

STELLUNGNAHME

zu dem Papier „Neue Energie-Agenda für Deutschland“ der CDU/CSU Fraktion

GEODE begrüßt, dass die CDU/CSU Bundestagsfraktion mit der Veröffentlichung des Papiers „Neue Energie-Agenda für Deutschland“ am 5. November 2025 ihre energiepolitischen Zielsetzungen für die kommende Legislaturperiode formuliert hat. GEODE ist ein europäischer Verband der unabhängigen Strom- und Gasverteilungsunternehmen. Wir setzen uns für einen europäischen Strom- und Gasmarkt mit einer pluralistischen Struktur ein. Es ist das Ziel von GEODE, den Wettbewerb auf den europäischen Strom- und Gasmärkten durch die Stärkung der örtlichen Strom- und Gasverteilungsunternehmen zu beleben. Die GEODE tritt für eine Kommunalwirtschaft ein, die Stadtwerken ermöglicht, ihre Aufgaben der örtlichen Daseinsvorsorge effizient und bürgernah zu erfüllen.

Im Folgenden möchten wir auf die fünf Eckpfeiler des Papiers „Neue Energie-Agenda für Deutschland“ eingehen und Ihnen unsere fachlichen Einschätzungen und Erfahrungen aus der Praxis der deutschen Energieversorgungsunternehmen übermitteln.

1. Eckpfeiler:

- Neue Gaskraftwerke schnell ans Netz bringen
- Zwang zum Rückbau von Netzinfrastrukturen verhindern
- Europäische Energie-Union voranbringen
- Wiederinbetriebnahme zuletzt abgeschalteter Atomkraftwerke

Wir teilen die Einschätzung der CDU/CSU Bundestagsfraktion, dass ein Zwang zum Rückbau von Netzinfrastruktur weder sinnvoll noch zielführend ist und daher dringend vermieden werden sollte. Bei einem Rück- und Umbau von Netzinfrastrukturen vor dem Hintergrund des Wasserstoffhochlaufs muss die **Zweigliedrigkeit von Transport- und Verteilnetzen** berücksichtigt werden. Es sollte eine Prozesskaskade etabliert werden, mit der der Aufbau effizienter Kapazitäten und eine Optimierung der Transformation auf allen Netzebenen und über alle (potenzielle) Verbraucher durch modifizierte Datenmanagementsysteme erfolgen kann.

Wir begrüßen die Ambitionen für eine Stärkung des europäischen Binnenmarktes für Energie. Änderungen und Erweiterungen des gegenwärtigen Marktdesigns sollten auch darauf abzielen, Hemmnisse für die Funktionsfähigkeit abzubauen. Dies beinhaltet die Ausnutzung/Ausweitung der Marktkopplung und Marktmechanismen auf EU-Ebene.

Hinsichtlich potenzieller Versorgungslücken und dem möglichen Weiterbetrieb zuletzt abgeschalteter Kernkraftwerke, sollte berücksichtigt werden, dass durch den Hochlauf volatiler erneuerbarer Erzeugungsanlagen **vorrangig ein Bedarf an regelbaren, dezentralen Kapazitäten** besteht. Gleichzeitig sollte eine Integration von Speicher- und Wandlungstechnologien für erneuerbare Energien in Verbindung mit der Erzeugung von Wärme/Kälte angestrebt werden.

Die technischen und sicherheitsrelevanten Fragestellungen einer erneuten Betriebsaufnahme sollten die jeweiligen Betreiber beantworten. Bereits bei der Diskussion der Laufzeitenverlängerung über den 31.03.23 hinaus gab es dazu zurückhaltende Einschätzungen der Betreiber.

Im Energiemarkt hatte der Abschalttermin keine negativen Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit und die Preisbildung. Die Preise sanken in der Folgezeit auch ohne den Betrieb der drei Anlagen weiter.

