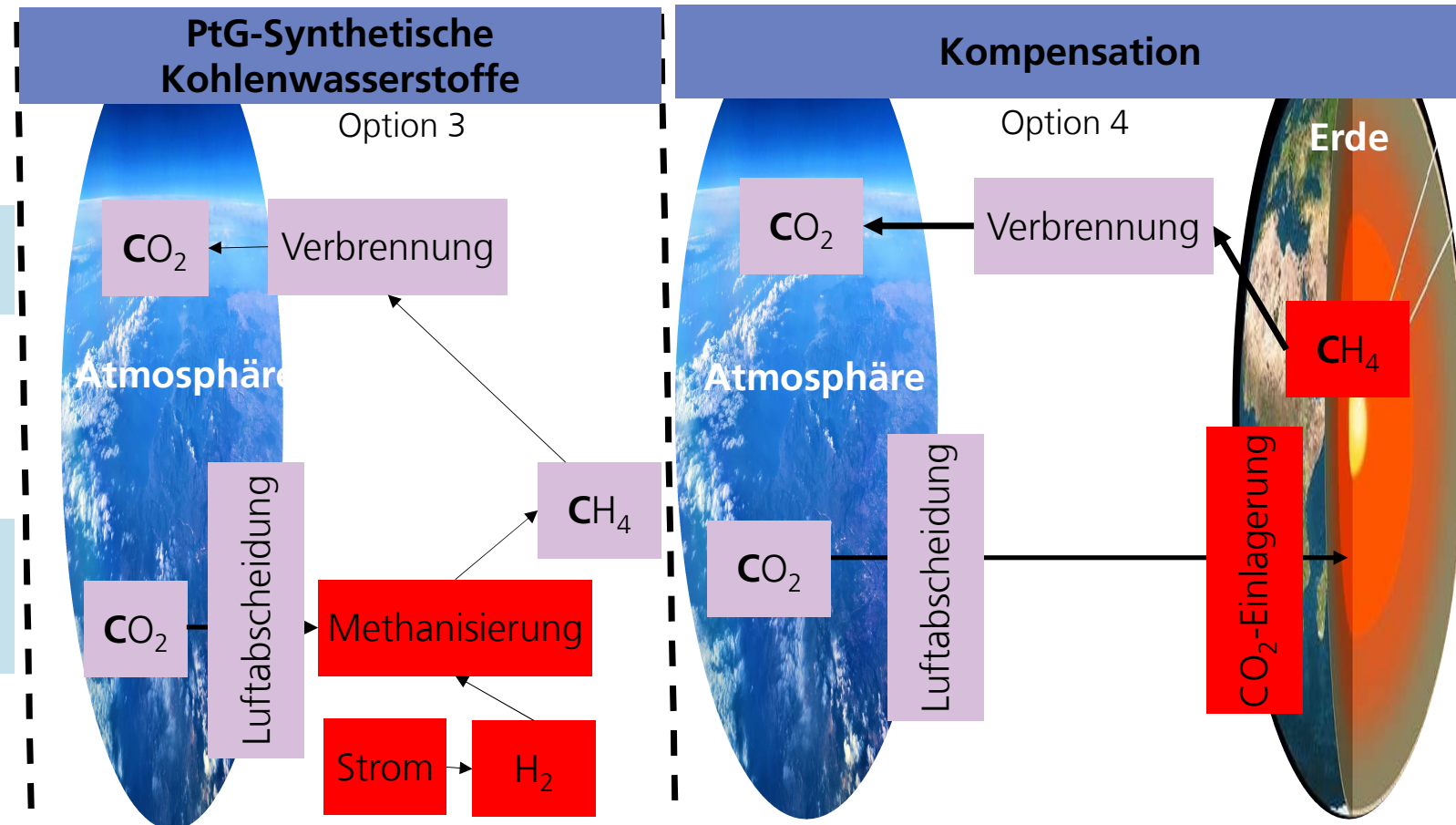
Optionen für klimaneutrale Energieträger



Kohlenwasserstoffe Konkurrenzsituation

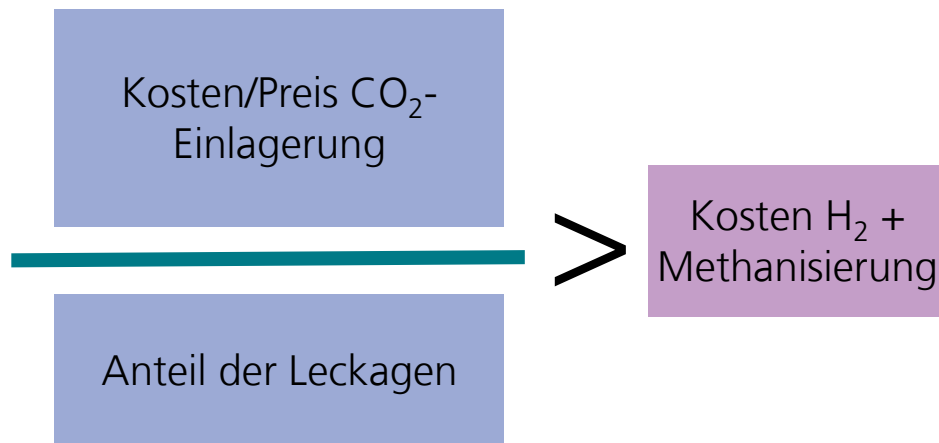
Die zwei Nutzungspfade haben identische Klimawirkung

CO₂-Transport und Einlagerung konkurriert mit der Methanisierungskette



Überlegung zum Szenario TN-PtG/PtL

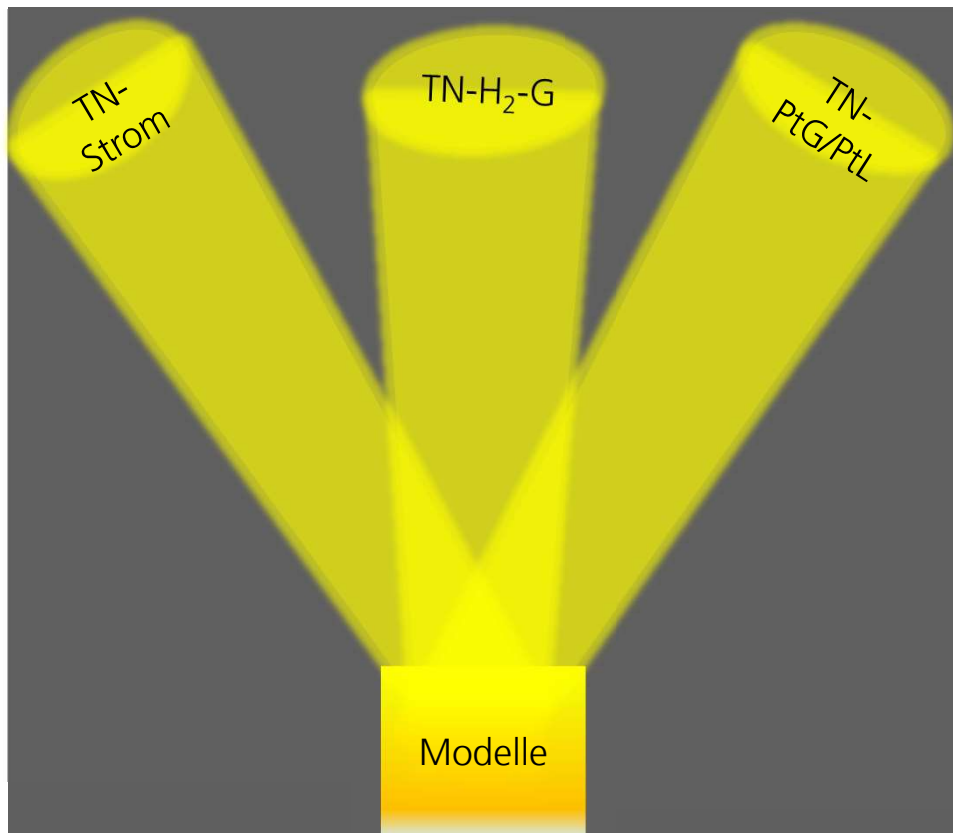
Nur wenn ...



- **Überlegung**
 - In der globalen Gegenwart von CCS sind synthetische Kohlenwasserstoffe nur bei hohen Preisen für Einlagerung oder hohen Leckagen konkurrenzfähig zur fossilen Alternative
- **Einordnung**
 - Das Szenario TN-PtG/PtL deckt einen sehr speziellen Fall des Lösungsraums ab
 - Diese Überlegungen sind nicht auf H₂ übertragbar, da für H₂ keine CO₂-Quelle benötigt wird
- **Schlussfolgerung**
 - Das Szenario TN-PtG/PtL ist eher als Randszenario zu werten

Methodik & Szenariodesign

Erkenntnisgewinn durch Vergleich statt einzelner „Leitszenario“

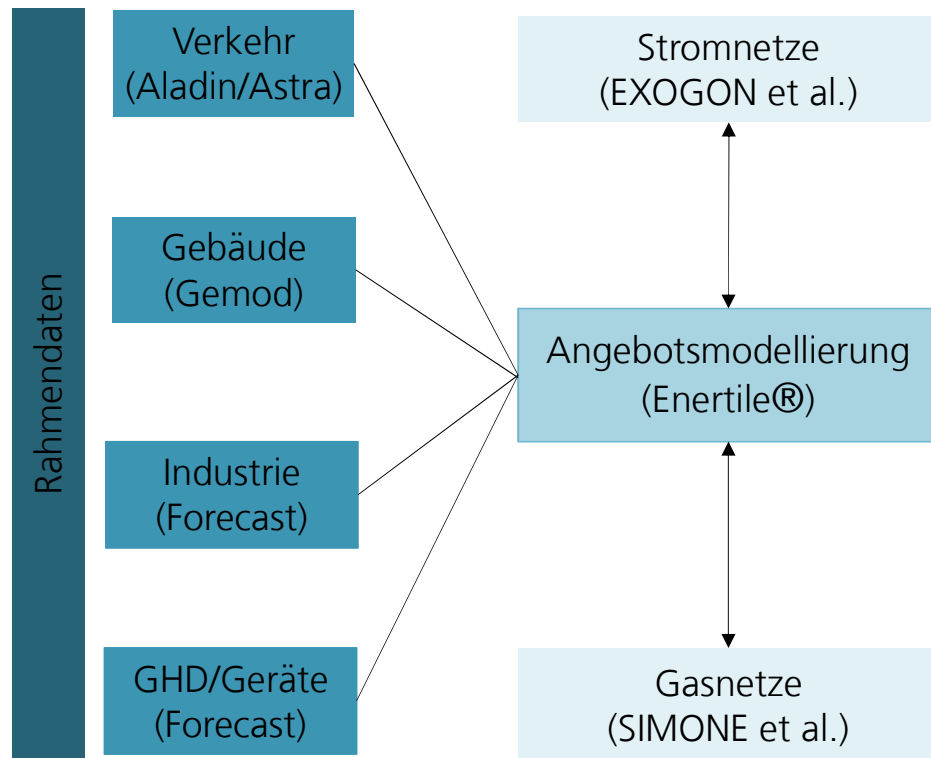


- **Zentrale Fragestellung**
 - Welche techno-ökonomischen Wirkungen haben bestimmte Pfade zur Dekarbonisierung des Energiesystems?
- **Vorgehensweise**
 - Vergleich der Dekarbonisierung des Energiesystems durch
 - sehr starken Stromeinsatz (*Szenario TN-Strom*)
 - sehr starken Einsatz von Wasserstoff (*Szenario TN-H₂-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

