

Konsultation zum Zwischenbericht der Systementwicklungsstrategie

STELLUNGNAHME, THÜGA Aktiengesellschaft | 18. Dezember 2023

Mit dem “Zwischenbericht zur Systementwicklungsstrategie” hat das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) im November 2023 einen ersten Teil für die Strategie zur Transformation des deutschen Energiesystems vorgelegt. Die Thüga Aktiengesellschaft bedankt sich für die Möglichkeit zur Stellungnahme.

I. Unsere wesentlichen Anmerkungen vorab:

1. Die Annahmen des Zwischenberichts zur Systementwicklungsstrategie beruhen auf veralteten, unzureichenden und intransparenten Daten aus dem Jahr 2019. Diese Daten sind für eine bis in das Jahr 2045 reichende Strategie ungeeignet.
2. Auf Basis der zu Grunde liegenden Daten für die Entwicklung von Strombedarf einerseits und Stromerzeugung andererseits ist nach unserer Einschätzung die Versorgungssicherheit der Stromversorgung nicht zu gewährleisten. Es ist nicht erkennbar, wie die deutlich steigende Stromnachfrage erzeugungsseitig abgedeckt werden soll.
3. Die von der Systementwicklungsstrategie proklamierte Technologieoffenheit findet sich im Dokument leider nicht wieder: Die Einengung der künftigen Wärmeversorgung in Deutschland auf das Thema Strom macht die Energiewende teurer und langsamer, wodurch die Akzeptanz in der Bevölkerung sinkt. Außerdem wird die kommunale Wärmeplanung mit ihrem technologieoffenen bottom-up-Ansatz konterkariert. Den Akteuren vor Ort werden in einem undemokratischen Prozess ihre Gestaltungsmöglichkeiten genommen.
4. Die wichtige Rolle von dekarbonisierten Gasen wie Biomethan und Wasserstoff im zukünftigen Energiemix für die Wärmeversorgung wird völlig unterschätzt, genauso wie die Bedeutung der Kraft-Wärme-Kopplung. Die an vielen Stellen mehr oder weniger deutlich durchschimmernde Forderung nach der Stilllegung des deutschen Gasnetzes zerstört unnötig Kapital der Energieversorger, ohne dass versorgungssichere und kostengünstigere Alternativen aufgezeigt werden.
5. Der Fernwärme wird zu Recht eine wichtige Rolle bei der künftigen Wärmeversorgung beigemessen, insbesondere in Ballungsräumen. Allerdings sind hier die lokalen

Gegebenheiten zu berücksichtigen, wodurch sich die in der SES angenommenen Ausbaupotenziale nach unserer Einschätzung deutlich verringern.

Unklare Prämissen und Datengrundlage

Wir begrüßen das klare Bekenntnis zum Anspruch, dass die Systementwicklungsstrategie (SES) wissenschaftsbasiert entwickelt werden soll. Wir können allerdings aktuell nicht erkennen, auf welchen Szenarien und Grundannahmen die Prognosen zur Energieversorgung getroffen worden sind. Wir bitten daher dringend um Klarstellung, welche Daten für diesen Bericht als Grundlage herangezogen wurden. Der Bericht bezieht sich an vielen Stellen nur auf das T45-Strom Szenario was den Schluss zulässt, dass alle anderen Szenarien nicht betrachtet werden.

Die energiepolitischen Rahmenbedingungen in Deutschland haben sich seit ihrer Veröffentlichung im Jahr 2019 wesentlich verändert wie z.B. der erste Teil des Kernnetzes, das Gebäudeenergiegesetz (GEG), die Kommunale Wärmeplanung (KWP) und u.a. die europäischen Wasserstoffentwicklungen. Aus diesem Grund ist die unveränderte Übernahme in so ein wichtiges deutsches Planungselement wie die Systementwicklungsstrategie nicht sinnvoll. Die letzten zwei Jahre – das dürfte Konsens sein - haben in der Energiewirtschaft zu völlig neuen Rahmenbedingungen geführt.

Aus unserer Sicht basiert die Systementwicklungsstrategie auf unzureichenden, intransparenten und überholten Annahmen. Formulierungen wie "Ebenso wird die Stromerzeugung geglättet, da zum Beispiel die Sonne im Osten früher aufgeht und im Westen später untergeht oder Wolkenfelder nur regional vorhanden sind." (S. 43) werden der Bedeutung der Energieversorgung in einer der größten Volkswirtschaften der Welt nicht gerecht. Die auf den Webseiten der Langfriststudien vorhandenen Unterlagen sind nicht ausreichend, um sie für die Verteilnetzebene auswerten zu können. Viele relevante Schlüssel-Parameter fehlen, und sind weder in den Materialien für die Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland – T45-Strom - noch für die Basisszenarien TN 50 vorhanden. Nachdem die SES die Entscheidung für das Stromszenario besonders auf den Kostenvergleich in Abbildung 2 referenziert, müssen für diese sehr weitreichende Diskussion alle Berechnungsgrundlagen veröffentlicht werden.

Wir halten es für deutlich sinnvoller, die Systementwicklungsstrategie auf der dena-Leitstudie „Integrierte Energiewende¹“ aufzubauen, da deren Daten transparent und nachvollziehbar sind. Außerdem ist sie die aktuellste Studie und stellt das nachweislich kostengünstigste Szenario dar.

Eine Anpassung der Langfristszenarien des BMWK ist unumgänglich, da die Entwicklungen der letzten zwölf Monate auf die Langfristszenarien einen gravierenden Einfluss auf die SES haben.

Beteiligung der Verteilnetzbetreiber zwingend erforderlich

Gleichwohl können wir nicht verstehen, warum die Betreiber von Infrastrukturen auf der Verteilnetzebene - für Gas immerhin 571.000 km, für Strom 1.810.700 km und für Fernwärme 29.020 km - vom Erstellungsprozess dieser Systementwicklungsstrategie bislang ausgeschlossen wurden. Zumindest unsere Anfrage zur Teilnahme am 17. August 2023 wurde mit einer E-Mail vom 30. August 2023 und dem Hinweis abgelehnt, dass die Verteilnetze, die Umsetzung der Planung sowie technische Fragestellungen zunächst nicht Teil des Austausches in der AG Netzbetreiber seien.

¹ https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9261_dena-Leitstudie_Integrierte_Energiewende_lang.pdf

Aufgrund des Fokus auf die Fernleitungs- und Übertragungsnetze und die Eingangsdaten der Szenariorahmen sei der Teilnehmendenkreis der Sitzungen der AG-Netzbetreiber aktuell im Wesentlichen auf die Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreiber beschränkt.

