Fraunhofer CINES

Stellungnahme zum vollständigen Entwurf der BNetzA zur Festlegung der allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom (AgNes) mit Fokus auf Power-to-Heat

Der Exzellenzcluster **»Integrierte Energiesysteme« CINES** adressiert die zentralen technologischen und ökonomischen Herausforderungen der Energiewende. Ziel ist die System- und Marktintegration hoher Anteile variabler erneuerbarer Energien in das Energiesystem. Dafür bündelt CINES die Kompetenzen der Institute für angewandte Energieforschung der Fraunhofer-Gesellschaft.[1]

Fraunhofer CINES begrüßt grundsätzlich die Reform der Netzentgeltsystematik durch die Bundesnetzagentur, die eine wesentliche Weichenstellung für ein klimaneutrales und zunehmend auf erneuerbaren Energien basierendes Stromsystem darstellt. Als wissenschaftlich neutraler Forschungsverbund verfügt Fraunhofer CINES über umfassende **Expertise zu den kosteneffizienten Transformationspfaden und Herausforderungen hin zur Klimaneutralität**. In unseren wissenschaftlichen Analysen haben wir aufgezeigt, welche Technologien aus Gesamtsystemperspektive zu minimalen CO_2-Vermeidungskosten zu welchem Zeitpunkt eingesetzt werden sollten (z.B. BMWE-Langfristszenarien, Ariadne-Szenarien)[2][3]. Des Weiteren untersuchen wir in vielfältigen Studien (z.B. Projektionsbericht[4]) wie sich der konkrete regulatorische Rahmen auf Geschäftsmodelle und damit Investitionsentscheidungen im Markt auswirkt.

In dieser Stellungnahme fokussieren wir uns bewusst auf großskalige Power-to-Heat Anwendungen für die Fernwärme und Industrie. Insbesondere in der Kombination mit Wärmespeichern ermöglichen sie, die Wärmeerzeugung zeitlich vom Wärmebedarf zu entkoppeln und den Strombezug flexibel an die Stromverfügbarkeit anzupassen. Gesamtsystemanalysen zeigen, dass diese Technologien nicht nur einen wesentlichen Beitrag zur Dekarbonisierung der Fernwärme leisten, sondern neben Großbatterien eine der wichtigsten kurzfristigen Flexibilitätsoptionen darstellen. Mit

---

[1] Fraunhofer Gesellschaft, Cluster of Excellence Integrierte Energiesysteme CINES. Weitere Informationen verfügbar unter https://www.cines.fraunhofer.de/

[2] Fraunhofer ISI et al. (2025): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland. Wissenschaftliche Analysen zur Dekarbonisierung Deutschlands im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWE). Verfügbar unter: https://langfristszenarien.de/;

[3] Kopernikus-Projekt Ariadne (2025): Die Energiewende kosteneffizient gestalten – Szenarien zur Klimaneutralität 2045. Verfügbar unter: https://ariadneprojekt.de/publikation/report-szenarien-zur-klimaneutralitat-2045/?utm; https://ariadneprojekt.de/themen/szenarien-pfade/

[4] Wehnemann, K., Koßmann, M., Purr, K., Pagel, M., & Steinbrenner, J. (2026). *Treibhausgas-Projektionen 2026 – Ergebnisse kompakt*. Umweltbundesamt. Verfügbar unter: https://openumwelt.de/entities/publication/37055074-2167-4ba0-81b1-d0928e9329e0

dem AgNes-Festlegungsentwurf sehen wir ihre weitere Entwicklung ab 2029 jedoch gefährdet.