Hinweis im Gesamtprojekt werden >25 Szenarien berechnet

Modellsystem

Gekoppelte Modelle erlauben hoch aufgelöste Analysen



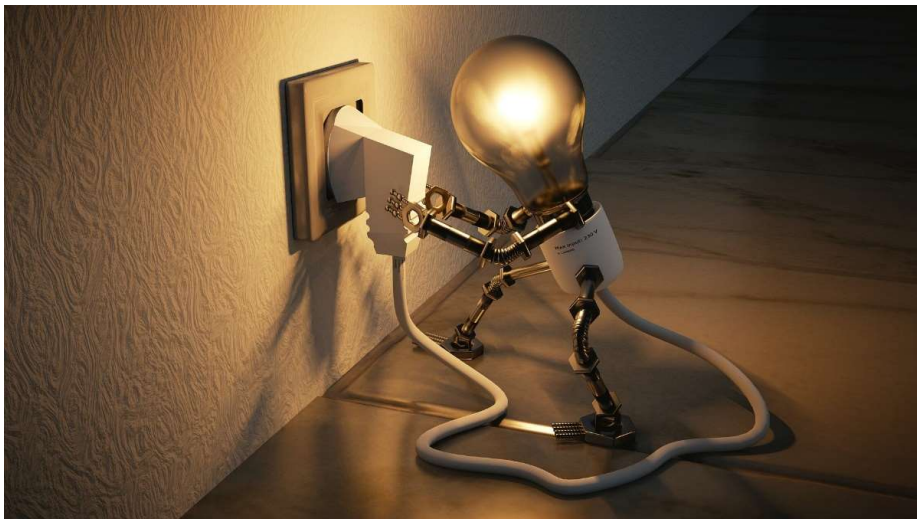
■ Vorgehensweise

- 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)
 - > 130 Millionen Erzeugungsvariablen
 - Größe des Gleichungssystems > 4,4 Mio. Schreibmaschinenseiten
- Modellkette sehr rechenintensiv und aufwändig

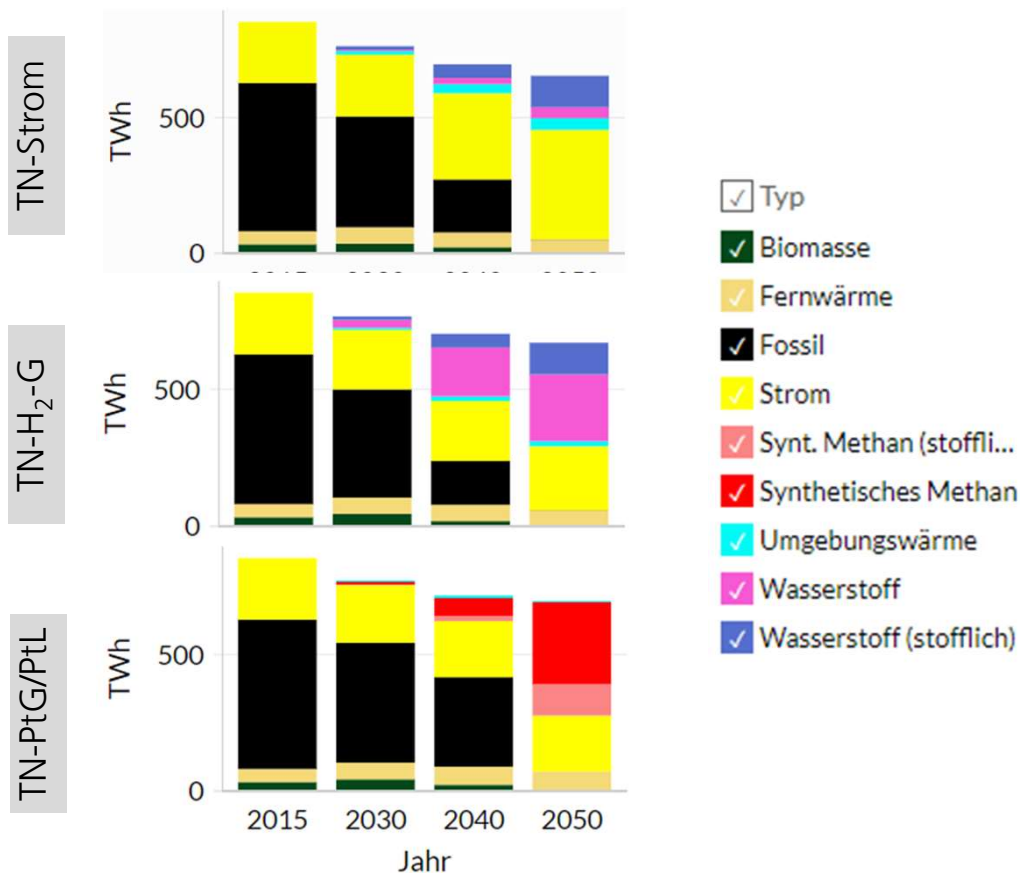
Agenda



- Vorbemerkungen & Konzept der Langfristszenarien
- **Energienachfrage**
- Energieangebot
- Netze
- Gesamtbild
- Zusammenfassung & Diskussion

Kurzübersicht – Industrie – Endenergiebedarf

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, H₂ bzw. Elektrifizierung
- Szenarien zeigen deutliche Unterschiede bei der Bedeutung von Strom, synthetischem Methan (PtG) und H₂
- Im Szenario TN-Strom wird Wasserstoff für die Verwendung als Rohstoff in der Chemie und der Stahlindustrie benötigt

Einordnung

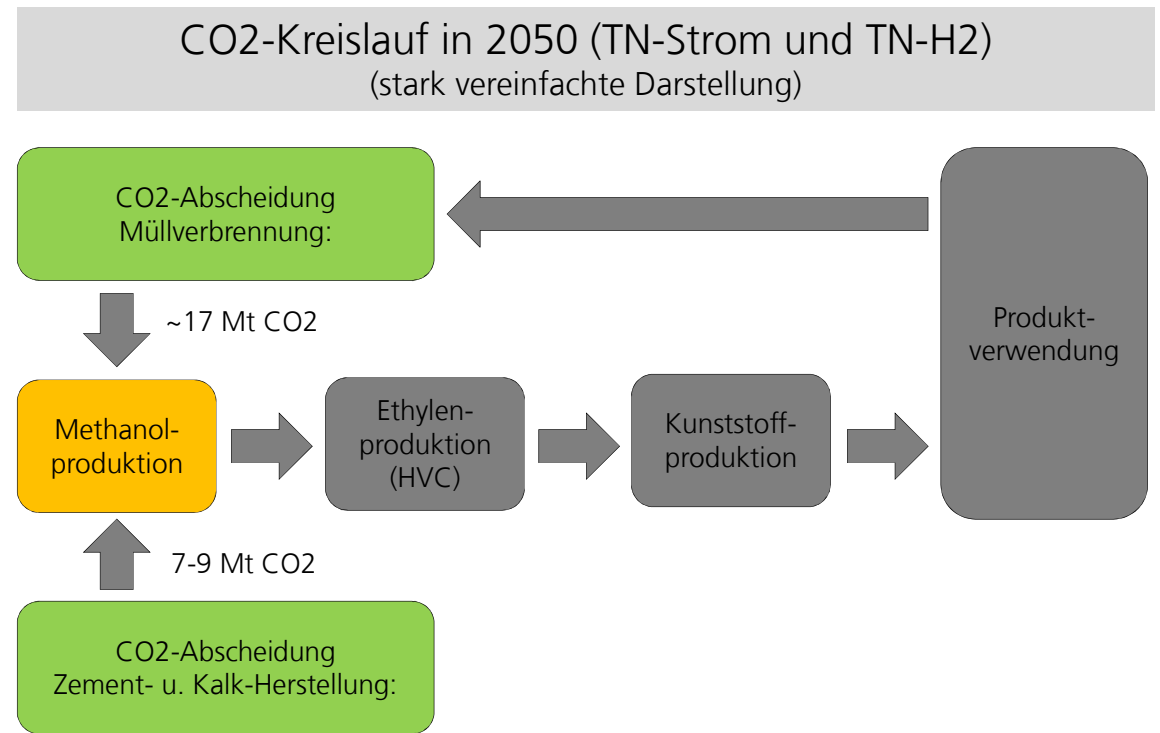
- Die Szenarien nehmen eine tiefgreifende Transformation in vielen Branchen und Wertschöpfungsketten an

Schlussfolgerung

- Ohne große Mengen CO₂-neutraler Sekundärenergieträger (Strom, H₂, PtG) ist die Transformation nicht möglich
- Besonders energieintensive Grundstoffindustrien stehen vor einem umfassenden Umbau des Anlagenbestandes

CO₂ wird zum Rohstoff für die chemische Industrie

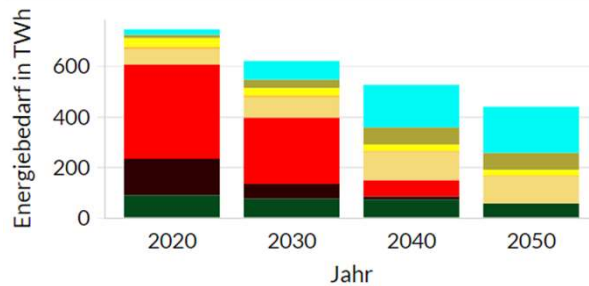
- 1. CO₂ wird Rohstoff:
 - CO₂-Bedarf für die Herstellung von Methanol auf Basis von Wasserstoff
 - Methanol als Grundstoff für die Kunststoffherstellung
- 2. CO₂-Quellen:
 - Mögliche Quellen: Luftabscheidung, Biomasse, verbleibende Emissionen
 - Gewählt: Verbleibende prozessbedingte Emissionen der Zement- und Kalkherstellung
- 3. Kreislauf schließen:
 - CO₂-Abscheidung bei der Müllverbrennung
 - Aufgrund zeitlicher Verschiebung und vieler Verluste im System gibt diese Bilanz lediglich eine Größenordnung



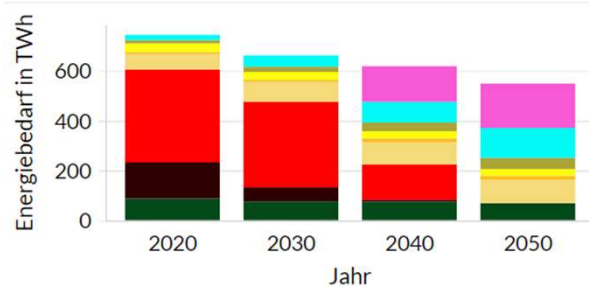
Kurzübersicht – Gebäude – Endenergiebedarf

Wärmepumpen und Wärmenetze wachsen in allen Szenarien

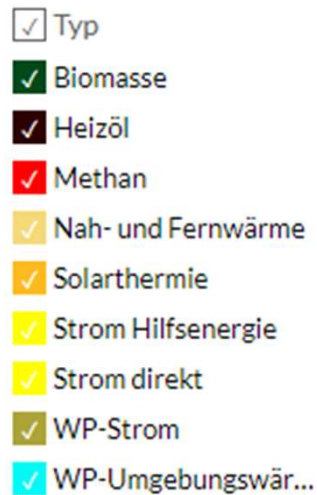
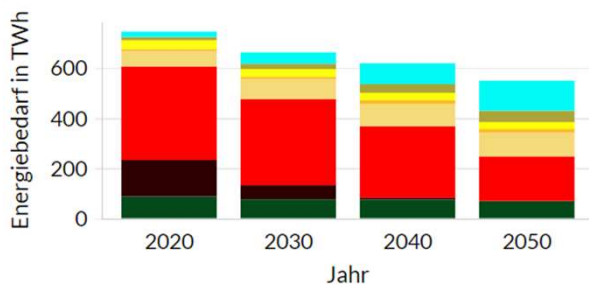
TN-Strom



TN-H₂-G



TN-PtG/PtL



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-H₂-G
 - Verbrauchsreduktion 33% ggü. 2008
 - Kesseltausch bei Umstellung auf H₂ erforderlich
- Mehr als Verdoppelung von Wärmenetzen und Biomasse-Heizungen in allen Szenarien

