

# Konsultation zur Systementwicklungsstrategie 2024

Stellungnahme, THÜGA Aktiengesellschaft | 31. Januar 2025

## I. Fragen zur SES und zum SES-Prozess

### **I.1 Wie bewerten Sie die SES insgesamt? Welche relevanten Themen fehlen? (max. 3000 Zeichen)**

Die SES soll gemäß EnWG eine Bewertung des Energiesystems im energiewirtschaftlichen Dreieck, eine Systemkostenplanung der Szenarien und eine strategische Planung zur optimalen Nutzung aller verfügbaren Energiequellen beinhalten. Diese Elemente sehen wir mit der vorliegenden SES in weiten Teilen nicht erfüllt.

Die SES muss vom Kopf auf die Füße gestellt werden. Nach wie vor ist unklar, in welchem Verhältnis die SES zur kommunalen Wärmeplanung steht. Welcher Handlungsspielraum bleibt kommunalen Gremien, wenn bestimmte Optionen durch die SES bewusst ausgeschlossen werden? Obwohl mit den Szenarien O45-Strom und O45-H2 gleichwertige Szenarien vorliegen, fokussiert die vorliegende SES einseitig auf das Stromszenario und nimmt damit den kommunalen Akteuren wichtige Handlungsoptionen, obwohl das EnWG explizit eine Szenarienbetrachtung vorsieht. Wir können aus der vorliegenden SES nicht erkennen, dass diese durchgeführt wurde. Eine Entscheidung für das O45-Strom Szenario kann aktuell nicht getroffen worden sein, das würde diese Konsultation obsolet machen. Zahlen und Diagramme im Text suggerieren die Vorwegnahme des Ergebnisses. Dies lässt das EnWG für die SES nicht zu. Es verfestigt sich der Eindruck, dass in der SES mit veralteten Zahlen gearbeitet wird. Deutlich wird dies bei den Ankerpunkten. Die Zielgröße von 8 bis 12 Millionen Wärmepumpen (WP) oder 22 bis 24 Millionen Elektroautos im Jahr 2035 ist Sicht unrealistisch. Dazu müssten in den nächsten zehn Jahren jährlich zwischen 630.000 und 1,03 Mio. WP bzw. zwischen 2,04 Mio. und 2,24 Mio. Elektroautos verkauft werden.

Die Möglichkeiten von Biomethan werden völlig ignoriert und ohne ersichtlichen Grund Erdgas durch Festbrennstoffe ersetzt. Damit werden erneuerbare und kohlenstoffarme Gase wie Biomethan und Wasserstoff systematisch diskriminiert. Durch die ausschließliche Fokussierung auf das O45-Stromszenario geht die SES von einer vollständigen Außerbetriebnahme der Gasverteilnetze bis 2045 aus. Diese Festlegung schränkt den Lösungsraum für die kommunalen Wärmepläne ein und vernichtet kommunales Eigentum. Hierzu hätte die SES eine detaillierte Kosten- und Szenarienbetrachtung vorlegen müssen, da das äquivalente Szenario der BMWK-Gutachter O45 H2 davon ausgeht, dass in mindestens 60 % der Landkreise Wasserstoff oder Biomethan verteilt wird. Da die SES als lernender und regelmäßig wiederkehrender Prozess angelegt ist, müssen erst die Ergebnisse der kommunalen Wärmepläne und die Entwicklung des

Biomethan und Wasserstoffsektors abgewartet werden, bevor grundlegende Entscheidungen wie die Stilllegung der Gasverteilnetze diskutiert werden können.

Mit Bedarfs- und Erzeugungsszenarien verbundene Kosten werden kaum betrachtet. Gerade die durch den Netzausbau resultierenden Systemkosten, die über Netzentgelte auf alle Verbraucher gewälzt werden, haben sich zu einem zentralen Kostenbestandteil entwickelt. Die SES sollte daher Aussagen zu den jeweiligen Kosten treffen.

## **1.2 Wie bewerten Sie die SES als gemeinsame Grundlage für die Szenariorahmen der Netzentwicklungsplanung? Welche Weiterentwicklungsbedarfe sehen Sie? (max. 3000 Zeichen)**

Die SES kann nur dann eine sinnvolle Grundlage für die Netzentwicklungsplanung sein, wenn sie selbst ideologiefrei und diskriminierungsfrei formuliert ist und auf aktuellen Zahlen beruht. Dies können wir derzeit bei der SES nicht erkennen.

Da die SES einseitig und ohne zulässige Abweichung davon ausgeht, dass alle Gasverteilnetze bis 2045 stillgelegt werden müssen, muss sie konsequenterweise auch davon ausgehen, dass die Industrie in Deutschland, die zu 99 % an Gasverteilnetze angeschlossen ist, entweder auf Strom, Fernwärme oder Biomasse umstellen muss. Dies entbehrt nach unserer Einschätzung jeder Grundlage. Wir verweisen hier auf die Ergebnisse des Gasgebietstransformationsplans GTP, der im DVGW-Regelwerk für die Detailplanung von Wasserstoffverteilnetzen verankert ist. Für die Planung haben die 263 Verteilnetzbetreiber (VNB) Gespräche mit 3.540 Industriekunden geführt, von denen 66 % Interesse an Wasserstoff bekundet haben. Während viele Stromverteilnetze nie für die Vollversorgung industrieller Großkunden mit Strom geplant und gebaut wurden, sind die regionalen Gasnetze in den letzten 60 Jahren seit der Erdgasumstellung flächendeckend aufgebaut worden. Ob die Umstellung der mehr als 1,5 Mio. Gewerbe- und Industriekunden technisch möglich und betriebswirtschaftlich sinnvoll ist, wird von der SES nicht untersucht. Sie bewertet auch nicht die zusätzlichen Kosten für einen notwendigen Ausbau der Stromverteilnetze für die zusätzliche Versorgung industrieller Großkunden. Die Leistungsbedarfe dieser Kunden, die ganzjährig versorgungssicher über das Stromverteilnetz bereitgestellt werden müssten, sind erheblich. Es wird auch nicht untersucht, ob die vorgelagerten Netzkapazitäten diese Leistungen an den regionalen Punkten rechtzeitig zur Verfügung stellen können und wie hoch die Kosten für den Ausbau der Verteilnetze in den erforderlichen Spannungsebenen sind. Industriekunden mit mehreren hundert MW Leistung sind in der Gasverteilung keine Seltenheit. Eine Umstellung von Industrieprozessen auf Fernwärme - insbesondere wenn die Fernwärme in Zukunft auf niedrige Temperaturen abgesenkt werden soll - ist keine Option, vor allem weil diese oft nicht an ein Fernwärmenetz angeschlossen sind oder die benötigten Leistungen und Temperaturen an einem singulären Ausspeisepunkt des Netzes nicht zur Verfügung gestellt werden können. Eine Umstellung auf feste Biomasse ist theoretisch möglich, würde aber den Aussagen der SES und der Nationalen Biomassestrategie (NABIS) widersprechen, dass Biomasse im Sinne einer Kaskadennutzung nicht verbrannt, sondern zunächst als Rohstoff genutzt werden soll. Wir plädieren daher dringend für einen technologieoffenen Ansatz.

## **1.3 Wie bewerten Sie die Beteiligungsmöglichkeiten im Prozess der SES? Haben Sie Verbesserungsvorschläge? (max. 3.000 Zeichen)**

Wir halten es für sinnvoll, dass die Verteilnetzebene noch mehr als bisher an der Formulierung der SES mitwirkt. In diesem Sinne begrüßen wir es, dass wir als größtes Netzwerk kommunaler Energieerzeuger in Deutschland eine Einladung bekommen haben, an den Sitzungen des Stakeholderplenums zu der Systementwicklungsstrategie 2027 teilzunehmen. Aufgrund unserer vielfältigen Erfahrungen auf allen Wertschöpfungsstufen können wir uns vorstellen, einen wichtigen Beitrag zur Transformation des Energiesystems zu leisten. Um kostspielige Fehlplanungen zu vermeiden, sollten bereits bestehende Transformationspläne umfassend in der Systementwicklungsstrategie berücksichtigt und kommunale Energieinfrastrukturbetreiber mehr als bisher in die dafür relevanten Arbeitsgruppen eingebunden werden.

## **2. Fragen zu den Inhalten der SES**

### **2.1 Strategischer Rahmen**

#### **2.1.1 Welche allgemeinen Anmerkungen habe Sie zur Beschreibung der Ausgangslage, der Funktion und den Zielen der SES? (max. 2.500 Zeichen)**

**a) *Bewertung des Energiesystems im Rahmen des Zieldreiecks:*** Die SES vom Wetterjahr 2010 aus. Dieses Jahr hatte keine mehrtägige kalte Dunkelflaute. Damit bildet die SES kein versorgungssicheres Szenario ab und legt eine zu geringe Leistung zugrunde. Wir schlagen vor, für die Modellierung ein Jahr zu wählen, das besser geeignet ist.