Im Text des Zwischenberichtes finden sich nun allerdings zahlreiche Aussagen zur den Verteilnetzen. Damit wurde **vor der Diskussion mit den Verteilnetzen** bereits ein Beschluss getroffen für das Stromszenario auf Basis von veralteten Berechnungen und Annahmen. Es wäre für den Realitätsbezug der SES sehr wichtig gewesen, wenn die Unternehmen der Verteilnetzebene (VNB) auch schon an der Erarbeitung des Entwurfs der Systementwicklungsstrategie beteiligt worden wären. 99 % aller Endkunden im Strom und Gas und 100 % aller Kunden in der Fernwärme sind an den lokalen Verteilnetzen angeschlossen. Das Wissen um die aktuellen Entwicklungen von Energieverbrauch und -struktur, der vorhandenen und zukünftigen Infrastruktur vor Ort und der möglichen Energieerzeugung liegt nur bei den Verteilnetzbetreibern und Energieversorgern vor Ort, die im Übrigen die Transformation für die Endkunden und die Politik vor Ort umsetzen müssen.

Spätestens jetzt ist der Zeitpunkt gekommen, diese Erfahrungen in die nationale Systementwicklungsstrategie einfließen zu lassen. Mit der Erfahrung und Expertise aus einem Netzwerk von 100 kommunalen Stadtwerken und regionalen Versorgern in Deutschland hätte Thüga schon in der Entwicklung dieses Berichts einen wertvollen Beitrag liefern können. Das hätte schon im Vorfeld dem für die SES proklamierten, partizipativen Prozess Rechnung getragen.

Wie in der Fraunhofer Bottom-up Studie² festgestellt wurde, sind in Deutschland Gebäude, Gewerbetunden und Industrien aller Größenordnungen und Branchen an den Gasverteilnetzen angeschlossen (1,6 Mio. Endkunden³, siehe Tabelle 83). Nur 500 Industriekunden sind an den Ferngasnetzen angeschlossen. Die Gasverteilnetzbetreiber beschäftigen sich bereits seit mehreren Jahren sehr strukturiert mit der Dekarbonisierung der Gasnetze durch Wasserstoff und Biomethan und erstellen einen Gasgebietsnetztransformationsplan⁴ (GTP). Die Erfahrungen der letzten beiden Jahre in der Erstellung des GTP haben gezeigt, dass die lokale und regionale Industrie ein hohes Interesse an Wasserstoff hat. Hier wird die kommunale Wärmeplanung zeigen, wie diese Industrie versorgt wird und wie die optimale Gasnetztopologie dies gewährleisten kann. Damit einher geht dann auch die Versorgung mit Wasserstoff, aber auch mit KWK-Anlagen.

Level Playing Field für alle Technologien – Biomethan berücksichtigen

Wir begrüßen das Bekenntnis, bei der notwendigen Transformation marktwirtschaftliche, technologische Wege einzuschlagen. Dies sollte dann allerdings auch stringent in allen Gesetzen, Verordnungen und Festlegungen gelebt werden. Leider sehen wir dies in der SES nicht.

Wir fordern ein echtes Level-Playing-Field für alle Technologien, die einen Beitrag zur Preisstabilität, zur Versorgungssicherheit und zum Klimaschutz leisten können.

² <https://www.ise.fraunhofer.de/de/presse-und-medien/news/2022/fraunhofer-stellt-bottom-up-studie-zur-dekarbonisierung-des-waermemarktes-vor.html>

³ <https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/MonitoringberichtEnergie2023.pdf>

⁴ <https://www.h2vorort.de/gtp>

In der Systementwicklungsstrategie vermissen wir die Berücksichtigung von Biomethan. Die EU hat im Rahmen von RePowerEU⁵ ein klares Ziel von 35 BCM von Biomethan deklariert, zu dem jedes Land beitragen soll. Deutschland hatte im TYNDAP 2022 (Ten-Year Network Development Plan) ein Potential von 98 TWh Biomethan⁶, das in den meisten Fällen lokal erzeugt und eingespeist werden soll. Bei der Nutzung von Biomethan müssen weder Netze noch Geräte umgestellt werden.

**Potenziale zur Elektrifizierung von Prozesswärme, zur Abwärmenutzung oder von Tiefengeothermie werden überschätzt -
Potenziale von dekarbonisierten Gasen und Kraft-Wärme-Kopplung unterschätzt**

Wir teilen nicht die Annahme, dass Prozesswärme überwiegend elektrifiziert werden kann (S. 3). Dies entspricht nicht der Realität vor Ort. In der Industrie werden nach unserer Erfahrung vielfach Temperaturen und Technologien benötigt, die mit Strom nicht oder nur unter hohen Kosten darstellbar sind. Zudem sind die benötigten Anschlussleistungen der Industriekunden so hoch, dass sie nicht mal ansatzweise mit den bestehenden Stromverteilnetzen bereitgestellt werden können. Auch der Antransport über die Stromübertragungsnetze ist nicht gewährleistet, besonders in den Wintermonaten. 99 % der Industriekunden und der KWK-Anlagen in Gas und Strom sind an die Verteilnetze angeschlossen. Wir konnten den Ausführungen nicht entnehmen, dass dieser Umstand in den Planungen berücksichtigt wurde.

Die gedankliche Einengung, dass Wasserstoffe und synthetische Energieträger im Gebäudesektor "allenfalls eine begrenzte Rolle spielen" (S. 3), teilen wir ebenfalls nicht. Diese Entscheidung sollte nach unserer Auffassung der Markt treffen bzw. in der kommunalen Wärmeplanung betrachtet werden. Ähnlich verhält es sich nach unserer Auffassung mit der Aussage zum "landgebundenen Verkehr" (S. 3). Dort sollte technologieoffen und im Wettbewerb der besten Ideen eine Eingrenzung auf strombasierte Antriebe vermieden werden.

Wir können nicht erkennen, wie die regelmäßig auftretenden kalten Dunkelflauten abgebildet werden. Gerade in diesen Zeiten ist die lokale Erzeugung von Strom und Wärme sowohl für Fernwärmesysteme als auch in industriellen KWK-Anlagen für die Bevölkerung elementar. Durch die im zugrunde gelegten Szenario T45-Strom geplante Stilllegung der Gasverteilnetze gibt es dafür zukünftig keine Möglichkeit mehr.