Netzentgelte sollten nach Funktionen und nicht nach Technologien differenziert werden. Aus systemischer Sicht sollte die künftige Netzentgeltsystematik drei Funktionen klar voneinander trennen: die verlässliche Finanzierung der bereitgehaltenen Netzinfrastruktur, die zeitlich und räumlich differenzierte Lenkung der Netznutzung sowie die gesonderte Beschaffung verbindlich abrufbarer Flexibilität. Die Finanzierung sollte an die vertraglich vereinbarte Netzanschlusskapazität anknüpfen, während dynamische Netzentgelte kurzfristige netzbezogene Knappheiten abbilden und flexible Netzanschlussvereinbarungen eine verbindliche Reaktion sicherstellen. Diese Instrumente ergänzen sich: Ein allgemeines Preissignal ersetzt keine verbindlich zugesicherte Flexibilität. Zugleich darf dieselbe Leistung nicht doppelt vergütet werden. Dieser funktionale Ansatz schafft einen technologieoffenen **Maßstab für kostenreflexive Sondernetzentgelte für netzdienliche flexible Verbraucher**. Elektrolyseure und Power-to-Heat-Anlagen sollten demnach einen angemessenen Beitrag zur Netzfinanzierung leisten und entsprechend ihrer tatsächlichen Netzinanspruchnahme und gesicherten Flexibilität behandelt werden.

Hieraus leiten sich folgende Anforderungen an eine neue Netzentgeltsystematik ab:

1. Level-Playing-Field für Power-to-Heat-Anlagen und Elektrolyseure, um ungewollte Hemmnisse zu vermeiden

Wasserstoffelektrolyseure und *Power-to-Heat*-Anlagen zur Elektrifizierung der Fernwärme und industriellen Prozesswärme sollten grundsätzlich gleichwertigen Netzentgeltbedingungen unterliegen.

- **Eine Benachteiligung von Power-to-Heat-Anlagen gegenüber Elektrolyseuren ist aus wissenschaftlicher Sicht nicht begründet.** Energiesystemstudien zeigen robust, dass die direkte Elektrifizierung, wo technisch möglich, in der Regel eine kosteneffizientere Dekarbonisierungsoption darstellt als der Einsatz von elektrolytisch hergestelltem Wasserstoff.[5] Dies gilt insbesondere für Großwärmepumpen, Elektrodenkessel und andere elektrifizierte Prozesswärmetechnologien, welche in Kombination mit Speichern und Back-Up-Heizwerken (z.B. Gas, Biomasse) ein großes Flexibilitätspotenzial bieten. Wasserstoff ist dagegen insbesondere dort von Bedeutung, wo eine direkte Elektrifizierung technisch oder wirtschaftlich nur schwer möglich ist, Wasserstoff stofflich benötigt wird oder zur langfristigen Speicherung und Rückverstromung eingesetzt wird. Vor diesem Hintergrund ist eine Befreiung von *RFNBO*- und *low-carbon*-Wasserstoff erzeugenden Elektrolyseuren vom statischen Arbeitspreis bei gleichzeitiger Belastung vergleichbarer Power-to-

[5] Kopernikus-Projekt Ariadne (2022): Ariadne-Pathfinder – Gebäude: Direkte vs. indirekte Elektrifizierung. Verfügbar unter: https://pathfinder.ariadneprojekt.de/sectors/buildings/electrification/; Fraunhofer ISI (2024): Direct electrification of industrial process heat. An assessment of technologies, potentials and future prospects for the EU. Study on behalf of Agora Industry. Verfügbar unter: https://www.agora-industry.org/publications/direct-electrification-of-industrial-process-heat; International Energy Agency IEA (2022): The Future of Heat Pumps. Verfügbar unter https://www.iea.org/reports/the-future-of-heat-pumps/executive-summary; Kopernikus-Projekt Ariadne(2021): Die Rolle von Wasserstoff im Gebäudesektor: Vergleich technischer Möglichkeiten und Kosten defossilisierter Optionen der Wärmeerzeugung. https://ariadneprojekt.de/publikation/analyse-wasserstoff-im-gebaudesektor/

Heat-Anlagen nicht gerechtfertigt.
Wir raten deswegen dringend an, auch **für Power-to-Heat-Anlagen** den vorgesehenen Rahmen für Elektrolyseure mit einem Kapazitätsentgelt und einem dynamischen Netzentgelt, aber **ohne statischen Arbeitspreis bereits ab 2029** vorzusehen. Dies ermöglicht eine maximale Verdrängung von fossilen Brennstoffen in der Wärme nach Grenzkosten, auch im täglichen Anlageneinsatz in Reaktion auf Großhandelspreise. Flexible Netzanschlussvereinbarungen (FCA) ermöglichen zusätzlich eine vertraglich gesicherte Reaktion.