**b) *Systemkostenplanung einschließlich Szenarien:*** Diese SES stützt sich nur auf das Szenario O45 Strom, obwohl die Gutachter auch das Szenario O45 H2 erstellt haben. Die SES hätte beide Szenarien vergleichen müssen. So ignoriert die SES ihren eigenen Grundsatz „Die SES soll eine sektorübergreifend konsistente und robuste Transformation des Energiesystems gewährleisten“. Gutachten belegen, dass eine zukünftige Energieversorgung mit Elektronen und Molekülen kostengünstiger und resilienter ist. Die SES erläutert die Kostenbetrachtung nur oberflächlich und verweist auf die Erläuterungen zum Stromszenario O45. Die Unterlagen wurden leider nicht veröffentlicht, womit die Berechnungen und Aussagen nicht nachvollziehbar sind. Dies ist nicht akzeptabel. Die Vorschläge der SES können ohne diese Informationen nicht beurteilt werden. Die Planungsansätze als extrem optimistisch, unflexibel und einseitig bewerten.

**c) *strategische Planung zur optimalen Nutzung aller sinnvoll verfügbaren Energieträger:*** Die SES blendet Biomethan fast vollständig aus. Damit ignoriert sie das Ziel der EU, im Jahr 2030 35 Mrd. m<sup>3</sup> Biomethan zu nutzen. Anstatt sich Gedanken zu machen, wie die 560.000 km Gasverteilnetze mit über 1,5 Mio. Gewerbe- und Industriekunden, KWK-Anlagen und Kraftwerken schnellstmöglich dekarbonisiert werden können, legt man diese Infrastruktur gemäß O45 Strom spätestens 2045 komplett still. Damit zerstört man eine resiliente bestehende Infrastruktur. Die Alternative ist ein extremer Ausbau des Stromnetzes, dessen Versorgungssicherheit bei mehrtägiger Dunkelflaute auf der Abschaltung von Kunden und hohen Stromimporten basiert. Der Strom wird als erneuerbar deklariert, ist es aber de facto nicht. Diese Entwicklung wird in der SES nicht kritisch gewürdigt und spiegelt sich auch nicht in den Regeln für kritische Infrastrukturen wider. Sie dürfen nur außer Betrieb genommen werden, wenn der Ersatz eine mindestens gleichwertige oder höhere Versorgungssicherheit bietet. Dies muss unter verschiedenen Wetterereignissen simuliert werden.

## **2.2 Energienachfrage**

### **2.2.1 Teilen Sie grundsätzlich die Beschreibung des Zielbilds und der Transformationspfade für die Industrie? Welche abweichenden Entwicklungen sehen Sie? (max. 3.000 Zeichen)**

Der grundsätzliche Ansatz kann aus Sicht der Thüga geteilt werden. Zu begrüßen ist, dass neben der energetischen auch die stoffliche Nutzung von Wasserstoff berücksichtigt wird. Grundsätzlich ist zu begrüßen, dass die Infrastrukturplanung auf den Energiebedarf ausgelegt wird, der vom Erhalt der aktuell in Deutschland bestehenden Industriestruktur (insb. Grundstoffindustrie) ausgeht. Wir geben zu bedenken, dass konkrete Standortschließungen oder Produktionsminderungen industrieller Verbraucher einen erheblichen Einfluss auf die benötigten Mengen und damit auf die Infrastruktur haben. Es sollte daher klar benannt werden, dass eine solche Infrastrukturplanung ggfs. zu viele Redundanzen bzw. Ineffizienzen aufweisen kann.

Zudem besteht die Sorge, dass die in für die Industrie geplanten Verbesserungen im Bereich der Energie- und Ressourceneffizienz, als auch die Möglichkeiten der Elektrifizierung von Industrieprozessen sowie die damit zum Teil einhergehenden Flexibilitätspotenziale in beiden Szenarien O45-Strom sowie O45-H2 als zu idealtypisch angenommen werden. Bei den damit verbundenen erheblichen Stromkapazitäten hat dies wiederum erhebliche Auswirkungen auf die entsprechende Netz- und Erzeugungsplanung. Abgesehen davon sind Umstellungen von Industrieprozessen mit hohen Investitionskosten verbunden, die von den Industrieunternehmen aufzubringen sind. Dies wird in der SES nicht ausreichend thematisiert. Bis heute haben Netzbetreiber die Aufgabe, dem Kunden die bestmöglichen Standortbedingungen zu bieten, damit er sich in der Region ansiedelt. Dazu gehört bisher auch das Angebot von Gasen. Dieser Grundsatz sollte in Zukunft nicht verlassen werden, um große und kleine Industriekunden in den Regionen zu erhalten. Zudem teilen wir nicht die Einschätzung, dass „durch die rückläufige Gasnachfrage (...) der Bedarf an Gasverteilnetzen (...) sinkt“. Während ca. 500 industrielle und gewerbliche Letztverbraucher an das Gas-Fernleitungsnetz angeschlossen sind, sind mehr als 1,5 Mio. Gewerbe und Industriekunden am Verteilnetz angeschlossen. Betrachtet man nur Kunden > 300 MWh, so wurden 360 TWh über die Gasverteilnetze zum Endkunden transportiert. Das sind 72 % der Gesamtmenge dieser Kundengruppen in Deutschland. Davon werden einige Kunden nicht mittels Elektrifizierung klimaneutral werden, insbesondere in denen industrielle Großverbraucher als Wasserstoff-Ankerkunden zur Verfügung stehen. Auch das EU-Gas- und Wasserstoffpaket sieht eine mögliche Umwidmung der Gas- auf Wasserstoffnetze auf Verteilnetzebene vor. Die SES beschreibt dies zwar ebenfalls als Möglichkeit; hinsichtlich der Dimensionen kommt die Thüga aufgrund der aktuellen Erfahrungen von über 100 Stadtwerken und Regionalversorgern der Thügagruppe aber zu einem anderen Ergebnis.

### **2.2.2 Welche weiteren Untersuchungsbedarfe sehen Sie? Fehlen zentrale Themen, die für die Transformation der Industrie von Bedeutung sind? (max. 2.500 Zeichen)**

Die ebenfalls notwendige Infrastrukturplanung für CO<sub>2</sub> – sowohl mit Blick auf dessen Speicherung (CCS), insbesondere aber dessen Nutzung durch die chemische Industrie und Raffinerien sowie die komplexen Wechselwirkungen und korrespondierende Bedarfe von Strom und H<sub>2</sub> scheinen noch nicht ausreichend bedacht. Die SES spiegelt damit die komplexe Realität nicht ausreichend wider und droht idealtypisch am konkreten Bedarf vor Ort – insbesondere auf der „Zeitschiene“ – vorbeizuplanen. Gerade im Bereich der Industrie reicht es nach unserer Auffassung nicht aus,

derartig gravierende Entwicklung ohne Rücksprache mit den Industrieunternehmen zu postulieren. Fragen dieser Tragweite müssen zwingend zwischen den Unternehmen und den Energieversorgern umfassend besprochen werden. Dies ist gerade für die Planungen der Strom und Gasverteilnetzbetreiber wichtig, um den konkreten Bedarf abschätzen zu können. In der Geschichte der Energieversorgung hat sich die Infrastruktur stets nach den Bedarfen der Kunden vor Ort gerichtet. Wir halten es daher für erforderlich, diese Bedarfe – gerade die der großen Unternehmen, durch lokale Interviews herauszuarbeiten.

Im Rahmen der Erstellung des Gasgebietstransformationsplans GTP wurden von 163 Verteilnetzbetreibern 3.540 Industriekunden nach ihrem Interesse an Wasserstoff befragt. 66 % der Unternehmen haben gemeldet, dass sie Interesse an Wasserstoff haben für verschieden Einsatzbereiche.

### 2.2.3 Teilen Sie grundsätzlich die Beschreibung des Zielbilds und der Transformationspfade für den Gebäudesektor? Welche abweichenden Entwicklungen sehen Sie? (max. 3.000 Zeichen)

Wir halten das Zielbild für 2030 für unrealistisch.

