



# **Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3**

Kurzbericht: 3 Hauptszenarien

05/2021

## Impressum

---

### Langfristszenarien 3 - Kurzbericht

#### Projektleitung

**Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI**

Breslauer Straße 48, 76139 Karlsruhe

Dr. Frank Sensfuß, frank.sensfuss@isi.fraunhofer.de

**Consentec GmbH**

Grüner Weg 1, 52070 Aachen

Dr. Christoph Maurer, maurer@consentec.de

#### 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

#### Beteiligte Institute

**Consentec GmbH:** Grüner Weg 1, 52070 Aachen;

Dr. Christoph Maurer, maurer@consentec.de (Administrative Leitung)

**Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI:** Breslauer Straße 48, 76139 Karlsruhe

Dr. Frank Sensfuß, frank.sensfuss@isi.fraunhofer.de (Projektleitung)

Gerda Deac, gerda.deac@isi.fraunhofer.de (Projektmanagement)

**ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg:** Im Weiher 10, 69121 Heidelberg

Peter Mellwig, peter.mellwig@ifeu.de

**Technische Universität Berlin:** Straße des 17. Juni 135, 10623 Berlin

Prof. Dr. Joachim Müller-Kirchenbauer, jmk@er.tu-berlin.de

#### Auftraggeber

**Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi)**

Scharnhorststr. 34-37, 10115 Berlin

#### Veröffentlicht

Mai 2021

#### Hinweise

Dieser Bericht einschließlich aller seiner Teile ist urheberrechtlich geschützt. Die Informationen wurden nach bestem Wissen und Gewissen unter Beachtung der Grundsätze guter wissenschaftlicher Praxis zusammengestellt. Die Autorinnen und Autoren gehen davon aus, dass die Angaben in diesem Bericht korrekt, vollständig und aktuell sind, übernehmen jedoch für etwaige Fehler, ausdrücklich oder implizit, keine Gewähr. Die Darstellungen in diesem Dokument spiegeln nicht notwendigerweise die Meinung des Auftraggebers wider.

# Inhaltsverzeichnis

---

1	Vorwort	5
2	Executive Summary	6
3	Einleitung	7
3.1	Zielsetzung.....	7
3.2	Übersicht der Szenarien.....	7
4	Industrie	9
5	Verkehr	13
5.1	Übersicht Endenergiebedarf im Verkehr.....	13
5.2	Entwicklung einzelner Verkehrsträger.....	13
5.3	Zentrale Schlussfolgerungen Verkehr.....	14
6	Gebäude	16
7	GHD & Geräte	18
8	Energieangebot	19
8.1	Stromsektor.....	19
8.2	Wärmenetze.....	20
8.3	Wasserstoffsystem.....	20
8.4	Sektorkopplung.....	21
9	Stromnetze	22
9.1	Übertragungsnetz.....	22
9.2	Verteilungsnetze.....	22
10	Gasnetze	24
10.1	Fernleitungsnetze.....	24
10.2	Verteilnetze.....	24
11	Gesamtbild	26
11.1	Übersicht des Energiesystems.....	26

11.2	Treibhausgasreduktion .....	28
11.3	Kosten .....	29

# 1 Vorwort

---

Dieser Bericht analysiert Szenarien für die Erreichung der Treibhausgasneutralität in Deutschland mit jeweils stark ausgeprägter Nutzung der Hauptenergieträger Strom, Wasserstoff und synthetische Kohlenwasserstoffe. Diese Szenarien wurden vor der Novelle des Klimaschutzgesetzes definiert und berechnet. Aus diesem Grund sind die aktuellen Beschlüsse zur Verschärfung der Treibhausgasminderungsziele noch nicht als explizite Randbedingungen enthalten. In den Szenarien sollte die Treibhausgasneutralität bis 2050 erreicht werden. Zur Erreichung der Treibhausgasneutralität bereits in 2045 müsste die Entwicklung nach 2040 gegenüber den hier dargestellten Szenarien etwas beschleunigt werden. Die generellen Erkenntnisse dieser Analyse sind auch vor dem Hintergrund der neuen Ziele weiterhin gültig und können wichtige Informationen für die Diskussionen um die Optionen zur Erreichung der Treibhausgasneutralität liefern. Allerdings erreicht lediglich das Szenario mit starker Stromnutzung die aktuellen Zielvorgaben für die Jahre 2030 und 2040. Die Szenarien mit starker Nutzung von Wasserstoff und synthetischen Kohlenwasserstoffen müssten früher größere Mengen dieser Energieträger einsetzen, um die Ziele zu erreichen. Angesichts der Tatsache, dass sowohl grüner Wasserstoff als auch synthetische Kohlenwasserstoffe aktuell nicht in relevanten Mengen in Deutschland verfügbar sind, erscheint insbesondere eine Erreichung der kurz- und mittelfristigen Ziele über diese Technologiepfade sehr ambitioniert. Im weiteren Projektverlauf werden zusätzliche Szenarien berechnet, die dann auch die aktuellen Zielvorgaben explizit umsetzen und Variationen in der Technologiewahl widerspiegeln.

## 2 Executive Summary

---

Das Projekt "Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland" untersucht, welche techno-ökonomischen Auswirkungen alternative Pfade zur Dekarbonisierung des Energiesystems haben und wie Deutschland das Ziel der Treibhausgasneutralität erreichen kann. Konkret werden in diesem Bericht drei Szenarien zusammengefasst. Die Dekarbonisierung benötigt klimaneutrale Energieträger. Im Wesentlichen sind dies Strom, Wasserstoff und/oder synthetische Kohlenwasserstoffe. Wir haben für diesen ersten Bericht jeweils ein Szenario mit sehr starker Nutzung des jeweiligen Energieträgers modelliert (TN-Strom, TN-H<sub>2</sub>-G, TN-PtG/PtL). Weitere Szenarien werden folgen. Aus dem Vergleich der vorliegenden Szenarien lassen sich die folgenden grundlegende Erkenntnisse gewinnen.

Der Industriesektor steht vor einer tiefgreifenden Transformation in vielen Branchen und Wertschöpfungsketten. Ohne große Mengen CO<sub>2</sub>-neutraler Energieträger (Strom, H<sub>2</sub>, PtG/PtL) ist die Transformation nicht möglich. Besonders energieintensive Grundstoffindustrien stehen vor einem umfassenden Umbau des Anlagenbestandes. Zusätzlich ist die Abscheidung und ggf. die Nutzung von CO<sub>2</sub> aus Prozessemissionen, z.B. in der Zementindustrie, mit den entsprechenden Transportinfrastrukturen ein Thema, das in allen Szenarien relevant wird.

Nach heutigem Kenntnisstand ist eine Steigerung der direkten Stromnutzung in den Bereichen der Bereitstellung von Wärme in Wärmenetzen, einer signifikanten Anzahl von Gebäuden (Wärmepumpen) und als Energieträger in bedeutenden Teilen der Pkw- & Transportverkehre eine robuste Strategie.

Der Luft- und Seeverkehr ist nach heutigem Kenntnisstand auch langfristig auf Kohlenwasserstoffe angewiesen, die aus biogenen Quellen oder ggf. in Form von synthetischen Kohlenwasserstoffen (PtG/PtL) bereitgestellt werden können.

Bei Langstreckenverkehren, Prozesswärme, schlecht gedämmten Gebäuden und industriellen Prozessen sind verschiedene technische Lösungen denkbar, aber mit unterschiedlichen Konsequenzen verbunden. Bei den schlechter gedämmten Gebäuden bestehen folgende Optionen: Nutzung von teuren synthetischen Kohlenwasserstoffen oder in sehr begrenztem Umfang von Biomasse; Nutzung von Wasserstoff mit entsprechendem Aufwand bei der Umstellung der Geräte und der Versorgungsinfrastruktur, sowie der direkten Stromnutzung mit einer Nachdämmung, wenn möglich.

In allen Szenarien ist ein hoher Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland und Europa zentral. Die zentrale Herausforderung liegt in der Flächenbereitstellung und der Sicherung der dafür notwendigen Akzeptanz. Die Stromnetze müssen – sowohl auf Übertragungs- als auch Verteilnetzebene – in allen Szenarien auch nach 2030 noch deutlich ausgebaut werden. Effiziente Sektorkopplung 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. Der Flächenbedarf im Ausland für die deutsche Energieversorgung ist insbesondere bei PtG/PtL-Importen 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. In diesem Zusammenhang ist eine Anpassung des Gasnetzes auf rückläufigen Methanbedarf und den Transport von Wasserstoff eine wichtige Aufgabe.

Die Spekulation auf einen großflächigen Einsatz von synthetischen Kohlenwasserstoffen wäre eine riskante Strategie, da dieses Szenario in seinen ökonomischen Wirkungsmechanismen nur unter sehr speziellen Bedingungen denkbar ist.

Weiterhin zeigen unsere Analysen, dass nach derzeitigem Kenntnisstand die Treibhausgasemissionen in Deutschland nicht komplett auf null gesenkt werden können. Aus diesem Grund sollten die Erforschung und Entwicklung von Technologien für negative Emissionen vorangetrieben werden.

## 3 Einleitung

---

### 3.1 Zielsetzung

Die energie- und klimapolitischen Ziele Deutschlands erfordern einen grundlegenden Umbau des Energiesystems, der nahezu alle Bereiche der Volkswirtschaft betrifft. Wir untersuchen im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie in diesem Forschungsvorhaben „Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland“, wie Deutschland das Ziel der Treibhausgasneutralität erreichen kann. Hierfür errechnen wir mit unserem Modellverbund detaillierte regional und zeitlich hochaufgelöste Szenarien. Ein Energieszenario beschreibt eine mögliche zukünftige Entwicklung des Energiesystems innerhalb der gesetzten Parametrierung. Unsere Energieszenarien sind aber keine Prognosen der zukünftigen Entwicklung, sondern bilden konsistente Entwicklungen innerhalb der gesetzten Rahmenbedingungen ab. Wir zielen darauf ab, mit unseren Szenarien den Lösungsraum für die Erreichung der Treibhausgasneutralität auszuleuchten und Wirkungszusammenhänge zu identifizieren. Dabei können robuste Strategien und notwendige Richtungsentscheidungen identifiziert werden. Im Sinne der Transparenz und für die Begleitung der Diskussion werden wir auf [www.langfristszenarien.de](http://www.langfristszenarien.de) eine Vielzahl von Daten und Materialien bereitstellen.

Die Dekarbonisierung des Energiesystems erfordert die Nutzung von klimaneutralen Energieträgern. Im Wesentlichen können dies klimaneutral hergestellter Strom, klimaneutraler Wasserstoff oder klimaneutrale Kohlenwasserstoffe sein. In einem ersten Schritt analysieren wir drei Szenarien mit jeweils sehr ausgeprägter Nutzung eines dieser Brennstoffe und beleuchten dabei bewusst die Ecken des Lösungsraums. In diesem Projekt werden eine Vielzahl von weiteren Szenarien folgen, um den Lösungsraum weiter auszuleuchten.

Dieser Bericht stellt eine erste Kurzzusammenfassung dieser drei treibhausgasneutralen Szenarien dar und ist eine schriftliche Ergänzung zum Foliensatz "Executive Summary: 3 Hauptszenarien".

Im nächsten Abschnitt werden die drei Szenarien kurz umrissen. In den Abschnitten 3 bis 6 werden die einzelnen Sektoren der Energienachfrage dargestellt. Die Abschnitte 7-9 betrachten das Energieangebot sowie die Strom- und Gasnetze. Diese Kurzzusammenfassung schließt in Abschnitt 10 mit einem Überblick zum Energiesystem in Bezug auf Energieflüsse, Treibhausgasemissionen und Kosten.

### 3.2 Übersicht der Szenarien

Die Szenariowelten der Elektrifizierung setzen auf eine starke Nutzung von erneuerbarem Strom. Die Modelle der Energienachfrage errechnen jeweils für ihren Sektor Szenarien mit starker Stromnutzung. Allerdings wird für das Ziel der Treibhausgasneutralität auch hier schon eine erhebliche Menge Wasserstoff benötigt. Die Deckung der Nachfrage nach Strom, Wärme in Wärmenetzen und Wasserstoff wird optimiert. Dabei werden die Kosten der Netze für Strom und Gas bzw. Wasserstoff berücksichtigt. Die Nutzung von Kohlenwasserstoffen wird bis 2050 auf das nachhaltige Potential von Biomasse begrenzt. Das hier dargestellte Szenario **TN-Strom** stellt die Basisvariante für weitere geplante Szenarien der Szenariowelten Elektrifizierung dar.