Einordnung

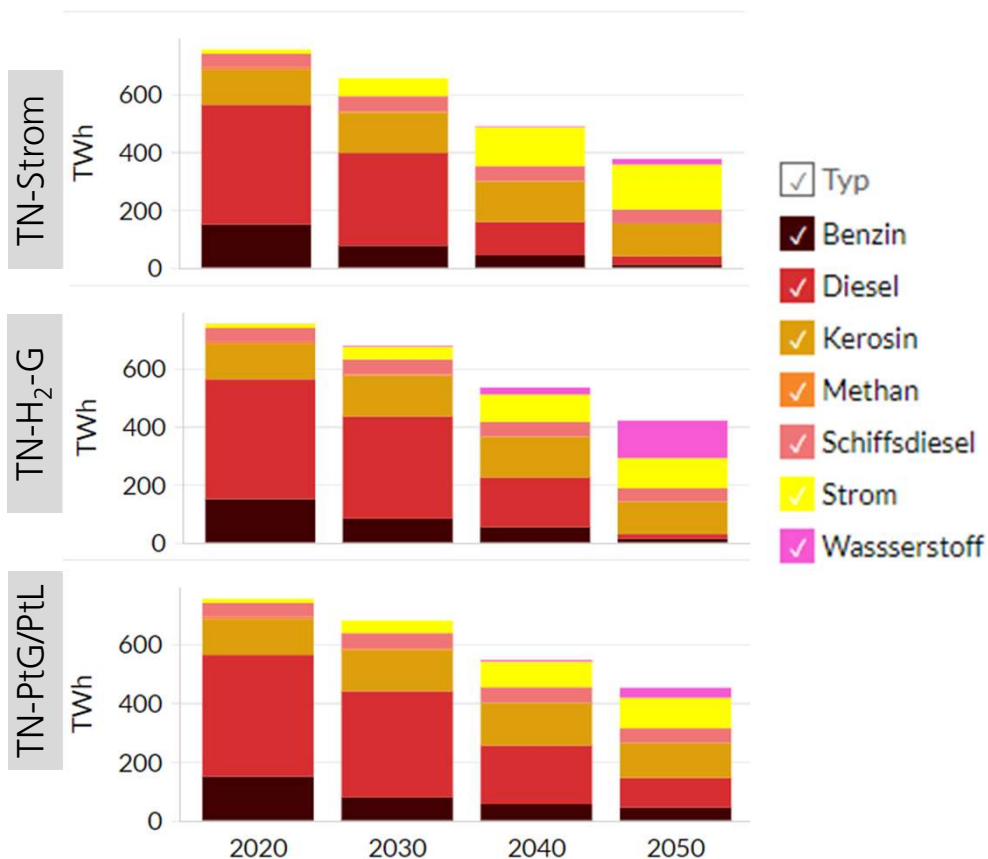
- Investition in Gebäude vs. Investition in Brennstoff

Schlussfolgerung

- Mischlösungen von Wärmepumpen und Gasen nur begrenzt sinnvoll wegen paralleler Infrastrukturen

Kurzübersicht – Verkehr – Endenergiebedarf

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 Dieselmotorkraftstoff.
- Der internationale Flug- und Schiffsverkehr bleibt aus heutiger Sicht auf synthetische oder biogene Kraftstoffe angewiesen.

Einordnung

- 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.

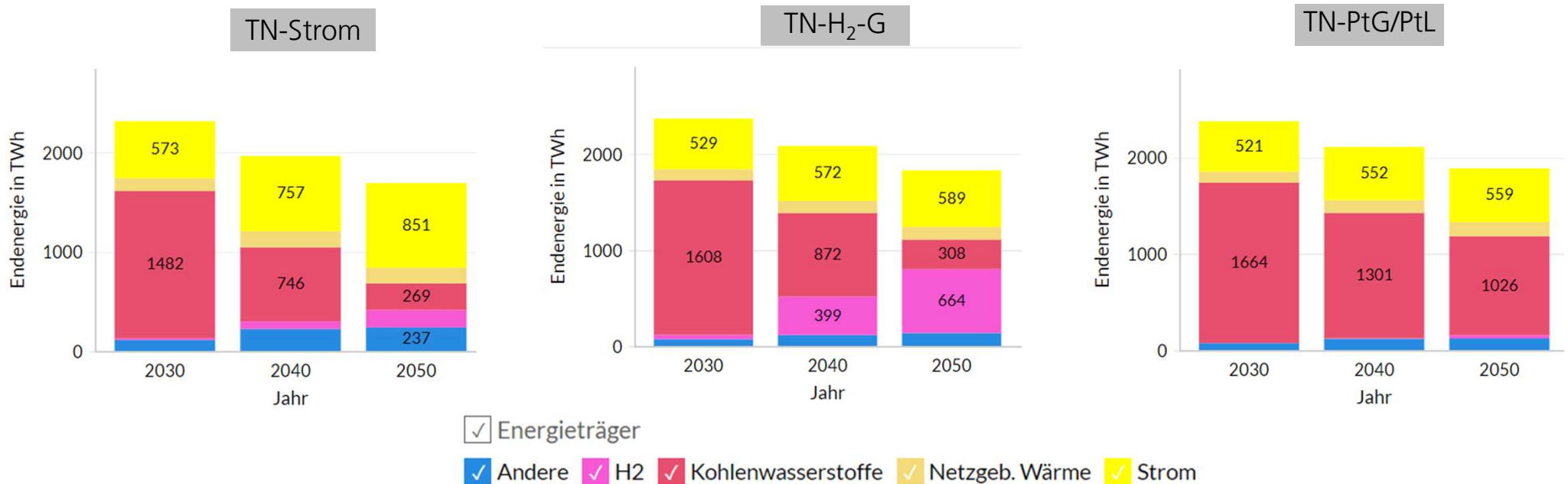
Schlussfolgerung

- 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.

Kurzzusammenfassung TN Szenarien Nachfrage 2050

	TN-Strom	TN-PtG/PtL	TN-H ₂
PKW/Leichte/mittlere Nutzfahrzeuge	Stark elektrifiziert	Stark elektrifiziert	Stark elektrifiziert
Schwerlastverkehr	Strom + Kohlenwasserstoffe	Kohlenwasserstoffe + Strom	H ₂ + Strom
Gebäude	Stark elektrifiziert (16 Mio. WP)	Elektrifizierung (8 Mio.)+ Kohlenwasserstoffe (8 Mio.)	Elektrifizierung (8 Mio.)+ Wasserstoff (8 Mio.)
Industrie-Prozesswärme	Stark elektrifiziert	Kohlenwasserstoffe	Wasserstoff + Strom
Industrie- Stahl	H ₂ -DRI	CH ₄ -DRI	H ₂ -DRI
CCS/CCU	CCU: Zement u. Kalk versorgen Methanol	CCS/CCU: Zement u. Kalk	CCU: Zement u. Kalk versorgen Methanol

Endenergienachfrage der Nachfragesektoren im Zeitverlauf



Ergebnisse

Starke Ausprägung der jeweiligen Hauptenergieträger in den entsprechenden Szenarien

Einordnung

Hier ist nur die Nachfrageseite dargestellt, zusätzlicher Strombedarf z.B. für H₂-Herstellung ist nicht erfasst

Agenda



- Vorbemerkungen & Konzept der Langfristszenarien
- Energienachfrage
- **Energieangebot**
- Netze
- Gesamtbild
- Zusammenfassung & Diskussion

Enertile - Energieträger- und CO₂-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
NON-EU H ₂ Importe	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 (Import)	EUR/MWh	101	91	81

Ergebnisse

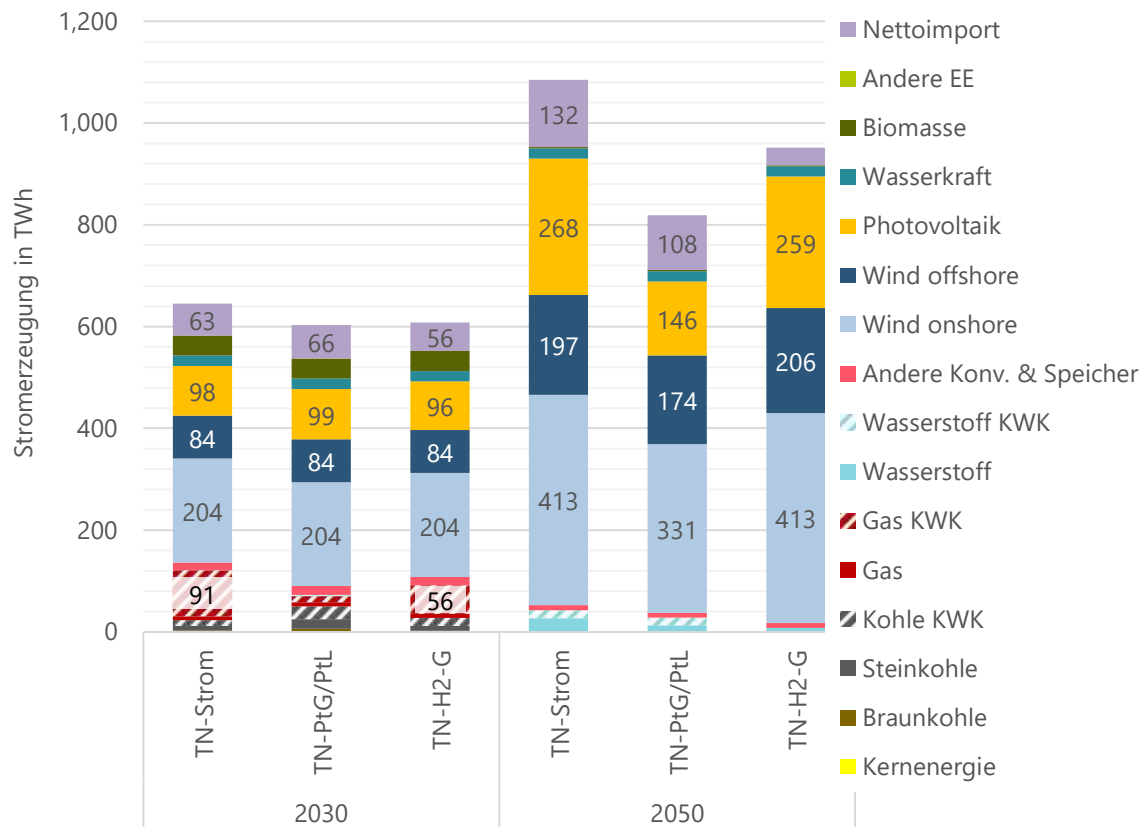
- Methan wird ein teurer Brennstoff
- Importierter Wasserstoff wird im Zeitverlauf günstiger als Methan

Einordnung

- 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 des außereuropäischen Imports von PtG***
- Transportkosten für den Import von Wasserstoff sind sehr unsicher
- H₂ Erzeugung in Europa wird modellendogen berechnet

Kurzübersicht – Stromsystem – Deutschland

Wind- und Solarenergie als Grundlage der Stromversorgung



Ergebnisse

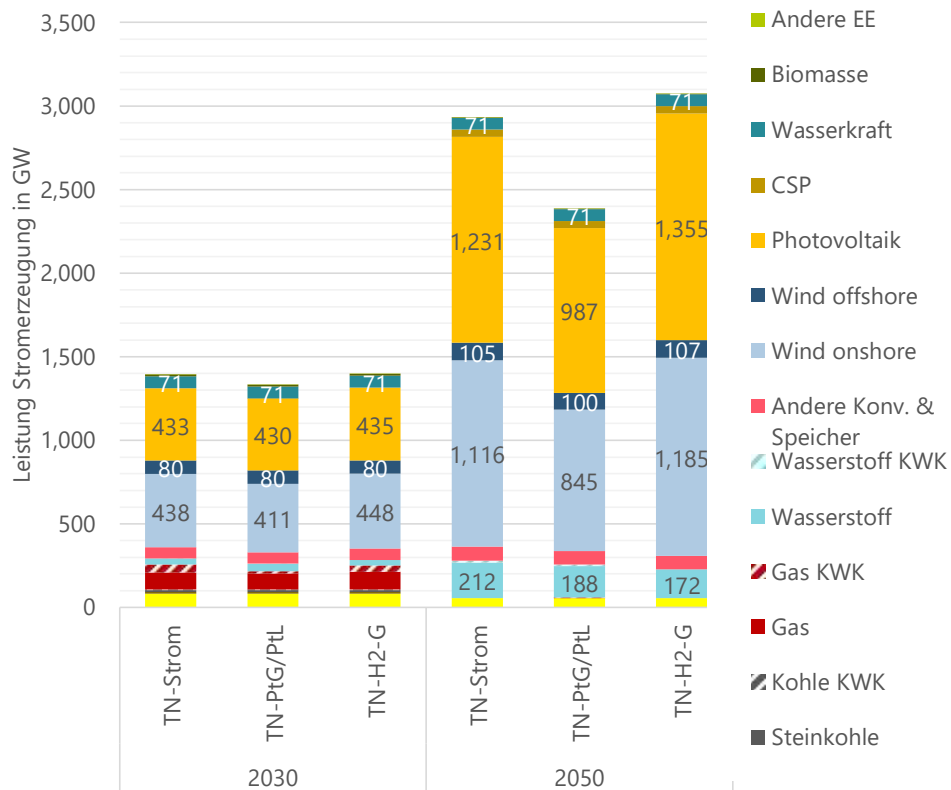
- **Potenziale von erneuerbaren Energien an Land** (PV-Freifläche, Wind an Land) werden sehr stark ausgeschöpft (TN-Strom; TN-H₂-G)
- **Wasserstoff in geringem Umfang als Back-up** eingesetzt, wenn wenig Erneuerbare Energien verfügbar sind
- **Kein Einsatz von PtG im Umwandlungssektor, da als Brennstoff zu teuer**
- Hoher Nettostromimport (insb. in TN-Strom und TN PtG/PtL)