Bei allen Überlegungen sollte bedacht werden, dass die Energiewirtschaft von langfristiger Stabilität lebt und auch langfristig klar und planbar sein muss, welche Energieträger welche Rolle im zukünftigen Markt einnehmen sollen. Die Frage des Ausstiegs, Wiedereinstiegs, Wiederausstiegs, Laufzeitenverlängerung, Wiederinbetriebnahme wiederholte sich in der Vergangenheit leider immer wieder. Eine dauerhafte Beendigung dieser politischen Debatte und ein breiter gesellschaftlicher Konsens wäre dagegen ein wünschenswerter Zustand.

2. Eckpfeiler:

- Auf Grundlage realistischer Energiebedarfe planen
- Mit einer Energiehandelsstrategie Kostenvorteile importieren
- Sparpotenziale bei Übertragungsnetzen und Offshore-Windenergie nutzen

Die **integrative Netzentwicklungsplanung** stellt eine zentrale Grundlage für den notwendigen Wandel im Energiebereich dar und setzt entscheidende Weichen für die Transformation bestehender Infrastrukturen. Die bereits eingeführten und weiteren Anpassungen im Energiewirtschaftsgesetz sollten die zeitlichen Abläufe und die wechselseitigen Effekte bei den Planungen zwischen Gas, Wasserstoff und Strom, unter Ausnutzung der dadurch entstehenden Synergien, berücksichtigen. **Für eine effiziente Planung sollte die Netzentwicklungsplanung auf allen Netzebenen erfolgen und miteinander verzahnt werden**, um potenzielle Ineffizienzen und Fehldimensionierung insbesondere im Wasserstoffbereich, zu vermeiden.

Damit der Markthochlauf der Wasserstoffwirtschaft gelingt, ist eine frühzeitige Planung auch für regionale Wasserstoffnetze erforderlich. Zu den regionalen Wasserstoffnetzen zählen wir sowohl die Ergänzung und räumliche Erweiterung des Wasserstoffkernnetzes in die Regionen insbesondere auch in den südlichen Bundesländern wie auch den Umbau bzw. Ertüchtigung

der lokalen Verteilnetze. Nach unserer Einschätzung muss es auch in den derzeitigen Verteilnetzen jeweils eine Konzeption für ein „lokales Kernnetz“ geben welches insbesondere die Bedarfe der mittelständischen Wirtschaft berücksichtigt wie auch die notwendigen Erzeugungsanlagen für lokale Wärmenetze.

Die Europäische Union hat diesbezüglich mit der Novellierung der EU-Gasbinnenmarkttrichtlinie, die am 4. August 2024 in Kraft getreten ist, die richtigen Rahmenbedingungen gesetzt. Die Vorgaben der EU-Gasbinnenmarkttrichtlinie müssen noch im Jahr 2025 in nationales Recht umgesetzt werden, damit eine Transformation der Gaswirtschaft in der gebotenen Geschwindigkeit möglich ist. In Analogie zum Wasserstoffkernnetz gilt es für die Hochlaufinvestitionen in die Wasserstoffverteilnetze, politische Rahmenbedingungen zu schaffen.

Eine effiziente Energiehandelsstrategie für Wasserstoff erfordert während des Markthochlaufs Offenheit gegenüber unterschiedlichen Herstellungsverfahren, Quellen und Standorten, um kurzfristig große Mengen importieren zu können. Dabei muss allerdings das Verhältnis zwischen Erzeugungs- und Transportkosten berücksichtigt werden: sollte aufgrund der Entfernung kein Pipeline-Transport möglich sein, fallen zusätzliche Umwandlungskosten an. Gleichzeitig ist der Aufbau von Transportinfrastrukturen, wie geeigneten Transportschiffen, Terminals, Speichern, etc. erforderlich. Die anfallenden CO₂-Emissionen (und Kosten) während der gesamten Lieferkette sollten in Relation zur Herstellung alternativer erneuerbarer Energieträger/-Gase und möglicher Endkundenpreise betrachtet werden.

Der grundsätzliche Netzausbau und die Wasserstoffverfügbarkeit sollten möglichst im Gleichschritt erfolgen um „stranded investments“ zu vermeiden.