- Die SES plant 6 Mio. WP in 2030, referenziert auf O45 Strom mit 4,5 Mio. WP in 2030. Beides ist weit überschätzt.
- Aufbauend auf Zensus 2022 + Zubau WP 2022/23/24 liegt der Bestand bei **1,56 Mio. WP Ende 2024**. Bei 1,38 Wohnungen/WP und Abzug der NWG entspricht das dem Wert des BDEW mit 4,4 %.
- O45-Strom plant Ende 2025 2,9 Mio. WP. Der Verkauf von WP in 2024 sind 193.000 WP, für 2025 geht BDH von ähnlichen Zahlen aus. Lt. BMWK +40.000 Anträgen für BEG gesamt in 2024, damit in 2025 optimistisch Verkauf 250.000 WP ==> Bestand **Ende 2025 1,81 Mio. WP**, das sind 1,1 Mio. WP geringer als in der Planung O45-Strom==>Ziel 2025 unerreichbar
- 2030: O45 Strom plant 4,5 Mio. WP =>ab 2026 Zubau 550.000 WP/a. SES plant 6 Mio. WP =>+840.000 WP/a.
- Aber: eine WP versorgt nach Zensus 1,38 Wohnungen (WE). **Bestand Ende 2024 ca. 2 Mio. WE** (+60.000 NWG) mit WP beheizt. In 2030 müssten 5,13 Mio. WE nach O45 oder 8,3 Mio. WE nach SES mit WP beheizt werden.
- Neubaugenehmigungen 2024 28% unter 2023 und 49 % unter 2022, Fertigstellungen in 2024 ca. 180.000 WE und in 2025 nur 130.000.
- Gemäß BuVEG Sanierungsquote bei 0,69 %, die energetische Quote 20 % niedriger bei ca. 0,55 %==>ca. 240.000 WE. Falls Neubau ab 2026 auf Niveau der Vorjahre steigt und energet. Sanierung auf 2 %/a werden von 2025-2030 ca. 4 Mio. WE neu gebaut oder energetisch saniert. Aufgeteilt auf diverse Heizungsenergien. 65% des Neubaus sind MFH. Durch den zukünftig starken Zubau der Fernwärme auf 14 Mio. WE in 2045 (AGFW) bleiben für WP - wie heute auch - EFH/ZFH. Also plant die SES viele WP in unsanierte Gebäude zu installieren. Dies ist techn. möglich, aber nicht energieeffizient und sehr teuer für den Bürger.
- Abbildung 8 ist unzureichend, um die SES-Gedanken der Wanderungsbewegung der Wohnungen zu verstehen. Anteile install. Heizgeräte sind keine logische Planungsgröße, sondern Anzahl Wohnungen, beheizte Wohnfläche und Verbrauch pro m<sup>2</sup>. Ein

Fernwärmeanschluss kann 100 oder 10 Wohnungen versorgen, eine Direktstromheizung nur eine Wohnung.

- Kosten-/Wirtschaftlichkeitsberechnung der Heizungssystemen fehlen in SES und O45. Anteile der Energieträger wurden exogen politisch festgelegt und ergeben sich nicht systemoptimiert. Die BMWK-Vorgabe der Stilllegung der Gasverteilnetze in 2045 verbaut aus Prinzip wichtige Lösungswege.
- Die SES setzt zur Erreichung der Ziele 2030ff nur auf WP, deren Zubau reell viel langsamer ist gepaart mit niedriger Sanierungsquote. Es muss jetzt gegengesteuert werden und der Wärmemarkt breiter gedacht werden aus Fernwärme, WP und Gase. Die Einführung der Grüngasquote ist ein wichtiges Vehikel, um CO2 und EE-Ziel zu erfüllen und trägt zur Erreichung des europäischen Biomethan Ziel bei, das in der SES bisher komplett fehlt. Durch die Beimischung von H2 kann zudem der H2-Hochlauf flexibel unterstützt werden.

#### **2.2.4 Welche weiteren Untersuchungsbedarfe sehen Sie? Fehlen zentrale Themen, die für die Transformation des Gebäudesektors von Bedeutung sind? (max. 2500 Zeichen)**

Von entscheidender Bedeutung ist die Novellierung der AVBFernwärmeV. Dabei ist von zentraler Bedeutung, dass für die Investoren Planungssicherheit besteht. Unter den bekannten Aspekten, wie die Verordnung verändert werden sollte, wäre der weitere Ausbau der Fernwärme in Deutschland massiv ins Stocken gekommen. Der Einfluss von Kaltwetterperioden auf den Einsatz von WP zur Berechnung der COP-Werte und möglicher Flexibilitäten bei der Abschaltung muss näher untersucht werden. Aus den Tabellen O45-Strom erkennt man, dass mit einem SCOP von  $> 3$  gerechnet wurde. Das erscheint hoch, da zur Erreichung der Planzahlen WP stärker in unsanierte Gebäude ausgebracht werden. Das erhöht die Stromleistung in kalten Phasen. Sukzessive Sanierung der Gebäude bringt Verbesserung, sofern sich die Sanierungsquoten wie im Plan vorgesehen vervierfachen. Unsanierte Gebäude sind wenig flexible abschaltbar, da die Häuser schneller auskühlen. Es ist unklar, ob und wie diese Punkte berücksichtigt wurden. Auf die Versorgung von Nicht-Wohngebäuden wird in den Gutachten kaum eingegangen. Die hohe Diversität der 1,95 Mio. NWG - Handel, Hotels, Logistik, öffentlichen Einrichtung, Gewerbe, Werkstätten etc. - verlangt eine differenzierte Betrachtung der zukünftigen Technologie. Eine Fußbodenheizung für Autoreparaturwerkstätten vorzusehen ist wenig zielführend. Viele Hallen werden mit Gasstrahlern beheizt, die prinzipiell durch Stromstrahler ersetzt werden können. Allerdings nicht mit den hohen Wirkungsgraden von WP, sondern von 1. In NWG gibt es neben Heizungen viele Prozesse und Geräte, die nicht pauschal abgehandelt werden dürfen. Das IWU-Gutachten liefert eine gute Grundlage für den Bestand. Viele Gewerbegeräte sind optimiert auf den jeweiligen Einsatz und können nicht auf einen anderen Energieträger umgestellt werden. Ein Teil der Gebäude kann – sofern geografisch möglich - an die Fernwärme angeschlossen werden für Gebäudewärme und Warmwasser. Die anderen Bedarfe der Geräte und Prozesse sind davon unabhängig wie der starke Einsatz von Gasen in der Gastronomie. Es gilt zu analysieren, welche Geräte tatsächlich ersetzt werden können und zu welchen Kosten und ob andere Energieträger energieeffizienter sind. Hallen mit viel Verkehr und offenen Toren/Fenster sind anders zu bewerten als ein Bürogebäude. All diese Punkte werden in der SES oder in den O45 Berichten nicht erwähnt und sollten nachgearbeitet werden.

### **2.2.5 Teilen Sie grundsätzlich die Beschreibung des Zielbilds und der Transformationspfade für den Verkehrssektor? Welche abweichenden Entwicklungen sehen Sie? (max. 3.000 Zeichen)**

In Abbildung 9 auf Seite 25 wird - wiederum nur auf Basis des strombasierten Szenarios - prognostiziert, dass sich der Endenergieverbrauch des Verkehrssektors bis 2045 nahezu halbiert. Das sehen wir zum aktuellen Zeitpunkt nicht. Auch die erhoffte Verkehrsverlagerung und -vermeidung sehen wir aus heutiger Sicht eher skeptisch. Dies kann nur durch den Ausbau des ÖPNV gelingen. Doch schon heute sind bestimmte Strecken zu den Hauptverkehrszeiten chronisch überlastet, und gerade bei der Deutschen Bahn mangelt es an technischer Zuverlässigkeit, was sich in immer größerer Unpünktlichkeit der Züge niederschlägt. Zudem gelingt es immer weniger, die benötigten Lokführer oder Busfahrer als Arbeitskräfte zu gewinnen. Auch das Potenzial von vermehrter Heimarbeit oder dem Verzicht auf Dienstreisen schätzen wir als gering ein. In den Unternehmen ist derzeit zu beobachten, dass Tätigkeiten wieder vermehrt aus dem Homeoffice in die Betriebe zurückverlagert werden und auch das Einsparpotenzial bei Geschäftsreisen dürfte von den Unternehmen bereits heute aus finanziellen Gründen ausgeschöpft sein. Einen Bestand von 15 Mio. Elektroautos im Jahr 2030 bzw. 18-22 Mio. Elektroautos im Jahr 2035 halten wir aus heutiger Sicht für unrealistisch. Im Jahr 2024 waren in Deutschland insgesamt 1,6 Millionen Elektroautos zugelassen, das waren nur 200.000 Autos mehr als ein Jahr zuvor. Um das 2030er-Ziel zu erreichen, müssten jedes Jahr 2,5 Millionen Elektroautos zugelassen werden. Ein anderer Aspekt: Das Alter der Pkw-Flotte ist in den letzten Jahren kontinuierlich gestiegen und liegt derzeit bei 10,8 Jahren. Ein weiterer Anstieg des Flottenalters ist auch aufgrund der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen zu erwarten. Wir halten es daher für wichtig, bei den Kraftstoffen Alternativen zuzulassen. Eine Dekarbonisierung des Verkehrssektors kann auch über klimaneutrale Kraftstoffe erfolgen, mit denen konventionelle Fahrzeuge angetrieben werden. Was das Laden von elektrisch betriebenen Kraftfahrzeugen angeht, muss nach unserer Auffassung deutlich zwischen PKW auf der einen und LKW und Bussen auf der anderen Seite unterschieden werden. Der Ladebedarf von PKW kann zeitlich in gewissem Maße flexibilisiert werden und fällt auch örtlich in der Regel sehr dezentral an. Bei LKW und Bussen wird zeitlich und örtlich sehr konzentriert geladen, was in der Praxis dazu führt, dass der lokale Ausbaubedarf für das Stromnetz immens ist. Wir wissen von Energieversorgern, die aufgrund der Flottenumstellung bei LKW neuen Umspannwerke bauen müssen, die eine Lieferzeit von mehr als sechs Jahren haben. Das hat deutliche Auswirkungen auf das Zielbild.