- **Dabei sollte die energie- und klimapolitische Begründung für die Sonderbehandlung vor dem Hintergrund des europäischen *Electrification Action Plan* neu bewertet werden.** Die Bundesnetzagentur begründet das besondere Netzentgelt für Elektrolyseure, die *RFNBO*- und *low-carbon*-Wasserstoff herstellen, damit, dass das Europarecht eine Sonderbehandlung von Nutzergruppen ermöglicht, für die in den nationalen Energie- und Klimaplänen explizite Ziele festgelegt sind. Mit dem am 17. Juli 2026 veröffentlichten Electrification Action Plan[6] hat die Europäische Kommission jedoch inzwischen ein indikatives EU-Elektrifizierungsziel von 46 % des Endenergieverbrauchs bis 2040 vorgeschlagen, dessen Verankerung im energiepolitischen Rahmen nach 2030 geprüft werden soll. Damit zeichnet sich eine vergleichbare energie- und klimapolitische Zielsetzung für die direkte Elektrifizierung insbesondere von Industrie- und Gebäudewärme und damit für Technologien wie Wärmepumpen und elektrische Prozesswärme ab.

2. Dynamische Netzentgelte und Industrienetzentgelte

Die in Punkt 1 genannte Forderung hat zugleich Implikationen für die auf dem AgNes-Festlegungsentwurf aufbauenden Folgefestlegungen zu dynamischen Netzentgelten und Industrienetzentgelten. Aus unserer Sicht sollten die hierfür erforderlichen Gestaltungsspielräume bereits in der Rahmenfestlegung berücksichtigt werden. Daraus leiten sich zwei ergänzende Anforderungen an die neue Netzentgeltsystematik ab:

Dynamische Netzentgelte sollten für Elektrolyseure und Power-to-Heat-Anlagen möglichst früh und idealerweise zeitgleich mit Großbatteriespeichern – wenn möglich bereits ab 2029 – eingeführt werden. Die Anwendung kann dabei anhand geeigneter Kriterien wie Netzebene oder Anschlussleistung auf größere, netzrelevante Anlagen begrenzt werden.

- **Dynamische Netzentgelte können zeitlich und räumlich differenzierte Anreize für eine netzdienliche Betriebsweise setzen.** Innerhalb der einheitlichen deutschen Gebotszone bildet der Großhandelsstrompreis innerdeutsche Netzengpässe nur unzureichend ab. Strombezug kann daher je nach Ort und Zeitpunkt unterschiedliche Auswirkungen auf Netzengpässe und die damit verbundenen Systemkosten haben. Dynamische Netzentgelte, die vor dem Day-Ahead-Markt bekannt sind, können dazu beitragen, diese

[6] Europäische Kommission (2026): COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE COUNCIL, THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE AND THE COMMITTEE OF THE REGIONS - ELECTRIFICATION ACTION PLAN, COM(2026) 595 final. Verfügbar unter: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A52026DC0595&qid=1784715609929

Unterschiede in der Betriebsentscheidung abzubilden und mit nachgelagerten untertägigen Maßnahmen zu kombinieren.

- **Elektrolyseure und Power-to-Heat-Anlagen verfügen grundsätzlich über ein relevantes Flexibilitätspotenzial und sollten daher frühzeitig in eine solche Systematik einbezogen werden.** Insbesondere bei Anlagen mit Wasserstoff-, Wärme- oder anderen Speichern oder ergänzenden Heizwerken kann der Strombezug teilweise zeitlich vom Verbrauch entkoppelt werden. Eine frühzeitige Perspektive auf dynamische Netzentgelte kann zudem bereits bei Investitionsentscheidungen Anreize für eine netzdienliche Standortwahl, Dimensionierung und flexible Anlagenauslegung setzen. Voraussetzung für die Einbeziehung sollte sein, dass die Anlagen separat viertelstündlich gemessen werden und ihre Stromaufnahme aufgrund thermischer Speicher, Prozessflexibilität oder alternativer Wärmeerzeugung nachweislich zeitlich verschieben oder im Rahmen eines FCA auf Netzsignale hin begrenzen können.