Wir teilen die Meinung, dass der Ausbau der Fernwärme (S. 4) in Städten grundsätzlich sehr wichtig ist. Die Erfahrungen in der Thüga-Gruppe zeigen aber auch, dass die Dekarbonisierung lokaler Nah- und Fernwärmesysteme nicht pauschal abgehandelt werden kann. Bestandssysteme mit ihrer jeweiligen Erzeugungs- und Wärmeabnahmestruktur sind dabei ebenso heterogen wie lokal vorhandene Potentiale für dekarbonisierte Erzeugungstechnologien oder die Entwicklung der Kundenstruktur und des Wärmebedarfs vor Ort. So kann Solarthermie bspw. in kalten Wintern eine Wärmeproduktion unterstützen, aber nicht ersetzen. Nicht immer ist der Flächenbedarf für eine Anlage lokal vorhanden.

Auch Tiefengeothermie ist geographisch nur begrenzt vorhanden und mit hohen Erschließungsinvestitionen verbunden, die sich kostensteigernd auf den wirtschaftlichen Betrieb von Versorgungssystemen und Endkundenpreisen auswirken. Industrielle Abwärme wird zukünftig durch die

⁵ https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/bioenergy/biomethane_en?prefLang=de

⁶ <https://2022.entsos-tyndp-scenarios.eu/scenario-results-supply/>

Effizienzbestrebungen der Industrie deutlich reduziert anfallen. Sie muss für eine sinnvolle Einbindung nicht nur an der richtigen Lokation vorhanden sein, sondern von der Industrie auch langfristig und garantiert zur Verfügung gestellt werden. Unserer Erfahrung nach können Industriebetriebe in der Regel nur selten unvermeidbare Abwärme über einen Zeitraum von 10 oder mehr Jahren in zuverlässigen Mengen und mit zuverlässiger Abgabestruktur zu wettbewerbsfähigen Preisen anbieten. Auch wenn eine technische Einbindung in vielen Fällen möglich wäre, sind die damit notwendigerweise zu erfüllenden Anforderungen an Versorgungssicherheit und Bezahlbarkeit der Wärme für Endkunden nicht gegeben.

Bottom-Up-Prozesse stärken

Bottom-up Prozesse wie die kommunale Wärmeplanung, die Gasnetztransformationsplanung oder die Transformationsplanung von Fernwärmesystemen nach BEW (Bundesförderung Effiziente Wärmenetze) tragen diesen heterogenen Ausgangssituationen Rechnung und geben den Akteuren vor Ort die Chance, die bestmögliche Strategie für die Dekarbonisierung der lokalen Wärmeversorgung auch unter Aspekten der Wirtschaftlichkeit und Versorgungssicherheit zu ermitteln. Die Systementwicklungsstrategie sollte daher in ihrem top-down Ansatz keine pauschalen Aussagen zur lokalen Wärmewende-Strategie machen. Insbesondere sind pauschale Aussagen zu konkreten Wärmequellen oder zur Wirtschaftlichkeit der Fern- oder Nahwärme im Allgemeinen zu streichen. In der Wärmeversorgung vor Ort gibt es keine „one-fits-all“-Lösung.

II. Unsere Anmerkungen im Detail

1 Ausgangslage

Der Krieg in der Ukraine hat gezeigt, wie wichtig bestehende Infrastrukturen sind. Erst durch die hervorragend ausgebaute Gasinfrastruktur und die kurzfristige Anbindung der neuen LNG-Terminals (S. 8) konnten die neuen Bezugsrouten für Gas genutzt werden.

Der Beschluss, nach der Kernenergie auch die Kohlekraftwerke (S. 9) bis 2030 stillzulegen, erfordert dringend den Neubau von Kraftwerken. Der geplante starke Anstieg des Stromverbrauchs und vor allem der Stromleistung muss zukünftig resilient das ganze Jahr - auch bei ganz unterschiedlichen Wetterverhältnissen - abgesichert sein. Leider können wir dies in der zugrundeliegenden Erzeugungsstrategie des T45 nicht erkennen. Die verbrauchsnahe Erzeugung von Strom und Wärme entlastet in Summe das Stromsystem und spart Investitionen in Netze. Daher muss die Kraft-Wärme-Kopplung nicht nur aus Effizienzgründen zukünftig weiterhin eine systemstabilisierende Rolle einnehmen.

Der in der SES genannte CO₂ Preis von 100 – 200 €/t (S. 10) macht es umso wichtiger, dass die 45.000 deutschen Industriekunden in den Regionen mit erneuerbaren und low-carbon-Energien versorgt werden, um eine drohende Abwanderung ins Ausland zu verhindern.

Wir teilen die Meinung, dass Energiesysteme nicht starr geplant werden dürfen. Sie müssen Flexibilität bieten, um auf geänderte Rahmenbedingungen reagieren zu können. Umso unverständlicher sind deswegen die Aussagen, dass Teile der heutigen Gasverteilnetze ab dem Jahr 2045 (S. 54) stillgelegt werden. In der Beschreibung des favorisierten TN Strom des LFS3 (Langfristszenario

3) wird sogar die Prämisse unterstellt, dass alle Gasverteilnetze stillgelegt werden. Welche Infrastrukturen benötigt werden und welche die kostengünstigste und versorgungssicherste Variante darstellen, kann nur über die kommunalen Wärmepläne erarbeitet und darf keinesfalls „top-down“ am Reißbrett über die Köpfe der Bürgermeister, Stadt- und Gemeinderäte sowie Kunden und Bürger entschieden werden. Andernfalls würde die gerade verabschiedete Gesetzgebung konterkariert und die Bemühungen der Energiewende vor Ort um Jahre zurückgeworfen, da sich die Bürgerinnen und Bürger schon wieder ausgeschlossen und fremdbestimmt fühlen, was die Akzeptanz der für die Energiewende notwendigen Maßnahmen nicht fördern wird

Es ist richtig, dass man Infrastruktur vom Dekarbonisierungsziel her denken muss, aber die bisherige Strategie scheint, anders als im Text suggeriert, eben keine Unsicherheiten oder Varianzen zu kennen, sondern richtet sich ausschließlich auf ein Stromszenario aus.

2 Sektorübergreifende Eckpunkte

Ohne Zweifel ist der Einsatz von erneuerbarem Strom (S. 15) für die Erreichung der Klimaziele von zentraler Bedeutung. Wir bezweifeln jedoch, dass für alle Anwendungen genügend Strom bereit stehen wird. Der Aufbau einer Infrastruktur für die Umwandlung von Strom in Wasserstoff oder Wasserstoffderivate wird sich nur rechnen, wenn dafür dauerhaft und verlässlich erneuerbarer Strom zur Verfügung steht. Die Verfügbarkeit von Sonne oder Wind ist jedoch auf 1.000 bzw. 2.000 Stunden pro Jahr begrenzt.

