

**Antworten der Thüga Aktiengesellschaft
im Rahmen der schriftlichen Anhörung der Monopolkommission zur
Vorbereitung des Sondergutachtens zur Wettbewerbsentwicklung im
Energiesektor gemäß § 62 EnWG**

I. Strommärkte

1. Für wie problematisch halten Sie die vergleichsweise hohen Strompreise in Deutschland in Bezug auf das Gelingen der Energiewende? Welche technologischen, regulatorischen oder marktseitigen Entwicklungen sehen Sie als entscheidend für eine mögliche Dämpfung der Preise in Zukunft?

Deutschland hat im internationalen Vergleich, gerade im Vergleich mit den USA, hohe Energiepreise zu verzeichnen, die eine ernstzunehmende Herausforderung für die Energiewende und die wirtschaftliche Prosperität Deutschlands darstellen. Es sei aber auch erwähnt, dass diese Preisunterschiede nicht erst seit kurzem bestehen, sondern sich schon vor der Energiewende und vor den Verwerfungen durch den russischen Angriffskrieg gezeigt haben. Allerdings scheint der Unterschied seither angewachsen zu sein und es stellt sich die Frage, ob und wie dieser Unterschied wieder verringert werden kann. Dauerhaft hohe Energiekosten beeinträchtigen die Wettbewerbsfähigkeit unserer Industrie, belasten private Haushalte, erschweren den wirtschaftlichen Betrieb erneuerbarer Technologien und gefährden letztendlich den Wirtschaftsstandort Deutschland. Ohne gezielte Maßnahmen drohen Akzeptanzprobleme und Investitionshemmnisse.

Auswirkungen der hohen Strompreise

- *Industrie & Wirtschaft: Unternehmen mit hohem Energiebedarf müssen Produktionskosten anpassen oder Produktionsverlagerungen in Betracht ziehen. Dies gefährdet die industrielle Basis Deutschlands.*
- *Haushalte & Akzeptanz: Hohe Energiekosten verringern die Akzeptanz der Energiewende, insbesondere wenn keine bezahlbaren Alternativen geboten werden.*
- *Netzausbau & Systemkosten: Durch den Netzausbau steigen die Systemkosten, die über Netzentgelte auf Verbraucher umgelegt werden. Dieser Faktor wird immer spürbarer und wird ohne Gegenmaßnahmen noch deutlich anwachsen.*
- *Regulatorische Unsicherheiten: Fehlende bzw. unsichere langfristige Rahmenbedingungen erschweren Investitionen in kosteneffiziente Lösungen.*

Maßnahmen zur Preisstabilisierung

1. *Technologische Entwicklungen*
 - *Flexibilisierung der Stromnachfrage: Demand-Side-Management und Lastverschiebung durch Speichertechnologien, bidirektionales Laden und intelligente Netze.*

- *Kraft-Wärme-Kopplung (KWK): KWK-Anlagen können kostengünstige, gesicherte Leistung mit Strom und Wärme vor Ort bereitstellen und durch Wasserstoff zukunftsfest nutzbar machen.*
- *Dezentrale Erzeugung & Speicher: Durch regionale Lösungen (z. B. Biomethan, Wasserstoff) kann die Stromnetzbelastung reduziert werden.*

2. Regulatorische Anpassungen

- *Technologieoffenheit: Einseitige Vorgaben wie die vollständige Elektrifizierung der Wärmeversorgung führen zu unnötigen Kostensteigerungen. Eine Diversifizierung mit Wasserstoff und Biomethan senkt die Gesamtkosten.*
- *Reform der Netzentgelte: Die Belastung durch steigende Netzkosten sollte fair und verursachungsgerecht verteilt werden, um die Basis der Kostentragung zu verbreitern und die spezifischen Netzentgelte zu dämpfen. Ferner sollte überprüft werden, wo Netzausbau kostenseitig reduziert werden könnte (Freileitung statt Erdkabel, Überbauung, Anschlussclusterung etc.).*
- *Bürokratieabbau & Planungsbeschleunigung: Vereinfachte Genehmigungsverfahren für Netzausbau, Speichersysteme und erneuerbare Energien können Investitionen erleichtern.*
- *Deregulierung: Reduktion von Staatseingriffen in wettbewerbliche Segmente des Energiesystems und Vermeidung von wettbewerbsverzerrenden Subventionen.*

3. Marktseitige Entwicklungen

- *Stärkung des Emissionshandels: CO₂-Bepreisung als das zentrale marktwirtschaftliche Steuerungsinstrument zur effizienten Allokation von Ressourcen und CO₂-Vermeidung.*
- *Europäische Integration vollenden: Der Ausbau des europäischen Stromverbundnetzes kann die Versorgungssicherheit erhöhen und Preise im Inland senken.*
- *Kapazitätsmechanismen für gesicherte Leistung: Eine strategische Reserve an steuerbaren Kraftwerken verhindert Preisspitzen in Dunkelflauten. Favorisiert wird eine Kombination aus zentralen und dezentralen Elementen.*
- *Mehr Systemverantwortung der Erneuerbaren: bestehendes Förderregime auf den Prüfstand stellen. Gerade kleine PV-Anlagen sind marktfähig und sollten keine Förderung mehr erhalten.*

Fazit

Hohe Energie- und Strompreise stellen eine Gefahr für die Akzeptanz und den Erfolg der Energiewende dar. Eine stärkere Technologieoffenheit, marktwirtschaftliche Steuerungsmechanismen und eine langfristige regulatorische Planung sind essenziell, um Kosten zu stabilisieren und Investitionen in eine nachhaltige Energieversorgung zu ermöglichen.

Wir verweisen ergänzend auf die 2. Münchner-[Erklärung](#) der Taskforce politische Willensbildung des Thüga Beirates mit politischen Handlungsempfehlungen sowie auf die [Thüga-Stellungnahme zur aktuellen Systementwicklungsstrategie](#).

2. Gibt es Ansatzpunkte für Missbrauch durch Kapazitätszurückhaltung in den zuletzt häufiger auftretenden Knappheitsphasen? Welche Rolle spielen der Ausstieg aus der Atomenergie und der Kohleverstromung hierbei? Ist beim Aufbau von Backup-Kapazität durch Wasserstoffkraftwerke zu befürchten, dass es zu Marktmachtausübung kommt?

Uns liegen keine Erkenntnisse für einen erfolgten Missbrauch durch Kapazitätszurückhaltung in den zuletzt häufiger auftretenden Knappheitsphasen wie im November und Dezember 2024 vor.

In diesen Phasen war die Einspeisung aus erneuerbaren Energien wie Sonne und Wind bedingt durch die Jahreszeit und eine häufig im Winter zu beobachtende Windflaute extrem niedrig. Durch den abgeschlossenen Ausstieg aus der Kernenergie und den zunehmenden Ausstieg aus Kohlekraftwerken bei gleichzeitig fehlendem Zubau von Gaskraftwerken sind beträchtliche grundlastfähige Kraftwerkskapazitäten weggefallen, die das Stromdefizit in diesen Phasen ausgeglichen hätten.

Um einer potenziellen Marktmachtausübung grundsätzlich zu begegnen, ist aus unserer Sicht die Einführung eines dezentralen Kapazitätsmechanismus entscheidend. Wir plädieren dafür, den Kapazitätsmarkt nicht auf wenige große Kraftwerke zu beschränken, sondern auch kleinere Kraftwerke zuzulassen und hierbei insbesondere die wichtige Rolle von bestehenden und neuen KWK-Anlagen zu berücksichtigen. Damit wird die Akteursvielfalt gesteigert, der Markt verbreitert und letztlich der Wettbewerb gestärkt.

3. Welches Konzept zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit bzw. welchen Kapazitätsmechanismus sollte die nächste Bundesregierung umsetzen? Wie sehen sie das Modell des kombinierten Kapazitätsmarktes (Hybridmodell aus zentralem und dezentralem Markt)? Wie dringlich ist der Bedarf?

Zusammenfassend:

- Das aktuelle Marktsystem bietet bei schwankenden erneuerbaren Energiequellen nicht genug Anreize, um in zuverlässige Kraftwerke zu investieren. Deshalb muss der Energy Only-Markt (EOM) dringend durch einen Kapazitätsmechanismus erweitert werden.*
- Ein wettbewerblicher, dezentraler Ansatz ist offen für neue Technologien und fördert Innovationen stärker als zentral gesteuerte Systeme, die oft herkömmliche Techniken präferieren; zugleich können so lokale und regionale Flexibilitäten auf Nachfrageseite besser aktiviert werden.*
- Den tatsächlichen Bedarf an Kapazität ermitteln die Marktteilnehmer selbst, was das Risiko von Fehlentscheidungen (Dimensionierung, Standorte) verringert.*
- Eine dezentrale Stromerzeugung erhöht die Versorgungssicherheit und macht das System insgesamt widerstandsfähiger gegen Ausfälle und Angriffe.*
- Kleinere lokale Anbieter von Stromerzeugung haben bessere Chancen, an einem wettbewerblich orientierten Kapazitätsmarkt teilzunehmen, was für mehr Anbietervielfalt und Effizienz sorgt.*
- Wir unterstützen das vom BMWK erarbeitete Modell des Kombinierten Kapazitätsmarktes als eine sinnvolle Kombination von dezentralem und zentralem*

Kapazitätsmarkt. Klares Ziel sollte allerdings mittelfristig der wettbewerblich organisierte dezentrale Kapazitätsmarkt sein. Bis dahin halten wir es aufgrund des dringenden Bedarfs an zusätzlicher steuerbarer Kraftwerkskapazität in den nächsten Jahren für geboten, einen Teil dieser Kapazitäten kurzfristig durch Ausschreibungen (im Rahmen eines zentralen Kapazitätsmarktes bzw. vorgezogen wie im Kraftwerkssicherheitsgesetz angedacht) zu beschaffen. Unsere Stellungnahme zum Optionenpapier mit weiteren Ausführungen aus dem vergangenen Jahr findet sich [hier](#).