Einordnung

- Ausbau erneuerbarer Energien an Land sehr extrem
- **Hoher Stromhandel in allen Szenarien zur Nutzung großräumiger Ausgleichseffekte**

Kurzübersicht Stromsystem – 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

Einordnung

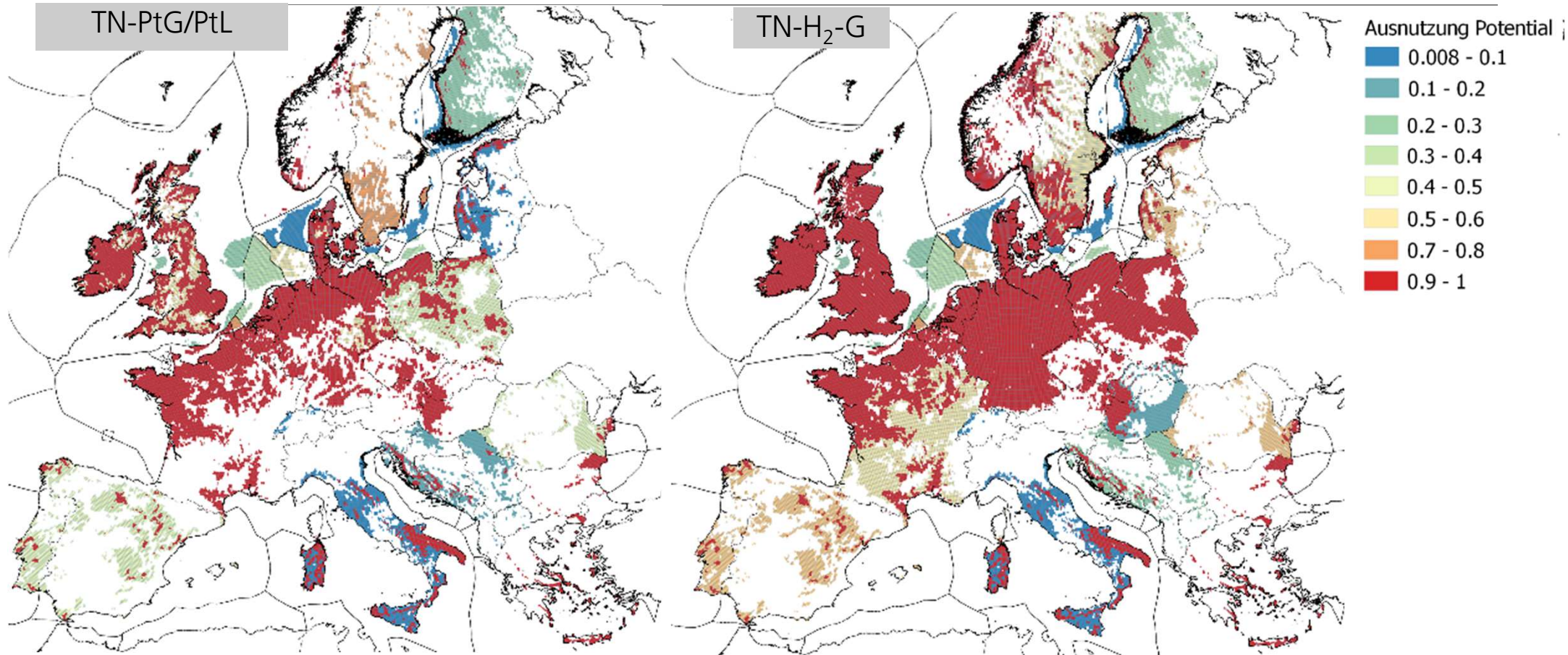
- **Ausbau der Erneuerbaren Energien an Land sehr hoch**
- Aus Akzeptanzgründen stärkerer Ausbau von Offshore möglich, der den EE-Ausbau an Land zumindest etwas reduziert
- **Europäischer Energiehandel spielt für einzelne Mitgliedsstaaten (z.B. Deutschland) eine große Rolle. Grundlage ist ein europäischer 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)

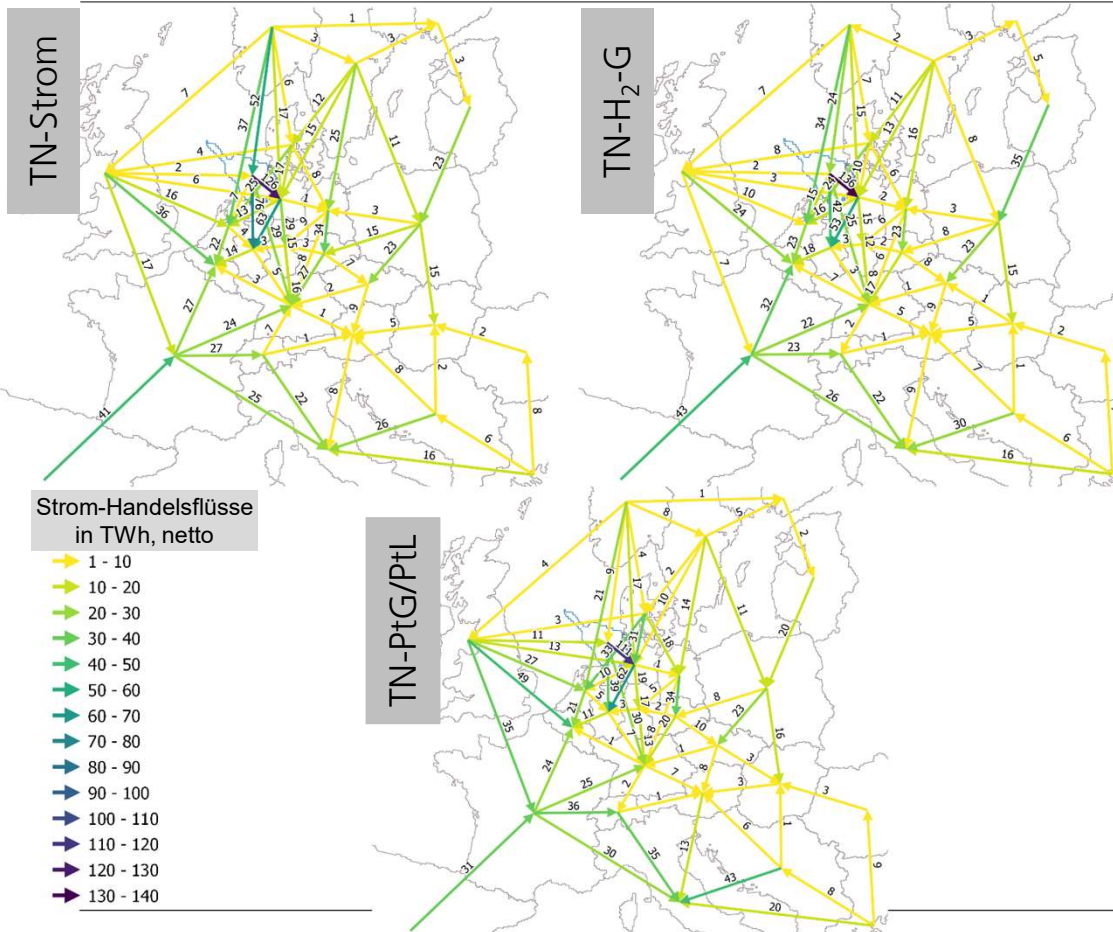
Potentialausnutzung Erneuerbarer Energien

Beispiel Windenergie 2050



Kurzübersicht Stromsystem – Stromhandel 2050 (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.

Einordnung

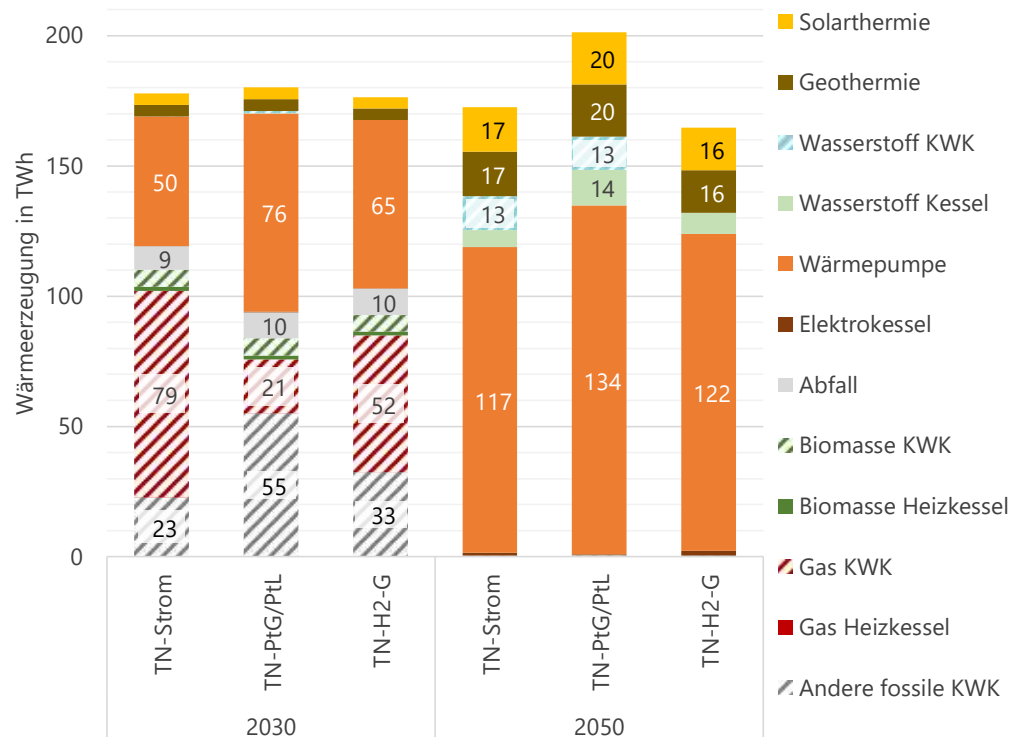
- Der Stromimport nach Deutschland wird in der Modellierung durch nationale Mindesterzeugung begrenzt

Schlussfolgerung

- Der Ausbau der Übertragungskapazität des europäischen Stromnetzes ist in allen Szenarien ein wichtiges Element

Kurzübersicht – Wärmenetze – Deutschland

Starker Ausbau von Großwärmepumpen und Wärmespeichern



Ergebnisse

- Großwärmepumpen dominant in allen Szenarien
- Starker Ausbau von Wärmespeichern
- H₂-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