Eine Beschränkung des Wasserstoffeinsatzes auf nur „schwer zu dekarbonisierende Bereiche“ lehnen wir ab. Gerade im Gebäudebereich lässt sich der Umstieg von einer Erdgas- auf eine Wasserstoffheizung mit geringen Kosten und Aufwand erreichen. Ob sich das für den Hauseigentümer rechnet, sollte der Markt entscheiden. Thüga und Energie Südbayern testen zurzeit erfolgreich im bayerischen Hohenwart im Rahmen eines Modellprojektes die Wärmeversorgung von Wohnhäusern mit Hilfe von reinem Wasserstoff.

3 Energienachfrage

3.1 Industrie

Es ist unbestritten, dass durch die Elektrifizierung der Prozesswärme (S. 21) fossile Energieträger ersetzt werden können. Dies gilt jedoch nicht für alle industriellen Prozesse. Vor allem dort, wo hohe Temperaturen oder eine bestimmte Art der Strahlungswärme erforderlich sind, werden weiterhin Gase benötigt. Nachdem 99 % aller gasversorgten größeren Gewerbe- und Industriekunden und KWK-Anlagen (ca. 44.000 Stück gemäß BNetzA) an den Gasverteilnetzen angeschlossen sind, haben die VNB der Thüga-Gruppe ein sehr detailliertes Wissen um die benötigten Spitzenleistungen und Lastgänge.

Aus dieser Kenntnis, und vor allem, weil viele Unternehmen Gas und Stromverteilnetze betreiben, wissen wir, dass eine Elektrifizierung dieser enormen Leistungen sehr hohe Kosten für die Verstärkung der vorhandenen Netze auslösen wird und es zweifelhaft ist, wie diese Investitionen durchgeführt werden können. Zudem ist es sehr fraglich, wann die Übertragungsnetze diese Leistungen versorgungssicher 8.760 Stunden im Jahr zur Verfügung stellen könnten. Die Annahme des TN Strom, dass Gasverteilnetze stillgelegt werden, ist alleine schon aus diesem Umstand überhaupt

nicht substantiiert. Dies liegt vor allem daran, dass die Örtlichkeiten nicht ausreichend berücksichtigt wurden und die spezifischen Leistungen oder die Infrastruktur vor Ort den Gutachtern nicht bekannt sind. Gerade dafür sind auch die kommunalen Wärmepläne zuständig und nicht ein theoretisches Szenario.

Fragezeichen wirft auch die Prognose auf, dass sich der Anteil der Fernwärme in der Prozesswärmebereitstellung (S. 22) der Industrie weiter erhöhen kann. Hier scheint uns ungeklärt, wo diese Fernwärme herkommen soll. Denn die deutsche Industrie ist schon seit Jahren darauf bedacht, industrielle Prozesse so effizient zu gestalten, dass die unkontrollierte Abgabe von Wärme vermieden wird. Auch hier scheint uns, wie eingangs schon erwähnt, das Risiko in der dauerhaften und verlässlichen Bereitstellung von industrieller Abwärme zu bestehen.

3.2 Gebäude

Wärmepumpen stellen eine wesentliche Technologie für die Dekarbonisierung der Wärmeversorgung dar. Insbesondere in modernen und neuen Bauten können diese ihre Vorteile ausspielen. Der angenommene starke Hochlauf von Stromwärmepumpen wird jedoch dazu führen, dass auch unsanierte oder teilsanierte Gebäude mit Wärmepumpen beheizt werden. Da diese Gebäude eine wesentlich höhere Temperatur für die Radiatoren benötigen, sinkt unweigerlich der „Coefficient of Performance“ (COP). Ein Vergleich von Gesamteffizienzen von Heizungssystemen (Frontier⁷) hat gezeigt, dass sich bei unsanierten Häusern und kalten Temperaturen die Effizienz von Stromwärmepumpen und Wasserstoffbrennwertthermen ausgleicht.

Der Einsatz von thermischen H₂-Wärmepumpen oder Brennstoffzellen verbessert das Verhältnis noch. Und mit der Entwicklung der hocheffizienten Elektrolyseure mit > 90 % Wirkungsgrad (z.B. Hysata, H2Pro) verbessert sich diese Bilanz noch weiter. Zudem belasten reine Stromwärmepumpen die Stromnetze bei kalten Temperaturen überdimensional, da die Häuser schnell auskühlen, die Wärmepumpen länger laufen müssen und im schlechtesten Fall auch noch Heizstäbe mit einem Wirkungsgrad von 1 zugeschaltet werden. All diese Punkte sehen wir leider weder im Gebäudegutachten noch in der SES diskutiert.

Im Jahr 2045 sollen 18,7 Mio. Stromwärmepumpen installiert sein, die maximal 85 GW Leistung benötigen. Das entspricht rechnerisch einer Leistung von 4,5 kW pro installierte Wärmepumpe. Dieser Wert erscheint sehr gering, gerade bei niedrigen Temperaturen, da hier alle Wärmepumpen mit einbezogen sind, also auch solche in sehr großen Fernwärmesystemen. Leider enthalten die Unterlagen keine Aussagen darüber, mit welchen COP die Wärmepumpen simuliert werden. Es gibt nur ein Chart, in dem die COP von 3 auf 4,5 ansteigen, was vor allem für unsanierte Gebäude viel zu hoch ist.

Mit der Annahme, dass der Wärmepumpenanteil an den Heizungen bis zum Jahr 2045 im bundesdeutschen Durchschnitt auf 75 Prozent (S. 27) steigen wird, verabschieden sich die Autoren des Zwischenberichts nach unserer Einschätzung von ihren eigenen Grundsätzen. Denn damit lässt die SES in bestimmten Regionen Deutschlands nur noch Fern-/Nahwärme oder Wärmepumpen zu. Kommunale Wärmeplanungen finden jedoch vor Ort statt; durch die Einbindung der lokalen Akteure können so jeweils optimale Lösungen für die Wärmeversorgung in einer Kommune gefunden

⁷ <https://www.frontier-economics.com/media/lyjfepci/der-wert-von-wasserstoff-im-waermemarkt.pdf>

werden. Der in der kommunalen Wärmeplanung verankerte Grundsatz der „subsidiären Technologie- und Transformationsoffenheit“ wird damit deutlich konterkariert. Die SES sollte sich nach unserer Auffassung auf die Themen beschränken, die „top-down“ zu klären sind.

