

POSITIONSPAPIER

Elektrifizierung – Flexibilisierung – Investitionssicherung: Handlungsempfehlungen für einen Strommarkt zur industriellen Wärmeversorgung

14. September 2025

Zentrale Punkte

1. Der Energieträgerwechsel auf Strom aus erneuerbaren Energien (EE) zur Wärmeerzeugung darf nicht durch eine Steuern- und Umlagenlast gegenüber einer Verwendung von Erdgas diskriminiert werden.
2. Die Flexibilisierung von Netzentgelten sollte mit starken Preissignalen die Verbrauchsflexibilisierung und Nutzung von Speichern wirtschaftlich attraktiv machen.
3. Der Netzausbau und die Etablierung praxisnaher Fördermechanismen für Strom- aber auch Wärmespeichertechnologien muss dringend Schritthalten mit den Förderungen für Erzeugungstechnologien.

Im Zuge der Erreichung der Klimaneutralität Deutschlands bis 2045 werden verschiedene Anstrengungen unternommen, um die Dekarbonisierung voranzubringen. In der öffentlichen und politischen Diskussion steht dabei die Umstellung der Wärmeversorgung innerhalb industrieller Prozesse weniger im Fokus, obwohl diese große Relevanz für die Dekarbonisierungsziele hat. Die anhaltende Diskussion zum Industriestrompreis konzentriert sich auf den direkten Strombedarf der Produktionsprozesse, jedoch weniger auf die Wärmeversorgung (Prozesswärme). Im gesamten Regulierungsrahmen sind Änderungen nötig, wenn man bei der industriellen Wärmeversorgung Brennstoffe aus erneuerbaren Energien (EE) oder vielmehr Strom zum Einsatz bringen will.

Die Temperaturniveaus der Prozesswärme in der Industrie liegen bei 150°C und oft weit darüber. Mit der im Gebäudesektor favorisierten Wärmepumpentechnologie sind diese Temperaturen nicht zu erreichen.

Strom soll dennoch zukünftig in der ProzesswärmeverSORGUNG eine wesentliche Rolle spielen. Dafür müssen aber erst die entsprechenden Voraussetzungen bei Produktion, Verteilung, Marktmechanismen und der dazugehörenden Regulatorik geschaffen werden. Aufgrund des Entwicklungsstandes der Märkte und Technologien sowie der Komplexität der industriellen Wärmeversorgung ist die Umsetzung durch eine gesteuerte Transformationsphase angeraten. Prozesswärme wird in allen Branchen

und Firmengrößen benötigt, weshalb diesbezügliche Regularien nicht auf einzelne Industrien oder Firmengrößen – also nach Energieintensität – beschränkt sein dürfen.

Die GETEC Group bekennt sich zu internationalen und nationalen Klimazielen und leistet in diesem Kontext einen Beitrag zur Dekarbonisierung und Elektrifizierung industrieller Prozesse. Dies ist der Schlüssel für eine erfolgreiche Energie- und Wärmewende in Deutschland. Hierzu gilt es, regulatorische Weichen zu stellen, die auf ein höheres Maß an Flexibilität im Strommarkt und höhere Investitionsanreize in die industrielle Transformation abstellen.

Problemaufriss: Ungleichbehandlung von EE-Strom im Vergleich zu fossilen Energieträgern

Ein Energieträgerwechsel auf EE-Strom wird derzeit nicht erreicht

Derzeit kommen für die Prozesswärmebereitstellung verschiedene Energieträger zum Einsatz, etwa Braunkohle, Erdgas, Ersatzbrennstoffe sowie feste Biomasse. Erdgas spielt hierbei die wesentliche Rolle und ist ebenso wie Strom leitungsgebunden. Die Kosten für die Netze (Netzzugangs- sowie Netznutzungsgebühren) stellen einen nicht unerheblichen Teil des Endkundenpreises dar, ebenso wie die zu entrichtenden Steuern und Umlagen. Es ist ausdrücklich zu begrüßen, dass die Bundesregierung ein Energiepreisentlastungspaket zur Senkung der Netzentgelte und der Stromsteuer für das produzierende Gewerbe auf den Weg gebracht hat. **Allerdings ist die damit angedachte Lenkungswirkung zugunsten einer Elektrifizierung einer industriellen Wärmeversorgung nicht gegeben. Im Rahmen von Investitionsentscheidungen fällt eine Wahl über den Einsatz von EE-Strom gegenüber einer brennstoffbasierten Wärmeerzeugung oft zulasten einer Stromverwendung aus.** Die Kosten für den Strombezug unterscheiden sich von denen für einen Erdgasbezug gerade hinsichtlich ihrer staatlich gelenkten Kostenbestandteile immer noch erheblich. Soll Strom zum Einsatz kommen, bedingt das eine weitere Angleichung der Belastungen an Netzentgelten und Umlagen an diejenigen beim Erdgas.

Netzentgelte und Umlagen fallen auseinander

Selbst wenn man die Unterschiede in den Energiepreisen („Commodity“) außen vor lässt, bewirken die indirekten Netzentgeltentlastungen durch geplante Zuschusszahlungen an Übertragungsnetzbetreiber in Höhe von 6,5 Mrd. Euro (geplant: § 24c EnWG n. F.) keine signifikante Absenkung der Netzentgelte auf unteren Spannungsebenen. Zudem ist Strom viel stärker mit Umlagesystemen belastet als Erdgas. Die EEG-Umlage ist derzeit staatlich finanziert. Ihre rasche Wiedereinführung droht, wenn Finanzierungslücken in kommenden Haushalten gar zu groß werden. Ob

demgegenüber ein Kapazitätsmarkt an Gaskraftwerken einmal mit einer Umlage finanziert wird, ist fraglich. Selbst wenn das so käme, müsste sich eine solche Umlage in einer Größenordnung von mehreren Cent je Kilowattstunde bewegen, um eine ähnliche Belastung wie das Umlagesystem beim Strom darzustellen. Ein Vergleich der Energieträger Erdgas und Strom fällt zulasten des Stroms aus. **Elektrokessel und direkte elektrische Wärmeerzeuger, wie sie in der Industrie wegen der Temperaturniveaus notwendig sind, lassen sich angesichts dessen nur schwer wirtschaftlich betreiben.** Das ist ausschlaggebend für Investitionsentscheidungen von Industriebetrieben.