Zu diesem Themenfeld finden Sie weitere konkrete Überlegungen in folgender Stellungnahme:

<https://www.geode-eu.org/wp-content/uploads/2024/04/GEODE-Stellungnahme-zu-Konsultationsfragen-Green-Paper-BMWK-Transformation.pdf>.

3. Eckpfeiler:

- Technologieoffen alle erneuerbaren Energien und klimafreundliche Gase sowie alle klimafreundlichen Optionen für Verkehr und Wärme nutzen
- Heizungsgesetz der Ampel zurücknehmen und das europäische Verbrennerverbot aufheben
- Die Stromnetze digitalisieren und unsere Forschung entfesseln
- Den ersten Fusionsreaktor der Welt bauen

Wir begrüßen die Einschätzung, dass eine klimaneutrale Gaswende nicht nur im Wasserstoffbereich stattfinden sollte und eine stärkere Berücksichtigung auch von regionalen Biogastechnologien von der CDU/CSU angestrebt wird. Die Insolvenzwellen von Biomethanlieferanten haben deutlich gemacht, dass ein **stabiles Marktumfeld geschaffen werden muss, um Lieferunsicherheiten und hohe Kosten für regionale und kommunale Energieversorger in Zukunft zu vermeiden**. Es müssen Strukturen geschaffen und bestehende Förderungen weiterentwickelt werden, um Innovationen in neue Anlagen und den Weiterbetrieb bestehender Anlagen anzureizen.

Auch Biogasproduktionsanlagen müssen in einer Zielnetzplanung für die Gasinfrastruktur Berücksichtigung finden, jedoch nicht um jeden Preis. Biogasanlagen, die keine besondere Lagegunst zur Bestandsinfrastruktur haben, werden hohe Netzanbindungskosten verursachen. Diese führen über Verteilungseffekte im Rahmen der Netzentgeltkalkulation in einem sich verkleinernden Gasnetz zu unverhältnismäßig hohen Kosten für alle Gasabnehmer. Darüber hinaus ist zu bedenken, dass Biogasanlagen, wenn sie zukünftig auf 100% Wasserstoff umgestellte Netze einspeisen, dieses Netz in seiner „Reinheit“ beeinflussen und so für diverse technische Anwendungen insbesondere in industriellen Prozesse eine Herausforderung darstellen können.

Eine vollständige Rücknahme des unter dem Wirtschafts- und Energieminister Peter Altmaier entstandenen Gebäudeenergiegesetzes (GEG) vom 8. August 2020 mit seiner letzten Änderung vom 16. Oktober 2023 würde unserer Ansicht nach das geforderte Ziel der Herstellung von Planungssicherheit und einem gesicherten Förderregime für die notwendigen Dekarbonisierungsmaßnahmen im Gebäudebereich und in den Wärmeinfrastrukturen konterkarieren. **Die enge Verzahnung zwischen GEG und Wärmeplanungsgesetz (WPG) gibt aktuell einen geeigneten Fahrplan für eine klimaneutrale Wärmetransformation auf kommunaler Ebene vor, bei dem alle beteiligten Akteure eingebunden werden können**. Allerdings sind einige Regelungen, wie die „Fahrpläne für die Umstellung der Netzinfrastruktur auf die vollständige Versorgung der Anschlussnehmer mit Wasserstoff“ (§ 71k GEG) zu kleinteilig und sollten vor dem Hintergrund der Technologieoffenheit und schnellen Umsetzbarkeit überarbeitet werden.