Die Szenariowelten auf Basis von Wasserstoff untersuchen unterschiedliche Ausprägungen einer verstärkten Nutzung von Wasserstoff für die Dekarbonisierung des Energiesystems. Das hier dargestellte Szenario **TN-H<sub>2</sub>-G** analysiert eine sehr starke Nutzung von Wasserstoff im Energiesystem. Die Deckung der Energienachfrage wird dabei optimiert. In der Modellierung des Energieangebotes muss die Nachfrage nach Wasserstoff, ähnlich wie im Szenario TN-Strom, durch Elektrolyse in Deutschland, Europa oder anderen Regionen der Welt bereitgestellt werden.

Die Szenariowelten auf Basis von synthetischen Kohlenwasserstoffen (Power-to-Gas/Power-to-Liquid (PtG/PtL)) untersuchen unterschiedliche Ausprägungen der Nutzung von synthetischen Kohlenwasserstoffen für die Dekarbonisierung des Energiesystems. Das hier dargestellte Szenario **TN-PtG/PtL** setzt auf eine sehr starke Nutzung von synthetischen Kohlenwasserstoffen im gesamten Energiesystem. Neben der Nutzung des nachhaltigen Biomassepotentials werden die benötigten Kohlenwasserstoffe aus Regionen außerhalb Europas importiert.



## 4 Industrie

---

Für den Industriesektor ist eine Reihe von **Annahmen in den drei TN-Szenarien** identisch. In allen drei Szenarien wächst die Wertschöpfung des Industriesektors bis zum Jahr 2050 um etwa 1% pro Jahr. Die Produktionsmengen von energieintensiven Grundstoffen entwickeln sich auf relativ konstantem Niveau bzw. sinken leicht bis zum Jahr 2050. Ein wichtiger Grund für den leichten Rückgang ist der für alle Szenarien angenommene Fortschritt bei *effizienter Materialverwendung* entlang der Wertschöpfungsketten bis hinein in die Endverbrauchssektoren wie die Bauwirtschaft. Auch bei der *Kreislaufwirtschaft* wurden in allen drei Szenarien substantielle Fortschritte beim Einsatz von Sekundärprodukten etwa in der Stahl- oder Kunststoffproduktion angenommen.

Die **Szenarien unterscheiden** sich jedoch deutlich in Bezug auf die Umstellung der Energieversorgung/-nachfrage entsprechend der jeweiligen Schwerpunkte (Strom, PtG, Wasserstoff). Im Szenario TN-Strom werden *direktelektrische Lösungen* bevorzugt, was sich vorwiegend auf die Umstellung der Prozesswärme bezieht. Dort, wo dies nicht möglich ist, weil z.B. eine stoffliche Nutzung der Energieträger stattfindet, wird Wasserstoff eingesetzt (z.B. zur Herstellung von Olefinen). Im Szenario TN-PtG/PtL wird PtG (*synthetisches Methan*) *energetisch sowie stofflich* in allen Anwendungen bevorzugt eingesetzt. Lediglich dort, wo andere Optionen sehr hohe Effizienzvorteile aufweisen, ergänzen diese den Einsatz von PtG (z.B. Niedertemperaturwärme über Wärmepumpen). Im Szenario TN-H<sub>2</sub>-G wird davon ausgegangen, dass *Wasserstoff bis 2050 über eine großflächige Infrastruktur* an allen Standorten verfügbar ist. Wasserstoff ist der bevorzugte Energieträger für energetische sowie stoffliche Nutzung.

Die Ergebnisse zeigen: Bis zum Jahr **2030 erreichen die Szenarien eine THG-Minderung von 54 % (TN-Strom), 52 % (TN-PtG/PtL) bzw. 55% (TN-H<sub>2</sub>-G)** gegenüber den 279,2 Mt der Industrie im Jahr 1990. Damit *übererfüllen alle drei Szenarien das zum Zeitpunkt der Berechnung gültige Sektorziel* für die Industrie im Jahr 2030 von 49 bis 51 % Minderung leicht.

In allen drei TN-Szenarien erreicht der Industriesektor eine **THG-Minderung von etwa 97% bis 2050** gegenüber 1990. Im Hinblick auf Restemissionen ähnelt sich das Bild in den drei TN-Szenarien. Die verbleibenden etwa 7-8 Mt THG-Emissionen setzen sich *nahezu ausschließlich aus prozessbedingten Emissionen* zusammen. Wenngleich diese aufgrund von Prozesswechseln, Materialeffizienz, innovativen Zementsorten sowie dem Einsatz von CCU (CO<sub>2</sub>-Abscheidung und Nutzung) bis 2050 kontinuierlich sinken, verbleibt in diesen Bereichen noch ein deutlicher Sockel, der sich auf über 20 einzelne Quellenkategorien verteilt.

Der hier betrachtete **Energieverbrauch der Industrie** setzt sich aus dem Endenergieverbrauch entsprechend der Energiebilanzen sowie dem stofflichen Einsatz von Energieträgern in der Chemie- und Stahlindustrie zusammen. Insgesamt ergab sich ein Energieverbrauch von 850 TWh im Jahr 2015. Im Verlauf bis 2050 ändern sich Niveau und *Zusammensetzung des Energiebedarfs in den TN-Szenarien grundlegend*.

In **allen drei TN-Szenarien sinkt der Energieverbrauch** in Summe kontinuierlich, um etwa ein Fünftel bis zum Jahr 2050 (TN-Strom: -23%, TN-PtG/PtL: -18%, TN-H<sub>2</sub>-G: -21%). Dieser Rückgang ist in allen Szenarien besonders durch ambitionierte Fortschritte bei *Energie- und Materialeffizienz sowie Kreislaufwirtschaft* zu erklären. Hinzu kommt im Szenario TN-Strom, dass die Elektrifizierung von Prozessen häufig mit (Endenergie-) Effizienzgewinnen einhergeht, was den etwas stärkeren Rückgang im Szenario TN-Strom erklärt. Auch die Systemgrenze spielt eine Rolle, indem die Herstellung von Elektrolyse-Wasserstoff im Umwandlungssektor und nicht in der Industrie bilanziert wird.

Größere Verschiebungen zeigen sich bei der **Bedeutung einzelner Energieträger**. Entsprechend der übergeordneten Szenarioleitlinien entwickeln sich die Szenarien sehr unterschiedlich und verzeichnen einen starken Wechsel in Richtung Strom (TN-Strom), PtG bzw. synthetisches Methan (TN-PtG/PtL) bzw. Wasserstoff (TN-H<sub>2</sub>-G). Eine robuste Beobachtung ist daher, dass für viele Anwendungen verschiedene, miteinander konkurrierende Lösungen existieren.

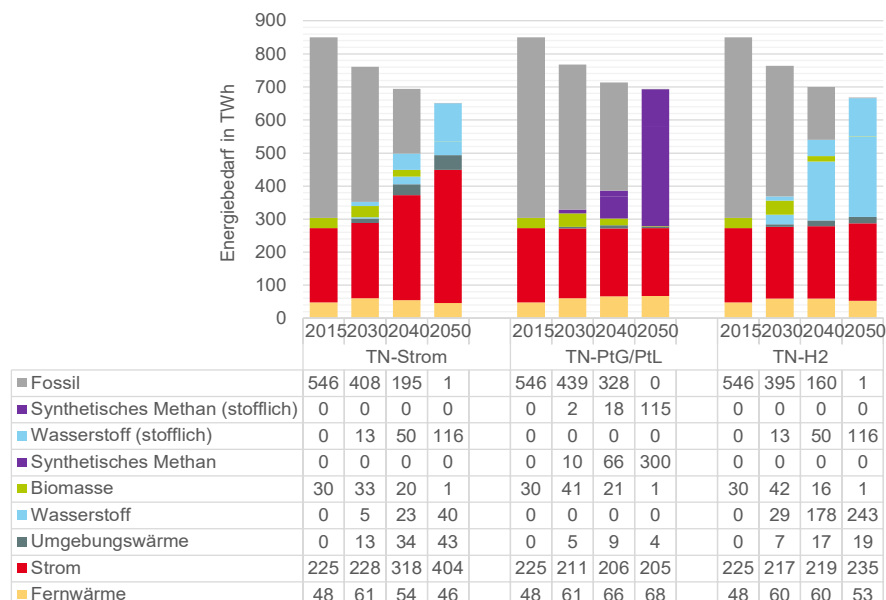
Im **Szenario TN-H<sub>2</sub>-G** steigt der Verbrauch von (grünem) Wasserstoff auf insgesamt 360 TWh im Jahr 2050 und macht damit etwa 52% des gesamten Energieverbrauchs der Industrie aus. Mit 41 TWh<sup>1</sup> ist der Bedarf an Wasserstoff im Jahr 2030 deutlich niedriger, aber dennoch substantiell. Getrieben durch den Umbau des industriellen Anlagenbestandes ist von 2030 bis 2040 ein starker Anstieg zu verzeichnen.

Im **Szenario TN-PtG/PtL** ist ein weniger grundlegender Umbau des industriellen Anlagenbestandes nötig, da Industrieöfen im Normalfall bereits mit Erdgas befeuert sind (wichtige Ausnahme: Hochöfen). Entsprechend wird die Geschwindigkeit der Umstellung auf PtG hauptsächlich durch die *Beimischungsquote im Gasnetz* bestimmt. So sind im Jahr 2030 bei einem Beimischungsanteil von 5 % erst 12 TWh PtG-Bedarf zu verzeichnen. Im Jahr 2050 ist PtG mit 415 TWh bzw. 60% am gesamten Energieverbrauch mit Abstand der wichtigste Energieträger. Im Vergleich zum heutigen Verbrauch von Erdgas (~240 TWh in 2015) ist dies ein deutlicher Anstieg.

Im **Szenario TN-Strom** ist nahezu eine Verdopplung des Stromverbrauchs in der Industrie auf 404 TWh in 2050 zu beobachten. Damit ist Strom mit 62% Anteil am gesamten Energieverbrauch der wichtigste Energieträger. Dieser Anstieg ist besonders durch die *Elektrifizierung der Prozesswärme* durch alle Industriebranchen hinweg bedingt. Daneben ist ein starker Anstieg des Wasserstoffbedarfs auf 156 TWh in 2050 zu verzeichnen. Dieser wird überall dort eingesetzt, wo eine direkte Elektrifizierung nicht möglich ist (z.B., weil der Energieträger *stofflich* genutzt wird) oder weil elektrische Verfahren technisch noch weniger weit entwickelt sind (Stahlherstellung).

Hinsichtlich der **regionalen Verteilung** von Strom-, Gas- und H<sub>2</sub>-Nachfrage sind entsprechend der industriellen Struktur große Unterschiede zu verzeichnen. Im Szenario TN-Strom steigt die Stromnachfrage in nahezu allen Regionen bis 2050 ggü. 2015, wobei der Anstieg in 70% der Regionen sogar mehr als 50% beträgt. Im Szenario TN-H<sub>2</sub>-G benötigen 49 von 401 NUTS3-Regionen (Kreisebene) im Jahr 2050 jeweils mehr als 1 TWh H<sub>2</sub>, wobei alle Regionen einen gewissen Mindestbedarf an H<sub>2</sub> aufweisen. Im Szenario TN-Strom verteilt sich der H<sub>2</sub>-Bedarf auf lediglich etwa 20 einzelne Industriestandorte.

Dargestellt ist die Summe aus Endenergieeinsatz nach AGEB sowie stofflichem Energieträgereinsatz für Ammoniak und Methanol/Olefine-Herstellung



**Abbildung 1 Entwicklung des Endenergiebedarfes inkl. stofflicher Verwendung im Industriesektor**

<sup>1</sup> Gemeint ist die Nutzung von grünem Wasserstoff. Die bereits 2020 bestehende Nutzung von Wasserstoff, die sich fast ausschließlich aus grauem Wasserstoff (Dampfreformierung aus Erdgas) zusammensetzt, ist im bilanzierten Erdgasbedarf enthalten. Dies entspricht der Bilanzierungsmethodik der Energiebilanzen.

**Zentral für das Gelingen der Transformation** ist die Umstellung auf CO<sub>2</sub>-neutrale Herstellungsverfahren in den *Branchen Stahl, Chemie und Zement/Kalk* aufgrund ihrer heutigen sehr hohen CO<sub>2</sub>-Emissionen. In allen drei Branchen werden in den TN-Szenarien tiefgreifende Umstellungen der Produktionsrouten umgesetzt. Bei der Stahlherstellung wird die heutige *Hochofen-Route vollständig durch die Direktreduktion von Eisenerz mittels H<sub>2</sub>/PtG* als neue Primärroute ersetzt. In der Zementherstellung wird auf *elektrische Öfen, neue CO<sub>2</sub>-arme Bindemittel und CO<sub>2</sub>-Abscheidung* umgestellt. In der Grundstoffchemie wird die Herstellung von Olefinen zur weiteren Kunststoffproduktion auf *H<sub>2</sub> bzw. PtG als neuen Rohstoff umgestellt*. In den Szenarien TN-Strom und TN-H<sub>2</sub>-G werden verbleibende CO<sub>2</sub>-Emissionen der Zement- und Kalkherstellung abgeschieden, um für die Herstellung von Olefinen genutzt zu werden (CCU). Im Szenario TN-PtG werden abgeschiedene Emissionen der Zementherstellung gespeichert (CCS).