Es ist richtig, dass für den Brennstoff Wasserstoff neue Heizgeräte (S. 29) benötigt werden. Richtig ist aber auch, dass die Industrie diese Geräte in den nächsten Jahren zuverlässig liefern kann (siehe Pressemitteilung Viessmann 10.12.2023⁸). Die Preise für diese Heizgeräte liegen dabei deutlich unter denen einer Stromwärmepumpe. Thüga hat dazu vor wenigen Monaten in Hohenwart ein Modellprojekt gestartet, in dem Erfahrungen zu diesem Thema gesammelt werden.

3.3 Verkehr

Die Annahme, dass fast die gesamte PKW-Flotte bis zum Jahr 2045 aus batterieelektrischen PKW besteht (S. 32), hat für die gesamte Strominfrastruktur weitreichende Folgen. Diese muss bis in die Wohnsiedlungen hinein massiv ausgebaut werden. Wir sind daher der Meinung, dass sich Verkehrstechnologien der Zukunft zuvorderst marktbasierend entwickeln sollten. E-Fuels oder auch Wasserstoff als Treibstoff sollten nicht von vornherein ausgeschlossen werden, zumal die Versorgungsinfrastruktur für E-Fuels bereits vorhanden ist.

4 Energieangebot

4.1 Stromerzeugung

Wir stimmen zu, dass die Erschließung ausreichender Stromerzeugungspotentiale essenziell ist (S. 36). Es kann jedoch nicht zufriedenstellen, wenn zukünftig dauerhaft zehn Prozent des Strombedarfs importiert werden müssen. Vor dem Hintergrund, dass auch unsere europäischen Nachbarn auf dem Dekarbonisierungspfad sind, könnte sich hier eine gefährliche Abhängigkeit oder Stromlücke entwickeln.

Das der SES zugrundeliegende Stromszenario plant für 2045 einen steuerbaren installierten Kraftwerkspark mit 87,4 GW, der sich aus 3,1 GW Biomasse, 67,4 GW Wasserstoff, 5,2 GW Wasserkraft und 11,7 GW Sonstige (Annahme, dass steuerbar) zusammensetzen soll. Dieser Kraftwerkspark muss der benötigten Leistung gegenübergestellt werden. Im Explorer⁹ konnten wir den Verbrauchsdaten für Strom entnehmen, dass im Jahr 2045 maximale Last von 85 GW für Stromwärmepumpen geplant sind, 72 GW für Elektromobilität und 127 GW für die sonstige Nachfrage. In der Simulation für 2045 liegt die maximale **zeitgleiche** Last dieser 3 Kundengruppen bei **235 GW am 11.2.2045** ohne Berücksichtigung von Export, Batterien und Wasserstoffherzeugung. In 2025 liegt die vergleichbare Leistung 105 GW. Ob diese Last an einen Tag mit viel Wind und Sonne oder während einer Dunkelflaute anfällt, ist nicht vorhersehbar. Die Planungen gehen davon aus, dass alle Unterdeckungen in der Zukunft durch Importe abgedeckt werden. In 6450 Stunden – mehr als 70 Prozent des Jahres - wird Strom aus dem Ausland importiert, bis zu 70 GW. Wenn am 11.2.2045 planmäßig wenig Sonne und Wind zur Verfügung stehen, dann würden die 70 GW noch weit überschritten werden.

⁸ <https://www.viessmann.family/de/newsroom/loesungsangebot/viessmann-brennwertgeraete-sind-100-prozent-h2-ready.html>

⁹ <https://enertile-explorer.isi.fraunhofer.de:8443/open-view/55108/8d326c7b3a5d5dede0b46f0ffa4dce35ea>

Wir können nicht nachvollziehen, wie die SES aufbauend auf diesen Verbrauchszahlen eine stabile Stromversorgung bei mehrtägigen kalten Dunkelflauten mit 87,4 GW steuerbaren Leistung darstellen möchte, und wie dieser Strom zu den Netzkopplungspunkten zwischen ÜNB und VNB in ganz Deutschland transportiert werden soll.

Bei der Planung der Stromnetze ist von mehrtägigen Dunkelflauten auszugehen. Steuerbare Verbraucher im Bereich der Wärmepumpen können aufgrund der geringen thermischen Kapazität ggf. Entlastung für kurze Zeitspannen von wenigen Stunden bringen. Diese werden jedoch nach den Eingriffen durch den Netzbetreiber mit einer Gleichzeitigkeit von nahezu 1 das Netz und auch die Erzeugung noch stärker belasten.

Leider gibt es in allen Szenarien keine Aufteilung darüber, welche Leistungen über das Stromverteilnetz verteilt werden. Durch die Übernahme des T45-Stromszenarios geht die SES davon aus, dass sämtliche Gasverteilnetze stillgelegt werden und Biomasse ebenso rückläufig ist. Damit wird es in kalten Dunkelflauten eine sehr geringe lokale Stromerzeugung geben, da die komplette kommunale und industrielle KWK (Kraft-Wärme-Kopplung) wegfällt. Aus unserer Sicht ist dieses Szenario niemals versorgungssicher.

Vor dem Hintergrund, dass Wasserstoffkraftwerke zukünftig nur noch in den Zeiten laufen sollen, in denen eine hohe Stromnachfrage auf eine geringe Stromerzeugung aus Windenergie und Photovoltaik trifft, fehlt uns der Hinweis auf die Schaffung eines Kapazitätsmarktes. Ohne diesen Markt wird niemand in die nötige Kraftwerksinfrastruktur investieren.

4.2 Wärmebereitstellung in Wärmenetzen

Wir teilen die Meinung, dass Wärmenetze in der Zukunft in der dichten Bebauung eine große Rolle spielen werden. Allerdings müssen dafür Wärmenetze und Wärmeherzeugung weiter ausgebaut werden, wofür aktuell über BEW und KWKG nur bis 2026/27 Mittel eingeplant sind. Essenziell für den Betrieb von Wärmenetzen sind Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit und damit letztendlich die Bezahlbarkeit für die Kunden. Wärmenetze werden zukünftig verschiedene Wärmequellen nutzen, die auf dem richtigen Temperaturniveau (das Gebäudegutachten geht von 70-90°C aus), gesichert und wettbewerbsfähig zur Verfügung stehen müssen.

Die Thüga-Gruppe versorgt heute bereits 130.000 Fernwärmekunden und kann auf viele Jahrzehnte Erfahrungen zurückgreifen. Die Annahme, dass die komplette Fernwärme zukünftig ausschließlich auf Großwärmepumpen, Abwärme, Solarthermie und an manchen Stellen auf Geothermie basiert, teilen wir aufgrund der Erfahrungen im Betrieb und auch der Transformationsplanung für eine Vielzahl von Wärmenetzen nicht.