Für ein Gelingen der kommunalen Wärmetransformation sind außerdem die Verstetigung und Erhöhung der Zuschüsse und Betriebskostenförderungen im Rahmen der Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW) erforderlich. Regionale und kommunale Wärmeversorger, die die kommunalen Wärmepläne umsetzen müssen, befinden sich oftmals in einer angespannten finanziellen Lage, die sich künftig durch steigende Verschuldungsquoten noch verstärken wird. **Gerade die Zuführung von Eigenkapital muss während der Transformationsphase gesichert werden und benötigt neue staatlich flankierte Finanzierungsinstrumente, wie einen Eigenkapitalfinanzierungsfonds**, um den Wärmenetzausbau zu sichern

und künftig hohe Wärmepreise bei den Endkunden zu vermeiden. Insbesondere zu dieser Frage möchten wir auf unsere Überlegungen zu einem Eigenkapital Finanzierungsfonds für die Wärmenetztransformation verweisen:

<https://www.geode-eu.org/wp-content/uploads/2024/03/GEODE-Finanzierungspapier-kommunaler-Energieversorger-3.0.pdf>.

Für eine beschleunigte Digitalisierung der Stromnetze sollte u.a. eine weitere Entbürokratisierung des Messstellenbetriebsgesetzes erfolgen, die die wirtschaftliche Umsetzbarkeit anreizt und eine Vereinfachung der Informations- und Datenaustauschverpflichtungen zwischen den Akteuren vorsieht. Die bisher starke Betonung von Datenschutzfragestellungen überhöht die eigentliche Aufgabe der Messeinrichtung für einen effizienten Betrieb der Energienetze und Energiemärkte. **Nur mit einem schnellen und effizienten Rollout von intelligenten Messsystemen können Netz- und verbraucherseitige Flexibilisierungspotenziale optimal genutzt und damit den ansteigenden Volatilitätsanforderungen in den Netzen Rechnung getragen werden.**

Der absehbare Bau eines Fusionsreaktors wäre zu begrüßen. Da sich dies zeitlich aber noch nicht zu konkretisieren scheint und die Forschung selbst von Zeiträumen von mehr als 50 Jahren spricht, sollte weiterhin der Aufbau einer erneuerbaren Energieinfrastruktur vorangetrieben werden.

4. Eckpfeiler:

- Emissionshandel als Leitinstrument europäisch stärken und international voranbringen
- Der ETS darf weder zu Überforderung noch zu Abwanderung führen
- Mehr Markt durch Pioniermärkte und einen echten Kapazitätsmarkt

Eine Weiterentwicklung und Ausweitung des Emissionshandels sollte unter der Berücksichtigung von Übergangstechnologien wie Gaskraftwerken, erfolgen. Im Verkehrs- und Gebäudebereich müssen alternative Technologien in ausreichenden und bezahlbaren Mengen verfügbar sein, um hohe Kosten bei den Endverbrauchern zu vermeiden. Die Einnahmen aus dem Emissionshandel sollten deshalb weiterhin in den Klimatransformationsfonds fließen und damit für ein breites Maßnahmenbündel verwendet werden können, das den Hochlauf erneuerbarer Technologien unterstützt.

Eine Weiterentwicklung des aktuellen Marktdesigns sollte dazu dienen, seine Resilienz gegenüber Extremsituationen zu stärken und somit auch Verbraucher/innen vor starken Preisanstiegen zu schützen. **Dabei sollten Markteingriffe die Ausnahme darstellen und nur bei**

einem Marktversagen erfolgen. Jeder Markt wird „natürliche“ Preisschwankungen ausbilden, die sich aus den grundlegenden Prinzipien von Angebot und Nachfrage ergeben. Die Einbringung neuer Kapazitäten in den Strommarkt sollte vor dem Hintergrund einer wirtschaftlichen Optimierung des Gesamtenergiemarktes erfolgen. Das bedeutet, dass bereits bestehende marktliche und netzseitige Kapazitätsmechanismen effizient weiterentwickelt werden sollten. Zusätzliche Mechanismen sollten erst dann in den Markt integriert werden, wenn sichergestellt ist, dass sie keine Verzerrung von Marktsignalen und keine Erhöhung der Endkundenpreise verursachen.