All diese Umstellungen sind mit umfangreichem Anlagenaustausch und Neu-Investitionen, die deutlich über das derzeit beobachtete Maß hinausgehen, verbunden. Viele der notwendigen Technologien befinden sich noch im Demo-Maßstab und sind unter den derzeitigen Randbedingungen noch nicht wirtschaftlich. Besonders der umfangreiche Einsatz von CO<sub>2</sub>-neutralen Sekundärenergieträgern führt zu einem starken Anstieg der Kosten.

Diese Transformation hin zu einer nahezu CO<sub>2</sub>-neutralen industriellen Produktion setzt grundlegende Weichenstellungen voraus. Einige wichtige Voraussetzungen sind für alle drei Szenarien:

- Neue **CO<sub>2</sub>-neutrale Herstellungsverfahren** sind ab 2025/2030 marktfähig und auf den industriellen Maßstab skaliert. Sie erreichen im Zeitverlauf 100% Bestandsdiffusion in den Grundstoffbranchen, besonders in der Chemie-, Stahl- und Zementindustrie.
- Grüner Strom, Wasserstoff oder PtG sind großflächig verfügbar und **verdrängen fossile Energieträger vollständig**.
- Die notwendige Geschwindigkeit der Umstellung erfordert verändertes **Entscheiderverhalten**, insbesondere bezüglich der Bewertung von Investitionen in CO<sub>2</sub>-neutrale Technologien.
- **Grüner Wasserstoff** oder **PtG** versorgen Chemie- und Stahlindustrie.
- **Kreislaufwirtschaft** setzt sich weiter durch: Elektrostahl wird für Qualitätsstähle verwendet, stärkeres Kunststoffrecycling.
- **Materialeffizienz** entlang der Wertschöpfungskette steigt deutlich, besonders in der Bauwirtschaft.
- **Energieeffizienz** wird weiter ambitioniert gesteigert und vorhandene Potenziale werden über beste verfügbare Techniken ausgeschöpft.
- CO<sub>2</sub> wird Rohstoff und ein **CO<sub>2</sub>-Kreislauf über den Kunststoff-Lebenszyklus** wird etabliert, inkl. Infrastruktur für Abscheidung und Transport (Ausnahme Szenario TN-PtG/PtL: hier CO<sub>2</sub>-Abscheidung und Speicherung anstatt CCU).
- Der Umbau und Ausbau der **Transportinfrastruktur** für Wasserstoff und Strom geschieht großflächig und zügig, sodass er auch in stark betroffenen Regionen nicht zum Flaschenhals der Industrietransformation wird (Ausnahme Szenario TN-PtG/PtL).

Darüber hinaus weisen die Szenarien einige Unterschiede auf. Das Szenario **TN-PtG/PtL** zeigt den geringsten Umbaubedarf am Anlagenbestand der Industrie und bei der Transportinfrastruktur. Dafür wird der Energieeinsatz vollständig auf einen sehr teuren Energieträger umgestellt. In den Branchen Stahl und Chemie ist auch im Szenario TN-PtG/PtL ein umfangreicher Umbau hin zu neuen CO<sub>2</sub>-neutralen Verfahren nötig.

Das Szenario **TN-H<sub>2</sub>-G** erfordert besonders auf Seiten der H<sub>2</sub>-Transportinfrastruktur einen grundlegenden und sehr umfassenden Ausbau bis in die Verteilebene. Der erforderliche Umbau des Anlagenbestandes ist umfassender als im Szenario TN-PtG/PtL, da die Umstellung auf Wasserstoff z.B. den Austausch von Brennern in einer Vielzahl von Industrieöfen und Dampfkesseln verlangt.

Das Szenario **TN-Strom** weist eine noch tiefgreifendere und umfassendere Umstellung des industriellen Anlagenparks auf. Die Elektrifizierung von Öfen und Dampferzeugern ist vermutlich in den meisten Fällen mit einem Austausch der Anlagen verbunden. Anforderungen an die Transportinfrastruktur sind erheblich. Allerdings ist beim Wasserstofftransport ein Transportnetz ausreichend, welches etwa 20 große Industriestandorte versorgt. Eine Versorgung mit Wasserstoff in der Verteilungsebene ist nicht nötig. Beim Stromnetz geht es besonders darum, lokale Engpässe aufgrund stark ansteigendem Strombedarf durch einzelne große Industrieanlagen zu vermeiden.

## 5 Verkehr

Im Rahmen der Langfristszenarien 3 wird der Endenergiebedarf im Verkehrssektor mithilfe der beiden Modelle ASTRA ([www.astra-model.eu](http://www.astra-model.eu)) und ALADIN ([www.aladin-model.eu](http://www.aladin-model.eu)) berechnet. Dabei wird die Verkehrsnachfrage nach bodengebundenem Verkehr mit dem System Dynamics Modell ASTRA bestimmt. ALADIN simuliert anschließend agentenbasiert die Kaufentscheidung und Antriebswahl.

### 5.1 Übersicht Endenergiebedarf im Verkehr

Der Endenergiebedarf im Verkehr geht in allen drei Szenarien, primär aufgrund effizienterer Antriebsalternativen sowie durch Effizienzsteigerungen bei konventionellen Verbrennungsmotoren, deutlich zurück. Während im Güterverkehr die Verkehrsnachfrage wächst, trägt im Pkw-Bereich ein leichter Rückgang der Verkehrsnachfrage ebenfalls zur Reduktion bei. Die stärkste Reduktion um 52 % wird dabei, aufgrund der hohen Effizienz elektrischer Antriebe, im Szenario TN-Strom erreicht. Im Szenario TN-H<sub>2</sub>-G sinkt der Endenergiebedarf um 45 %, im Szenario TN-PtG/PtL um 42 %. Abbildung 2 stellt den Endenergiebedarf im Verkehr für alle Szenarien für 2030 und 2050 dar. 2050 wird der Endenergiebedarf in allen Szenarien aus Strom, BtL-/PtL-Kraftstoffen und Wasserstoff gedeckt.

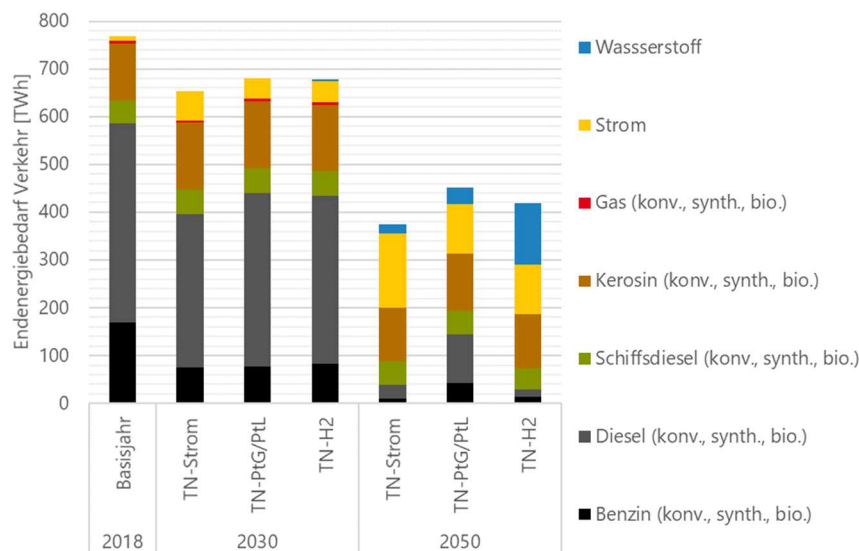


Abbildung 2: Endenergiebedarf im Verkehr nach Energieträgern

### 5.2 Entwicklung einzelner Verkehrsträger

Im *Pkw-Verkehr* geht der Endenergiebedarf, abhängig vom Szenario, um 62 % (TN-PtG/PtL), 66 % (TN-H<sub>2</sub>-G) bzw. 72 % (TN-Strom) gegenüber 2018 zurück. Die Reduktion des Endenergiebedarfs findet in allen Szenarien im Wesentlichen durch die Elektrifizierung der Flotte sowie ambitionierte Effizienzsteigerungen statt. Im Szenario TN-Strom handelt es sich dabei langfristig nahezu ausschließlich um rein batterieelektrische Fahrzeuge (78 % der Flotte). Der Anteil der Elektrofahrzeuge, inklusive Plug-In Hybriden liegt 2050 bei 88 %. Im Szenario TN-H<sub>2</sub>-G liegt der Anteil bei 62 %. Zusätzlich besteht hier ein Viertel der Flotte aus Brennstoffzellenfahrzeugen. Diese sind in den anderen Szenarien nur in kleinen Stückzahlen vorhanden. Sie kommen insbesondere für Langstreckenverkehre in Frage, konkurrieren jedoch mit Plug-In Hybriden. Aufgrund der geringen Stückzahl ist unklar, ob der H<sub>2</sub>-Infrastrukturaufbau

und die Fahrzeuge in den Szenarien TN-Strom und TN-PtG/PtL tatsächlich realisiert würden. In den Szenarien TN-Strom und TN-H<sub>2</sub>-G werden 2050 keine neuen Benzin- oder Dieselfahrzeuge mehr zugelassen, es verbleiben jedoch kleine Restbestände. Im Szenario TN-PtG/PtL liegt deren Anteil am Bestand hingegen 2050 bei 45 %. Es handelt sich primär um Fahrzeuge mit geringerer Fahrleistung, für die sich die höheren Anschaffungspreise alternativer Antriebe nicht amortisieren. Auch im Szenario TN-PtG/PtL sind Elektrofahrzeuge mit 52 % im Bestand damit die am meisten verbreitete Antriebsform. Damit dominieren elektrische Antriebe bei Pkw auch bei starker Variation der Rahmenparameter.

Für *leichte und mittlere Nutzfahrzeuge* findet in allen Szenarien langfristig eine fast vollständige Elektrifizierung statt. Hohe, aber gleichmäßige Fahrleistungen machen die in den laufenden Kosten günstigeren batterieelektrischen Antriebe gegenüber den in der Investition günstigeren Dieselfahrzeugen wirtschaftlich. Bis 2030 steigt der Bestand batterieelektrischer Nutzfahrzeuge auf ca. 14 %. Bis 2050 steigt der Anteil in allen Szenarien auf mindestens 96 % an. Brennstoffzellenantriebe werden für Nischenanwendungen, beispielsweise hohe Reichweiten, genutzt. Ihre Rolle hängt jedoch davon ab, ob die Fahrzeuge auch in kleinen Stückzahlen wirtschaftlich zur Verfügung gestellt werden können.

Bei *schweren Nutzfahrzeugen* unterscheiden sich die Szenarien deutlich. Für die Wirtschaftlichkeit der Fahrzeuge sind auch hier, aufgrund der hohen Fahrleistung, die laufenden Kosten entscheidend. Daher wird bis 2050 in allen Szenarien der ohne zusätzliche öffentliche Ladeinfrastruktur elektrifizierbare Flottenteil, unter den getroffenen Annahmen circa ein Drittel der Flotte, auf batterieelektrische Fahrzeuge umgestellt. Die Umstellung der restlichen Flotte erfolgt, abhängig vom Szenario und der damit verbundenen Infrastruktur, auf (Hybrid-) Oberleitungsfahrzeuge im Szenario TN-Strom sowie Brennstoffzellenfahrzeuge im Szenario TN-H<sub>2</sub>-G. Die Oberleitung im Szenario TN-Strom steht stellvertretend für eine öffentliche Ladeinfrastruktur und kann eventuell durch Schnellladestationen erweitert oder ersetzt werden. Im Szenario TN-PtG/PtL werden Dieselfahrzeuge und teilweise Brennstoffzellenfahrzeuge eingesetzt.

Abhängig vom Szenario liegt die Reduktion des Endenergiebedarfs für Nutzfahrzeuge bis 2050 damit bei 41 % (TN-PtG/PtL), 44 % (TN-H<sub>2</sub>-G) beziehungsweise 54 % (TN-Strom) gegenüber 2018.