- *Die jüngst erfolgte Verlängerung des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes (KWKG) begrüßen wir sehr, da moderne und effiziente Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen flexibel auf Nachfrage reagieren und so zur Stabilisierung des Stromsystems beitragen. Eine künftige umfangreichere Verlängerung bis mind. 2035 und inhaltliche Anpassung des KWKG würde Anreize zum Einsatz von klimaschonenden Brennstoffen sowie einer systemkompatiblen Fahrweise schaffen. Mittel- bis langfristig müssen auch diese Kraftwerke in einen geeigneten Kapazitätsmechanismus integriert werden, dafür ist ein kombinierter Kapazitätsmarkt, der auf zentrale und dezentrale Elemente setzt, geeignet.*

Ergänzend und im Einzelnen:

- *Nach unserer Einschätzung stellt ein wettbewerblich organisierter (dezentraler) Kapazitätsmarkt die beste Option dar: Er ist technologieoffen sowie anschlussfähig für künftige Entwicklungen und bietet die besten Chancen, auch kleinteiligere Flexibilitätspotenziale sowohl auf der Anbieter- als auch auf der Nachfragerseite einzubinden. Durch die dezentrale Ermittlung des Kapazitätsbedarfs über die Marktteilnehmer verringert sich das Risiko von Fehldispositionen, insbesondere einer „angstgetriebenen“ Überdimensionierung. Da im dezentralen Kapazitätsmarkt von den Kapazitäts-Nutzern Zertifikate gekauft werden müssen, werden die Kapazitätskosten über die entstehenden Erlöse gedeckt und verursachungsgerecht allokiert; das Instrument benötigt keine staatliche Unterstützung oder anderweitige Refinanzierung und bedarf daher auch keiner beihilferechtlichen Genehmigung nach EU-Recht.*
- *Durch die Teilnahmemöglichkeit für kleinere, dezentrale Anlagen und Flexibilitäten werden bei diesem Modell auch die Resilienz des Stromversorgungssystems insgesamt und die Versorgungssicherheit im Fall von Angriffen auf die Infrastruktur gestärkt. Netz- und Erzeugungseingpässe können bei der Ansiedlung von Erzeugungseinheiten von vornherein berücksichtigt werden. Es wird allerdings einige Jahre dauern, bis nach Gestaltung und Implementierung eines dezentralen Kapazitätsmarktes belastbare Impulse für Investitionen in steuerbare Kraftwerkskapazitäten ausgehen. Von daher halten wir es vor dem Hintergrund des dringenden Bedarfs an zusätzlicher steuerbarer Kraftwerkskapazität in den nächsten Jahren für sinnvoll, einen Teil dieser Kapazitäten kurzfristig durch Ausschreibungen zu beschaffen (zentraler Kapazitätsmarkt). Von daher erscheint eine Kombination von dezentralem und zentralem Kapazitätsmarkt durchaus sinnvoll. Besonderes Augenmerk ist hierbei jedoch darauf zu legen, wie diese Instrumente einerseits miteinander verzahnt, andererseits gegeneinander abgegrenzt werden. Ziel sollte mittelfristig klar der wettbewerblich organisierte dezentrale Kapazitätsmarkt sein; von daher darf der über Ausschreibungen zu beschaffende Teil dieses Ziel nicht*

präjudizieren. Die im Optionen-Papier angedeutete Abgrenzung zwischen zentraler und dezentraler Komponente in einem kombinierten Kapazitätsmarkt allein über das Merkmal „längerfristiger Finanzierungszeitraum“ (S. 73) halten wir für nicht zielführend. Die Teilnahme an Ausschreibungen im zentralen Kapazitätsmarkt sollte grundsätzlich für alle Anlagen möglich sein, die gesichert steuerbare Leistung erbringen. Ein zeitlich gestaffeltes Zusammenwirken von ZKM und DKM könnte die Vorteile beider Mechanismen vielleicht am besten zur Wirkung kommen lassen: ZKM für die Startphase des Kapazitätsmarktes, Parallelaufbau des DKM, ab eingeschwungenem Zustand nur noch DKM; zusätzlich ZKM als Back Up bei einem eventuellen „Versagen“ des DKM. Wichtig ist hierbei, dass die beiden Modelle und deren Zusammenwirken von Anfang an klar definiert, verzahnt und implementiert werden und dabei eine hohe Komplexität vermieden wird. Aus unserer Sicht bietet ein KKM die Chance, die Schwächen der beiden separaten Modelle zu kompensieren. Perspektivisch hält Thüga die Einführung von regional differenzierten Zertifikaten und damit regional differenzierten Märkten – wie im Optionenpapier erörtert (S. 68) - für sinnvoll, um Neuinvestitionen in Kapazitäten regional zu steuern und Netzengpässe berücksichtigen zu können.

II. Netzentgelte

4. An welchen Zielen, z. B. Flexibilität oder Netzdienlichkeit, sollte aus Ihrer Sicht die Ausgestaltung der Netzentgelte primär orientiert sein? Ist das Bandlastprivileg noch zeitgemäß? Wie bewerten Sie in diesem Kontext die aktuellen Reformen der BNetzA?

Das Energiesystem entwickelt sich in Deutschland immer weiter von einer zentralen gesicherten Stromerzeugung hin zu einer dezentralen volatilen Stromerzeugung und ist gekennzeichnet durch einen starken Ausbau der erneuerbaren Energien in Verbindung mit einem dadurch notwendig gewordenen starken Ausbau der Stromnetzinfrastuktur – auf Übertragungs- und Verteilnetzebene. Die durch den Netzausbau entstehenden Kosten (Schätzungen bis zu 750 Mrd. € bis 2045) sind grundsätzlich im Stromsystem zu erlösen und führen zwangsläufig zu einem Anstieg der Stromnetzentgelte in Summe. Wichtig ist dabei, dass über diese Systemkosten ein Höchstmaß an Transparenz herrscht, damit letztendlich unverfälschte Stromendkundenpreise die richtigen Allokationssignale für anderweitige Wirtschafts- und Privatinvestitionen bzw. den Wettbewerb von Technologien untereinander geben (bspw. Wasserstoff). Staatliche Subventionen in dieses System sind daher zu hinterfragen.

Vielmehr sollte intensiver geprüft werden, in wie weit sich Kosten für den Stromnetzausbau noch vermeiden bzw. reduzieren lassen (Ziel: Maximale Netzausnutzung, Minimierung Netzausbaubedarf: bspw. Rückkehr zu Freileitung statt Erdkabel in der Höchstspannung, Überbauung, Kombination Solar/Wind hinter NVP, Cluster Netzanschlussbegehren, Batteriespeicher als Netzbetriebsmittel sofern günstiger als Netzausbau, Flexibilitätsnutzung sofern günstiger als Netzausbau, zeitliche Streckung des Ausbaus etc.). Des weiteren sollte das Netzentgeltsystem so verursachungsgerecht wie möglich ausgestaltet und damit auf eine breitere Basis gestellt werden. Primär sollte sich die Netzentgeltsystematik an der Kostenstruktur (hoher Fixkostenanteil) sowie den Aufgaben und Herausforderungen der Netzbetreiber ausrichten, ohne dabei die Bedürfnisse der anderen Marktakteure außer Acht zu lassen. Eine Reform für ein maßgeblich grundpreis- bzw. kapazitätsbasiertes Netzentgeltsystem scheint hierbei vielversprechend. Kunden mit bspw. hohem PV-Eigenverbrauch sollten entsprechend angemessen an den Netzkosten über einen höheren Grund- bzw. Kapazitätspreis beteiligt werden (Instrument gegen Entsolidarisierung). Dass dadurch die Anreizwirkung der Netzentgelte zum Energiesparen sinkt, ist zwar grundsätzlich richtig, ein ausreichender Anreiz bleibt unseres Erachtens aber über den kWh-basierten Erzeugungsanteil beim Endkundenpreis erhalten. Auch die Einbeziehung von Einspeisern (in Abhängigkeit ihrer Netzdienlichkeit) erscheint sinnvoll. Dies kann insbesondere über die Erhebung differenzierter Baukostenzuschüsse erfolgen, um die richtige geographische Steuerungswirkung zu entfalten, aber auch (zeitlich differenzierte) Einspeisenentgelte könnten ein Instrument sein, um die Netzkosten verursachungsgerechter zu verteilen.

Aus Netzsicht ist das Bandlastprivileg weiterhin sinnvoll, es passt jedoch zunehmend weniger zu einem volatilen Energiesystem. Die von der Bundesnetzagentur im Sommer mit einem Eckpunktepapier begonnene Konsultation zur Änderung der Industrienetzentgelte ist mit Blick auf die Anreizung von mehr Flexibilitäten in der Industrie sehr komplex. Auf der einen Seite wäre die Hebung von Flexibilitätspotentialen in der Industrie grundsätzlich sinnvoll. Auf der anderen Seite können viele Industriebranchen ihre Produktion kaum oder

teilweise auch gar nicht anpassen, was einerseits technische (Produktionsketten mit Zwischenprodukten – wie Chlor – die gelagert werden müssten, was an sich nicht gewünscht ist) und andererseits auch wirtschaftliche Gründe hat (Produktion Menge x zu Zeitpunkt y; flexible Vorhaltung von Arbeitskräften etc.). Eine Nachfolgeregelung zum Bandlastprivileg sollte insoweit differenzieren und Unternehmen finanzielle Anreize bieten, sich systemdienlicher zu verhalten; andererseits darf ein solches System nicht jene Akteure bestrafen, die dies aus physikalischen, technischen oder aufgrund von behördlichen Auflagen nicht können. Zudem stellt sich grundsätzlich die Frage, ob Ausnahmetatbestände im Netzentgeltsystem der richtige Anreizweg sind oder ob Industriepolitik nicht besser abseits des Energiesystems über gezielte staatliche Instrumente bei direkt und maßgeblich betroffenen Unternehmen erfolgen sollten.