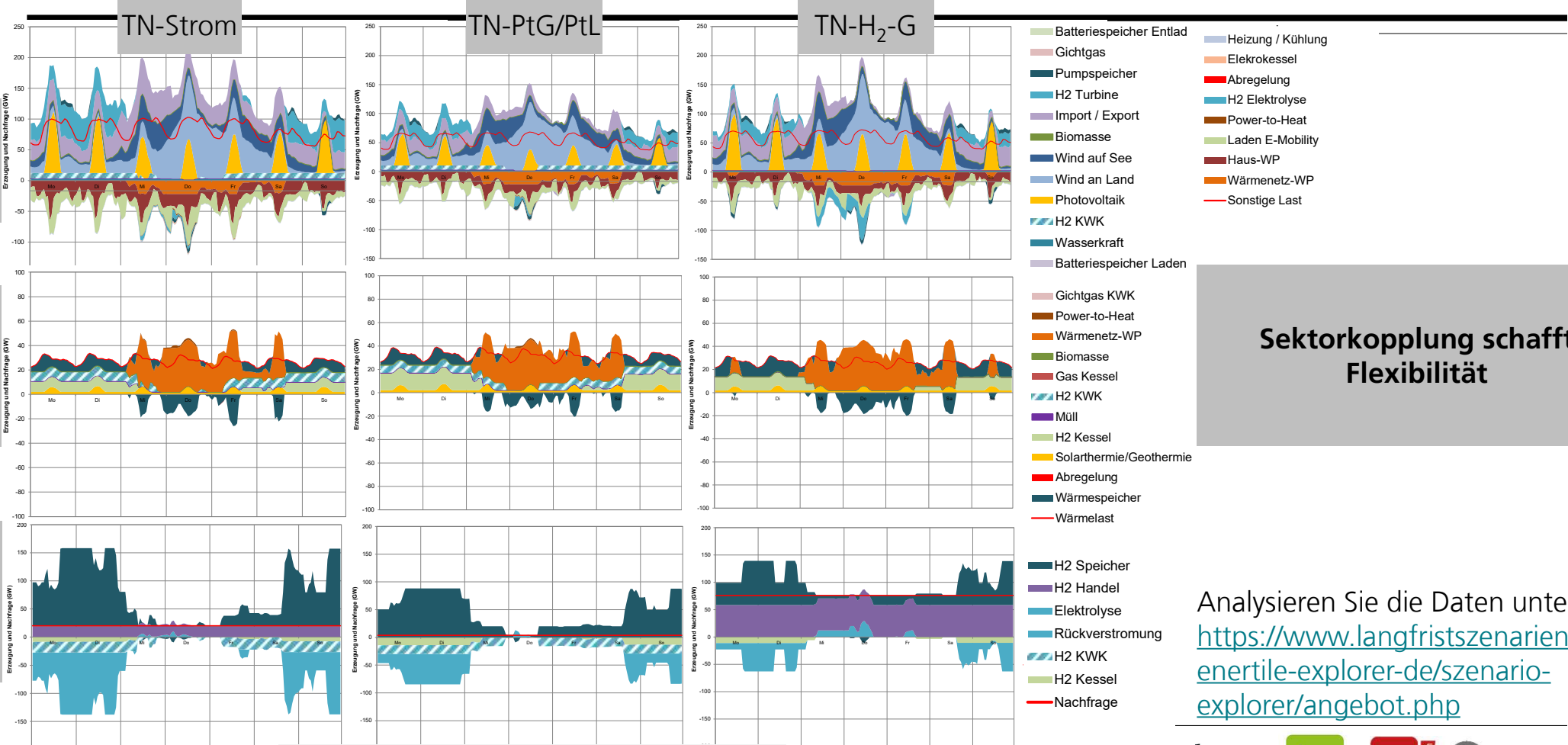
Sektorenkopplung– Dispatch Winter

Flexibilität im Energiesystem ist zentral (Beispiel Dispatch in KW5)

Strom

Wärmenetze

Wasserstoff

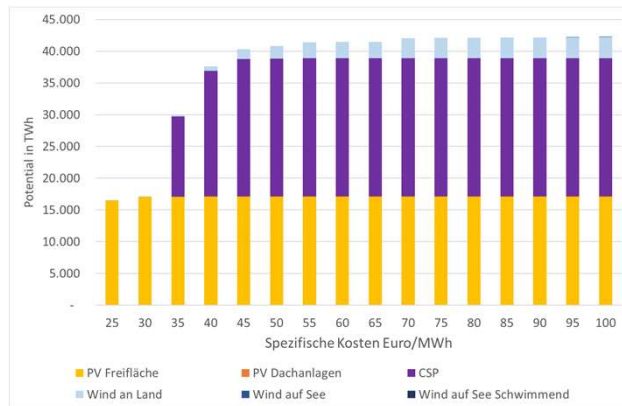


Sektorkopplung schafft Flexibilität

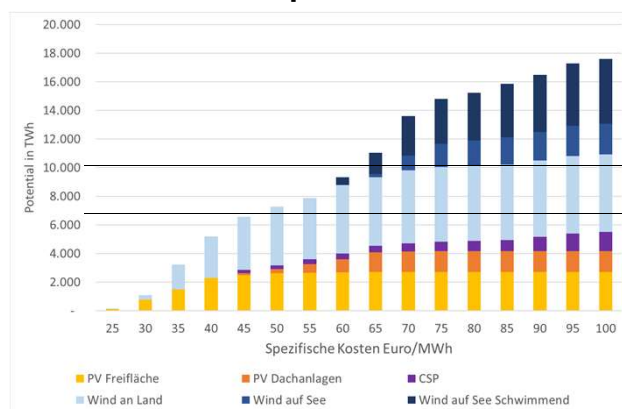
Analysieren Sie die Daten unter:
<https://www.langfristszenarien.de/enertile-explorer-de/szenario-explorer/angebot.php>

Sektoranalyse Angebot 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 H₂
- Es findet in den gerechneten Szenarien (hoher EE-Ausbau in Europa) kein Import aus der MENA Region statt

Einordnung

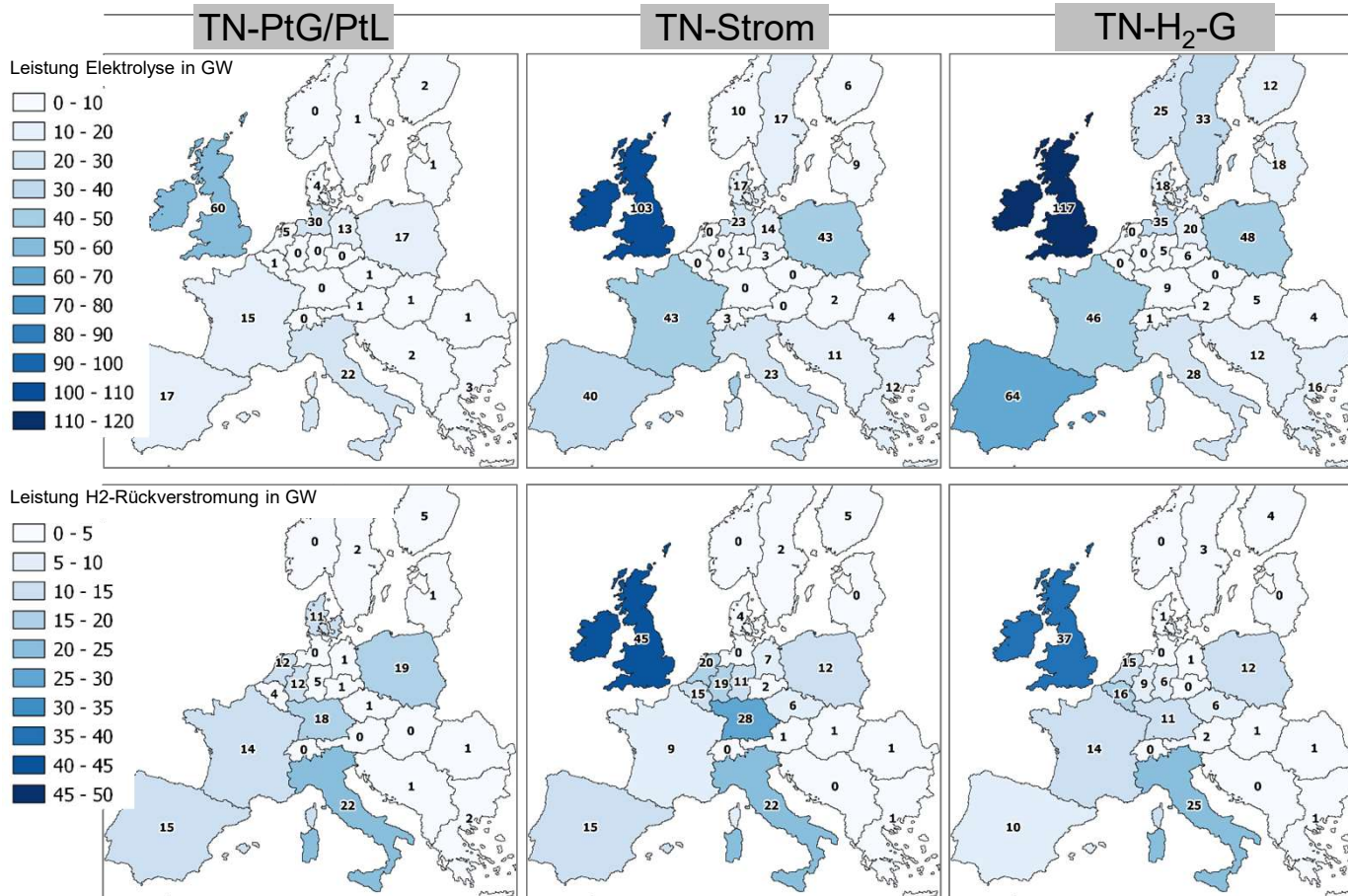
- Die Annahmen sind durch gleiche Kapitalverzinsung in MENA eher importfreundlich
- Die angenommenen Transportkosten sind unsicher
- Im Szenario TN-H₂-G wird eine Stromerzeugung von 6.500 TWh in Europa benötigt, bei Einsatz von Wasserstoff in Europa auf dem deutschen Niveau dieses Szenarios (H₂ in Gebäuden, Verkehr und Industrie) läge die Stromerzeugung in Europa ohne H₂-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

Kurzübersicht – Wasserstoff im Umwandlungssektor

Erzeugung und Verbrauch regional unterschiedlich



Ergebnisse

- H₂-Import aus Europa
- Schwerpunkt der H₂-Produktion innerhalb Deutschlands liegt im Norden
- Rückverstromung hauptsächlich im Süden
- H₂ hat eine wichtige Speicherfunktion

Einordnung

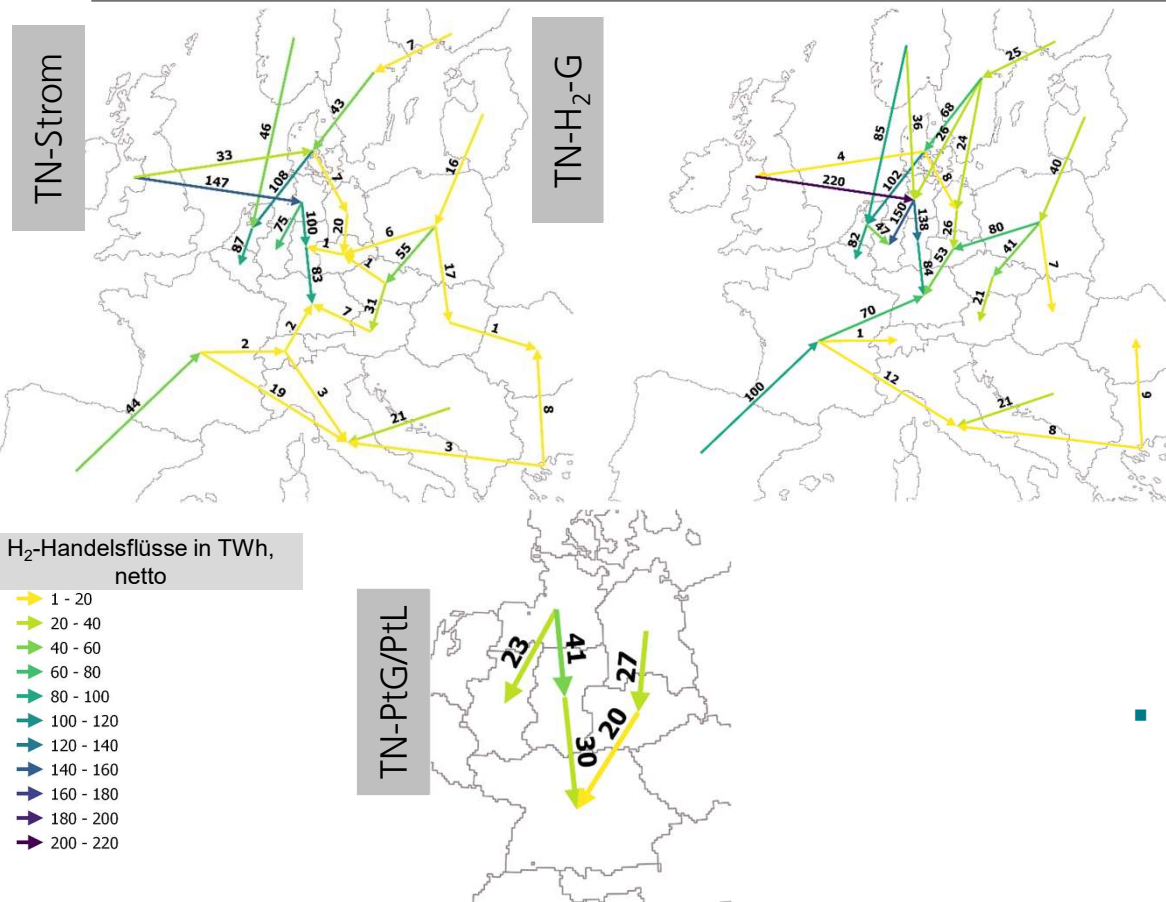
- Kein Import aus der MENA-Region, obwohl dort identisch zu Europa geringes Zinsniveau angenommen wurde (2%)
 - Zinsniveau in MENA eher zu niedrig
- Transportkosten sind unsicher
- Bei Flächenknappheit an Land in Europa kann Import aus der MENA Region konkurrenzfähig zur Ausdehnung der Energieerzeugung auf See sein.