### **2.2.6 Welche weiteren Untersuchungsbedarfe sehen Sie? Fehlen zentrale Themen, die für die Transformation des Verkehrssektors von Bedeutung sind? (max. 2.500 Zeichen)**

Elektroautos gibt es bisher nur in jedem dreißigsten Haushalt. Dies hat bisher kaum Auswirkungen auf die Stromverteilnetze. Mit der zunehmenden Elektrifizierung des Verkehrssektors und der Ausweitung des Heimpladens ist ein notwendiger Ausbau der Netze verbunden. Dieser wird sich auf die Netzentgelte und damit auf die Strompreise auswirken. Gerade die derzeit bestehende Differenz zwischen den Betriebskosten von batteriebetriebenen Fahrzeugen und klassischen Verbrennern ist aber eines der Kaufargumente für Elektrofahrzeuge. Soll die Verkehrswende gelingen, müssen die systemdienlichen Potenziale batteriebetriebener Fahrzeuge gehoben werden.

Dafür ist kostengünstiges bidirektionales Laden unabdingbar. Es ist zu klären, welche Kosten hierfür in privaten Haushalten entstehen. Die bisher verfügbaren Wallboxen wurden überwiegend staatlich gefördert, sind aber nicht für bidirektionales Laden geeignet. Um die Auswirkungen auf das Zielbild besser abschätzen zu können, sollte neben dem erwarteten Hochlauf bei den elektrisch betriebenen Nutzfahrzeugen geklärt werden, inwieweit der nötige Aufbau der Ladeinfrastruktur als Bremse wirkt.

## **2.3 Energieangebot**

### **2.3.1 Teilen Sie die Beschreibung des Zielbilds und der Transformationspfade für die Stromerzeugung? (max. 3.000 Zeichen)**

Für die Zukunft eines Industrielandes ist eine sichere Stromversorgung unerlässlich. Darauf sind private Haushalte ebenso angewiesen wie Industriebetriebe. Deshalb dürfen konventionelle Kraftwerke erst dann abgeschaltet werden, wenn andere gesicherte Leistung zur Verfügung steht. Dies ist eine Grundvoraussetzung für den Industriestandort Deutschland. Der notwendige Neubau von gesicherter Kraftwerksleistung ist jedoch bisher nicht erfolgt und auch kurzfristig nicht zu erwarten, da die dafür notwendigen Rahmenbedingungen fehlen. Vor diesem Hintergrund erscheint der vollständige Verzicht auf konventionelle Energieträger im Jahr 2045 sehr ambitioniert. Das O45 Strom Szenario errechnet eine Spitzenleistung von 233 GW. Diese soll durch 73 GW wasserstoffbasierte Kraftwerke und KWK, 3.5 GW Biomasse und andere Erneuerbare und Abschaltflexibilitäten für die Zeiten der kalten Dunkelflauten abgesichert werden. Nach unserer Kenntnis wird für das O45 Strom das Wetterjahr 2010 zugrunde gelegt, mit Kälteeinbrüchen im Januar, Februar und Dezember aber ohne mehrtägige kalte Dunkelflaute. Die besonders kalten Tage wiesen immer eine nennenswerte EE-Stromerzeugung auf. Wir stehen voll hinter dem Europäischen Strommarkt und fordern den weiteren Ausbau der Cross-Border Kapazitäten. Die Gutachten treffen aber keine Aussagen, wie die gegenüber 2023 verzehnfachten Stromimporte abgesichert wird und zu welchen Kosten, da der deutsche Strombedarf gerade im Winter steigt, in denen in anderen europäischen Ländern die Sonne nicht scheint und der eigene Strombedarf ebenfalls höher ist. Wir teilen auch ausdrücklich nicht die Hoffnung, dass mit dem Import von ausländischem Strom eine Steigerung der Kosteneffizienz einhergeht. In Zeiten, in denen Deutschland aufgrund des stark steigenden Stromverbrauchs in Zukunft auf Importe angewiesen sein wird, werden die Preise auch im europäischen Ausland hoch sein. Auch das Ziel von 115 GW installierter Leistung bei Wind an Land im Jahr 2030 sehen wir skeptisch, zumal es bereits 2024 nur zu einem Drittel erreicht wurde. Der weitere ungesteuerte Ausbau der Photovoltaik stößt an Grenzen, da die Netzsicherheit nicht mehr gewährleistet ist. Für uns ist die hocheffiziente Kraft-Wärme-Kopplung ein wichtiger Baustein einer verlässlichen Energieversorgung. KWK-Anlagen werden zunehmend von fossilen Brennstoffen auf klimaneutrale Energieträger umgestellt. KWK-Anlagen werden i.d.R. in der Nähe der urbanen Verbrauchsschwerpunkte errichtet. Dadurch wird das Stromnetz entlastet und der Ausbaubedarf fällt im Vergleich zum Bau von Residualkraftwerken auf der grünen Wiese geringer aus. Ohne dezentrale Kraftwerkskapazitäten ist gerade in Dunkelflauten die Spannungshaltung des Stromnetzes nur schwer möglich. Nachdem dezentrale KWK-Anlagen für Wärmenetze und Industriestandorte am Gasverteilnetz angeschlossen sind, ist die Stilllegung des Gasverteilnetzes aus Gründen der Versorgungssicherheit abzulehnen.



### 2.3.2 Welche weiteren Untersuchungsbedarfe sehen Sie in Bezug auf die Stromerzeugung? (max. 2.500 Zeichen)

Durch die unzulässige Vorabentscheidung für das O45-Strom-Szenario, wird das komplette Gasverteilnetz bis 2045 schrittweise stillgelegt. Damit wird bewusst die Resilienz und Flexibilität des deutschen Energiesystems reduziert. Es ist nicht erkennbar, ob im O45 Strom Szenario oder in der SES die Regeln der Kritis beachtet wurden. In den vergangenen Jahren sind leider auf politische Anordnung hin Kraftwerkskapazitäten abgebaut worden, ohne in gleichem Maße gesicherte Kraftwerksleistung aufzubauen. Stattdessen verlagern wir die Probleme und die Pflichtaufgabe der Versorgungssicherheit für Deutschland ins Ausland. Wir stehen hinter dem integrierten europäischen Strommarkt und fordern einen Ausbau der grenzübergreifenden Kapazitäten.

Trotzdem braucht Deutschland eine adäquate Höhe von konventioneller Stromerzeugung. Es muss dringend untersucht werden, wie hoch der tatsächliche Strombedarf in Deutschland in den Zeiten ist, in denen Wind und Sonne nicht zur Verfügung stehen. Die Residualbedarf im Szenario O45 der Langfristszenarien von 60-80 GW sind aus unserer Sicht zu niedrig angesetzt. Großbatterien und Pumpspeichieranlagen sind für kurzfristige Leistungsspitzen ausgelegt, aber nicht für mehrere Tage. Gleiches gilt für Flexibilitäten durch Abschaltung Industrieanlagen, Wärmepumpen und Ladesäulen. Eine realistische Abschätzung unter Beachtung des Sanierungszustands der Gebäude, der schaltbaren Kapazitäten in der Industrie – mit Berücksichtigung der Kosten – muss dringend unter diesen Aspekten durchgerechnet werden. Darunter fällt auch, dass Wärmepumpen in unsanierten Häuser höhere Spitzenleistungen benötigen und weniger flexibel einsetzbar sind.

Die Grundannahme muss sein, dass Kunden wie bisher das ganze Jahr sicher versorgt werden können und dass Abschaltungen die Ausnahme und nicht die Regeln sind, das ist besonders für die Industrie wichtig. Bisher wurden saisonale Schwankungen und kalte Perioden durch die sehr hohe Leistungsfähigkeit der Gasspeicher und Gasfern- und verteilnetze abgebildet, die durch die Annahmen der SES zukünftig vom nationalen und Europäischen Stromsystem übernommen werden müssten. Solange nicht geklärt ist, wie Deutschland durch eine mehrtägige kalte Dunkelflaute kommt, dürfen aktuell noch in Betrieb befindliche Kraftwerke nicht stillgelegt und müssen dringend neue Kraftwerke mit gesicherter Leistung gebaut werden.

### 2.3.3 Teilen Sie die Beschreibung des Zielbilds und der Transformationspfade für die Wärmeerzeugung in Wärmenetzen? (max. 3.000 Zeichen)

In der Beschreibung des Zielbilds fehlt nach unserer Auffassung die Unverzichtbarkeit von KWK-Anlagen für den Ausbau von Wärmenetzen. Aus unserer Sicht ist die Kraft-Wärme-Kopplung KWK unverzichtbar für das Gelingen der Energie- und Wärmewende. Als sehr effiziente und bewährte Technologie vereint sie in dicht besiedelten Räumen Strom- und Wärmeerzeugung. Zusätzlich stabilisieren KWK-Kraftwerke mit ihrer garantierten und flexiblen Leistung das gesamte Stromsystem. Dabei arbeiten sie auch mit Großwärmepumpen sehr effizient zusammen. Auch bei der Wärmeerzeugung in Wärmenetzen plädieren wir für einen technologieoffenen Ansatz, in dem die Stakeholder sich bei dem Zahl Dekarbonisierung einig sind, die Wahl der geeigneten Mittel aber den Akteuren vor Ort überlassen Ein wesentlicher Baustein für den Erfolg der Wärmewende ist jetzt nach der Verlängerung des KWKG eine Verstärkung der BEW-Förderung, ohne die die Wärmewende nicht gelingen wird.