5. Zurzeit wird die Aufteilung der einheitlichen deutschen Stromgebotszone wieder kontrovers debattiert. Halten Sie eine Aufteilung in zwei oder mehr Zonen zur Senkung der Redispatch-Kosten und zur besseren Abbildung der Netzkapazitäten für sinnvoll? Was ist das aus Ihrer Sicht wichtigste Argument, das für bzw. gegen eine solche Aufteilung spricht?

Thüga befürwortet den Erhalt einer einheitlichen Stromgebotszone in Deutschland/ Luxemburg. Durch den stattfindenden Leitungsbau auf der Höchstspannungsebene werden die Netzengpässe perspektivisch abgebaut, ebenso die damit verbundenen Redispatch-Kosten. Uns ist bewusst, dass dieser Netzausbau langsamer verläuft als ursprünglich geplant, allerdings ist zuletzt eine deutliche Beschleunigung zu erkennen, die u.a. auch auf die Vereinfachungen bei Planungs- und Genehmigungsverfahren zurückzuführen sind. Nach unseren Erkenntnissen beziehen die noch laufenden Untersuchungen auf europäischer Ebene diesen stattfindenden und künftigen Netzausbau nicht bzw. nicht ausreichend ein – sind also mehr rückblickend als vorausschauend. Sollte es von europäischer Seite zu einer Aufteilung der einheitlichen deutschen Gebotszone kommen, so wäre dies mit enormen Einführungskosten verbunden. Hier stellt sich die Frage, ob diese Einführungskosten in einem sinnvollen Verhältnis zum erwartenden Nutzen einer Aufteilung stehen, was u.E. zu verneinen ist, da der potenzielle Nutzen – sofern er denn überhaupt existiert – nur für einen sehr überschaubaren Übergangszeitraum bis zur Vollendung des Netzausbaus auftreten würde. Hinzu kommt noch, dass bei einer Aufteilung die Kosten im Norden/Nordosten sinken und im Süden/Südwesten ansteigen würden. Vor dem Hintergrund ohnehin bereits hoher Strompreise im internationalen Vergleich und einem enormen Wettbewerbsdruck, gerade für die energieintensiven Industrien in Deutschland, steht zu befürchten, dass diese Standortentscheidungen zum Nachteil Deutschlands insgesamt treffen und in Märkte außerhalb Europas abwandern.

6. In einigen Ländern und Regionen außerhalb Europas (u.a. Kalifornien, Texas, Australien) werden die Strompreise nodal (für jeden Ein- und Ausspeisepunkt separat) gebildet, um Netzengpässe direkt preislich abzubilden und somit zu internalisieren. Halten Sie ein solches Modell in Deutschland und Europa für sinnvoll und umsetzbar? Was ist das wichtigste Argument dafür bzw. dagegen?

Ergänzend zur Antwort auf Frage 5: Dieses Thema wird von unserer Seite als äußerst komplex von der Umsetzung (grundlegender Systemwechsel für Markt und Netz) und für den Moment damit als nachrangig angesehen. Prioritär sollten von Politik und Administration die Einführung eines Kapazitätsmarktes sowie die Beibehaltung der einheitlichen Stromgebotszone in Deutschland angegangen werden. Einen guten Überblick zum Thema mit einer Gegenüberstellung von Vor- und Nachteilen zw. zonalen und nodalen Strompreissystemen liefert eine [Studie](#) von consentec und neon für das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie aus dem Jahr 2018.

7. Halten Sie die flächendeckende Einführung von Smart Metern für ein sinnvolles Instrument, um die Netzkapazitäten besser zu steuern und die Kosten zu begrenzen? Was sind aus Ihrer Sicht die größten Hindernisse, die einem stärkeren Smart Meter-Ausbau in Deutschland im Weg stehen? Was wäre aus Ihrer Sicht der größte Vorteil einer flächendeckenden Nutzung von Smart Metern? Wie sollten die Kosten dieses Ausbaus auf die Akteure verteilt werden?

Eine flächendeckende Einführung von Smart Metern (intelligente Messsysteme) halten wir nicht für sinnvoll, sofern darunter verstanden wird, dass alle Zählpunkte in Deutschland mit diesen Geräten ausgerüstet werden sollen (sog. Full-Rollout). Ganz im Gegenteil; ein solches Vorgehen würde die Systemkosten unseres Erachtens unnötig nach oben treiben.

Der System-/Netzvorteil von Smart Metern schlägt sich insbesondere bei Erzeugern/Einspeiseanlagen (> 7 kW) und größeren (steuerbaren) Verbrauchern (> 6.000 kWh bzw. gemäß § 14a EnWG) nieder. Diese Einbaufälle sind im MsbG zurecht als Pflichteinbaufälle definiert. Diese Einbaugruppen sollten auch weiterhin im Fokus der Einführung von Smart Metern stehen, da hier ein positives Kosten-Nutzen-Verhältnis angenommen werden kann. Dies allerdings nur dann, wenn die Wirtschaftlichkeit für den Messstellenbetreiber verbessert wird und neben der besseren Beobachtbarkeit der Netzsituation durch Smart Meter perspektivisch eine Steuerung bzw. Dimmung dauerhaft Netzausbau einspart (Ergänzung hierzu unten und in Antwort auf Frage 9). Kleinere Anlagen und Letztverbraucher (< 6.000 kWh) sind gerade im Hinblick auf das Netz von geringerer Bedeutung und daher mit modernen Messeinrichtungen auszustatten und bei Smart Metern lediglich als optionale Einbaufälle definiert. Ein positiver System-/Netznutzen oder Kundennutzen durch Smart Meter ist hier nicht erkennbar. Für die Beobachtung der jeweiligen Netzsituation werden keine Smart Meter über die Pflichteinbaufälle hinaus benötigt. Eine Steuerung erscheint aufgrund geringer Lastverschiebungspotenziale ebenso nicht sinnvoll. In einigen wenigen Fällen kann es für den Messstellenbetreiber aufgrund von Vorteilen auf der Prozessseite sinnvoll sein, punktuell optionale Einbaufälle zu realisieren. Die Entscheidung hierfür sollte dem MSB überlassen werden. Sollten Kunden oder deren Lieferanten im Fall von optionalen Einbaufällen für sich selbst einen Nutzen durch Smart

Meter erkennen, so besteht die Möglichkeit, den Einbau auf Kundenwunsch zu verlangen. Dies sollte allerdings nachrangig zum Pflichtrollout behandelt werden. Zudem sollten die hierdurch entstehenden Kosten verursachungsgerecht rein durch den beantragenden Kunden getragen und nicht wie aktuell teilweise über die Netzentgelte sozialisiert werden.

Aktuell ist § 14a EnWG bzw. die korrespondierende Festlegung der BNetzA so gestaltet, dass bei Steuerungshandlungen (Dimmung) in Folge von Netzengpässen in der Niederspannung der Netzbetreiber immer – sofern mit weiteren Maßnahmen zu rechnen ist – dies in seiner Netzausbau- und Netzertüchtigungsplanung berücksichtigen muss. Demnach ist die steuerbare Verbraucher-Flexibilität lediglich ein Übergangsinstrument, um Netzausbau zeitlich begrenzt zu verschieben. Am Ende steht im Verständnis von Gesetzgeber und Regulierungsbehörde der vollständige Netzausbau (Kupferplatte). Nach unserer Einschätzung ist dies nicht sinnvoll, da aktuell mit viel Aufwand und den damit verbundenen Kosten Mess- und Steuerungstechnik ins System gebracht werden, die maximal mittelfristig Nutzen stiften. Aus Effizienzgründen wäre es besser, wenn die Verpflichtung zum Netzausbau bei Steuerung reduziert würde. Im Zielsystem wäre das Netz nicht auf 100% ausgelegt, sondern auf einem bestimmten Wert darunter und um dauerhaft mögliche Steuerungshandlungen ergänzt (Systemoptimum). Dies setzt allerdings voraus, dass a) die netzorientierte Steuerung eine wirtschaftlich auskömmliche Alternative zum klassischen Ausbau/Verstärkung darstellt und b) die netzorientierte Steuerung den Netzausbau langfristig vermeidet.

Zudem müsste Steuerung nicht sofort flächendeckend eingeführt werden. Vorrangig sollten zuerst Netzgebiete steuerbar gemacht werden, in denen eine Steuerung einen Engpass behebt. Netzgebiete ohne aktuelle Engpässe sollten zunächst ausgeklammert bleiben, was die Kosten begrenzt. Die jüngste MsbG-Novelle sieht bspw. eine Pflicht zum Einbau einer Steuerungseinrichtungen bei allen Anlagen über 7 kW und allen § 14a-Fällen vor. Hier wäre zu überlegen, ob eine solche Vorgabe mit Bezug auf tatsächlich vorhandene Netzengpässe überarbeitet werden sollte und die Entscheidung darüber im Ermessen des Netzbetreibers liegen sollte.