Marktwirtschaftliche Instrumente sollten grundsätzlich eher Verwendung finden als kleinteilige ordnungsrechtliche Vorgaben. Trotzdem ist es sinnvoll, dass aus der Politik mittel- und langfristige (Zwischen-)Zielvorgaben, an denen sich die Verbraucherinnen und Verbraucher orientieren können, verbindlich vorgegeben werden. Eine Steuerung der Zielerreichung ausschließlich über den Preis ist problematisch, weil sich bestimmte, vom Markt gesetzte Preisniveaus politisch nicht immer aufrechterhalten lassen. Dies hat nicht zuletzt die Energiepreiskrise im Jahr 2022/2023 gezeigt, auf die mit umfangreichen Preisbremsengesetzen reagiert wurde.

5. Eckpfeiler:

- Kontrolle über die Entwicklung der Netzentgelte gewinnen
- Mit einem Klimabonus Stromsteuer und Netzentgelte spürbar senken
- CO₂-Einnahmen an die Bürger und Unternehmen zurückgeben

Die Regulatorik im Netzentgeltbereich sollte berücksichtigen, dass sich die Netzinfrastrukturen in einem Transformationsprozess befinden und hohe Investitionen in kurzer Zeit getätigt werden müssen. Die anzusetzenden Kapitalverzinsungen der Netzbetreiber müssen dies widerspiegeln und die Abbildung dezentraler Erzeugung sollte im Effizienzvergleich eine stärkere Rolle spielen, um die mit der Energiewende einhergehenden Kosten realistisch berücksichtigen zu können. Bei der Überarbeitung der Netzentgeltsystematik sollten die individuellen (Sonder-)Netzentgelte für die Industrie berücksichtigt werden. Die Entlastung energieintensiver Verbraucher ist eine sinnvolle Maßnahme auch für den stromintensiven Mittelstand, der in der Regel wichtiger Arbeitgeber in den Kommunen ist und erheblich unter den gestiegenen Netzentgelten leidet.

Bezüglich der Netzentgelte im Gasnetzbereich sind die zeitlichen Flexibilisierungen der Abschreibungsmodalitäten weiterzuverfolgen, um dem Umstand Rechnung zu tragen, dass die Transformation der Gasnetze schrittweise und mit regionalen Unterschieden erfolgen wird. Gasnetzbetreibern sollten die Möglichkeit haben, auch auf einen früheren Ausstieg aus der erdgasbasierten Wärmeversorgung auf Grundlage landesrechtlicher oder kommunaler Beschlüsse reagieren zu können.

Wir begrüßen, dass die Einnahmen und Instrumente aus Steuern und Abgaben, die eine klimapolitische Steuerungsfunktion haben, grundsätzlich in eine kostengünstige und klimafreundliche Energieversorgung fließen und somit indirekt und direkt an die Bürger und Unternehmen zurückgegeben werden sollen. Hier sollten die Maßnahmen aber effizient und zielgerichtet sein. Ein „Gießkannenprinzip“ wie bei der Energiepreisbremse ist nicht das richtige Vorbild. Nicht alle Nutzer dieser Entlastungen waren tatsächlich bedürftig.

Ebenfalls ist die indirekte Entlastung der Verbraucher zu berücksichtigen. Dabei ist insbesondere die finanzielle Entlastung des Gesamtsystems wichtig, wie beispielsweise die aktive finanzielle Stützung von Kosten, die in die Netzentgelte einfließen.