*Luftverkehr* sowie *Schifffahrt* nutzen in allen Szenarien nur zu kleinen Teilen alternative Antriebe, primär auf der Kurzstrecke bzw. in der Binnenschifffahrt. Abhängig vom Szenario müssen hier, trotz hoher angenommener Effizienzsteigerungen, 2050 160 bis 170 TWh biogener oder synthetischer Kraftstoffe überwiegend für den internationalen Flug- und Schiffsverkehr zur Verfügung gestellt werden. Die unterstellten Steigerungsraten der Verkehrsleistung sind dafür der ausschlaggebende Treiber.

Der *Bus-* und *Schienenverkehr* spielt bezüglich des Energiebedarfes eine untergeordnete Rolle.

### 5.3 Zentrale Schlussfolgerungen Verkehr

Die hier dargestellten Szenarien spannen einen möglichen Lösungsraum zur Dekarbonisierung des Verkehrs auf. Gleichzeitig können aus dem Vergleich der Szenarien zentrale Schlussfolgerungen abgeleitet werden.

Bei Pkw erscheint die Umstellung großer Teile der Flotte auf batterieelektrische Antriebe aus heutiger Perspektive sicher. Die Schaffung entsprechender Rahmenbedingungen, zum Beispiel Ladeinfrastruktur, finanzieller Kaufanreize oder Zufahrtsbeschränkungen in Städte ist daher sinnvoll, um die Umstellung ggfs. zu beschleunigen.

Für leichte und mittlere Nutzfahrzeuge sollte die direkte Elektrifizierung ermöglicht und beschleunigt werden. Gleiches gilt für einen signifikanten Teil der schweren Nutzfahrzeuge. Insbesondere für Langstreckentransporte kann zukünftig Strom, Wasserstoff oder biogener/synthetischer Kraftstoff eingesetzt werden. Hier sollten die jeweiligen Vor- und Nachteile weiter analysiert werden und anschließend aufgrund der großen Hebelwirkung zügig der Infrastrukturaufbau initiiert werden.

Für Schiffe und Flugzeuge sollten Alternativen, beispielsweise BtL und PtL, mit günstigen Vermeidungskosten weiter erforscht werden, um langfristig ihren Betrieb sicherzustellen. Alternative Antriebe, zum

Beispiel Batterie- oder Brennstoffzellenflugzeuge werden erforscht, stehen jedoch noch am Beginn ihrer Entwicklung. Ihr Beitrag ist daher sehr unsicher.

## 6 Gebäude

---

Der Gebäudebereich wird entsprechend der Systematik des Klimaschutzgesetzes abgegrenzt, das heißt er umfasst die Gebäude von privaten Haushalten und Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD). Es werden die Endenergieverbräuche für Raumwärme und –kälte, Warmwasser und Hilfsenergie bilanziert.

Im Gebäudebereich weist das Szenario **TN-Strom** die höchste Effizienz auf. Die Anforderungen an Dämmschichten bei Neubau und Sanierung steigen im Mittel um 27 Prozent. Sie entsprechen damit etwa dem Niveau der heute ambitioniertesten Förderklasse Effizienzhaus 40. Die Sanierungszyklen von Fassaden, Dächern, Kellern und Fenstern beschleunigen sich um durchschnittlich 20 Prozent. Alle Sanierungen werden im Kopplungsprinzip ausgeführt, wenn Instandhaltungsmaßnahmen ohnehin anstehen. Bei 97 Prozent der Sanierungen werden die Mindestanforderungen an die Dämmung erfüllt. Bis zu 30 Prozent davon gehen sogar über sie hinaus. Im Jahr 2050 verfügen 37 Prozent der Gebäude über Lüftungsanlagen mit Wärmerückgewinnung. Der Endenergieverbrauch (inklusive Umweltenergie) sinkt bis 2050 um 47 Prozent gegenüber 2008.

Der Einsatz fossiler Energieträger in Gebäuden geht bis 2050 auf null zurück. Synthetische Energieträger sind im Szenario TN-Strom per Definition für den Einsatz in Gebäuden ausgeschlossen. Ab 2030 werden keine Heizkessel für Öl oder Gas mehr installiert, damit sie bis 2050 auslaufen und nur wenige Anlagen vor Ende ihrer Nutzungsdauer stillgelegt werden müssen. Der Bestand von Wärmepumpen wächst in diesem Szenario von rund 1 Mio. Einheiten in 2020 auf 5,8 Mio. im Jahr 2030 bzw. 16,4 Mio. im Jahr 2050. Der gesamte Stromverbrauch für Raumwärme und Warmwasser steigt in dem Szenario von 41 auf 100 TWh im Jahr 2050. Der Anstieg wird durch den Rückgang von direkten Stromheizungen und Wasssererhitzern um 26 TWh gedämpft. Restriktionen für Wärmepumpen bestehen insbesondere in Gebieten mit dichter Bebauung. Diese Gebiete sind jedoch ohnehin sehr gut für eine Versorgung mit Nah- oder Fernwärme geeignet. Wärmepumpen und Wärmenetze ergänzen sich in diesem Szenario in Hinblick auf die regionale Verteilung.

Die Anzahl der über ein Wärmenetz versorgten Gebäude steigt um den Faktor 2,4 auf 4,4 Mio. Gebäude in 2050. Auch die Anzahl der Holzpellet-Heizkessel wächst um einen Faktor 2,6. Thermische Solaranlagen leisten in diesem Szenario nur einen geringen Beitrag. Das liegt auch daran, dass Solarthermie in Kombination mit Wärmepumpen als Hauptwärmeerzeuger weniger wirtschaftlich ist, da die operativen Wärmebereitstellungskosten bei Wärmepumpen niedrig sind.

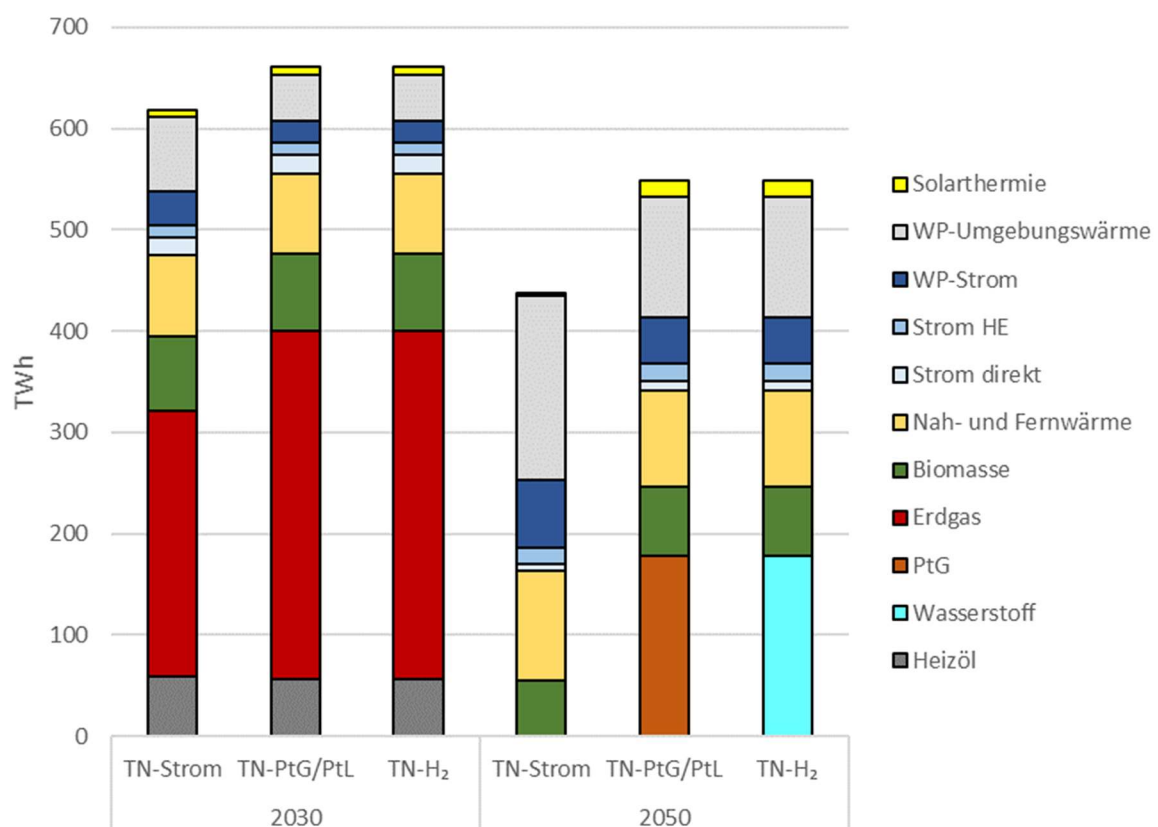
Das Szenario **TN-PtG/PtL** ist im Gebäudebereich charakterisiert durch eine direkte Verbrennung von synthetischem Methan (PtG) in Heizkesseln sowie durch eine nur leichte Verbesserung der Gebäudeeffizienz durch Dämm-Maßnahmen. Die Anforderungen an die Dämmung der Gebäudehülle werden im Mittel um 15 Prozent angehoben und bleiben damit hinter dem aktuellen Niveau eines Effizienzhauses 55 zurück. 97 Prozent der durchgeführten Sanierungen halten die gesetzlichen Vorgaben ein. Davon gehen weitere 20 Prozent über das Mindestmaß hinaus. Die Nutzungsdauern der Bauteile bleiben auf dem aktuellen Niveau. Bis zum Jahr 2050 sind in diesem Szenario 21 Prozent der Gebäude mit einer Lüftungsanlage mit Wärmerückgewinnung ausgestattet. Der Endenergieverbrauch geht um 33 Prozent gegenüber 2008 zurück. Fossiles Heizöl wird im Jahr 2050 nicht mehr eingesetzt. Heizkessel für flüssige synthetische Energieträger (PtL) sind ebenfalls nicht im Bestand. Methan bleibt der Energieträger mit dem höchsten Einzelanteil am Energieverbrauch – zunächst als Erdgas, später als synthetisches Methan (PtG). Anpassungen in den Gebäuden sind für den Wechsel zu PtG nicht erforderlich. Im Jahr 2050 sind 37 Prozent der Wärmeerzeuger Gas-Heizkessel. Der Bestand von Wärmepumpen wächst bis 2050 auf 36 Prozent. Die Anzahl der Wärmenetzanschlüsse steigt um den Faktor 2,2. Holzpelletkessel nehmen gegenüber 2018 um den Faktor 2,7 zu. Solarthermie-Anlagen sind in Verbindung mit Gasheizungen wirtschaftlich attraktiv – insbesondere bei hohen PtG-Preisen. Ihr Beitrag steigt auf 15 TWh im Jahr 2050.



Die direkten THG-Emissionen, die dem Gebäudesektor zuzuordnen sind, sinken bis 2030 auf 85 Mt. Zu diesem Zeitpunkt steht noch kein PtG für die Gebäudewärme zur Verfügung. Das Klimaziel für 2030 wird nicht eingehalten.

Im **Szenario TN-H<sub>2</sub>-G** erzeugt Wasserstoff einen hohen Anteil der Raumwärme und des Warmwassers. Er wird direkt in Heizkesseln verbrannt. Brennstoffzellen kommen nicht zum Einsatz. Sie werden in einem gesonderten Szenario untersucht. Im Gebäudebereich werden die Entwicklungen des Szenarios TN-PtG/PtL unverändert übernommen und Wasserstoff anstelle von synthetischem Methan eingesetzt. Dadurch können die Unterschiede der beiden Versorgungsoptionen unmittelbar verglichen werden. Der Endenergieverbrauch für Raumwärme und Warmwasser geht um 33 Prozent gegenüber 2008 zurück. Gase bleiben die Energieträger mit dem höchsten Einzelanteil am Energieverbrauch – zunächst als Erdgas, später als Wasserstoff. Bei der Umstellung wird davon ausgegangen, dass eine Wasserstoff-Beimischung bis zu 10 Prozent ohne technische Maßnahmen in den Gebäuden möglich ist. Bei höheren Wasserstoff-Anteilen müssen Heizkessel und Armaturen ausgetauscht werden. Im Jahr 2050 werden alle Gas-Heizkessel mit Wasserstoff betrieben. Die Anteile von Wärmepumpen, Wärmenetzen, Holz-Heizkesseln und solarthermischen Anlagen werden aus dem Szenario TN-PtG/PtL unverändert übernommen.