Hindernisse für stärkeren Smart Meter-Ausbau: Das Hauptproblem für den bislang schleppenden Einbau von Smart Metern ist in der fehlenden Wirtschaftlichkeit des Rollouts für den grundzuständigen MSB zu sehen (siehe hierzu u.a. EY/BET-Voruntersuchung 2024 und BMWK-Bericht nach §48 MsbG 2024). Durch die Anhebung einzelner Preisobergrenzen bei Smart Metern und bei modernen Messeinrichtungen im Rahmen der jüngsten MsbG-Novelle hat sich die Wirtschaftlichkeit zwar tendenziell verbessert, ist aber immer noch ungenügend. Der Grund dafür liegt darin, dass das BMWK bei den Anhebungen hinter den Vorschlägen aus der EY/BET-Voruntersuchung und seinen eigenen Feststellungen im § 48-Bericht geblieben ist. Auf Seite 12 des BMWK-Berichtes spricht sich das BMWK zum Beispiel für eine moderate Anhebung der mME-Preisobergrenze auf 30 €/Jahr aus. In der inzwischen in Kraft getretenen Novelle wurde jedoch lediglich eine Anhebung auf 25 €/Jahr realisiert. Allein unter Berücksichtigung der deutlich gestiegenen Anforderungen an den Messstellenbetreiber im MsbG und der Inflationsentwicklung (> 20%) seit der ersten Kosten-Nutzenanalyse von 2013, die die Grundlage für die bisherigen Preisobergrenzen gebildet hat, hätten die POG-Anhebungen merklich höher ausfallen müssen.

Hinzu kommen weiter Hindernisse in kursorischer Aufzählung:

- *Überkomplexer und veränderlicher Ordnungsrahmen, Bürokratie durch Berichtspflichten*
- *Komplexität der IT-Systeme mit zahlreichen Marktakteuren*
- *Unzureichende Verfügbarkeit von WAN-Anbindungen am Zählerplatz*
- *Fachkräftemangel bei Monteuren und IT-Spezialisten*

Grundsätzlich sollte die Kostenverteilung/-tragung möglichst einfach und abrechnungsfreundlich gestalten werden, was gegen eine Aufteilung auf verschiedene Markttrollen spricht. Bezüglich der Kostenverteilung sollte man sich bewusst machen, dass Kosten immer entlang der Lieferkette weitergegeben werden. D.h. auch bei breiter Verteilung der Kosten auf verschiedenste Akteure im Energiesystem (MSB, Netzbetreiber, Lieferant, Anschlussnutzer, Anschlussnehmer) wird am Ende immer der Endkunde die Kosten tragen, allerdings nicht zwingend verursachungsgerecht. Das aktuelle Vorgehen im MsbG, die Preisobergrenze auf Anschlussnutzer und teilweise Anschlussnehmer sowie Verteilnetzbetreiber aufzuteilen, sorgt beispielsweise dafür, dass diese Kosten über die Netzentgelte oder auch ggf. über die Nebenkostenabrechnung später von allen Endkunden getragen werden müssen – unabhängig davon, ob diese einen Smart Meter im Einsatz haben. Grundsätzlich und gerade mit Blick auf die optionalen Einbaufälle ohne erkennbaren System- und Netznutzen sollte diese Kostenverteilung überdacht werden und verursachungsgerecht gestaltet werden.

Auch gibt es derzeit keine einheitliche Regelung, wer die Entgelte für Zusatzleistungen nach § 34 Abs. 2 und 3 MsbG und § 35 MsbG bezahlt – grundsätzlich der Lieferant oder derjenige, der die Zusatzleistung beim MSB bestellt. Wenn weiterhin für den Lieferanten der Preis rund um den Smart Meter, welches der MSB dem Lieferanten in Rechnung stellt, nicht kalkulierbar ist, dürften Lieferanten mehr und mehr gezwungen sein, nur noch Verträge ohne Messstellenbetrieb anzubieten. In Folge wird der Energiemarkt für Haushaltskunden intransparenter, da Lieferverträge mit unterschiedlichen Leistungsinhalten (mit und ohne Messung) parallel bestehen werden. Der Endkunde bei Produkten ohne Messstellbetrieb erhält somit eine Rechnung vom Lieferanten und eine Rechnung vom Messstellenbetreiber, wodurch voraussichtlich höhere Transaktionskosten für den Kunden entstehen werden. Demgegenüber steht der Vorteil des Lieferanten einer vereinfachten Kalkulation der Verkaufspreise ohne Messstellenentgelte, die unterschiedlichste Einbaufälle (Besteller - POG, optionaler Einbaufall, Zusatzleistungen etc.) berücksichtigen müssen.

8. Inwiefern stellt die Flexibilisierung der Energienachfrage eine Herausforderung dar, insbesondere im Hinblick auf das Potenzial in Industrie und Haushalten? Welchen Anteil am Gesamtstromverbrauch könnten diese beiden Sektoren im Rahmen der Flexibilisierung übernehmen? Wie gut lassen sich Überlast-Ergebnisse aus Ihrer Erfahrung heraus kalendarisch bestimmen? Was ist aus Ihrer Sicht die typische erforderliche Reaktionszeit zur Nachfrageflexibilisierung (wie z. B. Frankreich 20 Uhr Vortag)?

Flexibilitäten sind eine Teillösung bei der Optimierung des Energiesystems und können zu geringeren Gesamtkosten führen. Allerdings erscheinen uns die in Studien ausgewiesenen Potentiale bzw. konkret die tatsächlich realisierbaren Potenziale tendenziell überbewertet.

Ein Standard-Haushalt (Ein-/Zweipersonenhaushalt) mit einer Spülmaschine und einer Waschmaschine hat nur ein überschaubares Lastverschiebungspotenzial von rd. 14% seines Stromverbrauchs (Angabe Studie der VZBV vom 10/2024: Wie verbraucherfreundlich sind dynamische und variable Stromtarife). Sofern zusätzlich steuerbare Verbrauchseinrichtungen als flexible Last intelligent z.B. mit einem Home Energy Management System geschaltet werden können, können wesentliche Flexibilisierungspotenziale gehoben werden. Hierfür benötigt es jedoch einen finanziellen Anreiz und die nachhaltige Bereitschaft der Kunden, ihren Verbrauch aktiv zu steuern bzw. steuern zu lassen. Gemäß Destatis (Haushalte in Miet- und Eigentümerwohnungen nach Gebäudetyp von 2022) sind von den knapp 40 Mio. Haushalten rd. 28 Mio. Haushalte Mehrfamilienhaushalte mit dem Lastverschiebungspotential von überwiegend rd. 14%. Das heißt, dass die absolute Mehrheit der Stromkunden nur ein sehr geringes Potential zur Lastverlagerung hat.

Für Fertigungsbetriebe sind Einschränkungen in der Stromlieferung gleichbedeutend mit Zeiträumen der Produktionseinschränkung oder -unterbrechung. Im Regelfall führt dies mindestens zu erhöhten Produktionskosten bzw. ist technisch und wirtschaftlich nicht durchführbar (vgl. ergänzend Antwort auf Frage 4 letzter Absatz). Je früher ein solcher Zeitraum dem Industriebetrieb bekannt ist, umso besser wird dieser in der Lage sein, sich darauf einzustellen.

9. Ab 2025 muss Betreibern bestimmter steuerbarer Anlagen (u. a. Wärmepumpen, private Ladestationen für E-Autos) ein zeitvariables Netzentgelt angeboten werden, wenn ein intelligentes Messsystem verbaut ist. Kann diese Regelung Ihrer Einschätzung nach einen Beitrag zur Vermeidung einer Überlastung der Stromnetze leisten? Sollte dieser Ansatz auch für andere Abnehmer — ggf. verpflichtend — eingeführt werden?

Grundsätzlich gilt, dass allein das Angebot eines zeitvariablen Netzentgelts zunächst keinen Wirkzusammenhang mit der Vermeidung einer Überlastung der Stromnetze hat. Wirkung entfaltet dieses nur, wenn auch ein sinnvolles Preissignal im Netzentgelt abgebildet wurde. Netzengpässe können nur dann wirklich sinnvoll adressiert werden, wenn diese zeitlich und räumlich hochaufgelöst sind (dynamische Netzentgelte). Für die Umsetzung von dynamischen Netzentgelten stehen Kosten und Nutzen jedoch in keinem positiven Verhältnis. Vor diesem Hintergrund ist die Verpflichtung der Netzbetreiber zum Angebot

eines zeitvariablen Netzentgelts in § 14a und Festlegungen kritisch zu hinterfragen. Keinesfalls sollte dieser Ansatz für andere Abnehmer eingeführt werden, zumal bei anderen Abnehmern die Voraussetzungen der Lastverlagerungsmöglichkeiten im Regelfall nicht gegeben sind und es zusätzlich zu gegenläufigen Wechselwirkungen aus Marktpreisentwicklungen kommen kann.

Der Netzbetreiber ist aktuell verpflichtet, ein zeitvariables Netzentgelt in mindestens zwei Quartalen anzubieten, wobei er keine Möglichkeiten hat, unterschiedliche zeitvariable Netzentgelte (z.B. Unterscheidung zwischen Winter und Sommer) anzubieten. Insgesamt ist die Produktgestaltung für den Lieferanten unter Beachtung der vielfältigen gesetzlichen Verpflichtungen zur Preistransparenz bei schützenswerten Kunden sehr komplex. Der Kunde muss dann quartärllich seine Flexibilisierungsmöglichkeiten überprüfen und für das nächste Quartal ggf. anpassen.

10. In einigen Nachbarländern Deutschlands, wie etwa Belgien und Österreich, wurde bereits eine G-Komponente eingeführt, die ein leistungsabhängiges Netzentgelt für Erzeuger darstellt. Dadurch soll die tatsächliche Netzbeanspruchung besser reflektiert werden. Halten Sie ein solches Modell auch in Deutschland für sinnvoll und umsetzbar? Welche Vor- und Nachteile sehen Sie? Halten Sie es für sinnvoll, eine potenzielle G-Komponente in Deutschland regional differenziert auszugestalten?