Eine Aussage darüber können nur die kommunalen Wärmepläne in Kombination mit den Transformationsplanungen für die jeweilige Wärmeversorgung vor Ort geben, in denen die verfügbaren Energieträger sowie die Entwicklungen in der Kunden- und Abnahmestruktur analysiert werden. Eine Verdreifachung der Anschlüsse erscheint sehr hoch und wird dazu führen, dass Gebiete mit geringeren Energiedichten und größeren Netzlängen erschlossen werden, was am Ende zu spezifisch höheren Kosten und damit auch zu höheren Wärmepreisen bei den Endkunden führen wird. Dem Gebäudegutachten konnten wir nicht entnehmen, wie dieser Umstand berücksichtigt wird.

Abwärme kann eine Rolle in der Zukunft spielen, sofern verschiedene Faktoren positiv zusammenspielen: die geographische Lage des Industriekunden in Relation zum Fern-/Nahwärmenetz, das Temperaturniveau, der Lastgang über das Jahr, das Angebot eines mehrjährigen Liefervertrages mit einer Lieferverpflichtung und der Preis.

Bisher konnten in der Thüga-Gruppe nur sehr wenige Projekte realisiert werden, da immer einige dieser Punkte nicht erfüllt wurden. Inwieweit das neue Gesetz zur Steigerung der Energieeffizienz (ENEFG) mit der Verpflichtung der Anmeldung von industrieller Abwärme diesen Zustand verändert, bleibt abzuwarten. Besonders die geographische Anordnung ist entscheidend, da Industriekunden bislang keine Investitionen für einen Fernwärmeanschluss übernehmen wollen. Fernwärmenetze befinden sich in den meisten Städten in der dichten Bebauung, wo nur bedingt Industrieansiedlungen zu finden sind. Gerade aktuell sind Industrieunternehmen eher zurückhaltend, langfristige Lieferverpflichtungen einzugehen, da sie zum Teil eigene Effizienzprojekte für die interne Nutzung der Abwärme haben oder noch keine Entscheidung über die langfristige Zukunft ihres Standorts getroffen haben. Ohne eine langfristige Lieferverpflichtung muss der Fernwärmeversorger zwingend eine parallele Back-Up Lösung vorsehen, die in vielen Fällen eine lokale KWK-Anlage sein wird. Für den Ausbau der Wärmenetze fehlen bisher die nötigen Förderbedingungen über 2026/27 hinaus. Ohne diese Absicherung der finanziellen Unterstützung ist eine Verdreifachung der Anschlüsse nicht plan- und realisierbar.

Die in der SES erwähnten KWK-Anlagen mit Wasserstoff oder auch die Wasserstoffkessel für Spitzenzeiten sind nur möglich, wenn die örtlichen Verteilnetze erhalten bleiben. Dies widerspricht der Vorabfestlegung, dass das Szenario T45-Strom Grundlage der SES ist, welches von einer kompletten Stilllegung aller Gasverteilstrecken ausgeht. Der Anschluss der KWK-Anlagen vor Ort an die Transportsysteme würde sehr große Investitionen auslösen, da oft sehr weite Entfernungen dazwischen liegen, besonders bei den regionalen Versorgungsnetzen.

Generell sind wir der Meinung, dass Überlegungen zur Nutzung lokaler Abwärme nur von den Akteuren vor Ort im Rahmen der Kommunalen Wärmeplanung entschieden werden können. Eine Lenkung über die SES erscheint uns wenig hilfreich. Insofern sollte auf dieses Thema verzichtet werden.

4.4 Energieimporte

Aktuell werden rund 70 Prozent des Energieaufkommens durch Importe gedeckt (S. 42). Die Hoffnung, dass diese Quote bis zum Jahr 2045 bei gleichbleibender industrieller Produktion in unserem Land auf 26 Prozent gesenkt werden kann, teilen wir nicht. Hier halten wir es für dringend erforderlich, die BMWK-Langfristszenarien auf eine realistische Basis zu stellen. Zudem sind die geplanten hohen Stromimporte zu berücksichtigen, siehe Kap. 4.1.

5 Infrastrukturen

5.1 Stromnetze

Wir teilen die Feststellung, dass der Ausbau der Stromnetze auf allen Ebenen elementar für die Erreichung der Klimaziele ist. Ein Ausbau ist in allen Spannungsebenen notwendig. Allerdings können wir anhand der Unterlagen zu den Langfristszenarien die Aussagen zu den Netzlängen oder

Investitionen nicht verifizieren. Dafür müssen die Spitzenleistungen der auslegungsrelevanten Fälle Einspeisung oder Lastbezug für die jeweiligen Spannungsebenen für jedes Stützjahr prognostiziert und resultierende Netzzustände bewertet werden. Der Ergebnisbericht der Hauptszenarien liefert dazu keine Details, auch in den Präsentationen zu den 45er Szenarien fehlt dies. Bereits durchgeführte Analysen von Netzbetreibern zum Netzverstärkungs- und Ausbaubedarf in technologieoffenen Klimaneutralitätsszenarien zeigen mindestens eine Verdopplung der erforderlichen Investitionen im Vergleich zu den ohnehin notwendigen Erneuerungsmaßnahmen.

Aktuelle Netzstudien zeigen, dass Szenarien mit starker Elektrifizierung regelmäßig eine Steigerung der Leistungsfähigkeit des Stromverteilnetzes um den Faktor 2,5 bis 3 erfordern. Bei Beschränkung der Rolle der KWK sowie der Gasnetze ist mit weiteren erheblichen Mehrinvestitionen zu rechnen, u.a. durch erhöhte Netzanschlusskosten von Großwärmepumpen und Investitionen zur Leistungserhöhung in Abstimmung mit den vorgelagerten (Übertragungs-)Netzbetreibern.

Es fehlen nach unserer Auffassung weiterhin Aussagen, wie sich die komplette Stilllegung der lokalen KWK-Anlagen auf die Netze auswirkt und wie kalte Dunkelflauten simuliert worden sind. Der Schneeeinbruch in Bayern im Dezember 2023 zeigt, dass weder Wind noch PV (wegen sehr viel Schnee) lokal vorhanden war und damit fast die gesamte Last über die Netzkopplungspunkte zu den Übertragungsnetzen geliefert werden musste.