### **2.3.4 Welche weiteren Untersuchungsbedarfe sehen Sie in Bezug auf die Wärmeerzeugung in Wärmenetzen? (max. 2.500 Zeichen)**

Fernwärmeversorgungsunternehmen (FVU) benötigen einen sicheren Investitionsrahmen für die Mammutaufgabe der Wärmewende. Dies gilt insbesondere in Versorgungsgebieten ohne Anschluss- und Benutzungszwang. Können die FVU diese Kosten nur im Rahmen neu abzuschließender Lieferverträge weitergeben, besteht die Gefahr, dass Fernwärmekunden den Energieträgerwechsel zum Anlass nehmen, den Fernwärmeanschluss zu kündigen und in eine alternative Wärmeerzeugung, z.B. Wärmepumpe, zu investieren. Die hohen Kosten der Wärmewende können aber nur getragen werden, wenn die Solidargemeinschaft zwischen Versorger und der Gesamtheit der Fernwärmekunden dauerhaft erhalten bleibt. Ist die Kostenwälzung nicht gewährleistet, werden die Dekarbonisierung und der Ausbau der Fernwärme zum Erliegen kommen. Nach einem Gutachten von AGFW und VKU aus dem Jahr 2024 können im Jahr 2024 14 Millionen Wohneinheiten mit Fernwärme versorgt werden, wenn die erforderliche Förderung planungssicher zur Verfügung steht.

Die Struktur der Wärmeerzeugung für Fernwärmenetze wird viel facettenreicher werden. Um die Dekarbonisierung voranzutreiben, sollen alle örtlichen Möglichkeiten genutzt werden. Aufgrund der Vielfältigkeit der örtlichen Situationen gibt es kein Standardrezept. Städte ohne Fluss oder Geothermie haben begrenzte Möglichkeiten für Großwärmepumpen. Industrielle Abwärme wird sich zukünftig eher reduzieren, da die Industrieunternehmen im Rahmen der Dekarbonisierung ebenfalls energieeffizienter werden. Trotzdem muss die Versorgungssicherheit immer gewährleistet sein. Diese Aspekte müssen bei allen Entscheidungen bezgl. der Gasverteilnetze in der kommunalen Wärmeplanung entschieden werden und dürfen nicht durch die SES vorweggenommen werden. Umso wichtiger ist es, die Gasnetze schnell zu dekarbonisieren wofür die Grüngasquote ein erster dringender Schritt ist. Wir verweisen hier auf das Gutachten des AGFW zur Entwicklung der Fernwärmesysteme der Zukunft.

Die Trassenlänge der Fernwärmenetze stammt aus dem Jahr 2020, also vor fünf Jahren. Diese Zahl sollte unbedingt aktualisiert werden, da es wenig Sinn macht, eine Strategie auf veralteten Zahlen aufzubauen.

### **2.3.5 Teilen Sie die Beschreibung des Zielbilds und der Transformationspfade für Wasserstoff und Wasserstoffderivate? (max. 3.000 Zeichen)**

Einen schnellen Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft sehen wir derzeit ebenso wenig wie eine zeitnahe Erprobung von Wasserstoffkraftwerken als neue Technologie. Wenn die Elektrolyseure insbesondere in Zeiten hoher Stromerzeugung aus Wind und Photovoltaik produzieren sollen, dann erscheint uns eine Betriebszeit von 4.000 Volllaststunden im Widerspruch dazu. Wenn aktuelle Marktentwicklungen bereits heute darauf hindeuten, dass bis 2030 eine Elektrolyseleistung von 10 GW installiert sein wird, dann muss dies deutliche Konsequenzen für die gesamte Systementwicklungsstrategie haben. Die in der Beschreibung des Zielbildes gewählten Formulierungen wirken auf uns wie eine Strategie nach dem Prinzip Hoffnung. Entscheidend für die Versorgung der Industrie mit Wasserstoff werden die Gaspipelines sein, die allein aus diesem Grund keinesfalls stillgelegt werden dürfen. Ein Fragezeichen setzen wir in diesem Zusammenhang hinter die Aussage, dass Europa über große Potenziale zur Stromerzeugung aus erneuerbaren

Energien verfügt, die auch für die Wasserstoffherzeugung genutzt werden sollten. Dies ist richtig, aber an anderer Stelle in der vorliegenden Systementwicklungsstrategie werden genau diese Potentiale der erneuerbaren Energien genutzt, um aus Gründen der Kosteneffizienz Strom für die Versorgung in Deutschland zu erzeugen.

### **2.3.6 Welche weiteren Untersuchungsbedarfe sehen Sie in Bezug auf Wasserstoff und Wasserstoffderivate? (max. 2.500 Zeichen)**

Für den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft sollte für den Anfang neben grünem Wasserstoff auch Wasserstoff aus anderen Energieträgern zugelassen werden. Zudem sollte untersucht werden, aus welchen Quellen Deutschland zuverlässig mit Wasserstoff versorgt werden kann, da der Wasserstoffbedarf nicht allein im Inland erzeugt werden kann. Neben der Elektrolyse gibt es auch andere Verfahren, um Wasserstoff hergestellt werden kann. Deshalb sollte breit untersucht werden, welche Potentiale alternative Herstellungsverfahren bieten.

### **2.3.7 Teilen Sie die Beschreibung des Zielbilds und der Transformationspfade für den Energiehandel? (max. 3.000 Zeichen)**

Die Aussage, dass der Importbedarf Deutschlands in Zukunft deutlich sinken wird, sehen wir kritisch. Dies mag zwar in Teilen auf fossile Energieträger wie Erdöl und Erdgas zutreffen. Gerade bei den erneuerbaren Energien wie Wind und Photovoltaik aus Europa gibt es aber eine gewisse Gleichzeitigkeit in der Erzeugung, die allenfalls innerhalb weniger Stunden verschoben werden kann. Insofern kann der Importbedarf in Zeiten tagelanger kalter Dunkelflauten zwar sinken, eine sichere Energieversorgung Deutschlands ist damit aber nicht verbunden. Auch in Zukunft werden wir auf molekülbasierte Energieträger nicht verzichten können. Das kann Biomethan oder Wasserstoff sein. Insofern braucht es bei den Transformationspfaden einen gewissen Realismus. Für einen großvolumigen Stromaustausch innerhalb Europas fehlen zudem derzeit die Interkonnektoren sowie weitere Infrastrukturen, deren Aufbau viele Jahre in Anspruch nehmen wird.

### **2.3.8 Welche weiteren Untersuchungsbedarfe sehen Sie in Bezug auf den Energiehandel? (max. 2.500 Zeichen)**

Es sollte dringend geprüft werden, ob die Infrastruktur in Deutschland für einen großräumigen Stromaustausch mit Europa ausgelegt ist und aus welchen Quellen zuverlässig Energieträger importiert werden können. Gerade die Gleichzeitigkeit von Wetterphänomenen in unseren unmittelbaren Nachbarländern könnte einen europaweiten Stromaustausch behindern. Es ist daher zu ermitteln, auf welche Leistung aus dem Ausland Deutschland im Falle einer erhöhten inländischen Stromnachfrage sicher zugreifen kann.

### **2.3.9 Teilen Sie die Beschreibung des Zielbilds und der Transformationspfade für Flexibilität und Speicher (Strom-, Wärme- und Wasserstoffspeicher)? (max. 3.000 Zeichen)**

Leider wird auch bei diesem Thema auf Seite 41 nur auf das strombasierte Szenario O45-Strom eingegangen. Wir vermissen eine Auseinandersetzung mit dem anderen Szenario O45-H, das stark auf die Nutzung von Wasserstoff setzt. Beim Einsatz von Batterien in Elektrofahrzeugen sind Fahrzeughersteller und Fahrzeughalter gefordert. Insbesondere muss der finanzielle Anreiz für die Fahrer von Elektrofahrzeugen hoch genug sein, um die psychologische Hemmschwelle der Reichweitenangst zu überwinden. In einem Pilotprojekt zum reinen Ladeverhalten, das die Thüga mit BS|ENERGY und BS|NETZ als Partner in einem Projekt des Fraunhofer IEE in Braunschweig durchgeführt hat, haben die Teilnehmenden die Steuerung der Ladevorgänge jedoch mehrheitlich nicht als Einschränkung ihrer Mobilität empfunden. Derzeit untersuchen wir in einem Folgeprojekt die Integration des bidirektionalen Ladens. Darüber hinaus müssen aus unserer Sicht die Regelungen im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) so angepasst werden, dass ein für alle Seiten zufriedenstellendes Geschäftsmodell entstehen kann.