Die Einführung einer G-Komponente als Allokationssignal für Erzeugungsanlagen im Netz ist auch in Deutschland bereits mehrfach diskutiert, aber immer wieder verworfen worden. Unseres Erachtens liegt dies daran, dass eine G-Komponente als leistungsabhängiges Netzentgelt sehr aufwändig in der Umsetzung und der Abrechnung wäre. Eine Allokationssteuerung von Erzeugungsanlagen dürfte einfacher über eine einmalige Kostenbeteiligung beim Bau erfolgen (vergleiche Baukostenzuschuss und Antwort auf Frage 11). Grundsätzlich muss ein diskriminierungsfreier Zugang zum Netz immer gewährleistet bleiben.

Alternativ käme noch eine Verbesserung der Netzkapazitätstransparenz in Frage. Aktuell weiß ein Projektierer nicht, welche Kapazitäten an einem bestimmten Netzverknüpfungspunkt vorhanden sind. Die Kapazitäten der Netzverknüpfungspunkte könnten deshalb transparent gemacht werden, so dass ein Projektierer ohne Wartezeiten vorab beurteilen kann, wo ggf. seine Erzeugungsanlage errichtet und wirtschaftlich betrieben werden kann. Eine G-Komponente wäre auch in diesem Fall nicht notwendig und das Netz könnte effizienter genutzt werden.

11. Wie können die Baukostenzuschüsse zu netzdienlichen Investitionen beitragen? Wie sollten die Baukostenzuschüsse für Batteriespeicher ausgestaltet werden?

Durch differenzierte Baukostenzuschüsse (BKZ) können Anreize für bestimmte (netzdienliche) Standorte gesetzt werden.

Zu überlegen ist ferner, ob Batteriespeicher durch oder im Auftrag des Netzbetreibers betrieben werden können, um schneller mehr erneuerbare Energien aufzunehmen und die Netzkosten dadurch insgesamt zu reduzieren. Dann wäre ein Speicher ein Netzbetriebsmittel wie ein Kabel oder ein Trafo. Die entsprechenden Kosten könnten über die Netzentgelte gewälzt werden und Batteriespeicher wirklich netzdienlich betrieben werden.

Bezüglich reduzierter BKZ ist zu prüfen, ob ein wirtschaftlicher Speicherbetrieb möglich ist, wenn der Netzbetreiber den Speicher netzdienlich steuern kann. Ein Betreiber eines Speichers wird tendenziell marktorientiert agieren, außer eine netzdienliche Fahrweise ist wirtschaftlicher. Eventuell gibt es auch andere finanzielle Anreize, die der Netzbetreiber dem Speicherbetreiber in Aussicht stellen kann, wenn der BKZ kein guter Anreizmechanismus ist, bspw. eine Entschädigungszahlung.

Außerdem könnten BKZ für Einspeiser eine Alternative für Einspeiseentgelte sein (vgl. Antwort auf Frage 4). Dies wäre in der Abwicklung sowohl für die Netzbetreiber als auch für die Anlagenbetreiber einfacher, da diese dadurch eine bessere Kalkulationsgrundlage als bei Einbeziehung in die Netzentgelte hätten. Daher sollte der Mechanismus BKZ nicht nur auf Speicher überprüft werden, sondern auch andere Einsatzmöglichkeiten geprüft werden.

III. Fernwärme

12. Haben Sie in den letzten Jahren Veränderungen der Wettbewerbssituation für Fernwärmeanbieter beobachtet, insbesondere im Wettbewerb zu anderen Wärmeenergieträgern wie der Wärmeversorgung durch Gas? Wie wirken sich Ihrer Meinung nach die aktuellen Vorgaben des Gebäudeenergiegesetzes (GEG) sowie der grundsätzliche Transformationsdruck im Rahmen der Dekarbonisierung der Wärmeversorgung auf die Wettbewerbssituation aus, der Fernwärmeanbieter ausgesetzt sind?

Die Situation im Wärmemarkt hat sich durch das Wärmeplanungsgesetz (WPG) und die Änderungen im Gebäudeenergiegesetz (GEG) erheblich verändert, was zu einem steigenden Transformationsdruck auf die Versorgungsunternehmen führt. Dies hat auch Auswirkungen auf die Wettbewerbssituation.

Um den gesetzlichen Vorgaben zur Dekarbonisierung gerecht zu werden, müssen Versorgungsunternehmen verstärkt auf erneuerbare Energien und Abwärme setzen und zudem ihre Wärmenetze aus- und neu bauen. Dies verursacht hohe Kosten. Allerdings sehen sich die Versorgungsunternehmen mit dem Problem konfrontiert, dass unter den geltenden Regelungen, insbesondere der AVBFernwärmeV, die entstehenden Dekarbonisierungskosten nicht einfach an die Kunden weitergegeben werden können. Fernwärmepreise werden bei Vertragsabschluss langfristig festgelegt und können nur anhand fest definierter Preisanpassungsklauseln angepasst werden, was die Finanzierung der zusätzlichen Kosten erschwert. Hinzu kommt, dass die Wärmelieferverordnung (WärmeLV) die Wettbewerbsfähigkeit von Fernwärme beeinträchtigt bzw. benachteiligt, da sie die Preise an bisherige Wärmekosten in Bestandsgebäuden koppelt und somit fossile Heizsysteme, insbesondere Gas- und Ölheizungen, bevorzugt. Um die Wärmewende erfolgreich umzusetzen, fordern wir einen verlässlichen Rechtsrahmen, der sowohl Investitionen der Versorgungsunternehmen schützt als auch eine gerechte Kostenverteilung auf die Kunden sicherstellt. Nur so kann die Transformation zu einer klimaneutralen Wärmeversorgung gelingen, ohne dass die Versorgungsunternehmen übermäßig belastet werden oder Wettbewerbsnachteile erleiden. Ergänzend weisen wir darauf hin, dass Fernwärmekunden - auch bei teilweise bestehendem Anschluss- und Benutzungszwang (Entscheidung der Kommunen) - durchaus die Möglichkeit haben, den Vertrag bei Umstellung auf eine Wärmeversorgung mit erneuerbaren Energien zu kündigen (siehe § 3 Absatz der AVBFernwärmeV). Damit steht die Fernwärmeversorgung in direktem Wettbewerb zu anderen dekarbonisierten Erzeugungssystemen.

13. In den Niederlanden galt in den letzten Jahren eine Preisobergrenze für Fernwärme, die sich am Gaspreis orientierte. In Dänemark wird demnächst eine ähnliche Obergrenze eingeführt, die an den Preis für Wärmepumpenstrom gekoppelt ist. Halten Sie eine solche an einem fiktiven Wettbewerbspreis orientierte Price-Cap-Regulierung auch in Deutschland für sinnvoll und umsetzbar, um die Kundinnen und Kunden vor überhöhten Preisen zu schützen?

Eine Price-Cap-Regulierung wird aus Sicht der Thüga als ungeeignet angesehen, um hohe Fernwärmekosten zu vermeiden, da sie zukünftige Entwicklungen zu stark pauschalisiert.

Stattdessen wird auf die bewährte kartellrechtliche Preisaufsicht gesetzt, die im Falle von missbräuchlich hohen Preisen effektiv kontrollieren kann. Grundlegende Systemänderungen wie eine Price-Cap-Regulierung gefährden zudem die Investitionssicherheit der Fernwärmeversorgungsunternehmen. Diese befinden sich inmitten einer historischen Transformation und sind auf externes Kapital angewiesen. Unsicherheiten durch regulatorische Änderungen könnten zu Investitionszurückhaltung und letztlich zu höheren Kosten und geringerer Versorgungssicherheit für die Verbraucher führen.

Den bestehenden Rechts- und Ordnungsrahmen für die Fernwärmeversorgung betrachten wir als ausreichend, insbesondere durch die AVBFernwärmeV, die kartellrechtliche Missbrauchskontrolle und maßgebliche Entscheidungen des Bundesgerichtshofs. Wir fordern, diesen Rahmen schrittweise an den Transformationsprozess anzupassen, anstatt neue Regulierungsinstrumente einzuführen.

Kritisch bewerten wir auch eine Kopplung der Fernwärmepreise an Gas- oder Wärmepumpenpreise, da die unterschiedlichen Beschaffungsstrukturen und individuellen Standortfaktoren in Deutschland nicht ausreichend berücksichtigt würden. Ein pauschaler Price-Cap würde somit zu Verzerrungen führen und keine marktgerechten Anreize setzen.

Ein zentraler Aspekt zur Kontrolle der Fernwärmepreise ist deren Transparenz. Mit der Einführung der Preistransparenz-Plattform hat die Branche eine Kernforderung der Monopolkommission umgesetzt und demonstriert damit ihr Engagement für mehr Transparenz und Akzeptanz. Dies trägt entscheidend dazu bei, das Verständnis für die Wirkungsweise der Fernwärmeversorgung zu erhöhen und langfristig die Wettbewerbsfähigkeit zu sichern.

14. Halten Sie die momentanen Regelungen zur Regulierung der Fernwärmepreise für angemessen? Sehen Sie Änderungsbedarf? Wie beurteilen Sie die Effektivität der Marktaufsicht durch die Kartellbehörden im Bereich der Fernwärme? Gibt es spezifische Bereiche oder Praktiken, die Ihrer Meinung nach stärker ins Visier genommen werden sollten?

Die Marktaufsicht funktioniert. Der Schutz vor überhöhten Fernwärmepreisen ist bereits durch das Kartellrecht und die AVBFernwärmeV gewährleistet, sodass keine weitergehende Regulierung notwendig ist. Das bewährte Instrumentarium der Missbrauchskontrolle hat sich in der Vergangenheit als wirksam erwiesen, da sowohl das Bundeskartellamt als auch die Landeskartellbehörden regelmäßig Preisuntersuchungen durchgeführt haben. Diese haben gezeigt, dass es keine Hinweise auf flächendeckend überhöhte Preise im Fernwärmesektor gibt. Einzelne Missbrauchsverfahren führten zu Preissenkungen und belegen somit die Wirksamkeit der bestehenden Kontrollen.