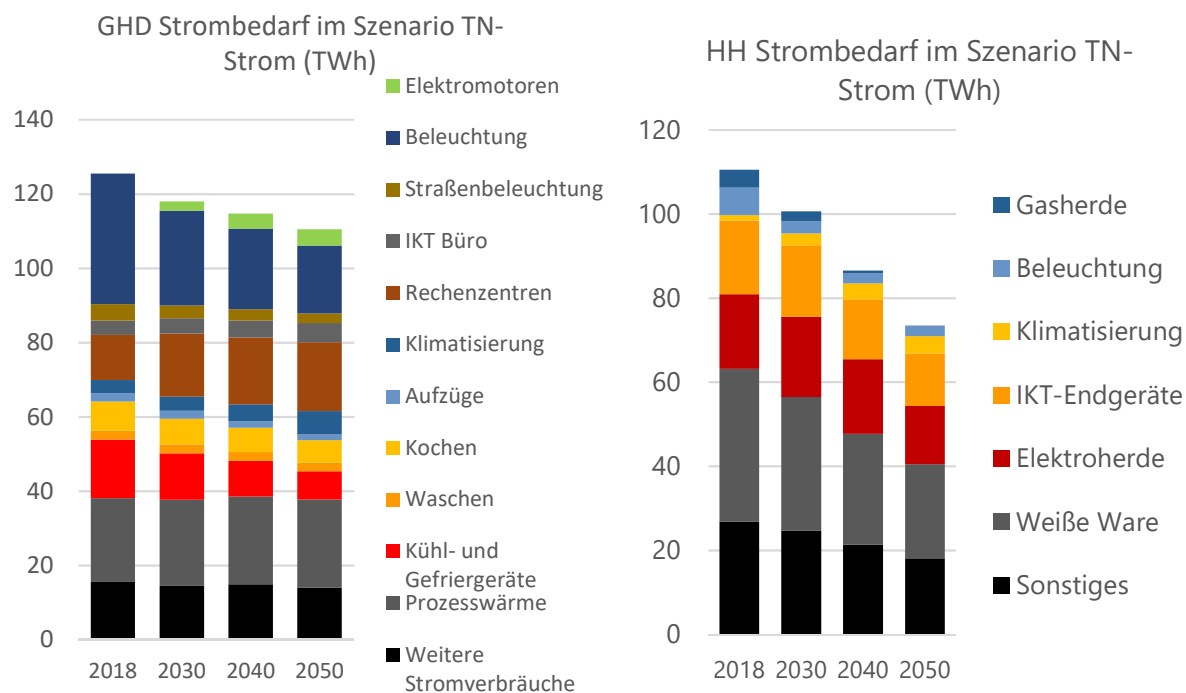
Die direkten THG-Emissionen sinken bis 2030 auf 85 Mt. Das Klimaziel für 2030 wird nicht eingehalten. Die Gesamtsumme der Emissionen in den Szenarien TN-PtG/PtL und TN-H<sub>2</sub>-G im Zeitraum von 2021 bis 2050 ist um 33 Prozent höher als im Szenario TN-Strom.



**Abbildung 3 Endenergiebedarf Gebäude**

## 7 GHD & Geräte

Die Energiebedarfe der Prozesse und Anwendungen im GHD Sektor sowie der Haushaltsgeräte wurden mit dem Energienachfragemodell FORECAST berechnet. In den Sektoren GHD und HH wurde nur das Szenario TN-Strom gerechnet, da auch bei starker Fokussierung auf H<sub>2</sub> und PtG/PtL diese Energieträger langfristig nur in minimalem Umfang eine Rolle spielen könnten.



**Abbildung 4 Endenergiebedarf GHD & Geräte**

Im GHD Sektor nimmt der Anteil fossiler Energieträger im Szenario TN-Strom stetig ab und ist im Jahr 2050 vollständig eliminiert. Ein Großteil der Anwendungen und Prozesse kann elektrifiziert werden. Für einzelne Prozesse und Anwendungen verbleiben THG-neutrale Alternativen (Biokraftstoffe, Nah- und Fernwärme & Solarthermie) kostengünstiger als Elektrifizierung, so dass diese in 2050 noch 12% des Gesamtenergiebedarfs im GHD-Sektor abdecken. Im Haushaltssektor stellen derzeit Gasherde die einzige nicht strombasierte Anwendung dar, welche bis 2050 vollständig auf Elektroherde umgestellt werden könnten. In beiden Sektoren sind erhebliche Einsparungen über Effizienzgewinne möglich. Dennoch beobachten wir zunehmende Energieverbräuche bei einzelnen Anwendungen, insbesondere in Rechenzentren, IKT-Geräten und der Klimatisierung.

Durch eine weitgehende Elektrifizierung und Effizienzgewinne reduziert sich der Strombedarf des GHD Sektors um 12% und im Haushaltssektor um 31% im Vergleich zum Basisjahr 2018. Der Gesamtenergiebedarf im Szenario TN-Strom sinkt zwischen 2018 und 2050 im GHD-Sektor um 30% und im Haushaltssektor um 33%.

Die Entwicklung des Energiebedarfs von Rechenzentren, IKT-Endgeräten und Klimatisierung in Haushalten ist mit größeren Unsicherheiten bezüglich der Größenordnung behaftet. Dennoch zeigt der Trend klar, dass die Anzahl der Geräte im Bereich IKT und Klimatisierung zunimmt, während die Anzahl anderer Geräte stagniert. Auch der Energiebedarf in Rechenzentren nimmt stetig zu, so dass dieser durch eine deutliche Reduktion anderer Sektoranwendungen und -prozesse ausgeglichen werden muss, um eine Energiebedarfsreduktion im GHD Sektor zu erreichen. Verstärkte Elektrifizierung kann hierzu einen wichtigen Beitrag leisten.

## 8 Energieangebot

Im Rahmen dieses Projektes wird die Deckung der Energienachfrage mit bestimmten Randbedingungen parallel über die Energiesysteme Strom, Wärmenetze und Wasserstoff mit Hilfe des Optimierungsmodells Enertile berechnet.

### 8.1 Stromsektor

Da sich die Option der Dekarbonisierung über Stromnutzung in einigen Anwendungen robust durchsetzt, steigt der Strombedarf bis 2050 in allen Szenarien deutlich an. Im Szenario TN-Strom liegt die Nettostromerzeugung inkl. Nettostromimporte bei etwas oberhalb von 1.050 TWh. Im Szenario TN-PtG/PtL fällt sie mit ca. 800 TWh deutlich niedriger aus. In Bezug auf die Erzeugungsmenge ist Windenergie an Land in allen drei Szenarien die wichtigste Technologie in Deutschland, gefolgt von PV und der Windenergie auf See. Die Potentiale der Technologien an Land werden insbesondere im Szenario TN-Strom und dem Szenario TN-H<sub>2</sub>-G sehr weit ausgeschöpft. Es sei hier erwähnt, dass für das Jahr 2050 eine minimale Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien von 900 TWh in den Szenarien TN-Strom und TN-H<sub>2</sub>-G vorgegeben ist. Im Szenario TN-PtG/PtL sind es 650 TWh. Ohne diese Vorgabe würde Deutschland größere Mengen Strom importieren. Die größten Stromimporte finden hier im Szenario TN-Strom mit 132 TWh und im Szenario TN-PtG/PtL mit 108 TWh statt. Weitere wichtige Vorgaben in diesem Szenario sind eine minimale Leistung bei Windenergie auf See von 20 GW im Jahre 2030 und 40 GW im Jahr 2040. Zusätzlich gilt ab 2030 ein Minimalziel von 100 GW PV. Ebenso vorgegeben sind die Ausbauziele von mind. 5 GW (2030) bzw. 10 GW (2040) Elektrolyse. In der Abbildung wird deutlich erkennbar, dass 2050 selbst im Szenario TN-PtG/PtL kein Methan in der Stromerzeugung eingesetzt wird. Wasserstoff ist in diesem Fall der günstigere Energieträger, um in wenigen Stunden mit geringer Einspeisung erneuerbarer Energien Leistung bereit zu stellen.

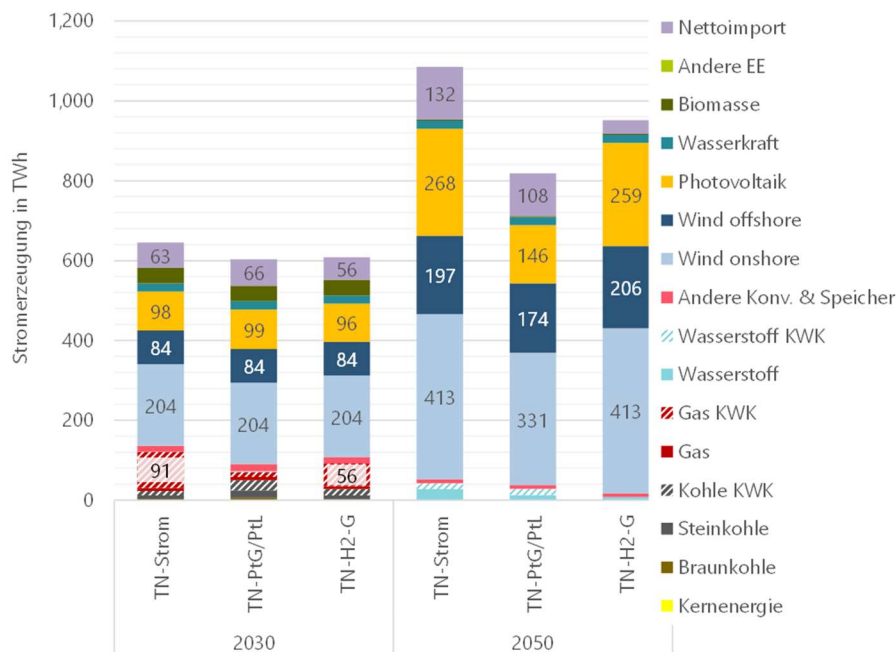


Abbildung 5 Stromerzeugung in Deutschland

Insgesamt entsteht in den Szenarien ein sehr hoher Ausbaubedarf für erneuerbare Energien, der auch mit einem entsprechenden Flächendruck einhergeht.

## 8.2 Wärmenetze

Neben dem Stromsystem durchlaufen auch die Wärmenetze eine grundlegende Transformation. Großwärmepumpen stellen in allen drei Szenarien zukünftig einen Großteil der Energie bereit. Sie sind in der Modellierung hier als Luftwärmepumpen modelliert, deren Wirkungsgrad von Außentemperaturen abhängt. In der Realität könnte sich lokal durch andere Wärmequellen wie Flüsse oder Abwärme der Wirkungsgrad noch erhöhen. Da die Industrie in den Szenarien eine grundsätzliche Transformation durchläuft, wurde hier auf eine Integration der industriellen Abwärme für die Deckung der Wärmenachfrage verzichtet. Ähnliches gilt für Müllverbrennung, die in Bezug auf Leistung und Kosten bilanziert wird. Aber aufgrund des Energiebedarfes der eingesetzten CO<sub>2</sub> Abscheidung im Jahr 2050 haben wir im Sinne der Vorsicht auf die Bilanzierung eines Beitrages zur Wärmeproduktion verzichtet. In den Szenarien TN-Strom und TN-PtG/PtL nimmt die energetische Rolle der KWK bis 2050 deutlich ab. In den Szenarien TN-Strom und TN-PtG/PtL erzeugt die Wasserstoff KWK ca. 13 TWh Wärme. Wasserstoff-Kessel dienen zur Abdeckung der Spitzenlast in Zeiten mit geringer Einspeisung erneuerbarer Energien im Stromsystem. Der Ausbau der Geothermie und Solarthermie wurde hier auf Basis einer Potentialanalyse exogen vorgegeben. Grafisch nicht abgebildet ist die große Bedeutung von Wärmespeichern in allen Szenarien. Hier findet ein deutlicher Ausbau statt, um auf die schwankende Einspeisung erneuerbarer Energien zu reagieren.