Leider bietet die Innovationsausschreibungsverordnung keine attraktiven Rahmenbedingungen für den wirtschaftlichen Betrieb von Speichern. Denn bisher darf ein Speicher im Rahmen der Innovationsausschreibung nur Strom von einer fest definierten EE-Anlage beziehen, auch wenn am selben Netzanschlusspunkt weitere EE-Anlagen einspeisen. Dies führt in der Praxis zu einer suboptimalen Auslastung des Speichers und schreckt potenzielle Investoren ab. Würde diese Einschränkung aufgehoben und den in der Innovationsausschreibung geförderten Großspeichern zusätzlich der Bezug von „grauem“ Netzstrom ermöglicht, könnte dies zu einer deutlichen Steigerung der Projektumsetzung führen. Batteriespeicher eignen sich aber immer nur für die Speicherung von Strom für Minuten, Stunden oder maximal wenige Tage. Längerfristige Flexibilitäten sind mit den heute bekannten Batteriespeichern nicht erreichbar.

### **2.3.10 Welche weiteren Untersuchungsbedarfe sehen Sie in Bezug auf Flexibilität und Speicher (Strom-, Wärme- und Wasserstoffspeicher)? (max. 2.500 Zeichen)**

Die Erschließung von Flexibilitätpotenzialen hängt entscheidend vom Zusammenspiel vieler Millionen Speicher, Wärmepumpen und Elektroautos ab. Gerade in Zeiten von zu viel oder zu wenig Strom aus Wind und Photovoltaik ist DE aufgrund der angestrebten Struktur des Energieversorgungssystems auf Flexibilität angewiesen. Bestehende regulatorische Hemmnisse müssen daher konsequent abgebaut werden.

Großes Potenzial zur Unterstützung der Netzstabilität sehen wir vor allem bei großen (Batterie-) Speichern. Hier sollten die Anreize aus Systemsicht höher sein als bei kleinen Heimspeichern. Einen wichtigen Beitrag können Großbatteriespeicher leisten, die von Netzbetreibern betrieben werden. Diese könnten die Speicher genau dann einsetzen, wenn sie im Netz gebraucht werden. Wir halten es daher für wichtig, nicht nur den Kunden, sondern auch den Netzbetreibern den wirtschaftlichen Betrieb von Großbatteriespeichern zu ermöglichen. Die Kunden könnten ihre Speicher unter Umständen gegen die Netzdienlichkeit einsetzen. Die EU-Vorgaben für den Betrieb von Speichern durch Netzbetreiber sind ausreichend und es sollten keine weiteren Hürden auf nationaler Ebene aufgebaut werden. Die ÜNB haben derzeit deutlich günstigere Regelungen und die VNB sollten hier gleichgestellt werden. Bei Wärmespeichern fehlt es aktuell an der

Wirtschaftlichkeit, um Flexibilisierungspotentiale zu heben. Hier besteht Untersuchungsbedarf, wie die Wirtschaftlichkeit und damit der Hochlauf von Wärmespeichern verbessert werden kann. Gasspeicher sind in DE stark ausgebaut und schaffen Versorgungssicherheit. Am 21.1.2025 wurde z.B. eine Leistung von 3688 GWh/d ausgespeist, die technische Kapazität der Speicher liegt bei 6808 GWh/d. Pumpspeicher/Wasserspeicherkraftwerke haben eine Leistung von 10,6 GWh (BNetzA). Der Aufbau der H<sub>2</sub>-Wirtschaft benötigt ausreichend H<sub>2</sub>-Speicher an den richtigen Lokationen. Die H<sub>2</sub>-Netze wachsen kontinuierlich parallel zu den verschiedenen Arten der H<sub>2</sub>-Erzeugung und den Importpunkten. Speicher schaffen Flexibilität und ermöglichen den saisonalen Ausgleich zwischen Erzeugung, Import und Absatz. Die Untersuchungen zur Umstellung von Erdgasspeichern auf H<sub>2</sub> muss intensiviert werden. Porenspeicher wie Bierwang/Breitbrunn in Bayern sind durch ihre Nähe zu Industrieschwerpunkten im Chiemgauer Dreieck und München und den Importpunkten vom Southern Hydrogen Corridors sehr wichtig, um die Wasserstoffwirtschaft im Süden zu stabilisieren.

## 2.4 Infrastrukturen

### **2.4.1 Teilen Sie die Beschreibung der Methan- und Wasserstoffnetze? (max. 3.000 Zeichen)**

Wir teilen nicht die Vorgabe des SES, dass bis 2045 alle Gasverteilnetze stillgelegt werden. Nach den aktuellen Zahlen des BDEW (Zensus 2022) sind 56 % aller Wohnungen in Deutschland mit Gas beheizt. Dazu kommen über 1,5 Mio. Industrie- und Gewerbekunden und die allermeisten KWK-Anlagen. Anders als in anderen Ländern werden 99 % der Industriekunden über die Gasverteilnetze versorgt, in vielen Fällen an Standorten in großer Entfernung vom nächsten Ferngasnetzbetreiber. Die vorhandene Erdgasinfrastruktur kann ohne Probleme auf Wasserstoff umgerüstet werden. Die Untersuchung der Gasverteilnetze wird seit vielen Jahren intensiv vorangetrieben. Wir verweisen hier auf den ausführlichen Bericht des Gasgebietstransformationsplan (GTP 2024 und 2023 und DVGW).

97 % der Rohrleitungen können heute auf 100 % Wasserstoff umgestellt werden. Der Grund dafür sind die großen Sanierungsprogramme seit 1990, durch die Graugussleitungen und alte Stahlleitungen durch Kunststoffleitungen ersetzt wurden. Der GTP 2024 konzentriert sich auf die anderen Bauteile wie Zähler und Regler, die Ergebnisse sind ebenfalls sehr positiv. Offene technische Fragen werden in laufenden Forschungsvorhaben geklärt. Das Projekt der Thüga-Gruppe H<sub>2</sub>Direkt in Bayern mit der Umstellung eines kleinen Gasnetzes auf 100 % H<sub>2</sub> hat die praktische Umsetzung der Umstellung erprobt und dient als Blaupause für weitere Projekte. Die Erfahrungen sind ausgesprochen positiv und zeigen, wie hoch das Interesse der Politik und der Kunden am Wasserstoff ist. Die Gasnetze sind bereits von den Gaskunden bezahlt worden und sollten somit auch unter Kostenaspekten nicht ohne Grund stillgelegt werden. Da noch nicht erkennbar, welche Infrastruktur für die Transformation des Energiesystems benötigt wird.

Aus unserer Sicht ist es notwendig und auch vom EnWG gefordert, in der SES das Szenario O45-Strom und zu Szenario O45-H gleichwertig zu betrachten. Dazu gehört auch, dass viele Elektrolyseanlagen und Biomethananlagen aufgrund ihrer geographischen Lage und Größe an das Verteilnetz angeschlossen werden. Die Berücksichtigung dieser Anlagen in der Planung entspricht den Vorgaben des EnWG der **“optimalen Nutzung aller sinnvoll verfügbaren Energieträger”**.

Bei einer Stilllegung der Verteilnetze können diese Anlagen ihre Gase nur über Trailer transportieren, oder werden erst gar nicht gebaut. Viel wichtiger ist es, die Dekarbonisierung der Gasnetze voranzutreiben durch die Einführung einer Grüngasquote. Auch der Einsatz von Gaswärmepumpen mit einem Wirkungsgrad von 150% darf nicht länger vom GEG diskriminiert werden, da sie besonders bei unsanierten Gebäuden oder Gewerbekunden Umweltenergie einbinden. Bei Einsatz von Biomethan sofort zu 100 % erneuerbar. Bei der Beschreibung des Istzustandes empfehlen wir den Austausch veralteter Zahlen. Der auf Seite 51 beschriebene Erdgasverbrauch von über 1.000 TWh im Jahr 2021 lag schon im Jahr 2023 bei 774 TWh und im Jahr 2024 bei 762 TWh.

### **2.4.2 Welche weiteren Untersuchungsbedarfe sehen Sie in Bezug auf die Methan- und Wasserstoffnetze? (max. 2.500 Zeichen)**

Ohne das Szenario O45-H2 ist die SES unvollständig, starr und sehr einseitig. Die SES baut auf dem Grundsatz „Die Planung der Transportinfrastrukturen für Strom und Wasserstoff sollte ausreichend Flexibilität bieten und Ansprüchen an Resilienz genügen.“ Die zukünftige Infrastruktur in den Gemeinden und Regionen wird vor Ort durch die Verteilnetzplanungen (Umsetzung Gas/H2-Direktive) und die kommunale Wärmeplanung entwickelt. Dort wird das Optimum entwickelt um eine versorgungssichere, kosteneffiziente, nachhaltige und kundenorientierte Energieversorgung zu gestalten. Dafür ist es wichtig, dass die VNB und FNB und ÜNB eng zusammenarbeiten, damit die NEP-Szenarien die Entwicklungen vor Ort abbilden. Nur so kann die Umstellplanung von Erdgas auf H2 oder Biomethan aus einem Guss erfolgen. Beide O45 Szenarien planen bis mindestens 2040 eine Methaninfrastruktur. Jede Umwidmung von Pipelines muss unter diesem Aspekt betrachtet werden um der Sicherung der Restversorgung zu genügen.