Die Preisbildung bei Fernwärme ist transparent und rechtlich geregelt. Zu Beginn eines Versorgungsvertrages werden die Preise zwischen den Vertragsparteien festgelegt und können während der vertraglichen Laufzeit nur über eine vertraglich vereinbarte Preisanpassungsklausel angepasst werden. Beliebige Preisänderungen sind dadurch ausgeschlossen, was durch § 24 Abs. 4 AVBFernwärmeV rechtlich abgesichert wird.

Zusätzlich sorgt die Offenlegung relevanter Informationen nach der AVBFernwärmeV für eine transparente Preisgestaltung, die für die Kunden nachvollziehbar ist.

15. § 556c BGB wird in Verbindung mit der WärmeLV von vielen Akteuren als Hindernis beim Ausbau der Fernwärme im Bestand betrachtet. Halten Sie diese Regelung für sinnvoll? Wenn nein, wie sollte sie reformiert werden, um stärkere Anreize zum Umstieg auf Fernwärme zu gewähren, ohne gleichzeitig den Schutz von Mieterinnen und Mietern zu vernachlässigen?

§ 556c BGB besagt, dass bei der Umstellung von Eigenversorgung auf eigenständig gewerbliche Lieferung die Kosten nicht höher liegen dürfen als bei der früheren Eigenversorgung.

Für eine Weiterentwicklung des § 556c BGB und der WärmeLV sind aus unserer Sicht zwei Änderungen entscheidend:

- Eine Veränderung des Blickwinkels weg von den Betriebskosten der Vergangenheit hin zu den Auswirkungen realisierbarer, GEG-konformer Alternativen auf die Gesamtmiete, um die tatsächlichen Kosten der Mieterinnen und Mieter zu adressieren und*
- eine angemessene Erhöhung der Gesamtmiete zuzulassen insofern trotzdem die wirtschaftlichste Option zur Heizungsumstellung gewählt wird.*

Im Rahmen des 50ct-Ansatzes wird eine Kappungsgrenze von 0,50 Euro pro Quadratmeter bei der Erhöhung der umlegbaren Betriebskosten vorgeschlagen, wenn Bestandsgebäude an die Fernwärme angeschlossen werden und die Fernwärme die Anforderungen des GEG oder der Kommunalen Wärmeplanung erfüllt. Diese Regelung orientiert sich an der im GEG festgelegten Grenze für Kaltmieterhöhungen bei Investitionen in neue Heizungsanlagen und soll nun analog auf die Betriebskosten übertragen werden. Durch diese Anpassung werden gleiche Wettbewerbsbedingungen zwischen gewerblicher Wärmelieferung und fortgeführter Eigenversorgung geschaffen. Das bedeutet, dass Mieter bei einem Umstieg auf die gewerbliche Wärmelieferung nicht schlechter gestellt werden, als wenn der Gebäudeeigentümer selbst in eine GEG-konforme Heizung investiert hätte.

16. Mieterinnen und Mieter, die mit Fernwärme heizen, haben üblicherweise keinen direkten Vertrag mit dem jeweiligen Versorger. Halten Sie dies für die zivilrechtliche Rechtsdurchsetzung, z. B. bei überhöhten Preisen, für problematisch? Sollten Mechanismen geschaffen werden, die eine Rechtsdurchsetzung auch ohne laufenden Vertrag ermöglicht und wie könnten diese aussehen? Halten Sie es für sinnvoll, Mieterinnen und Mieter stärker als bisher direkt in die Vertragsgestaltung mit einzubeziehen?

Im Bereich der Fernwärmeversorgung sind die Kunden in der Regel die Gebäudeeigentümer (Vermieter) und nicht die Mieter selbst, was zu einer besonderen Verhandlungskonstellation führt. Vermieter haben durch ihre hohe Wärmeabnahme und ihr kaufmännisches Know-how

eine starke Verhandlungsposition gegenüber den Wärmenetzbetreibern. Dabei sind sie gemäß dem Wirtschaftlichkeitsgrundsatz nach § 556 Abs. 3 Satz 1 BGB verpflichtet, die Betriebskosten wirtschaftlich und mit einem angemessenen Kosten-Nutzen-Verhältnis zu gestalten.

Sollten überhöhte Wärmekosten in der Betriebskostenabrechnung auftreten, können diese zivilrechtlich über das Mietrecht korrigiert werden, allerdings ohne Einfluss auf den bestehenden Vertrag zwischen Fernwärmeversorger und Vermieter. Eine gesetzliche Einbeziehung der Mieter in die Vertragsgestaltung oder eine direkte Rechtsdurchsetzung gegen den Versorger lehnen wir als unangemessenen Eingriff in die Privatautonomie ab, da dies rechtlich und praktisch nicht umsetzbar wäre.

Allerdings besteht auf privatrechtlichem Wege die Möglichkeit einer Mieterdirektabrechnung, bei der der Fernwärmeversorger direkt mit den Mietern abrechnet, wenn dies zwischen Vermieter und Versorger vertraglich vereinbart wird.

17. Sehen Sie strukturelle Wettbewerbshindernisse, die durch eine Entflechtung der Fernwärmeunternehmen und/oder einen regulierten Drittzugang gelöst werden können? Halten Sie Drittzugang im Fernwärmemarkt generell für technisch umsetzbar? Wenn ja, wie könnte dies ausgestaltet werden?

In der Fernwärmeversorgung sind strukturelle Wettbewerbshindernisse, die durch eine Entflechtung gelöst werden könnten, nicht erkennbar. Das liegt an den strukturellen Besonderheiten und der Heterogenität der Fernwärmeversorgung (Insellösungen), die eine andere Betrachtung als bei Strom oder Gas erfordern. Strom- und Gasnetze sind von der Nordsee bis zu den Alpen miteinander verbunden, sodass Einspeisung oder Entnahme an jedem Punkt des Netzes problemlos machbar sind. Außerdem sind Strom und Gas technisch definiert. Bei Wärmenetzen ist dies entscheidend anders: Das fängt bei den unterschiedlichen Netztemperaturen an und hört bei unterschiedlichen Drücken nicht auf. Anders als bei bundesweit verknüpften Netzen erfolgt die Fernwärmeversorgung über lokal begrenzte, in sich geschlossene Netze, die keine überregionale Vermaschung aufweisen. Dadurch kann ein integriertes Unternehmen entlang der gesamten Wertschöpfungskette ein optimiertes System aufbauen.

Mit Blick auf die Wärmewende wird eine zunehmende Dezentralisierung der Wärmeerzeugung durch Dritte erwartet, insbesondere durch die Nutzung bisher ungenutzter Wärmequellen wie Abwärmelieferanten. Die Einbindung dieser Quellen muss jedoch individuell verhandelt und im Einvernehmen der Vertragspartner geplant und betrieben werden. Für diese Entwicklung genügt der aktuelle rechtliche Rahmen zur Gewährleistung des Drittzugangs, insbesondere durch § 19 Abs. 2 Nr. 4 GWB, der Dritten grundsätzlich einen Anspruch auf Zugang zu Fernwärmenetzen gewährt. Dabei sind Einzelfallprüfungen erforderlich, um die unternehmensspezifischen Rahmenbedingungen zu bewerten.

Jedoch sind auch technische Besonderheiten der Fernwärmenetze zu beachten, die natürliche Grenzen für eine Öffnung der Netze für Dritte setzen. Da Fernwärmenetze keine überregionale Vermaschung aufweisen und in sich geschlossene Kreislaufsysteme mit

begrenzter Kapazität darstellen, können zusätzlich eingespeiste Wärmemengen nicht überregional weitergegeben oder gehandelt werden. Überschüssige Wärmemengen sind lokal gebunden, und der Bedarf wird allein durch die lokale Abnahmestruktur bestimmt.

18. Sollten die Wegerechte/Konzessionen für den Betrieb von Fernwärmenetzen zukünftig verstärkt ausgeschrieben werden? Welche Ausschreibungsbedingungen sind denkbar? Sollte zwischen neuen und Bestandsnetzen unterschieden werden? Halten Sie eine Regelung wie § 46 EnWG für Fernwärmenetze für sinnvoll?

Aktuell besteht keine gesetzliche Verpflichtung zur Ausschreibung von Fernwärmenetzen durch Kommunen, außer in Fällen von Anschluss- und Benutzungszwang, wie das BKartA und einige Landeskartellbehörden festgestellt haben. Der BGH hat diese Frage in mehreren Entscheidungen jedoch nicht abschließend geklärt.

Aus Sicht der Wärmewirtschaft besteht keine Notwendigkeit für Ausschreibungsverfahren, da die Einräumung von Wegerechten in den Kommunen bislang auch ohne Ausschreibung gut funktioniert. Wir befürchten, dass zusätzliche Regelungen Unsicherheit für Kommunen und Wärmenetzbetreiber schaffen könnten, was den Transformationsprozess der Wärmewende eher behindern als befördern würde.

Eine Anwendung des § 46 EnWG auf Fernwärme lehnen wir ab, da die Ziele des § 1 EnWG nicht auf die Fernwärme übertragbar sind. Zudem sind Konzessionsverfahren im Strom- und Gasbereich komplex, aufwändig und langwierig, was die Rechts- und Planungssicherheit für Fernwärmeversorger beeinträchtigen könnte.

IV. Aufbau einer wettbewerblichen Ladeinfrastruktur im Bereich der Elektromobilität

19. Untersuchungen der Monopolkommission haben gezeigt, dass einzelne Betreiber von Ladeinfrastruktur (CPO) in verschiedenen Regionen hohe Marktanteile an den dortigen Ladesäulen halten. Was sind aus Ihrer Sicht die Gründe dafür und welche Strategien schlagen Sie vor, um eine erhöhte Wettbewerbsintensität und Marktdiversifizierung zu fördern? Wie könnte die aktuelle Regulierungslandschaft geändert werden, um den Markteintritt von Wettbewerbern zu erleichtern?