Schlussfolgerung

- Eine europäische H₂-Infrastruktur ist für viele Szenarien eine sinnvolle Entwicklung

H₂-Handelsbilanz (netto)

Europäische Wasserstoffinfrastruktur sinnvoll



Ergebnisse

- In den Szenarien TN-Strom und TN-H₂-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)

Einordnung

- 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 kaum national decken. Eine europäische Wasserstoffinfrastruktur scheint sinnvoll zu sein

Sektoranalyse Angebot – Importe 2050 (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-H₂-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

Einordnung

- 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

Agenda

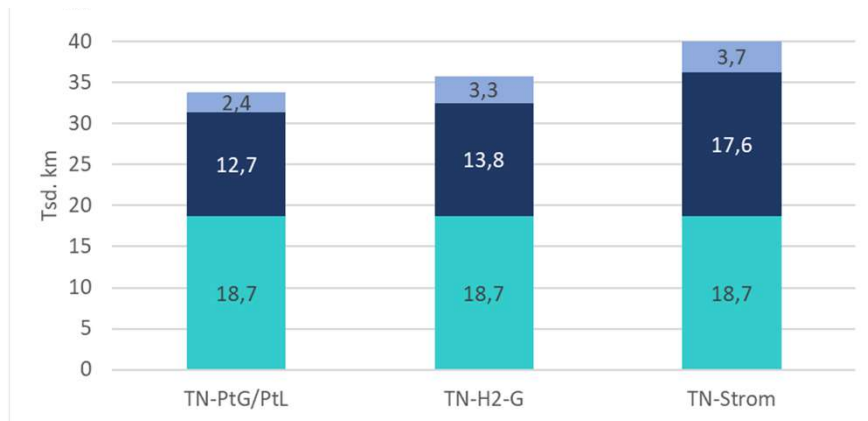


- Vorbemerkungen & Konzept der Langfristszenarien
- Energienachfrage
- Energieangebot
- **Netze**
- Gesamtbild
- Zusammenfassung & Diskussion

Kurzübersicht – Übertragungsnetz Strom

Weiterer Übertragungsnetzausbau erforderlich

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



■ zusätzlicher grenzüberschreitender Netzausbau im Szenario*** *

■ zusätzlicher Netzausbau im Szenario

■ vorgegebenes Startnetz (genehmigter NEP 2019 / BBPIG + EnLAG)

* 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

Einordnung

- 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

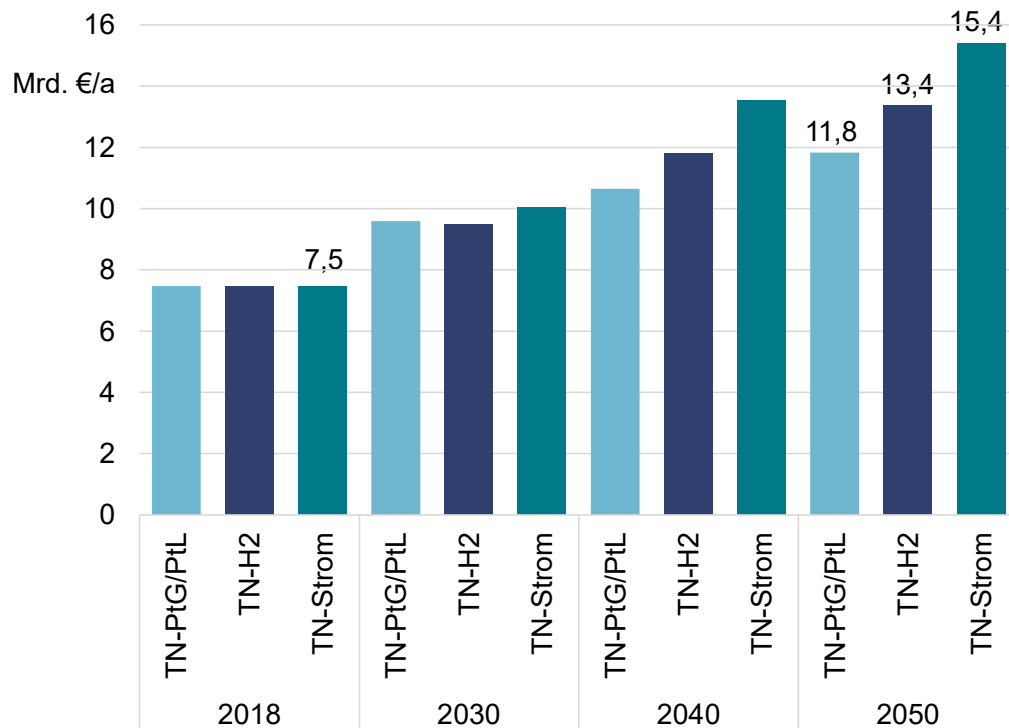
Schlussfolgerung

- 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

Annuitätische Netzkosten des deutschen Verteilungsnetzes



Ergebnisse

- In allen drei Szenarien steigen die annuitätischen Kosten der Verteilungsnetze wegen des notwendigen Ausbaus deutlich an
- In den Szenarien TN-H₂-G und TN-Strom kommt es bis 2050 etwa zu einer Verdopplung der jährlichen Kosten gegenüber heute

Einordnung

- Die Zunahme der Netzkosten ist nicht gleichbedeutend mit einem entsprechenden Anstieg der Netzentgelte, da auch der Stromverbrauch deutlich steigt

Schlussfolgerung

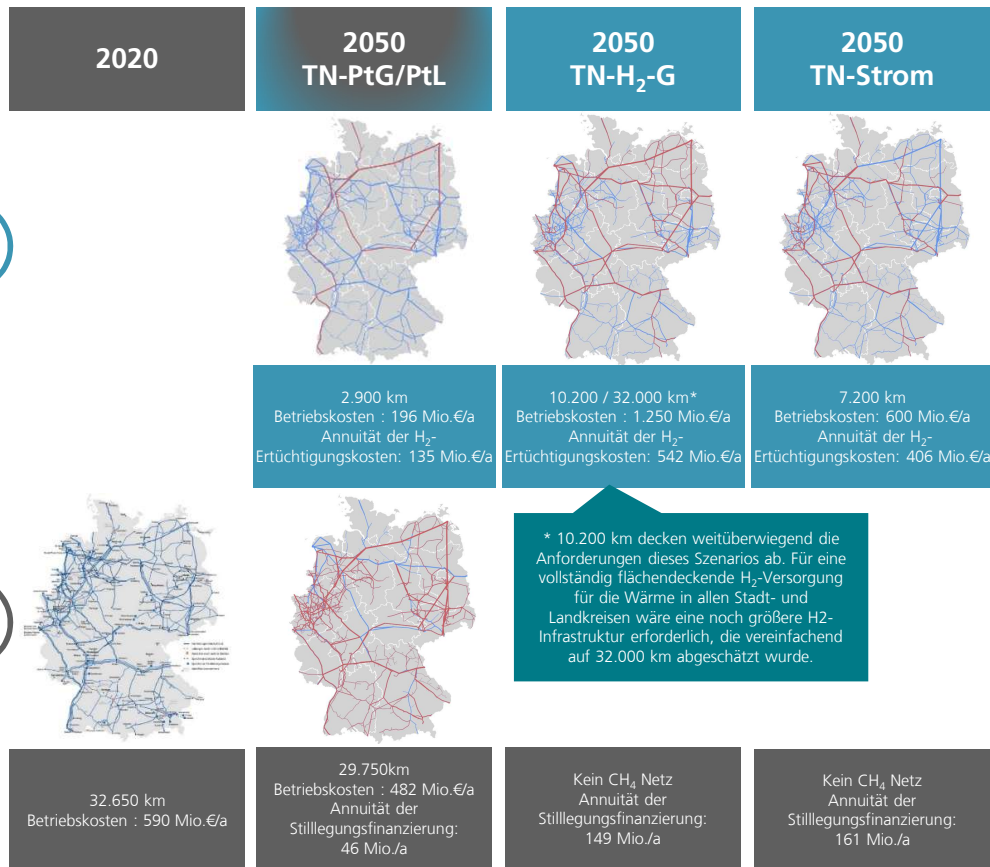
- In den Verteilungsnetzen entsteht flächendeckend ein sehr erheblicher Investitionsbedarf
- Bei allen zukünftig ersetzten Leitungen ist der Einsatz eines möglichst großen Querschnitts sinnvoll, da der Querschnitt für die Leistungsfähigkeit des Netzes entscheidend ist, die Kosten jedoch vor allem durch die vom Querschnitt unabhängigen Grabungskosten entstehen

Kurzübersicht – Fernleitungsnetze Gas

Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur ist zentral

H₂

CH₄



Ergebnisse

- Unterschiedliche H₂- und CH₄-Netztopologien abhängig vom Szenario
 - Wasserstoffnetz im TN-H₂-G Szenario ausgeprägter, bei flächendeckendem Einsatz in der Wärme auch vergleichbar zum heutigen Methanetz 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

Einordnung

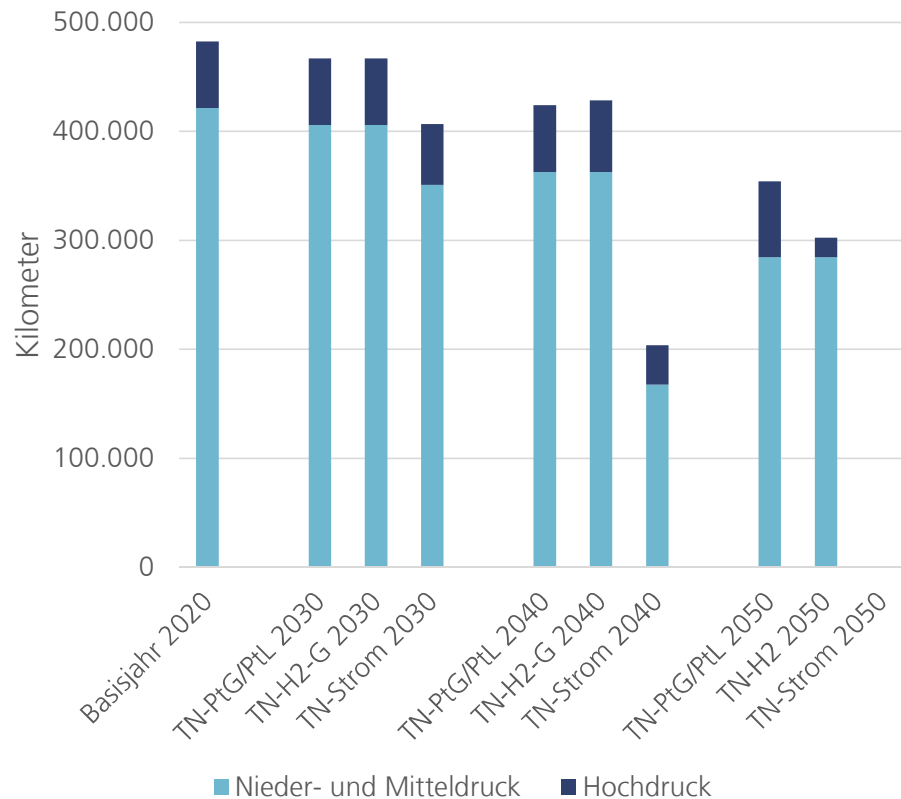
- Pfadunterschiede zwischen TN-Strom und TN-H₂-G insb. ab 2040
- Wasserstoffnetz hauptsächlich aus Umwidmungen realisiert
- CH₄-Transite durch Restmethanetz in 2050 möglich