In diesem Zusammenhang spielt Biomethan eine besondere Rolle. Wir sehen es als großes Versäumnis der SES, dass Biomethan als erneuerbare Energie komplett ausgeblendet wird. Dies widerspricht nicht nur den europäischen Regeln für RePowerEU mit dem definierten Ziel von 35 BCM aber auch dem Common Sense. Biomethan ist heute verfügbar, wird vor Ort produziert und löst diverse kreislaufwirtschaftliche Probleme. Das DBFZ kommt zu einem Potential von 110 TWh in 2045. Es komplett zu ignorieren, zeugt davon, dass der Begriff Erneuerbar falsch verstanden wird. Biomethan produziert nach RED III ist erneuerbar wie Strom aus PV und darf nicht diskriminiert werden. Biomethan ist nicht das Problem, sondern kann ein Teil der Lösung sein, da zukünftig daraus auch H2 lokal produziert werden kann. Hier ist dringende Nacharbeit notwendig um die aktuellen Studien (DBFZ, Guidehouse) in der SES zu berücksichtigen. Andere Länder sind uns weit voraus wie Frankreich, Dänemark oder Italien.

### **2.4.3 Teilen Sie die Beschreibung der Stromnetze? (max. 3.000 Zeichen)**

Um die Energiewende auf einen erfolgreichen Weg zu bringen, ist es unabdingbar, die Realitäten anzuerkennen. Aus heutiger Sicht ist es notwendig, die Prognosen zur Entwicklung des Stromverbrauchs an die Realität anzupassen. Der bisher prognostizierte starke Verbrauchsanstieg ist bislang nicht eingetreten. Vielmehr ist die Zahl der Kilowattstunden, auf die die Netzkosten umgelegt werden können, seit 2019 um durchschnittlich zwei Prozent pro Jahr gesunken. Auch das Beratungsunternehmen McKinsey & Company kommt in einer aktuellen Studie vom Januar 2025

zu dem Ergebnis, dass „die Stromnachfrage in Deutschland hinter den Erwartungen der regulatorischen Planung zurückbleiben könnte. In dieser Studie wird – je nach Szenario – von einem Nettostrombedarf zwischen 530 TWh und 615 TWh ausgegangen. Der Verbrauch der privaten Haushalte ist in der Vergangenheit durch verschiedene Einflüsse geprägt worden. Nachdem der Verbrauch jahrelang stabil war, ist er in den Corona-Zeiten deutlich gestiegen, um danach wieder kontinuierlich zu sinken, obwohl die Zahl der Haushalte insgesamt weiter zunimmt. Eine steigende Anzahl von Privathaushalten nutzt neben dem Kauf von effizienten Haushaltsgeräten auch die Möglichkeit, mit sogenannten Balkonkraftwerken den Bezug von Strom aus dem Netz zu verringern. Dieser Trend wird sich aufgrund der stetig sinkenden Preise für diese kleinen Kraftwerke fortsetzen.

### **3. Bewertung der Ankerpunkte**

#### **3.1 Bewertung der Ankerpunkte zur Energienachfrage**

##### **Bruttostromverbrauch 2035: Über 950 TWh**

Zu niedrig ( )  
 Angemessen ( )  
 Zu hoch (X)

*Kommentar: Die bisherige Entwicklung des Stromverbrauchs zeigt, dass die Prognosen der Vergangenheit stets zu optimistisch waren. Zudem fehlen die Transportkapazitäten.*

##### **Bruttostromverbrauch 2045: 1.100 – 1.300 TWh**

Zu niedrig ( )  
 Angemessen ( )  
 Zu hoch (X)

*Kommentar: siehe oben*

##### **Bruttostromverbrauch Industrie 2035: 250 – 320 TWh**

Zu niedrig ( )  
 Angemessen ( )  
 Zu hoch (X)

*Kommentar: Das aktuelle Wirtschaftswachstum und die Prognosen für die Zukunft sprechen nicht dafür, dass der Stromverbrauch der Industrie in Deutschland in den nächsten Jahren wachsen wird.*

##### **Bruttostromverbrauch Industrie 2045: 300 – 400 TWh**

Zu niedrig ( )  
 Angemessen ( )  
 Zu hoch (X)

*Kommentar: siehe oben*

**Anzahl Wärmepumpen 2035: 8 – 12 Mio.**

Zu niedrig ( )

Angemessen ( )

Zu hoch (X)

*Kommentar: Die SES plant 6 Mio. WP in 2030, das Diagramm 8 referenziert aber auf O45 Strom, das 4,5 Mio. WP in 2030 plant. Große Diskrepanz! Beides zu hoch, da Bestand Ende 2024 nur 1,56 Mio. WP incl. Gewerbe(siehe Zensus 2022 und IWU-Gutachten zu NWG). O45 Strom plant Ende 2025 2,9 Mio. WP, realistisch sind nur 1,8 Mio. WP incl. Gewerbe. Um in 2035 12 Mio. WP zu erreichen müssten jährlich ab 2026 1,020 Mio. /a WP eingebaut werden. Diese würden dann zu sehr hohem Anteil in unsanierten Gebäuden installiert werden, da der Gebäudeneubau und die Sanierung (auch bei sehr ambitionierten 2 %/a) weit darunter liegt. Das entspricht nicht dem Energy Efficiency First Gedanken und ist sehr teuer für den Bürger. Siehe auch Kapitel 2.2.3.*

**Anzahl Wärmepumpen 2045: 15 – 18 Mio.**

Zu niedrig ( )

Angemessen ( )

Zu hoch (X)

*Kommentar: Da 2035 schon unrealistisch hoch ist kann 2045 ebenfalls nicht erreicht werden.*

**E-Pkw 2035: 22 – 24 Mio.**

Zu niedrig ( )

Angemessen ( )

Zu hoch (X)

*Kommentar: E-PKW-Zahl von 15 Mio. bis 2030 ist momentan sehr unwahrscheinlich zu erreichen. EKM Referenzszenario berechnet 10,5 Mio. E-PKWs bis 2030 mit aktuellen Instrumenten. Um das Ziel noch zu erreichen, müssten im Jahr 2025 mehr als 50% der Neuzulassungen E-PKWs sein. Das Statistische Bundesamt gibt an, dass im Jahr 2023 18,4% der Neuzulassungen E-PKWs waren, Rückgang im Jahr 2024.*

**E-Pkw 2045: Fast komplette Flotte**

Zu niedrig ( )

Angemessen ( )

Zu hoch (X)

*Kommentar: siehe oben*

**Anzahl elektrische leichte und mittlere Nutzfahrzeuge 2035: Über 3 Mio.**

Zu niedrig ( )

Angemessen ( )

Zu hoch (X)

*Kommentar:*

**Anzahl elektrische leichte und mittlere Nutzfahrzeuge 2045: Fast komplette Flotte**

Zu niedrig ( )

Angemessen (X)



Zu hoch ( )

Kommentar:

### **Schwere E-Lkw 2035: Über 250.000**

Zu niedrig ( )

Angemessen (X)

Zu hoch ( )

Kommentar: Liegt in der Range der Ergebnisse der NOW Cleanroomgespräche 2024 (Dort werden für das Jahr 2030 43,3 tsd. verkaufte E-LKW prognostiziert. Hochgerechnet, unter Berücksichtigung vorab verkaufter E-LKW, landet man bei über 250 tsd. Stück.

### **Schwere E-Lkw 2045: 420.000 – 500.000**

Zu niedrig ( )

Angemessen (X)

Zu hoch ( )

Kommentar: Siehe vorangehender Kommentar.

### **Wasserstoffnachfrage 2045: 360 – 500 TWh**

Zu niedrig ( )

Angemessen (X)

Zu hoch ( )

Kommentar: Diese Zahlen sind konsistent mit denen der Importstrategie für Wasserstoff und Wasserstoffderivate (Juli 2024), bzw. Der zugrundeliegenden Fraunhofer ISI Studie "Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland". Andere Studien kommen zu anderen Ergebnissen, bspw. geht der [Nationale Wasserstoffrat](#) von einem Gesamtbedarf (inkl. grauen Wasserstoffs) in 2040-2050 von 964-1364 TWh aus. **Generell ist die Nachfrage nach H2 stark abhängig von der Preisentwicklung von H2. Sollten sich zukünftig Marktmechanismen auch für kohlenstoffarmen Wasserstoff ausbilden, wird es umso realistischer, dass die Nachfrage sich wie oben dargestellt entwickelt.**

### **Wasserstoffnachfrage Industrie 2045: 300 – 400 TWh**

Zu niedrig ( )

Angemessen (X)

Zu hoch ( )

Kommentar: Wir gehen von einem industriellen H2-Bedarf von 290 – 440 TWh/a aus. Darin berücksichtigt sind molekulare (z.B. Stahl Direktreduktion oder Ammoniakproduktion) sowie die thermische Nutzung für Hochtemperaturprozesse.

### **Wasserstoffnachfrage Stahlproduktion 2035: Rund 50 TWh**

Zu niedrig ( )

Angemessen (X)

Zu hoch ( )

Kommentar: In Anlehnung an die Bedarfsschätzung für das Stützjahr 2045 sind 50 TWh in 2035 angemessen eingeschätzt.