Die derzeitigen hohen Marktanteile einzelner Betreiber resultieren primär aus zwei Faktoren:

- *Investitionsbedarf und Ausschreibungsprozess: Der hohe Investitionsbedarf und das Fehlen eines flächendeckenden Ausschreibungsprozesses führen dazu, dass Betreiber vor allem wirtschaftlich attraktive Standorte bedienen, während weniger rentable Standorte vernachlässigt werden.*
- *Regionale Daseinsvorsorge: Regionale Energieversorger fokussieren sich auf ihr Heimatgebiet, um eine wohnortnahe Versorgung zu gewährleisten. Dabei ist zu unterscheiden, ob die Konzentration bewusst aus Gründen der Daseinsvorsorge erfolgt oder ob unabhängige Anbieter in zukunftssträchtige Märkte investieren.*

Empfehlungen zur Förderung des Wettbewerbs:

- *Transparenter Ausschreibungsprozess: Einheitliche Ausschreibungsverfahren, die auch weniger attraktive Standorte berücksichtigen, könnten eine ausgewogenere Verteilung fördern.*
- *Vereinfachung der Genehmigungen: Harmonisierte Genehmigungsverfahren auf Bundes- oder Länderebene erleichtern den Markteintritt neuer Anbieter, ohne die Dynamik des Marktes zu bremsen.*

Insgesamt sollte die Regulierung so gestaltet werden, dass sie den Markteintritt erleichtert und gleichzeitig die Versorgungssicherheit durch regionale Energieversorger gewährleistet.

20. Welche Rolle spielen die kommunalen Gebietskörperschaften beim Zugang zu geeigneten Standorten für Ladesäulen sowie deren Vergabe an Betreiber? Haben Sie den Eindruck, dass Kommunen sich ausreichend um einen Standortwettbewerb bemühen? Haben Sie hierfür ein Positiv- bzw. Negativbeispiel?

Kommunen spielen eine zentrale Rolle, da sie den Zugang zu öffentlichen Flächen steuern und die Vergabe an Betreiber beeinflussen. Allerdings zeigt sich in der Praxis ein unterschiedliches Engagement:

- *Proaktive Ansätze: Einige Städte, wie Chemnitz, agieren als Vorreiter, indem sie Standorte aktiv erschließen und beispielsweise teilweise Pacht erlassen. Dies fördert den Ausbau.*

- *Reaktive Tendenzen: Häufig reagieren Kommunen auf Anfragen, anstatt proaktiv Ausschreibungen zur Diversifizierung der Standorte durchzuführen. Dies liegt oft daran, dass die Errichtung von Ladeinfrastruktur nicht als Fokusthema angesehen wird.*

Insgesamt ist ein aktiver Standortwettbewerb selten und stark von der wirtschaftlichen Rentabilität der Ladeinfrastruktur abhängig. Während Chemnitz als positives Beispiel hervorsteht, zeigt sich in vielen anderen Kommunen ein vorwiegend reaktives Vorgehen.

21. In welcher Weise beeinflusst die Angebotsdichte von Ladepunkten den Wettbewerb und die Preisgestaltung in städtischen versus ländlichen Gebieten? Wie könnten Anreize für private Investitionen in die Ladeinfrastruktur gestaltet werden, um eine ausgewogene regionale Verteilung von Ladestationen zu erreichen und gleichzeitig einen fairen Wettbewerb zu gewährleisten?

Die Dichte öffentlicher Ladeinfrastruktur wirkt sich in urbanen und ländlichen Gebieten unterschiedlich auf Wettbewerb und Preisgestaltung aus. In Städten, wo die Nachfrage höher und der Zugang zu privaten Lademöglichkeiten eingeschränkt ist, kann eine dichte Infrastruktur zu intensiverem Wettbewerb und dynamischeren Preisen führen – dies sehen wir aber aufgrund des ausbleibenden Hochlaufs der E-Fahrzeuge und einer geringen Auslastung der Ladeinfrastruktur bislang nicht. Im ländlichen Raum hingegen ist die Wirtschaftlichkeit öffentlicher Ladestationen aufgrund der geringeren E-Fahrzeug-Dichte und des häufig vorhandenen Zugangs zu privaten Wallboxen grundsätzlich fraglich.

Um dennoch eine flächendeckende Grundversorgung zu erreichen, könnte eine gezielte Förderung für ländliche Regionen sinnvoll sein – etwa durch spezielle Förderprogramme, die den Aufbau einer minimalen Ladeinfrastruktur sicherstellen.

Insgesamt bedarf es eines bedarfsgerechten Ausbaus: Während in urbanen Zentren eine dichte Infrastruktur notwendig ist, genügt im ländlichen Raum ein Basissystem, das bei steigender Nachfrage von selbst zu einem intensiveren Wettbewerb führt.

22. Das System des punktuellen Ladens (Ad-hoc-Laden, Direct-Pay) direkt beim Betreiber einer Ladesäule (CPO) wird von den Ladekundinnen und -kunden heute noch weit weniger genutzt als das Laden über Ladekarten der Serviceprovider (EMP/EMSP). Was ist aus Ihrer Sicht der Grund dafür? Welche Möglichkeiten sehen Sie für den Gesetzgeber, das Ad-hoc-Laden sowohl für CPOs als auch für Kundinnen und Kunden attraktiver zu gestalten? Wie beurteilen Sie die Umsetzung der Transparenzvorgaben aus 18 AFIR und sehen Sie diese als wirksamer oder weniger wirksam an als die Einführung einer Markttransparenzstelle?

Der geringere Einsatz von Ad-hoc-Laden im Vergleich zu EMP-Angeboten lässt sich vor allem durch Preisdifferenzen und Kundenbindungsstrategien großer Anbieter erklären. Diese setzen auf monatliche Grundgebühren und gebündelte Abrechnungsmodelle, wodurch Verbraucher alle Ladevorgänge zentral und transparent nachvollziehen können.

Bezüglich der Transparenzvorgaben aus Artikel 18 AFIR sehen wir, dass diese zwar Ansätze liefern, aber nicht ausreichen, um den direkten Preisvergleich für Endkunden vollständig sicherzustellen. Eine eigenständige Markttransparenzstelle könnte hier für eine konsolidierte Übersicht der Preise und Konditionen aller Anbieter sorgen, sofern dabei keine unnötigen Investitionshürden für CPOs entstehen.

23. In den vergangenen Monaten wurden Vergabeverfahren zum Aufbau eines LKW-Schnellladenetzes entlang von Bundesautobahnen auf den Weg gebracht. Wie bewerten Sie diese Ausschreibungsverfahren? Wo sehen Sie wettbewerbsrelevante Unterschiede zwischen dem Ladesäulenmarkt für PKW und dem Ladesäulenmarkt für LKW? Welche Erfahrungen haben Sie mit den Ausschreibungsverfahren für PKW-Ladesäulen gesammelt, die im Hinblick auf künftige Ausschreibungsverfahren für LKW-Ladesäulen berücksichtigt werden sollten?

Die aktuellen Ausschreibungsverfahren für LKW-Schnellladestationen entlang der Bundesautobahnen weisen mehrere zentrale Aspekte auf:

- Lose und Teilnahme: Die Größe der Lose schreckt selbst größere Marktakteure ab, die über keine nationale Reichweite verfügen. Dies ist bedenklich, da die geringe Anzahl von Ladestandorten entlang der Autobahnen bereits eine hohe wettbewerbsrelevante Bedeutung hat.*
- Standortbesetzung und Wettbewerbsdynamik: Sobald ein Anbieter an einem Standort etabliert ist, sind weitere Wettbewerber aufgrund von Platz- und technischen Anschlussproblemen kaum in der Lage, dort nachzulegen. Dies kann zu einer eingeschränkten Konkurrenzsituation führen.*
- Vergütungsmodell: Das Vergütungs- und Abrechnungsmodell bewerten wir kritisch, da es vom klassischen Marktmodell abweicht. Staatliche Standorte werden dabei von der Kosten- und Erlösstruktur signifikant bevorteilt – beispielsweise indem 50 % der Errichtungskosten unmittelbar nach Abnahme durch den Bund beglichen und der Rest quartalsweise über acht Jahre ausgezahlt werden. Ein unabhängiger Ladesäulenbetreiber hingegen muss seine Investitionskosten (CAPEX) mit vollem Betriebsrisiko über die tatsächliche Auslastung des Standorts zurückverdienen. Diese asymmetrische Struktur verzerrt den Wettbewerb erheblich.*
- Unterschiede zwischen PKW- und LKW-Markt: Neben den erwarteten Differenzen bei Kosten, Ladeleistung und benötigtem Stellplatz zeigt sich, dass im PKW-Markt oftmals ein intensiver Wettbewerb besteht – während entlang der Autobahnen die begrenzte Zahl der Standorte im LKW-Bereich eine andere Dynamik erzeugt. Im Bereich des Depotladens, der vor allem für den regionalen LKW-Verkehr außerhalb der Langstrecken relevant ist, hat sich hingegen bereits ein gesunder Wettbewerb etabliert.*

Erfahrungen aus den Ausschreibungsverfahren für PKW-Ladesäulen legen nahe, dass zukünftig insbesondere die Größe der Lose und die regionalen Gegebenheiten stärker differenziert betrachtet werden sollten, um auch im LKW-Segment einen fairen und ausgewogenen Wettbewerb zu ermöglichen.

24. Wie beurteilen Sie die Effektivität der gegenwärtigen Marktaufsicht durch das Bundeskartellamt im Bereich der Ladeinfrastruktur? Gibt es spezifische Bereiche oder Praktiken, die Ihrer Meinung nach stärker ins Visier genommen werden sollten?