Leider stehen keine Unterlagen zur Verfügung, mit welchen installierten Leistungen die Stromwärmepumpen angenommen werden und wie sich der COP besonders bei den dominierenden Luft-Wärmepumpen bei kalten Temperaturen entwickelt. Die gleichzeitige ausgewiesene Maximallast von 85,6 GW bezogen auf die Anzahl der Wärmepumpen in 2045 von 18,27 Mio. ergibt eine mittlere Last von 4,7 kW. dies erscheint uns sehr niedrig, besonders wenn diese Leistung für den gesamten Zeitraum ab 2025 abgesetzt wird in dem sehr viele Häuser nicht saniert sind. Unsanierte Häuser können theoretisch mit Wärmepumpen beheizt werden, allerdings kühlen sie bei kalten Temperaturen schnell aus und benötigen für die Radiatoren hohe Temperaturen. Dies kann dazu führen, dass nicht nur die Wärmepumpe wenig flexibel ist, aber auch zusätzliche Heizstäbe eingebaut werden, die mit einem Wirkungsgrad von 1 ans Netz gehen.

Im Vergleich zu anderen elektrischen Haushaltslasten ist bei Wärmepumpen im auslegungsrelevanten Fall des kalten Wintertages von einer maximalen Gleichzeitigkeit der Lasten aufgrund der Außentemperaturabhängigkeit auszugehen und planerisch zu berücksichtigen. Szenarien mit starker Elektrifizierung und hoher Wärmepumpendurchdringung führen zu flächendeckenden Betriebsmittelengpässen und Spannungsbandverletzungen. Dies kann nur aufwändig durch die Verlegung paralleler Leitungen sowie die Erhöhung von Leitungsquerschnitten und der Transformatorstationsdichte vermieden werden.

Insbesondere in vorstädtischen und städtischen Siedlungen führen entsprechende Maßnahmen schon heute zu erheblichen Eingriffen in das öffentliche Leben und die Verkehrsführung, nicht selten einhergehend mit mangelnder Akzeptanz der Bevölkerung. Flächen für neue Trafostationen sind knapp und stehen in Konkurrenz zu anderen städtebaulichen oder infrastrukturellen Vorhaben. In diesem Zusammenhang möchten wir auf das Gutachten von Frontier (Die Rolle von Wasserstoff im Wärmemarkt¹⁰) hinweisen, in dem die echten gemessenen Leistungen ausgewiesen

¹⁰ <https://www.frontier-economics.com/media/lyjfepci/der-wert-von-wasserstoff-im-waermemarkt.pdf>

werden, die heute über das Gassystem transportiert werden. Das Gutachten kommt zu dem Ergebnis, dass die Gesamtlast bei ca. 300 GW bei DIN-Temperatur liegt (Ist-Last 250 GW) und dass der Wärmesektor nach Abzug der Industrie und WW-Bereitung bei 230 GW liegt. Diese Leistung muss bei Stilllegung der Gasverteilnetze durch andere Technologien zur Verfügung gestellt werden.

5.2 Gas- und Wasserstoffnetze

Wir begrüßen die Entschlossenheit der Bundesregierung, das Thema Wasserstoff endlich konsequent nach vorne zu treiben. Wasserstoff ist für den Industriestandort Deutschland unverzichtbar. Das Kapitel Gasnetze scheint uns allerdings nicht an den aktuellen Stand der Entwicklungen um das Kernnetz angepasst, sondern basiert eher auf einem Diskussionsstand von Ende 2022/Anfang 2023.

Der schnelle Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft in Deutschland erfordert zwingend eine flächendeckende leitungsgebundene Versorgungsinfrastruktur. Dieser Umstand wurde auch politisch erkannt. Mit der Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) hat der Gesetzgeber die Grundlage für den Aufbau eines ausbaufähigen Wasserstoff-Kernnetzes geschaffen. Um den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft flächendeckend zu gewährleisten und ein möglichst harmonisches Ineinandergreifen der verschiedenen Netzebenen sicherzustellen, muss bei der anstehenden Netztransformation auch das Nieder-, Mittel- und Hochdrucknetz der Gasverteilnetzbetreiber adäquat Berücksichtigung finden. Das Gasverteilnetz versorgt auf über 570.000 Leitungskilometern rund 1,6 Mio. Gewerbe- und Industriekunden, mehr als 20 Mio. private Haushalte sowie einen Großteil der gasbasierten Strom- und Fernwärmeerzeugung. Mit einem Wiederbeschaffungswert von mehr als 270 Mrd. EUR ist das Gasverteilnetz ein strategisches Asset der Energiewende, das es beim Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft umfassend zu nutzen gilt. Mit dem Gasnetzgebietstransformationsplan (GTP) haben die Gasverteilnetzbetreiber ambitionierte Etappenziele ins Auge gefasst und sich zu einer zügigen Transformation ihrer Netze hin zu Wasserstoff bekannt. Dass die Umstellung der Gasverteilnetze nur fragmentarisch Eingang in die SES gefunden hat und eine Netzumstellung "nur in Einzelfällen" für sinnvoll erachtet wird, steht in einem scharfen Kontrast zur Transformationsbereitschaft der Branche und in einem deutlichen Gegensatz zu mehreren Bundesgesetzen. So wurden mit dem Gebäudeenergiegesetz (GEG) und dem Wärmeplanungsgesetz (WPG) zwei zentrale Bundesgesetze geschaffen, die auf einem flächendeckenden Bezug von Wasserstoff aufbauen und die Umstellung des Gasverteilnetzes explizit als Transformationsoption vorhalten. Zudem betont auch der Entwurf eines Dritten Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes die hohe Bedeutung regionaler Transformations- und Wärmepläne bei der weiteren Wasserstoff-Netzplanung.

Für den Anschluss weniger Stahl- und Chemiestandorte hätten auch andere Lösungen gereicht. Die gesamte SES vermittelt den Eindruck, als ob man unbedingt den Wasserstoff aus den Verteilnetzen heraushalten möchte. Die Thüga-Gruppe betreibt in Summe 81.000 km Gasverteilnetze und 185.000 km Stromnetze und sehr viele große Fernwärmesysteme. Mit dieser Expertise können wir mit Gewissheit sagen, dass in allen bereits durchgeführten Energiekonzepten (Chemnitz, Frankfurt, Nürnberg) die Versorgung der Städte ohne ein Gasverteilnetz nicht möglich ist. Es ist elementar, wenn dieses Wissen sich in der SES verankern würde, anstatt weiterhin theoretische

Planspiele zu betreiben, ohne diejenigen zu fragen, die tatsächlich 99 % aller Kunden vor Ort mit Energie versorgen.