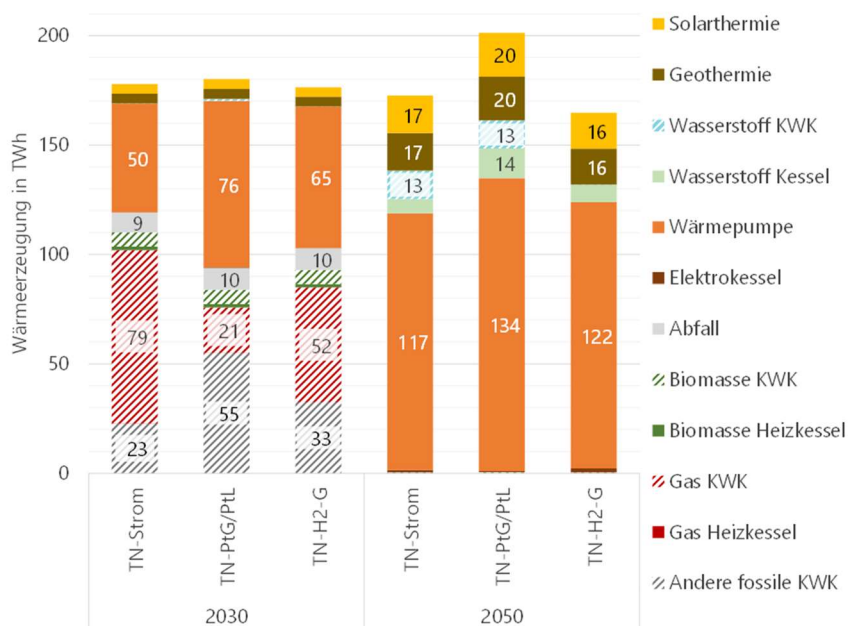


Abbildung 6 Deckung der Wärmenachfrage in Wärmenetzen

## 8.3 Wasserstoffsystem

In allen Szenarien wird Wasserstoff in einem relativ geringen Umfang im Stromsystem als Back-up eingesetzt. Darüber hinaus bestehen zusätzliche Wasserstoffbedarfe aus den Sektoren Industrie und Verkehr und im Szenario TN-H<sub>2</sub>-G auch aus dem Gebäudesektor. In unserer Modellierung kann Wasserstoff sowohl in Deutschland erzeugt als auch aus Europa und anderen Regionen der Welt, z.B. der MENA

Region, importiert werden. Im Szenario TN-Strom werden 170 TWh aus Europa nach Deutschland importiert. Im Szenario TN-H<sub>2</sub>-G sind dies 510 TWh. Ein Import aus anderen Regionen der Welt ist in der Parametrierung der Szenarien nicht konkurrenzfähig. Die Potentiale erneuerbarer Energien in Europa werden in unseren Szenarien hoch ausgeschöpft. Wenn in Europa eine derartige Flächennutzung nicht möglich ist und die unsicheren Transportkosten für Wasserstoff geringer ausfallen, kann ein Import von Wasserstoff aus anderen Regionen der Welt konkurrenzfähig sein.

Regional sind im Stromsystem Erzeugung und Rückverstromung unterschiedlich verteilt. Die Elektrolyse steht in Deutschland in allen Szenarien schwerpunktmäßig im Norden. In Europa steht ein Großteil der Leistung auf den britischen Inseln und in Nordeuropa bzw. der iberischen Halbinsel. Die Rückverstromung von Wasserstoff findet in Deutschland verstärkt im Westen und Süden statt.

## 8.4 Sektorkopplung

Das Modell Enertile löst den Einsatz von Technologien im Stromsystem, dem Wärmesystem und dem Wasserstoffsystem stundenscharf aus. In der Modellierung findet eine marktgetriebene sehr effiziente Sektorkopplung statt. Letztlich orientieren sich Technologiewahl und Einsatz sehr stark an den Schwankungen der Stromerzeugung der erneuerbaren Energien. Durch den überregionalen Stromhandel, die Aufnahme von Strom in den Wärmenetzen inkl. Wärmespeicher und Wasserstoff als Backup werden keine weiteren Stromspeicher in Deutschland zugebaut. Diese Lösung zeigt das enorme Potential für die Integration erneuerbarer Energien, wenn eine effiziente Regulierung inkl. der technischen Voraussetzungen für die Sektorkopplung geschaffen werden kann.

## 9 Stromnetze

---

Die Optimierung des Energieangebots mittels Enertile berücksichtigt auch die Stromnetze. Das Ergebnis des Optimierungsmodells stellt insofern die kostenoptimale Deckung der Energienachfrage unter Berücksichtigung auch der damit verbundenen Kosten zum Ausbau der Stromübertragungs- und -verteilungsnetze dar. Der Netzausbaubedarf wird für Deutschland zusätzlich noch in separaten Modellen detailliert bewertet.

### 9.1 Übertragungsnetz

Im deutschen Übertragungsnetz ist bis zum Jahr 2050 in allen drei Szenarien ein erheblicher Netzausbau erforderlich, der im Sinne der Optimierung des Energieangebots auch gesamtsystemisch kostenoptimal ist. In allen Szenarien wurde ein Mindestnetzausbau als gesetzlich vorgegeben. Dieser umfasst den heute im Rahmen des Energieleitungsausbaugesetzes (EnLAG) und des Bundesbedarfsplangesetzes (BBPlG) vorgesehenen Ausbau des deutschen Übertragungsnetzes und beläuft sich auf ca. 18.700 Stromkreiskilometer, die gegenüber heute (Ist-Netz 2020) bis zum Jahr 2030 verstärkt oder ausgebaut werden. Zusätzlich dazu sind dann je nach Szenario weitere etwa 15.100 km (TN-PtG/PtL) bis 21.300 km (TN-Strom) an Ausbau- und Verstärkungsmaßnahmen erforderlich. Zusätzlich zum Ausbau von Stromleitungen erfolgt der Einsatz und der (insgesamt eher moderate) Ausbau von Phasenschiebertransformatoren und Netzboostern.

Infolge der Ausbau- und Verstärkungsmaßnahmen steigen auch die Kosten des Übertragungsnetzes. In diesem Projekt wurde pauschal angenommen, dass 40 % der ausgebauten bzw. verstärkten Leitungskilometer als Erdkabel zu entsprechend höheren Kosten gegenüber Freileitungen und somit auch dem überwiegenden Teil des Bestandsnetzes ausgeführt werden. Daher steigen die Netzkosten stärker als die Netzlängen. Die annuitätischen Kosten<sup>2</sup> des deutschen Übertragungsnetzes steigen von heute ca. 1,3 Mrd. EUR/a auf 5,5 Mrd. EUR/a (TN-Strom), 4,4 Mrd. EUR/a (TN-H<sub>2</sub>-G) bzw. 3,9 Mrd. EUR/a (TN-PtG/PtL) im Jahr 2050.

Ausschlaggebend für den Netzausbau ist nicht nur der steigende Stromtransportbedarf von den EE-Erzeugungsschwerpunkten zu den Lastschwerpunkten innerhalb Deutschlands, sondern auch die gegenüber heute weiter deutlich verstärkte Einbindung Deutschlands in das europäische Stromübertragungsnetz. So steigen die grenzüberschreitenden Austauschkapazitäten Deutschlands bis 2050 auf rund 80-100 GW an, was in etwa eine Verdreifachung gegenüber heute bedeutet. 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.

Der Ausbau des Stromübertragungsnetzes ist ein wichtiger Baustein in allen untersuchten Szenarien und erlaubt die Senkung der Gesamtkosten des Energiesystems. 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. Der ebenfalls umfangreiche europäische Stromnetzausbau erfordert ein frühzeitiges europäisch koordiniertes Vorgehen.

### 9.2 Verteilungsnetze

Auch die Strom-Verteilungsnetze müssen erheblich ausgebaut werden, um die steigende EE-Erzeugung aufnehmen bzw. die steigende Stromnachfrage versorgen zu können. In allen drei Szenarien steigen die annuitätischen Kosten der Verteilungsnetze daher deutlich an. In den Szenarien TN-H<sub>2</sub>-G und TN-Strom kommt es bis 2050 etwa zu einer Verdopplung der jährlichen Kosten (vgl. Fn. 2) gegenüber heute (13,4

---

<sup>2</sup> Ermittelt auf Tagesneuwertbasis für das jeweilige Netzmengengerüst bei einem Zinssatz von 2 %.

Mrd. EUR/a bzw. 15,4 Mrd. EUR/a in 2050 gegenüber ca. 7,5 Mrd. EUR/a heute). Aufgrund des geringeren EE-Ausbaus und der weniger stark steigenden Netzlast ist der Anstieg im Szenario TN-PtG/PtL geringer (11,8 Mrd. EUR/a in 2050).

Die in der Modellierung angenommene „dynamische Spitzenkappung“ der EE-Erzeugung ist eine wirksame und effiziente Maßnahme zur Verringerung des Netzausbaubedarfs. Diese Form der begrenzten Kappung von Einspeisespitzen von EE-Anlagen berücksichtigt, dass für den Netzausbau nicht die Einspeisung der einzelnen Anlagen, sondern die Erzeugung im Gesamtkollektiv eines Netzgebiets entscheidend ist. Aus den Untersuchungen kann zudem die Empfehlung abgeleitet werden, dass bei allen zukünftig ersetzten Leitungen der Einsatz eines möglichst großen Querschnitts sinnvoll ist, da der Querschnitt für die Leistungsfähigkeit des Netzes entscheidend ist, die Kosten jedoch vor allem durch die vom Querschnitt unabhängigen Grabungskosten entstehen.

## 10 Gasnetze

---

### 10.1 Fernleitungsnetze

In allen TN-Szenarien sind ein Wasserstofftransportnetz, dessen Umfang von der Wasserstoffdurchdringung abhängig ist, und ein rückläufiger Netzbedarf für Methantransport gegeben. Das separate Wasserstofftransportnetz wird in allen Szenarien vorrangig aus umgewidmeten Erdgasleitungen entwickelt.

Die Transportnetztopologien folgen in den Szenarien TN-Strom und TN-H<sub>2</sub>-G bis 2040 demselben Entwicklungspfad. Mit einem Methanetz von 21.503 km Länge (26.216 km in 2030) und einem Wasserstoffnetz von 7.193 km Länge (4.851 km in 2030). Im Jahr 2050 ist das Wasserstoffnetz im Szenario TN-H<sub>2</sub>-G ausgeprägter (10.136 km bis 32.649 km in Abhängigkeit vom Umfang des Wasserstoffeinsatzes im Wärmesektor) als im Szenario TN-Strom (7.193 km). Sollte das Gasnetz im Jahr 2050 keine Transitfunktion mehr erfüllen müssen, könnte das Methanetz bis 2050 vollständig stillgelegt werden. Dies ist auf die Szenarioannahmen und einem Ausstieg aus Erdgas zurückzuführen. Im Szenario TN-PtG/PtL reicht ein Wasserstoffnetz mit 2.879 km Länge ab dem Jahr 2030 aus. Im gegenüber dem heutigen Netz leicht reduzierten Methanetz mit 26.242 km Länge wird ausschließlich synthetisches Methan transportiert.

Die annuitätischen Kosten für den Netzbetrieb steigen im Vergleich zu heute in allen Szenarien aufgrund von bis zu viermal höheren variablen Betriebskosten für den Wasserstofftransport als für den Methantransport. Im Basisjahr betragen die Kosten 0,6 Mrd. €/a. Im Jahr 2050 betragen sie zwischen 0,6 Mrd. €/a und 1,5 Mrd. €/a. Zusätzlich fallen in den Szenarien jährlich zwischen 0,02 Mrd.€/a und 0,2 Mrd.€/a für die Sicherstellung der Finanzierung der Stilllegungen an. Diese Summe ist notwendig, um im Jahr 2050 alle kumulierten Kosten der Stilllegung finanzieren zu können. Zudem sind jährliche Kosten in Höhe von 0,1 Mrd. €/a bis 1,1 Mrd. €/a für die Umwidmung des Methan-Transportnetzes auf Wasserstofftransport zu berücksichtigen.

### 10.2 Verteilnetze

Die Gasverteilnetzinfrastruktur ist in allen TN-Szenarien gegenüber der heutigen Netzlänge von 482.500 km und 44.800 Gasdruckregelmessanlagen rückläufig. Der Weiterbetrieb der Gasverteilnetze ist in den Szenarien TN-H<sub>2</sub>-G und TN-PtG/PtL im Jahr 2050 in geringerem Umfang gegeben. Im Szenario TN-Strom kommt es zu einer vollständigen Stilllegung der Gasverteilnetze bis 2050. Die Entwicklung ist in allen Szenarien auf den rückläufigen Einsatz von Gas in der dezentralen Gebäudewärme zurückzuführen.

Ab dem Jahr 2030 werden die Pfadunterschiede zwischen den TN-Szenarien sichtbar. Es erfolgt im Szenario TN-Strom bereits ein stärkerer Rückgang der benötigten Gasverteilnetzinfrastruktur. Dieser setzt sich in den folgenden Stützjahren verstärkt fort. Zwischen den Szenarien TN-PtG/PtL und TN-H<sub>2</sub>-G sind die Unterschiede geringer. Deutlich ist langfristig der geringere Bedarf an Gasverteilnetzen auf der Hochdruckstufe im Szenario TN-H<sub>2</sub>-G. Dieser ist auf eine Anbindung der Industrie an die Transportnetzebene oder eine Umstellung auf andere Energieträger zurückzuführen. Zudem ist ab dem Stützjahr 2040 eine Umstellung von Netzgebieten auf Wasserstoff Teil des Wandels der Gasverteilnetze. Diese schlägt sich zwar nicht in der notwendigen Infrastruktur nieder, hat aber durch die Ertüchtigungsprozesse eine Auswirkung auf die Kosten.