Die Übergangsregelungen zu § 19 Abs. 2 StromNEV sollten die Nutzung bestehender und zusätzlicher Flexibilität durch Power-to-Heat-Anlagen ermöglichen, statt sie durch bestehende Anreizstrukturen einzuschränken.

- **Eine Gleichstellung von Power-to-Heat-Anlagen und Elektrolyseuren hat entsprechende Wechselwirkungen mit den Übergangsregelungen zu § 19 Abs. 2 StromNEV.** Dies betrifft sowohl Power-to-Heat-Anlagen in Industrieprozessen als auch bestehende bzw. bis Ende 2028 neu angeschlossene Power-to-Heat-Anlagen in der Fernwärme. Die Übergangsregelungen sollten diesen Anlagen ermöglichen, vorhandene Flexibilität zu nutzen, ohne bestehende Ansprüche auf individuelle Netzentgelte allein dadurch zu gefährden.
- **Der Bestandsschutz für die atypische Netznutzung nach § 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV sollte nicht dazu führen, dass bestehende Power-to-Heat-Anlagen in der Fernwärme bis zum Ende des Übergangszeitraums ineffizient eingesetzt werden.** Die bestehende Regelung schränkt den Betrieb von Power-to-Heat-Anlagen über statische Hochlastzeitfenster pauschal ein und begrenzt damit die Möglichkeit eines effizienten, an Strompreissignalen orientierten Anlageneinsatzes.

  Für die geplante Neuregelung eines Industrienetzentgeltes ab 2029, wozu Vorschläge für Anfang 2027 angekündigt sind, sollten für besonders flexible und netzdienliche Verbraucher wie Power-to-Heat-Anlagen weiterhin Flexibilitätsanreize über deutlich reduzierte Sondernetzentgelte gewährt werden, sofern solche Anreize nicht durch die allgemeine Netzentgeltsystematik in ausreichendem Maße gegeben sind (siehe 1.).
- **Der Bestandsschutz für die Bandlastregelung nach § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV sollte nicht dazu führen, dass grundsätzlich verfügbare industrielle Flexibilität bis zum Ende des Übergangszeitraums ungenutzt bleibt.** Die bestehende Bandlastregelung begünstigt hohe Benutzungsstunden und damit einen möglichst gleichmäßigen Strombezug. Bestandskunden können daher einen wirtschaftlichen Anreiz haben, von kurzfristigen Lastanpassungen abzusehen, wenn diese die Voraussetzungen für das individuelle Netzentgelt gefährden. **Die Übergangsregelung sollte**

deshalb die Bereitstellung von Flexibilität, auch durch zusätzliche Power-to-Heat-Anlagen für industrielle Prozesswärme, ermöglichen, ohne den Bestandsschutz grundsätzlich infrage zu stellen. Bestandskunden sollten kurzfristig auf netz- oder systemdienliche Signale reagieren können, ohne allein dadurch ihre bisherigen individuellen Netzentgelte zu verlieren. Die konkrete Ausgestaltung sollte zugleich verhindern, dass der Bestandsschutz ausgeweitet wird oder neue dauerhafte Privilegierungen entstehen.

Kontakt

Ansprechpersonen

Prof. Dr. Mario Ragwitz
Fraunhofer-Einrichtung für Energieinfrastrukturen und Geotechnologien IEG

Institutsleiter und Vorsitzender des Fraunhofer-Exzellenzclusters CINES
mario.ragwitz@ieg.fraunhofer.de

Dr. Jan Frederick George
Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI

Wissenschaftlicher Mitarbeiter
jan.george@isi.fraunhofer.de

Norman Gerhardt
Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE

Abteilungsleiter Energiewirtschaft
norman.gerhardt@iee.fraunhofer.de

www.cines.fraunhofer.de