**Wasserstoffnachfrage Stahlproduktion 2045: Bis zu 80 TWh**

Zu niedrig ( )  
 Angemessen (X)  
 Zu hoch ( )

*Kommentar: Die Schätzung der von uns ausgewerteten Studien gehen von einem maximalen H<sub>2</sub>-Bedarf zwischen 56 TWh (Neuwirth et al. 2022) und 88 TWh (Wirtschaftsvereinigung Stahl 2022) aus. 80 TWh sind entsprechend als angemessen zu bewerten.*

**Wasserstoffnachfrage High value chemicals 2045: Bis zu 150 TWh**

Zu niedrig (X)  
 Angemessen ( )  
 Zu hoch ( )

*Kommentar: Für den Sektor Grundstoffchemie nehmen wir einen Bedarf von 194 – 252 TWh an, basierend auf den Langfristszenarien des Fraunhofer ISI. 150 TWh scheinen daher zu niedrig eingeschätzt.*

**Wasserstoffnachfrage Dezentrale Gebäudewärme: kein umfangreicher und großflächiger Einsatz**

Zu niedrig (X)  
 Angemessen ( )  
 Zu hoch ( )

*Kommentar: Die SES fokussiert für die Wärmewende lediglich das Szenario O45-Strom der BMWK-Langfristszenarien (Abbildung 7 und 8, S. 21 f.). Hier sollte auch das Szenario O-45 H<sub>2</sub> angeführt werden.*

**Wasserstoffnachfrage Schwerlast, Busse, Schiene 2045: Deutlich unter 40 TWh**

Zu niedrig ( )  
 Angemessen (X)  
 Zu hoch ( )

*Kommentar: Relevantester Use Case von Brennstoffzellen im Verkehrssektor sind unserer Einschätzung nach Schwerlast-LKW. Bei einem als realistisch eingeschätztem Marktanteil von 10% entspräche der H<sub>2</sub>-Energiebedarf ca. 11 TWh.*

**Wasserstoffkraftwerke 2035: Mind. 20 TWh**

Zu niedrig ( )  
 Angemessen ( )  
 Zu hoch (X)

*Kommentar: Aufgrund aktuell fehlender Rahmenbedingungen erscheint das unrealistisch. Aus dem gleichen Grund gehen wir für das Stützjahr 2030 aktuell von 0 TWh aus.*

**Wasserstoffkraftwerke 2045: 60 – 120 TWh**

Zu niedrig ( )  
 Angemessen (X)  
 Zu hoch ( )

*Kommentar: Die Bandbreite entspricht unseren Annahmen. Der Bedarf von H2 in Kraftwerken hängt in erster Linie davon ab, wie stark sich H2 in dezentralen Anwendungen durchsetzt. Ist die Marktdurchdringung geringer als erwartet, werden mehr Backup Kraftwerke benötigt, der Bedarf fällt entsprechend höher aus.*

**Wasserstoffderivate 2045: Rund 200 TWh**

Zu niedrig ( )  
 Angemessen (X)  
 Zu hoch ( )

*Kommentar:*

**Wärmenetzanschlüsse 2045: 4 – 5 Mio.**

Zu niedrig ( )  
 Angemessen ( )  
 Zu hoch (X)

*Kommentar: Bei 100.000 neuen Anschlüssen pro Jahr ist diese Zahl nicht erreichbar.*

**3.2 Ankerpunkte zum Energieangebot****Angebot Wind an Land 2035: 157 GW**

Zu niedrig ( ); Angemessen ( ); Zu hoch (X)

*Kommentar: Schon in den letzten beiden Jahren wurden die Ausbauziele deutlich verfehlt.*

**Angebot Wind an Land 2045: Mind. 160 GW**

Zu niedrig ( )  
 Angemessen ( )  
 Zu hoch (X)

*Kommentar: siehe oben*

**Angebot Wind auf See 2035: 50 GW**

Zu niedrig ( ); Angemessen ( ); Zu hoch ( )

*Kommentar:*

**Angebot Wind auf See 2045: Mind. 70 GW**

Zu niedrig ( ); Angemessen ( ); Zu hoch ( )

*Kommentar:*

**Angebot Photovoltaik 2035: 309 GW**

Zu niedrig ( )  
 Angemessen ( )  
 Zu hoch ( )

*Kommentar:*

**Angebot Photovoltaik 2045: Mind. 400 GW**

Zu niedrig ( )  
 Angemessen ( )  
 Zu hoch ( )

*Kommentar:*

**Elektrolyseure 2035: 30 – 40 GWel**

Zu niedrig ( )  
 Angemessen ( )  
 Zu hoch (X)

*Kommentar:*

**Elektrolyseure 2045: 60 – 80 GWel**

Zu niedrig ( )  
 Angemessen ( )  
 Zu hoch (X)

*Kommentar:* Unter Berücksichtigung der Nachfrage-Prognose und für realistisch erachtete Importquoten erscheint die Anzahl an Elektrolyseuren etwas zu hoch.

-

**Importquote Wasserstoff 2045: 50 – 70%**

Zu niedrig ( )  
 Angemessen (X)  
 Zu hoch ( )

*Kommentar:* Importquote entspricht den Angaben der Nationalen Wasserstoffstrategie, nationale Projekte müssen stärker angereizt werden, um dieses Verhältnis von nationaler Produktion und Import zu erzielen. Vor allem wenn beispielsweise blauem Wasserstoff zukünftig eine größere Rolle zukommen sollte ist es realistisch, dass die Importquote am oberen Ende der Range oder sogar darüber liegt.

**Interkonnektoren Strom 2045: 80 – 90 GW**

Zu niedrig ( )  
 Angemessen ( )  
 Zu hoch ( )

*Kommentar:*

**Steuerbare Kraftwerke (ohne Biomasse und Wasserkraft) 2035: 50 – 60 GW**

Zu niedrig (X)  
 Angemessen ( )  
 Zu hoch ( )

*Kommentar: Das Ziel erscheint grundsätzlich zu niedrig. Insbesondere mit Blick auf 2035 müssen zügig neue Rahmenbedingungen (KWKG-Verlängerung und Weiterentwicklung, Kraftwerksicherheitsgesetz, Kapazitätsmechanismus) geschaffen werden. Bis ein neues Kraftwerk in Betrieb gehen kann, dauert es mit Planungs- und Bauphase fünf bis sieben Jahre.*

**Steuerbare Kraftwerke (ohne Biomasse und Wasserkraft) 2045: 60 – 80 GW**

Zu niedrig (X); Angemessen ( ); Zu hoch ( )

*Kommentar: Das Ziel erscheint aus heutiger Sicht zu niedrig, wenn das Stromszenario O45 konsequent verfolgt wird.*

**Wasserstoffspeicher 2035: Mind. 15 TWh**

Zu niedrig ( )  
 Angemessen (X)  
 Zu hoch ( )

*Kommentar: Aufgrund des aktuellen Wasserstoffhochlaufs ist eine Kapazitätsprognose für 2035 schwer abzuschätzen. Gemäß der unterschiedlichen Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems (T45) oder weiterer Veröffentlichungen des EWI Köln variieren die prognostizierten Speicherbedarfe. Auch die noch unklare Entwicklung stabiler Importpotenziale erschwert eine Prognose benötigter Speicherkapazitäten. Die hier dargestellten 15 TWh liegen im Bereich der in den Langfristszenarien und weiterer Studien aufgeführten Größen.*

**Wasserstoffspeicher 2045: 80 – 100 TWh**

Zu niedrig ( )  
 Angemessen (x)  
 Zu hoch ( )

*Kommentar: Siehe Punkt darüber bzgl. schwer einzuschätzender Bedarfsprognosen.*

**Stationäre Batteriespeicher 2035: Mind. 35 GW**

Zu niedrig (X)  
 Angemessen ( )  
 Zu hoch ( )

*Kommentar: Das Ziel scheint zu niedrig. Mit stationären Batteriespeichern sind laut Seite 40 der Systementwicklungsstrategie kleine Batteriespeicher (in Verbindung mit Aufdach-PV-Anlagen) gemeint, sowie Großbatteriespeicher. Der Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, sieht bis 2037 eine benötigte Leistung von 58-96 GW und bis 2045 eine benötigte Leistung von 73-119 GW an Kleinbatteriespeichern und Großbatteriespeichern vor.*

**Stationäre Batteriespeicher 2045: Mind. 50 GW**

Zu niedrig (Xx)

Angemessen ( )

Zu hoch ( )

*Kommentar: Siehe voriger Punkt. Das Ziel scheint zu niedrig. Der Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025 sieht bis bis 2045 eine benötigte Leistung von 73-119 GW an Kleinbatteriespeichern und Großbatteriespeichern vor.*

**Ansprechpartner:**

Markus Wörz

Leiter Energiepolitik Deutschland

T: 089 38197-1201

[markus.woerz@thuega.de](mailto:markus.woerz@thuega.de)

Eva Hennig

Leiterin Energiepolitik Europa

T: 089 38197-

[eva.hennig@thuega.de](mailto:eva.hennig@thuega.de)

Martin Bäumer

Referent Energiepolitik

T: 089 38197-1429

[martin.baeumer@thuega.de](mailto:martin.baeumer@thuega.de)

Die Thüga ist im [Lobbyregister](#) des Deutschen Bundestages unter der Registernummer R001118 eingetragen.