Die annuitätischen Kosten für den Netzbetrieb sinken ebenfalls in allen TN-Szenarien. Sie gehen von 3,3 Mrd. € im Basisjahr auf 0 bis 2 Mrd. € im Jahr 2050 zurück. Die geringeren annuitätischen Betriebskosten erfolgen aufgrund der geringeren benötigten Gasverteilnetzinfrastruktur. Zusätzlich fallen in den Szenarien jährlich zwischen 0,2-0,5 Mrd.€/a und 0,3-1,1 Mrd.€/a für die Sicherstellung der Finanzierung der Stilllegungen an. Im Fall des Szenarios TN-H<sub>2</sub>-G sind zudem jährliche Kosten in Höhe von 0,7 bis 4,0



Mrd.€ /a für die Umwidmung der Verteilnetze zu berücksichtigen. Gegenüber dem Transportnetz können die Kosten für Stilllegungen und Umwidmungen aufgrund der geringeren Leitungsdurchmesser geringer ausfallen, weshalb ein unterer und oberer Schätzwert aufgeführt ist.

## 11 Gesamtbild

### 11.1 Übersicht des Energiesystems

Die folgende Darstellung zeigt die großen Energieflüsse des Energiesystems für das Szenario **TN-Strom** im Jahr 2050. Der Stromverbrauch steigt absolut zwar deutlich an, jedoch haben direktelektrische Anwendungen in der Regel sehr hohe Effizienzgrade (es entfällt beispielsweise die Umwandlung von Strom in andere Energieträger), weswegen er relativ gesehen nicht so stark ansteigt. Weiterhin wird in diesem Szenario viel in Effizienz investiert. Ein Großteil der Stromerzeugung erfolgt entsprechend der Vorgabe durch erneuerbare Energien in Deutschland. Gleichwohl werden 132 TWh Strom und 170 TWh Wasserstoff importiert. Da beide Energieträger letztlich durch Strom aus erneuerbaren Energien hergestellt werden, lässt sich überschlägig ein Import von 375 TWh Stromäquivalenten bilanzieren.

#### Energiefluss Szenario TN-Strom 2050

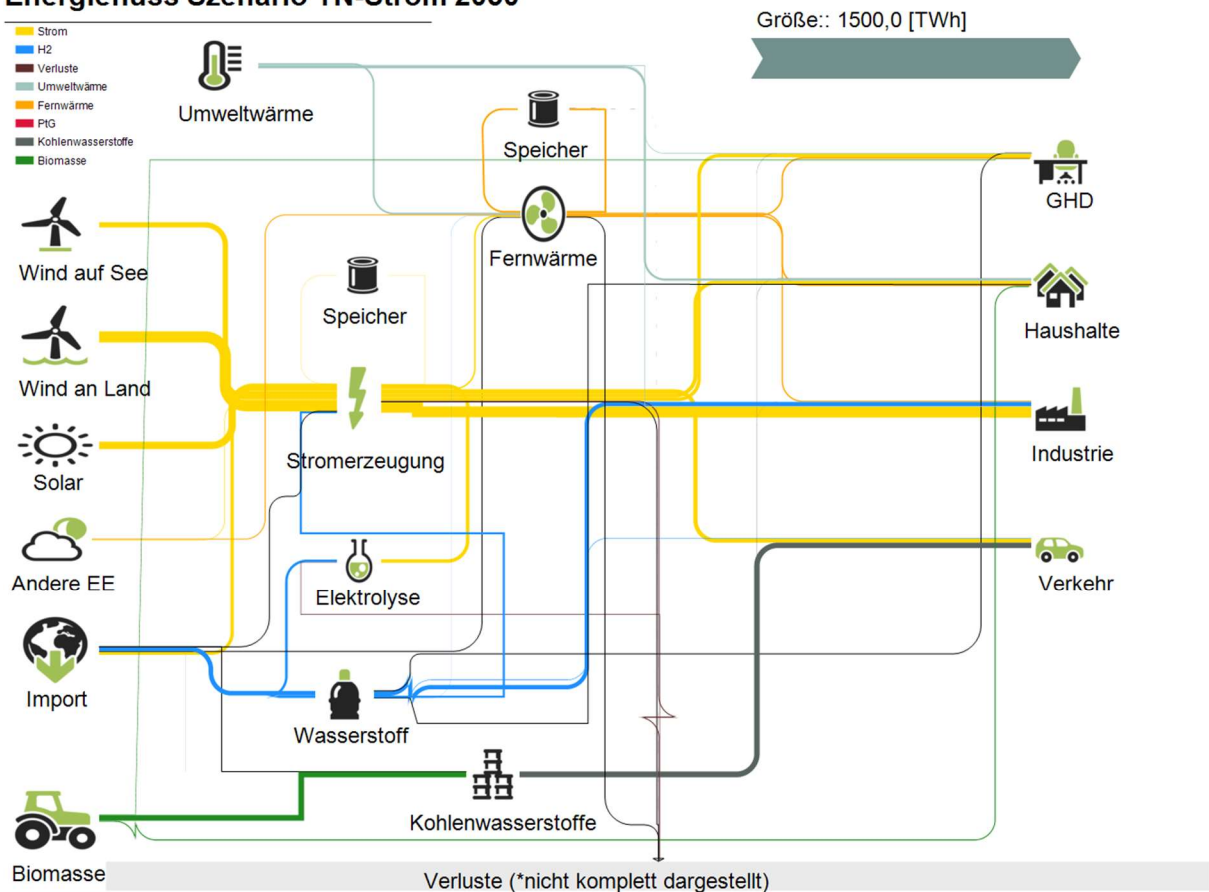
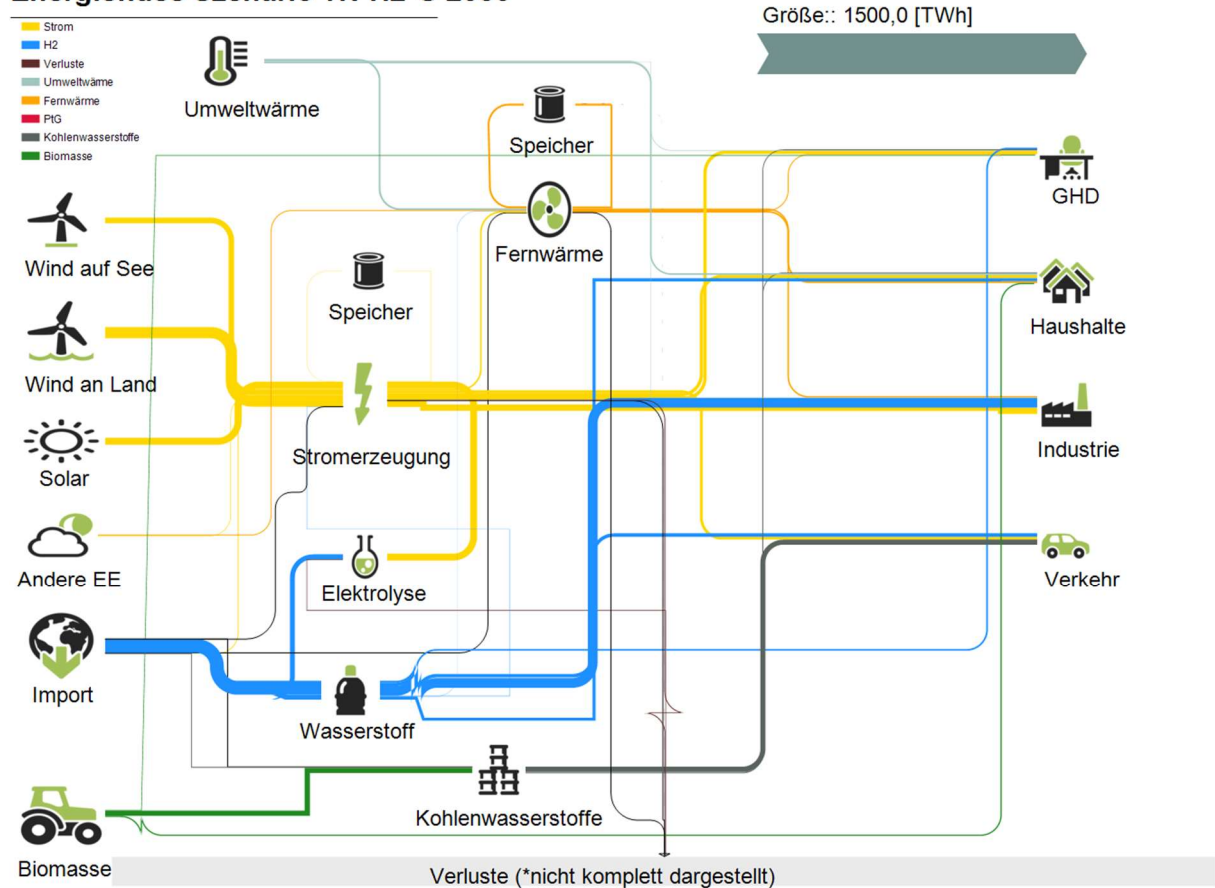


Abbildung 7 Energieflussdiagramm Szenario TN-Strom 2050

Zentrale Annahme im Szenario **TN-H<sub>2</sub>-G** ist die Entstehung eines nochmals deutlich größeren Wasserstoffsektors (Erzeugung, Verteilung und Verbrauch). Dadurch wird das Energiesystem durch den Strom- und Wasserstoffsektor dominiert. Wasserstoff ersetzt vor allem fossile Energieträger (Brennstoffwechsel). Auf der Angebotsseite erfolgt ein weiterer Ausbau der erneuerbaren Energien sowie der Aufbau von Elektrolyseuren in Deutschland und Europa. Die Tatsache, dass Deutschland seinen Wasserstoffbedarf nicht selbst decken kann, lässt große Importmengen durch ein europäisches Wasserstoffnetz entstehen. Exporte aus der MENA Region oder anderen außereuropäischen Regionen spielen nur unter bestimmten

Umständen eine Rolle. Auf der Nachfrageseite findet eine Umstellung in den Bereichen Industrie (Wärme), Verkehr (Brennstoffzelle) und Gebäude (Wasserstoffheizungen) statt. Dies stellt hohe Anforderungen sowohl an die Wasserstoff-Versorgungsinfrastruktur als auch an private Investitionen in entsprechende Anlagen. In diesem Szenario werden ca. 510 TWh Wasserstoff und 34 TWh Strom importiert. Dies entspricht 760 TWh Stromäquivalenten.

### Energiefluss Szenario TN-H2-G 2050



**Abbildung 8 Energieflussdiagramm Szenario TN-H<sub>2</sub>-G 2050**

Die folgende Darstellung zeigt die großen Energieflüsse des Energiesystems für das Szenario **TN-PtG/PtL** im Jahr 2050. Kohlenwasserstoffe bleiben der zentrale Energieträger des Energiesystems und finden insbesondere in Industrie und Verkehr sowie im Gebäudesektor Verwendung. In diesem Szenario werden 107 TWh Strom und 750 TWh synthetische Kohlenwasserstoffe importiert. Ein Import von Wasserstoff ist in diesem Szenario nicht vorgesehen. Aufgrund der hohen Umwandlungsverluste bei der Herstellung von synthetischen Kohlenwasserstoffen werden insgesamt 1.600 TWh Stromäquivalente importiert. Dabei ist insbesondere die Flächennutzung für die Herstellung im Ausland erheblich. So würde in einer beispielhaften Überschlagsrechnung die Produktion der importierten Kohlenwasserstoffe am Beispiel der Solarerträge Algerien mit PV eine Fläche von mind. 18.000 km<sup>2</sup> benötigen. Hinzu kämen weitere Flächen für Abscheidung von CO<sub>2</sub> aus der Luft.