Schlussfolgerung

- TN-H₂-G und TN-Strom: erweitertes H₂ Netz von 7.200 km ab 2040, Stilllegung bzw. Umwidmung des Erdgasnetzes bis 2050

Kurzübersicht – Verteilnetze Gas

Rückläufiger Infrastrukturbedarf in allen TN-Szenarien



Ergebnisse

- Weiterbetrieb der Gasverteilnetze in geringerem Umfang in den Szenarien TN-H₂-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-H₂-G Szenario: 410 Mio. €/a

Einordnung

- 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

Agenda

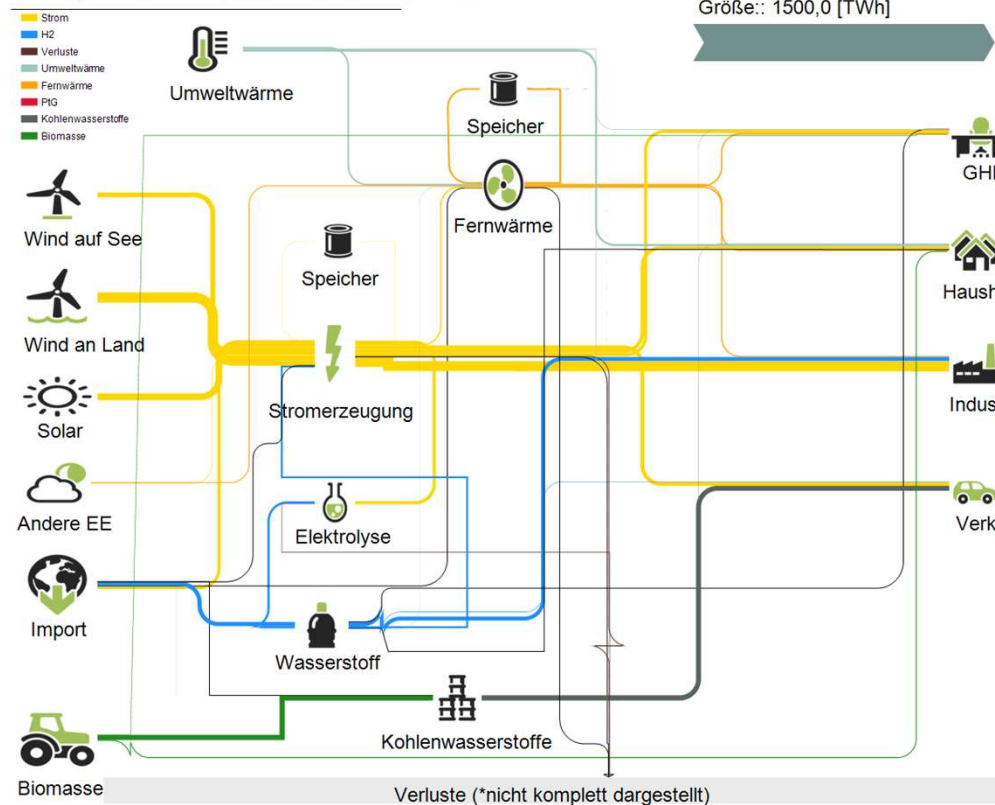


- Vorbemerkungen & Konzept der Langfristszenarien
- Energienachfrage
- Energieangebot
- Netze
- **Gesamtbild**
- Zusammenfassung & Diskussion

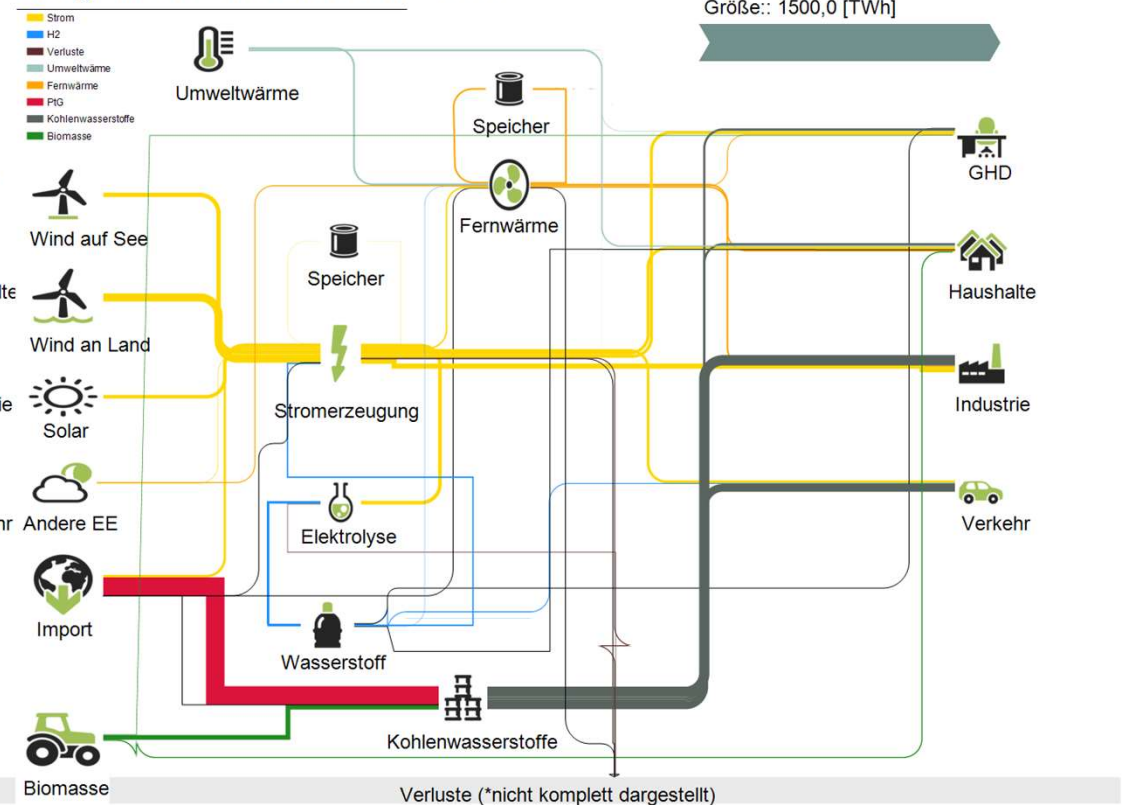
Kurzübersicht – Energieflüsse 1/2

Unterschiedliche Hauptenergieträger werden genutzt

Energiefluss Szenario TN-Strom 2050



Energiefluss Szenario TN-PtG/PtL 2050

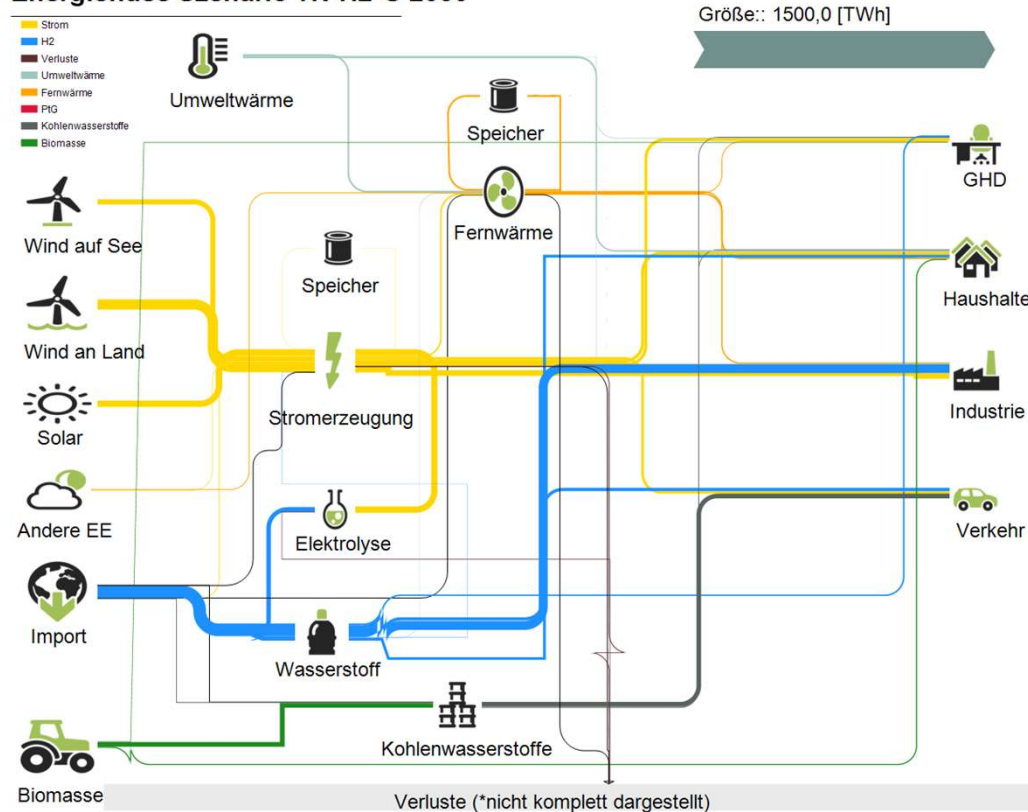


Hinweis: Darstellung teilweise vereinfacht z.B. nationale fossile Energiegewinnung hier unter Importen

Kurzübersicht – Energieflüsse 2/2

Unterschiedliche Hauptenergieträger werden genutzt

Energiefluss Szenario TN-H2-G 2050



Ergebnisse

- Energieflüsse nehmen im Vergleich zu heute deutlich ab
- Heute genutzte fossile Energieträger werden bis 2050 durch unterschiedliche CO₂-freie Energieträger ersetzt
- Bedeutende Energieflüsse über thermische Speicher
- Deutliche Unterschiede im Hauptenergieträger 2050
- Unterschiedliche Energieträger werden importiert
- Größere Gemeinsamkeiten zwischen TN-Strom und TN-H₂-G (z.B. H₂-Import und zentrale Rolle des Stromsektors)
- Größere Unterschiede der Szenarien bezüglich Verbrauchsmix an Energie, v.a. in Industrie und Verkehr

Einordnung

- Projekt beleuchtet die Extrempunkte des Lösungsraums
- Gemeinsamkeiten sind deshalb als robust einzustufen

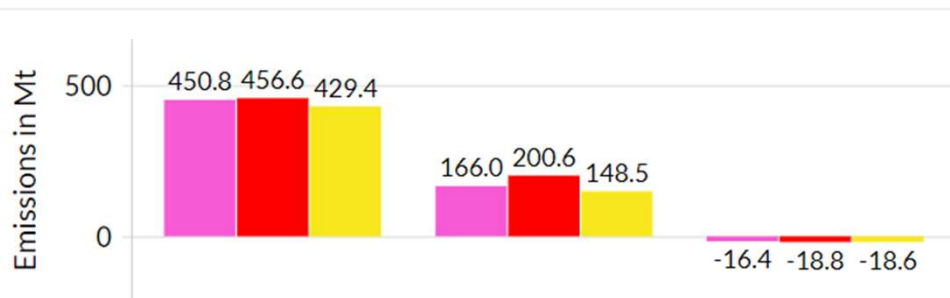
Schlussfolgerung

- Steigerung der Energieeffizienz ist eine robuste Strategie
- Deutschland wird weiterhin Energie importieren
- Pfadentscheidungen in nächsten Jahren teilw. notwendig

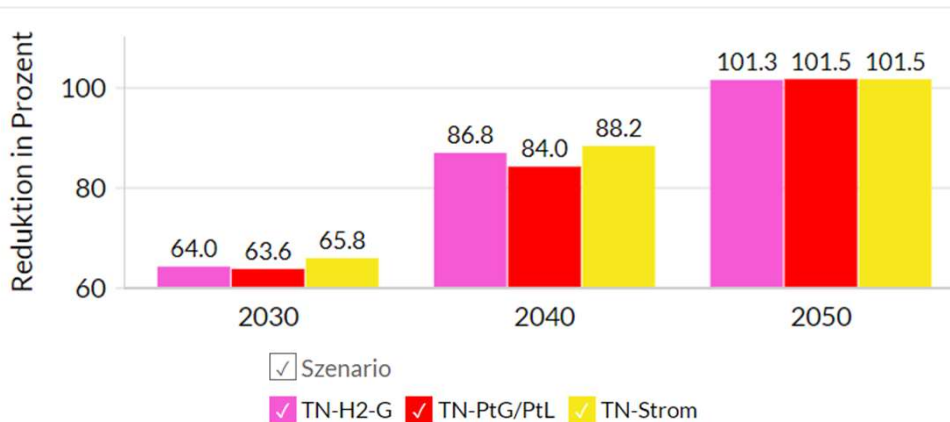
Kurzübersicht – Entwicklung der Treibhausgasemissionen

THG-Neutralität erfordert ambitionierten Reduktionspfad

ThG Emissionen



Emissionsreduktion nach Szenario



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)

Einordnung

- 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.