Es bleibt abzuwarten, inwieweit die Einsparungen des Jahres 2022 auf Energieeffizienzmaßnahmen zurückzuführen sind, oder die zeitweise Umstellung auf Öl oder Flüssiggas bzw. die zeitweise Aussetzung oder Schließung von Industrieproduktion. Es ist höchst unwahrscheinlich, dass Industriekunden plötzlich Energieeffizienzmaßnahmen umgesetzt haben, die sofort gegriffen haben. Daraus zu schließen, dass der Weg nach 2030 schon halb geschafft ist, wäre unseres Erachtens sehr verfrüht. Das Abflachen der Verkaufskurve für Stromwärmepumpen und der starke Mehrabsatz von Gasheizungen in 2023 könnte ansonsten auch als Trend gesehen werden und damit sämtliche Ansätze zum Wärmesektor in der SES verändern.

Welche Leitungen zukünftig auf Wasserstoff umgerüstet werden, wird in den kommunalen Wärmeplanungen und von den Industriekunden bestimmt. Auch die Mobilität wird eine Rolle spielen, da Busse und LKW im städtischen Umfeld nicht draußen auf der grünen Wiese betankt werden, sondern in den Städten.

Nicht übersehen werden sollte auch, dass die Wasserstoffverteilnetze die lokale und regional Wasserstoffproduktion kostengünstig anschließen können. Wir teilen die Auffassung, dass Deutschland immer Importe benötigen wird, allerdings wird die echte Potentialanalyse der deutschen Wasserstoffproduktion jetzt erst richtig beginnen. Bisher beschränkt sich die Diskussion ausschließlich auf große Elektrolyseure, in der Realität wird aber viel mehr in der Fläche erzeugt werden.

Das Grundprinzip "Lieber Nutzen anstatt abregeln" führt z.B. in Bayern dazu, dass PV-Parks, die heute ihren Strom nicht einspeisen können, mittelfristig über Elektrolysen neue Zukunftsperspektiven haben. Gleiches gilt für Windstandorte im Norden. Es ist den Bürgern nicht vermittelbar, dass Investitionen in Erneuerbare Energien für Jahre keinen Nutzen bringen. Die anderen Arten des Wasserstoffs finden leider in der SES keine Erwähnung, obwohl gerade in Deutschland an verschiedenen Standorten zur Müllpyrolyse geforscht wird und erste Pilotprojekte entstehen – die Nationale Wasserstoffstrategie (NWS2.0) ist hier schon weiter.

Auch die Plasmalyse wird von verschiedenen Unternehmen vorangetrieben. Der Vorteil der Unabhängigkeit von Wind und Sonne sollte gerade in einer SES betrachtet werden, vom Kreislaufwirtschaftsgedanken und den Regeln der Müllkaskaden ganz zu schweigen. Noch etwas in der Zukunft, aber mit größeren Erfolgen auch in Europa ist die katalytische Wasserstoffherzeugung zu sehen (z.B. Solhyd Belgien), die auch einen sehr lokalen und verbrauchsnahe Beitrag liefern kann.

Es ist selbstverständlich, dass die verschiedenen Infrastrukturen gemeinsam beplant werden müssen, das sieht die kommunale Wärmeplanung, die Energieeffizienzrichtlinie und die neue Gasrichtlinie vor. Zudem wird über die Kooperationsvereinbarung H2 eine enge Verzahnung der Fernleitungen und Verteilnetze verankert, die auch in der Gasrichtlinie vorgesehen ist, wie auch die Berücksichtigung der Verteilnetzplanung in den zukünftigen Netzentwicklungsplan (NEP) Gas/H2. Die Gasverteilnetzbetreiber haben bereits zwei Gasgebietstransformationspläne vorgelegt und sind schon in der Vorbereitung des 3. Plans, damit strukturiert die Umstellung vorbereitet werden kann. Dazu gehören auch Gespräche mit Kunden und Kommunen, um den Markt und die optimalen Umstellzeitpunkte zu sondieren. Es handelt sich also mitnichten nur um Einzelfälle.

Wir können nicht erkennen, dass der Entwurf des Zwischenberichts der SES den Erkenntnisgewinn der letzten beiden Jahre im Bereich Wasserstoff wirklich berücksichtigt. Allein die Entscheidung über die PCI-Projekte im Wasserstoff im November 2023, die ständig steigende Anzahl an Erzeugungsprojekten oder die Entwicklungen in der F&E zeigen ein anderes Bild. Deutschland gilt als Fokusmarkt (siehe Broschüre Hydrogen Alliance Corridors¹¹).

Die Projektion zur Zukunft der Gasnetze, nach denen viele Gasleitungen nach und nach unwirtschaftlich werden, lehnen wir entschieden ab. Die Transformation der Gasnetze darf nicht staatlich vorgegeben werden. Viele Verteilnetzbetreiber arbeiten bereits heute an der Umstellung ihrer Netze, um die heutigen Erdgaskunden schon alsbald mit Wasserstoff versorgen zu können. Trotzdem ist es wichtig, dass es einen Regulierungsrahmen für die Transformation und die Stilllegung von Teilen der Gasnetze geben muss.

III. Fazit

Die in der SES von Politik, Wirtschaft und Gesellschaft geforderten Technologieentscheidungen (S. 58) widersprechen deutlich der am Anfang des Systementwicklungsstrategie postulierten Technologieoffenheit. Niemand kann heute mit Sicherheit sagen, wie die Energieversorgung im Jahr 2045 aussehen wird. Bevor dazu weitreichende Entscheidungen getroffen werden, sollte zunächst mit realistischen Daten gearbeitet werden. Insofern wiederholen wir abschließend unsere Kritik, dass die Datengrundlage dieses Zwischenberichts unzureichend, fehlerbehaftet und intransparent ist. Eine Sicherstellung fundierter Annahmen ist nur möglich, wenn diejenigen, die diese Strategie vor Ort umsetzen sollen, auch in der Erstellung konsultiert und ernsthaft eingebunden werden. Wir fordern daher die Berücksichtigung der Verteilnetzbetreiber in zukünftigen Workshops und bei der Erstellung von Berichtsentwürfen der SES und bieten dafür unsere Mitarbeit an

Ansprechpartner:

Martin Bäumer
Referent Energiepolitik
Telefon: +49 89 38197 1429
martin.baeumer@thuega.de

Markus Wörz
Leiter Energiepolitik
Telefon: +49 89 38197 1201
markus.woerz@thuega.de

Eva Hennig
Leiterin Energiepolitik EU/Brussels Office
Telefon: +49 1638625733
eva.hennig@thuega.de

¹¹ <https://www.ehb.eu/files/downloads/EHB-Supply-corridors-presentation-ExecSum.pdf>