### Energiefluss Szenario TN-PtG/PtL 2050

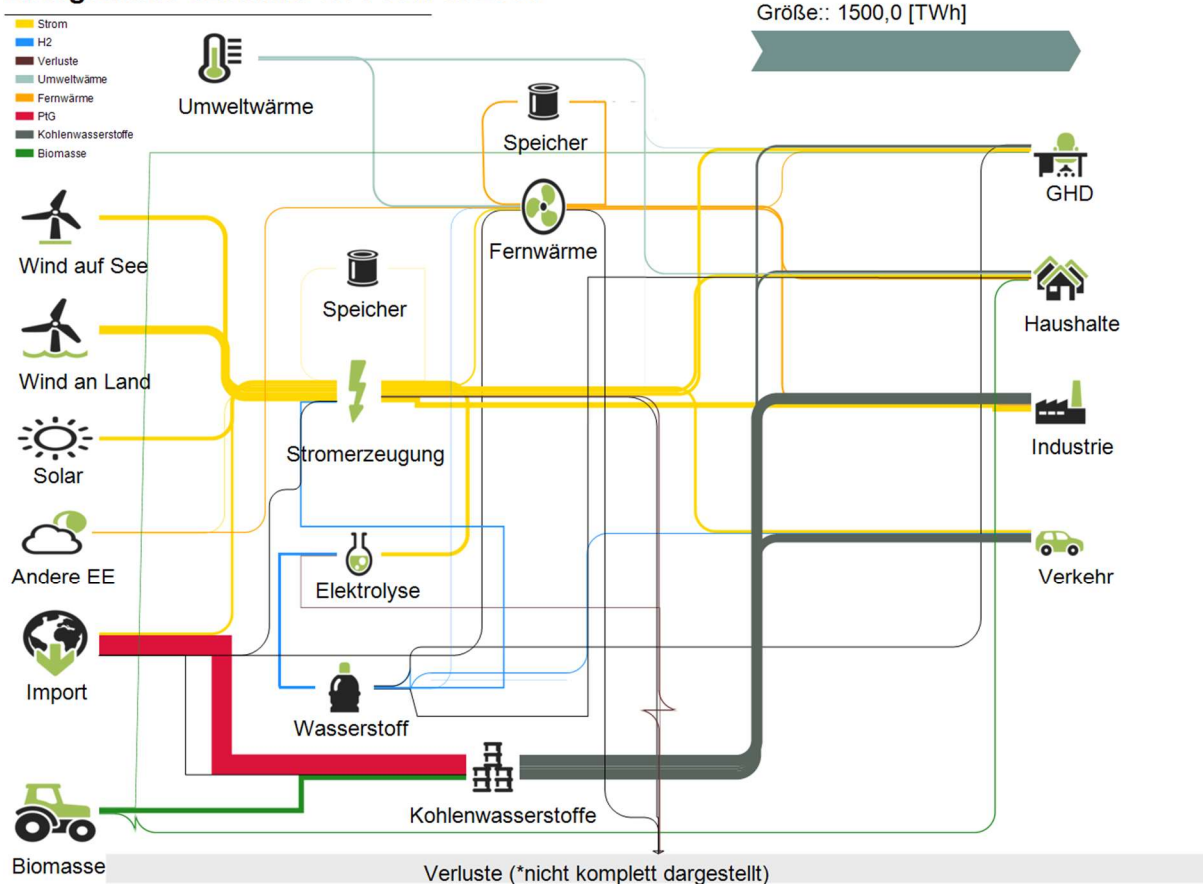


Abbildung 9 Energieflussdiagramm Szenario TN-PtG/PtL 2050

## 11.2 Treibhausgasreduktion

Die folgende Abbildung zeigt die Entwicklung der Treibhausgasemissionen in der Bandbreite der Szenarien. Die Treibhausgasemissionen sinken bis 2030 um ca. 63-66%. Im Jahr 2040 erreichen die Szenarien eine Reduktion von 84-88%. Im Jahr 2050 sind die Nettoemissionen leicht negativ. Zur Erreichung der Treibhausgasneutralität 2045 müsste die Reduktion nach 2040 gegenüber den vorliegenden Szenarien weiter beschleunigt werden.

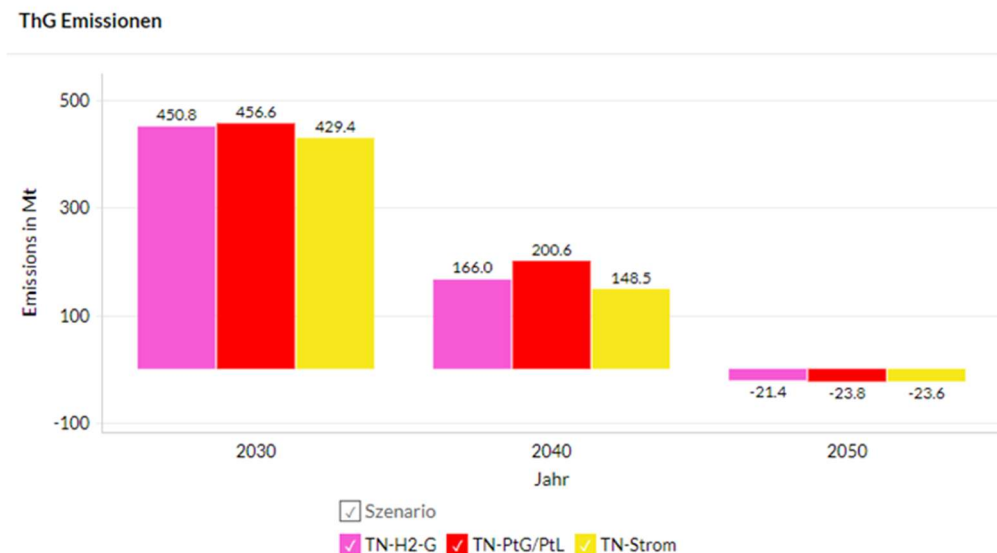
Lediglich das Szenario TN-Strom erreicht für die Stützjahre 2030 und 2040 die im novellierten Klimaschutzgesetz vorgesehenen Gesamtminderungsziele für 2030 (-65%) und 2040 (-88%). Neben den Zielvorgaben für LULUCF aus dem Klimaschutzgesetz werden negative technische Emissionen von 20 Mt im Jahr 2040 und 40 Mt im Jahr 2050 eingesetzt. Alternativ könnten z.B. auch in der Landwirtschaft durch reduzierten Viehbestand weitere Emissionen eingespart und damit der Bedarf an negativen Emissionen reduziert werden.

Angesichts des erheblichen Aufwands, der in diesen Szenarien zur Absenkung der Emissionen notwendig ist, wird deutlich, dass das Thema negativer Emissionen für eine echte Treibhausgasneutralität auch für Deutschland frühzeitig angegangen werden muss.

Die Szenarien TN-H<sub>2</sub>-G und TN-PtG/PtL können die aktuellen Ziele für die Jahre 2030 und 2040 nur durch zusätzlichen Einsatz von treibhausgasneutralen Brennstoffen erreichen. Im Szenario TN-H<sub>2</sub>-G wären dies 2030 ca. 60 TWh und 2040 ca. 80 TWh zusätzliche Mengen an Wasserstoff. Dies wäre jedoch

mit höheren Kosten für den Brennstoff und zusätzlichen Kosten für die Umstellung von Endgeräten verbunden. Im Szenario TN-PtG/PtL wären 2030 ca. 90 TWh und 2040 ca. 250 TWh zusätzliche Mengen an synthetischem Methan notwendig. Dadurch würden die Kosten des Szenarios deutlich steigen.

Auf der Basis des aktuellen Erkenntnisstandes erscheint die Bereitstellung dieser zusätzlichen Mengen insbesondere bis zum Jahr 2030 als sehr ambitioniert.



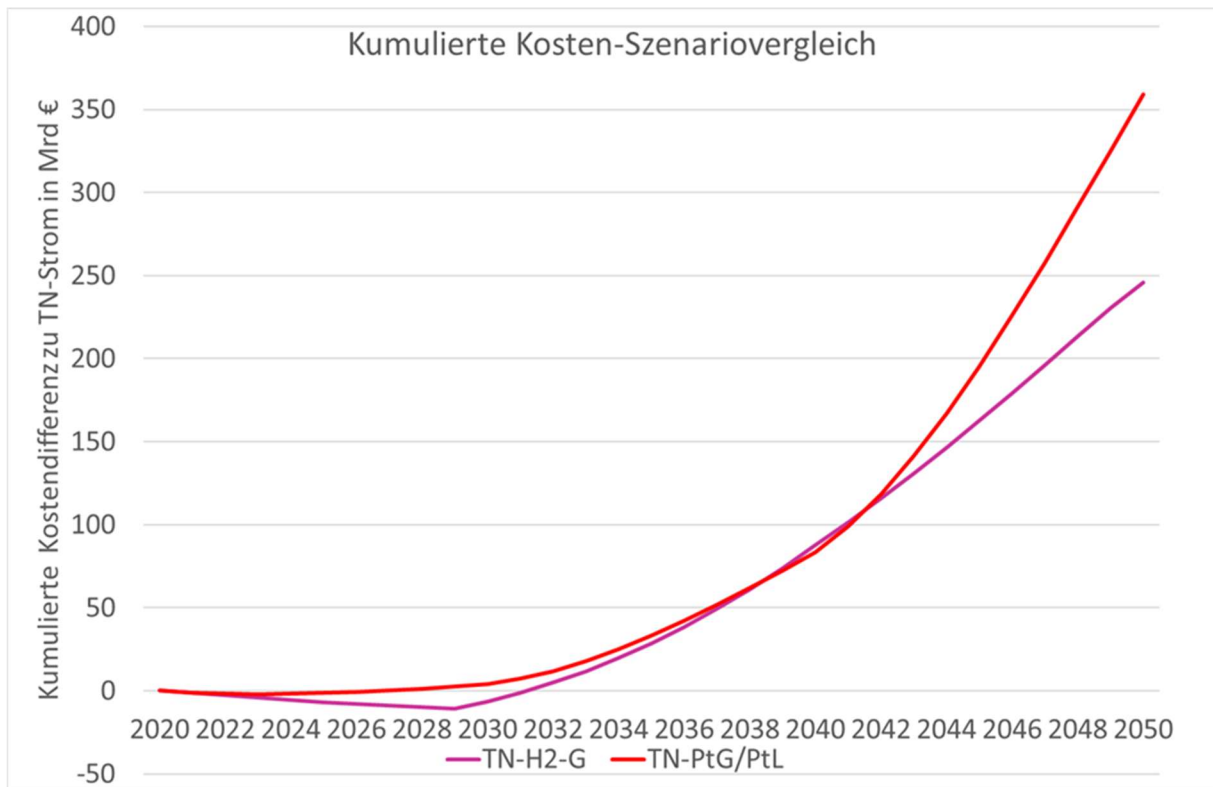
**Abbildung 10 Entwicklung der Treibhausgasemissionen in Mt**

### 11.3 Kosten

Die Berechnung der Kosten steht in dieser Studie nicht im Mittelpunkt. Dennoch ermöglicht der Modellverbund die Ausweisung von Kosten. Im Rahmen der Studie wird bei der Kostenberechnung von Annuitäten ein einheitlicher volkswirtschaftlicher Zinssatz von 2% in allen Sektoren zu Grunde gelegt. Dabei ist insbesondere der Vergleich der Szenarien aussagekräftig. Die Abbildung zeigt die kumulierte Differenz der Kosten der Szenarien TN-H<sub>2</sub>-G und TN-PtG/PtL im Vergleich zum günstigsten Szenario TN-Strom. Dabei zeigt sich, dass das Szenario TN-PtG/PtL bis zum Jahr 2050 mehr als 350 Mrd. € teurer ist als das Szenario TN-Strom. Das Szenario TN-H<sub>2</sub>-G kostet bis 2050 ca. 250 Mrd. € mehr.

Grund für die höheren Kosten sind vor allem die höheren Brennstoffkosten, die im Vergleich zu anderen Komponenten des Energiesystems der größte Kostenblock sind. Synthetische Kohlenwasserstoffe sind trotz sehr optimistischer Annahmen in diesem Szenario ein teurerer Brennstoff als Strom. Dies gilt in Bezug auf die Energiedienstleistung in etwas abgeschwächter Form auch für Wasserstoff. Die Szenarien unterscheiden sich aber nicht nur in der absoluten Höhe der Kosten, sondern auch in der Verwendung des Geldes. Im Szenario TN-Strom fließt deutlich weniger Geld in die Energieträger, aber erheblich mehr Geld in Infrastrukturen und die Hülle von Gebäuden. Im Szenario TN-PtG/PtL fließt deutlich weniger Geld in Infrastrukturen und Gebäude, aber mehr Geld in den Import von Energieträgern. Ähnliches gilt für das

Szenario TN-H<sub>2</sub>-G. Hier ist der Energieträger Wasserstoff günstiger, aber dafür fallen Kosten u.a. für die Umstellung der Heizungssysteme und die Errichtung von Wasserstofftankstellen an.



**Abbildung 11 Vergleich kumulierte Differenzkosten zum Szenario TN-Strom**