EU-ETS 2 und nEHS – Unterschiede



	EU-ETS 2	nEHS
Umfang	Emissionshandel für in Verkehr gebrachte Brennstoffe im Gebäude- und Straßenverkehrssektor und kleine, nicht von ETS 1 erfasste Industrie	Erfasst alle in Verkehr gebrachten Treib- und Brennstoffe in nicht vom ETS 1 erfassten Bereichen
Anwendungsbereich	Emissionen aus Sektoren Gebäude und Straßenverkehr	Alle nicht durch den ETS 1 erfassten Sektoren
Preisbildung	Freie Preisbildung ab Start des Systems (2026) über den Markt, aber Stabilisierungsmechanismen über Marktstabilitätsreserve	Fixpreise mit graduellm Anstieg von 2021 (25 EUR/t CO ₂) bis 2025 (55 EUR/t CO ₂). Festpreiskorridor (55-65 EUR/t CO ₂) ab 2026). Freie Preisbildung frühestens ab 2027.
Überwachung	Compliance Cycle (wie EU-ETS 1): Wiederkehrende Schritte der Überwachungsplanung, Validierung, Monitoring und Berichterstattung, Verifizierung, Abgabe von Emissionsberechtigungen und Durchsetzung der Berichts- und Abgabepflicht; Unternehmen berichten bis 31. März eines jeden Jahres über Emissionen des Vorjahres	Erstellung eines Emissionsberichtes bis zum 31. Juli eines jeden Jahres , der die in Verkehr gebrachten Brennstoffe und die sich daraus ergebenden Emissionsmengen des Vorjahres enthält. Bis zum 30. September sind die BEHG-Verantwortlichen zur Abgabe von Emissionszertifikaten im nEHS-Register verpflichtet, die der Menge der von ihnen berichteten Brennstoffemissionen entspricht.
Erwartetes Aufkommen	Für Deutschland: 6,61 Mrd. Euro (bei Annahme eines Preises von 50 EUR/t CO ₂)	Durchschnitt pro Jahr: 10,99 Mrd. Euro
Zielsetzung der Rückverteilung	Entlastung von vulnerablen Haushalten, Kleinunternehmen und Verkehrsnutzer*innen, Beitrag zu Klimaschutzzielen, Gleichstellung der Geschlechter, Chancengleichheit und Inklusion	Einsatz für den Klimaschutz/Umstieg auf klimafreundliche Alternativen, Rückgabe an Bürger*innen
Einnahmenverwendung	Speist den Klima-Sozialfond , befristete direkte Einkommensbeihilfen, Gebäudesanierung, Dekarbonisierung des Heizens, Kühlens und Kochens, Energieeinsparungen im Gebäudesektor, Zugang zur Verkehrsinfrastruktur, ...	Speist den Klima-Transformationsfond und dient Finanzierung der Programmausgaben, Dekarbonisierung der Wärmeinfrastruktur, Beratungen Energieeffizienz, Transformation Wärmenetze, ...

Darstellung der grundsätzliche Finanzierungsstruktur EU-ETS2 für den Klima-Sozialfonds und des nEHS für den Klimatransformationsfond

Wir sehen Ihr Papier „Neue Energie-Agenda für Deutschland“ als Startpunkt Ihrer weiteren Überlegungen und Konkretisierung ihrer zukünftigen politischen Arbeit. Wir freuen uns darauf diese begleiten zu dürfen und stehen für Rückfragen sowie Gespräche gerne zur Verfügung.

Berlin, 12.12.2024

Michael Teigeler

Geschäftsführer

Stadtwerke Heidelberg Energie GmbH

Vorstandsvorsitzender GEODE Deutschland

Susanne Treptow

Geschäftsführerin

Stadtwerke Hameln Weser Bergland GmbH

GEODE

Magazinstraße 15/16

10179 Berlin

Tel.: 0 30 / 611 284 070

Fax: 0 30 / 611 284 099

E-Mail: info@geode.de

www.geode.de

www.geode-eu.org

GEODE AISBL (R001212) und GEODE Deutschland e. V. (R001207) sind im Lobbyregister für die Interessenvertretung gegenüber dem Deutschen Bundestag und der Bundesregierung registriert und unterliegen dem gesetzlichen Verhaltenskodex des LobbyRG.

Die GEODE ist der europäische Verband der unabhängigen privaten und öffentlichen Strom- und Gasverteilerunternehmen. Mit dem Ziel, diese Unternehmen in einem sich zunehmend europäisch definierten Markt zu vertreten, wurde der Verband 1991 gegründet. Mittlerweile spricht die GEODE für mehr als 1.400 direkte und indirekte Mitgliedsunternehmen in vielen europäischen Ländern, davon 150 in Deutschland.