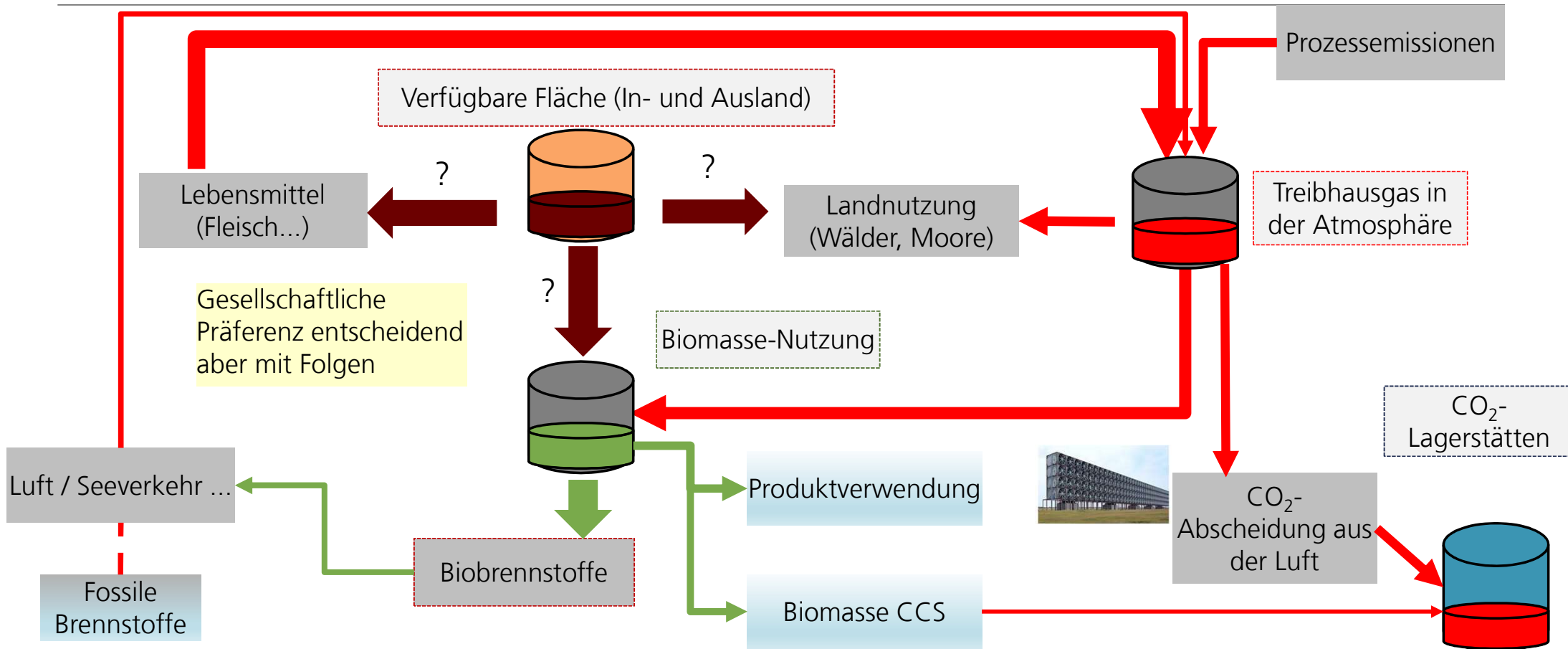
Einordnung der Szenarien vor dem Hintergrund der neuen Klimaschutzziele nach dem Urteil des BVerfG

- Die Szenarien wurden vor dem Urteil des Bundesverfassungsgerichtes gerechnet. Die zentrale Zielvorgabe war Treibhausgasneutralität bis 2050.
- Die prinzipiellen Erkenntnisse dieser Analyse sind nach unserer Ansicht auch nach der aktuellen Verschärfung der Klimaziele gültig.
- Lediglich das Szenario TN-Strom erreicht die aktuellen Ziele für die Jahre 2030 und 2040. In der letzten Dekade müsste die Entwicklung weiter beschleunigt werden, um die aktuellen Ziele zu erreichen.
- In den Szenarien TN-H₂-G und TN-PtG/PtL werden die aktuelle Ziele für 2030 und 2040 verfehlt. 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 Umstellung der Endgeräte verbunden. Zusätzlicher Bedarf:

	2030	2040
TN-PtG/PtL	+ ca. 90 TWh (insg. 155 TWh)	+ ca. 250 TWh PtG (insg. 490 TWh)
TN-H ₂ -G	+ ca. 60 TWh (insg. 105 TWh)	+ ca. 80 TWh (insg. 480 TWh)

Treibhausgasneutralität

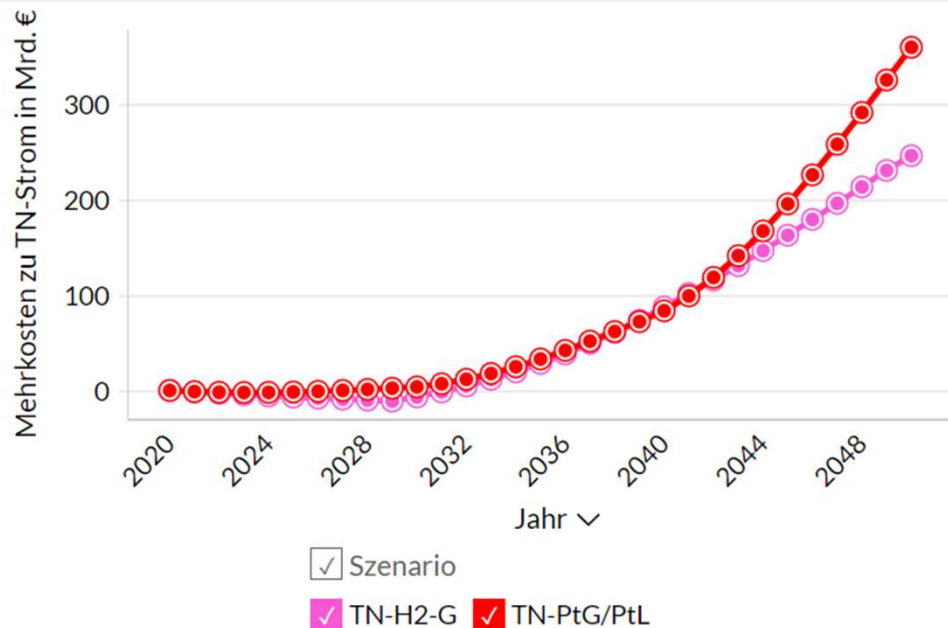
Landnutzung bestimmt Pfade für negative Emissionen



Kurzübersicht – Kostenanalyse

Geld fließt in Infrastruktur oder Energieträger

Mehrkosten zu TN-Strom kumuliert



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

Einordnung

- 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 H₂ beachtet werden

Agenda



- Vorbemerkungen & Konzept der Langfristszenarien
- Energienachfrage
- Energieangebot
- Netze
- Gesamtbild
- Zusammenfassung & Diskussion

Zusammenfassung & zentrale Erkenntnisse 1/2

- **Im Industriesektor ist eine tiefgreifende Transformation in vielen Branchen und Wertschöpfungsketten notwendig**
 - Ohne große Mengen CO₂-neutraler Sekundärenergieträger (Strom, H₂, 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, H₂, 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 2050 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**

Herzlichen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!

•**Industrie:**

•29. Juni 2021, 10 bis 11.30 Uhr

•**Gebäude:**

•30. Juni 2021, 10 bis 11.30 Uhr

•**Energieangebot:**

• 2. Juli 2021, 10 bis 12.30 Uhr

•**Strom-, Gas- und Wasserstoffnetze:**

•7. Juli 2021, 14 bis 16 Uhr

•**Verkehr:**

•8. Juli 2021, 14 bis 15.30 Uhr



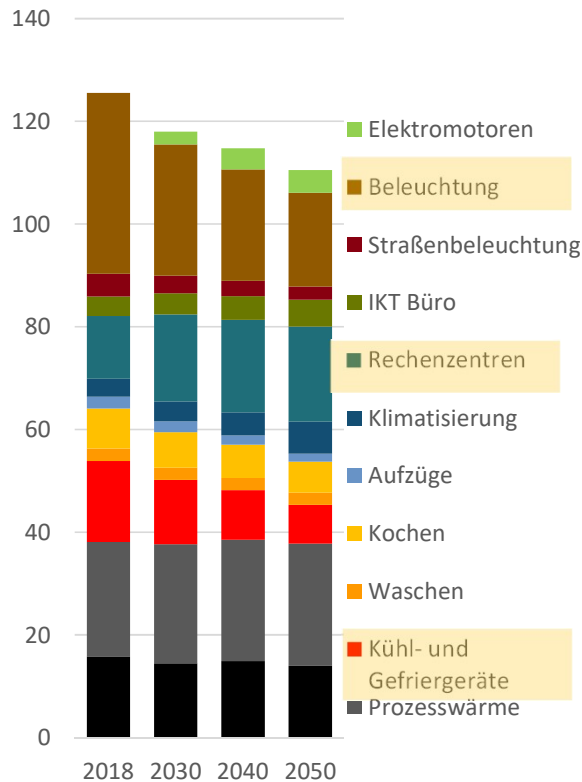
Ansprechpartner:

Projektleitung:	Dr. Frank Sensfuß
Energieangebot:	Benjamin Lux
Gasnetze:	Prof. Dr. Müller-Kirchenbauer
Gebäude:	Peter Mellwig
Geräte & GHD:	Dr. Heike Brugger
Industrie:	Dr. Tobias Fleiter
Stromnetze:	Dr. Christoph Maurer
Verkehr:	Prof. Dr. Martin Wietschel

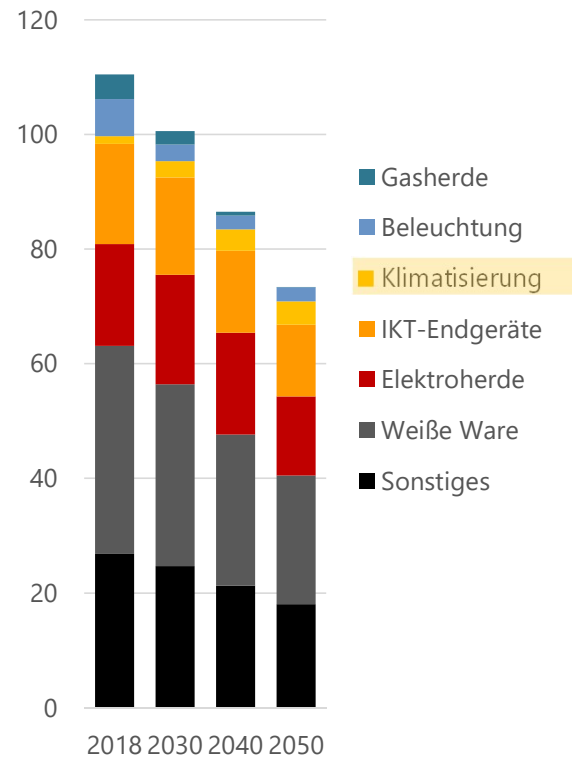
www.langfristszenarien.de

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

GHD Strombedarf (TWh)



HH-Strombedarf (TWh)



Ergebnisse

- 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)

Einordnung

- 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