Die gegenwärtige Marktaufsicht durch das Bundeskartellamt im Bereich der Ladeinfrastruktur wird insgesamt als ausreichend bewertet. Es ist festzustellen, dass das Amt grundsätzlich aktiv agiert und bei Verdachtsfällen entsprechende Maßnahmen ergreift, um den Wettbewerb zu schützen.

Allerdings sollte nach unserer Auffassung der Bereich der Roaminggebühren verstärkt ins Visier genommen werden. Die dortige Preisgestaltung könnte den fairen Wettbewerb verzerren und Verbraucherinnen und Verbraucher benachteiligen. Eine intensivere Überprüfung in diesem Segment wäre daher aus unserer Sicht wünschenswert.

25. Könnten wettbewerbliche Probleme aus der vertikalen Integration von Ladesäulenbetreibern (CPOs) und Anbietern von E-Mobilitätsdienstleistungen (EMPs) entstehen? Falls ja, wie könnten diese effektiv adressiert werden?

Wir sehen aktuell keine wesentlichen wettbewerblichen Probleme durch die teilweise vorkommende vertikale Integration von Ladesäulenbetreibern (CPOs) und Anbietern von E-Mobilitätsdienstleistungen (EMPs).

Die fehlende Transparenz für Kundinnen und Kunden bei der Preisgestaltung durch EMPs kann zu Fehlwahrnehmungen führen. Beispielsweise kann ein EMP an einer fremden Ladesäule hohe Roaming-Preise verlangen, während der eigentliche CPO – etwa ein Stadtwerk – darauf keinen Einfluss hat. Für den Kunden entsteht jedoch der Eindruck, dass die Ladesäulen des CPO generell sehr teuer sind, was dessen Ruf schädigen kann.

Eine stärkere Preistransparenz an den Ladesäulen könnte hier Abhilfe schaffen, indem klar erkennbar wird, wer für die Preisgestaltung verantwortlich ist.

V. Wasserstoff- und Gasinfrastruktur

26. Die noch umzusetzende Gas- und Wasserstoffbinnenmarktrichtlinie (EU) 2024/1788 sieht die Einführung einer an den Gasnetzen angelehnten Regulierung für Wasserstoffnetze vor. Halten Sie einen solchen regulierungsrechtlichen Ansatz für angemessen? Wäre angesichts der erst noch aufzubauenden Wasserstoffinfrastruktur auch ein dynamischerer Regulierungsansatz denkbar, der sich an der tatsächlichen Entwicklung von Angebot und Nachfrage auf den Wasserstoffmärkten orientiert?

Eine an der Regulierung der Gasnetze angelehnte Wasserstoffnetzregulierung - wie in der Gas- und Wasserstoffrichtlinie vorgesehen - hält Thüga für grundsätzlich sinnvoll. Besser – und für die Gasnetztransformation förderlicher – wäre allerdings eine einheitliche bzw. integrale Gas- und Wasserstoffnetzregulierung gewesen, die einen Bogen von der bestehenden zur künftigen Gasinfrastruktur spannt. Eine separate Regulierung von Gas- und Wasserstoffnetzen birgt schließlich grundsätzlich die Gefahr einer Entsolidarisierung der Kostentragung der Gasnetzentgelte einerseits bei zugleich prohibitiv hohen Wasserstoffnetzentgelten andererseits. Das EU-Gaspaket bietet allerdings rechtliche Möglichkeiten, um zur Vermeidung von anfänglich prohibitiv hohen Wasserstoffnetzentgelten die Ertüchtigung zu und den Neubau von Wasserstoffverteilnetzen zunächst teilweise über Erdgas-Netzentgelte zu finanzieren. Einen so gestalteten dynamischen Regulierungsansatz halten wir für absolut richtig, um den notwendigen Wasserstoffhochlauf auch im Verteilnetz zu ermöglichen. Darüber hinaus sollten Gasnetzbetreiber, welche die Transformation ihrer Netze besonders zügig und effizient vorantreiben, einen wirtschaftlichen Anreiz hierfür über die Anreizregulierung erhalten.

27. Wie kann die Entscheidung über die Zukunft von Gasverteilnetzen (Weiternutzung, Stilllegung, Umbau zu Wasserstoffverteilnetzen) sachgerecht getroffen werden? Welche Kriterien sollten bei dieser Entscheidung zugrunde gelegt werden?

Um den Umgang mit der Gasverteilnetzinfrastruktur europaweit einheitlich zu regeln, wurde 2024 das europäische Gaspaket (Gas- und Wasserstoffbinnenmarktrichtlinie 2024/1788) beschlossen. Das Gaspaket umfasst eine Reihe weitreichender Vorgaben und setzt neue Standards bei der Verteilnetzplanung. Netzbetreiber sind demnach verpflichtet, mindestens alle vier Jahre umfassende Pläne zur Entwicklung und Transformation der Verteilnetzinfrastruktur vorzulegen (Art. 56 und 57 Gas- und Wasserstoffbinnenmarktrichtlinie), die unter Berücksichtigung der kommunalen Wärmeplanung sowie im Einklang mit der Netzentwicklungsplanung (NEP) der Fernleitungsnetzbetreiber öffentlich zu konsultieren und behördlich zu genehmigen sind. Spätestens 2026 müssen die Vorgaben des europäischen Gaspakets in nationales Recht überführt worden sein, wobei die Entwicklungs- und Transformationsplanung regional konsolidiert und der zugrundeliegende Planungszyklus zeitlich verkürzt werden kann. Damit die Verteilnetzplanung in Deutschland zügig anlaufen kann, hält die Thüga eine zeitnahe Überführung des EU-Gaspakets für zwingend erforderlich. Entwicklungs- und Transformationspläne sollten dabei regional gebündelt und mit der Netzentwicklungsplanung der Fernleitungsnetzbetreiber strukturell verzahnt werden. Die Thüga spricht sich daher für eine regionale Transformationsplanung (rTP) mit zweijährlichem Planungszyklus aus, die

prozessuale Synergieeffekte nutzt und netzübergreifende Querbezüge berücksichtigt. Um Effizienz zu gewährleisten, muss der Grundsatz „Umwidmung vor Neubau vor Stilllegung“ gelten. Rückbauverpflichtungen sollten generell vermieden, Stilllegungskosten regulatorisch vollumfänglich anerkannt und verstetigt werden, Anschlussregelungen umfassend flexibilisiert werden. Auch muss die Finanzierung von Umstellungs- und Neubaumaßnahmen zügig geklärt werden. Ausgehend von einem aktuellen [Rechtsgutachten](#) (Kristin Spiekermann u.a., „Rechtlicher Rahmen für eine Transformationsregulierung für Erdgasverteilernetzbetreiber“, in: *Netzwirtschaften & Recht* 1/22 (2025), 1-28) sollten Kosten, die bei der Umstellung des Netzes auf Wasserstoff entstehen („H2-Ready“-Kosten) dabei als „effiziente“ Erdgasverteilernetzkosten im Rahmen eines Transformationseffizienzmaßstabs anerkannt und Wasserstoffneubauminvestitionen durch die Umsetzung der Methodik eines gem. Art. 5 Abs. 4 der EU-Gasverordnung (zulässigen) Finanztransfers aus dem Erdgasnetz mitfinanziert werden können, um anfänglich prohibitiv hohe Wasserstoffnetzentgelte zu vermeiden. Ob und in welchem Umfang die Gasverteilnetzinfrastruktur schlussendlich weitergenutzt, stillgelegt oder aber umgewidmet wird, muss ausgehend von der im europäischen Gaspaket angelegten Entwicklungs- und Transformationsplanung unter Beachtung der vor Ort jeweils gegebenen Voraussetzungen (konkrete Angebote über alternative Versorgungslösungen) durch den Netzbetreiber individuell geklärt werden.

28. Der Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft wird auf allen Ebenen (u. a. Produktion, Import, Nutzung) durch öffentliche Mittel unterstützt. Werden dabei ihrer Ansicht nach wettbewerbliche Belange ausreichend berücksichtigt oder kommt es durch die Subventionen zu Marktverzerrungen?

Eine zuverlässige und zukunftsfähige Wasserstoffversorgung ist für die Transformation des Wirtschaftsstandorts Deutschland unverzichtbar. Viele Industrie-, Gewerbe- und Mittelstandskunden sind zwingend auf Wasserstoff angewiesen. Auch in der Stromversorgung sowie in der Gebäudewärme lassen sich konventionelle Brennstoffe durch Wasserstoff ersetzen. Der Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft ist somit sektorübergreifend relevant. Gerade zu Beginn der Hochlaufphase können Subventionen einen wichtigen Beitrag zur Marktdurchdringung leisten, langfristig wirtschaftliche Investitionsanreize setzen und die Umstellung von konventionellen Brennstoffen hin zu Wasserstoff flankieren. Nach erfolgter Marktdurchdringung sollten Subventionen gleichwohl zugunsten wettbewerblicher Belange zurückgefahren und anschließend in Gänze gestrichen werden. Eine Bewertung der Subventionen für Wasserstoff muss zugleich die unterschiedlichen Wertschöpfungsstufen der Wasserstoffwirtschaft berücksichtigen, wobei die leitungsgebundene Versorgungsinfrastruktur als regulierter Wirtschaftsbereich eine wichtige Sonderstellung einnimmt. So wird die Transformation der Gasnetzinfrastruktur hin zu Wasserstoff mit Ausnahme ausgewählter Einzelprojekte im besonderen Interesse der Europäischen Union (IPCEI-Projekte) kaum subventioniert. Auch vor diesem Hintergrund sollten Investitionen in die Wasserstoffnetzinfrastruktur nach dem auf Frage 27 vorgeschlagenen Verfahren anerkannt werden.