Kostenbestandteile ¹⁾	Erdgas (ct/kWh)	Strom (ct/kWh)	Erläuterung
Energiepreis ²⁾	3,463	7,851	¹⁾ Gliederung nach Internetdarstellung BNetzA
Netzentgelt inkl. Messung ³⁾	1,800	9,500	²⁾ Durchschn. 2024, Day-Ahead, EEX (Energate), BNetzA
./. ÜNB-Netzentlastung ^{3a)}		-1,800	³⁾ eigene Ermittlung
Konzessionsabgabe ⁴⁾	0,030	0,110	^{3a)} RefE Finanz. ÜNB: § 24c EnWG n.F.
Emissionshandel ⁵⁾	1,106	0,000	⁴⁾ § 2 KAV, Wegfall bei Sondervertragskunden
Umlagen	Gasspeicher ⁶⁾ Bilanzierung Konvertierung Kapazitätsmarkt ¹²⁾	KWKG ⁷⁾ Offshore ⁸⁾ AbLaV ⁹⁾ EEG-Umlage ¹⁰⁾ StromNEV ¹¹⁾	0,277 0,816 0,000 0,000 1,558
EnergieSt/StromSt ¹³⁾	0,550	2,050	⁵⁾ UBA Emissionsfaktoren 03/2022, S. 46, 55€/t
./. Entlastung UdPG ¹⁴⁾	-0,374	-2,000	⁶⁾ RefE 3. ÄndG: §§ 35e-g EnWG n.F.
Gesamt (o. USt) ¹⁵⁾	6,574	18,362	⁷⁾⁻¹¹⁾ Internetdarstellung ÜNB "Netztransparenz" ¹²⁾ polit. Diskussion Finanzierung Kraftwerkssicherheit ¹³⁾ §§ 2 EnergieStG, 3 StromStG ¹⁴⁾ RefE 3. ÄndG: §§ 56 EnergieStG, 9b StromStG ¹⁵⁾ o. Betrachtung v. Umwandlungseffizienzen

Die Tabelle zeigt die kostenseitige Ungleichheit zwischen dem fossilen Brennstoff Erdgas und dem erneuerbaren Strom mit Blick auf das Jahr 2026. Sie zeigt zugleich, dass eine Vervielfachung des CO2-Preises im europäischen Emissionshandel (EU-ETS 1 und EU-ETS 2) notwendig wäre, um die Nachteile gegenüber grünem Strom gerade bei den Umlagen zu kompensieren.

Lösungsangebote: Flexibilisierung der Stromnebenkosten und investitionsanreizendes Marktdesign

Flexibilisierung der Netzentgelte einführen, Netzstabilitäten neu denken

Flexible Netzentgelte sind das wichtigste Element, um Prozesswärme aus Strom zu erzeugen. Durch den Einsatz von Speichertechnologien und Ladesysteme lassen sich zeitliche Ladekorridore aufspüren, die eine elektrifizierte Wärmeerzeugung attraktiv machen. Flexible Netzentgelte führen unmittelbar zu angepassten Stromeinspeisungs- und Verbrauchslasten.

Aktuell liegt der Fokus nicht auf der lenkenden Wirkung durch flexible Netzentgelte sondern auf steuernden Eingriffen bei Erzeugungs- und Verbrauchslasten. Vielmehr ist es so, dass beides auf Stromnetzstabilitäten einzahlt. Denn zur Vermeidung von Netzengpässen tragen auch Stromspeichertechnologien bei und das in besonderem Maße, wenn sie bei Großverbrauchern in der Industrie zum Einsatz kommen.

Netzstabilitäten werden durch flexible Netzentgelte geschaffen, indem mit Hilfe von Informations- und Steuerungstechnik eine zeitliche Verschiebung der Nutzung bestimmter Verbrauchsanlagen durch Anpassung von Abläufen oder eben durch die Nutzung von Speichern erreicht wird.

Netzstabilitäten werden auch erreicht, wenn es in einer wünschenswerten regulatorischen Hinsicht hinter einem Netzanschlusspunkt nicht mehr darauf ankommt, welche Verbraucher aus rechtlicher Sicht Strom verwenden oder leisten und dementsprechende dienstleistende Geschäftsmodelle gewählt werden.

- **Alle Regelungen und Methoden müssen für alle Kunden und Netzebenen diskriminierungsfrei umgesetzt werden.**
- **Dabei darf die Definition von zu rabattierenden Anwendungsfällen nicht nach Kunden oder Geschäftsmodellen unterschieden, sondern muss nach den Charakteristiken der Abnahme definiert werden.**
- **Große Bedeutung hat die aktuelle Rechtsprechung zur Kundenanlage nach § 3 Nr. 24a EnWG (EuGH v. 28.11.2024, C-293/23; BGH v. 13.05.2025, EnVR 83/20). Werden danach alle Stromleitungssysteme als Netze betrachtet, kommt es einmal mehr darauf an, Netzentgelte zu flexibilisieren.**

Ausbau der Erneuerbaren Energien mit weiteren Instrumenten flankieren

Aus einer weitergedachten Perspektive heraus braucht es neben der Flexibilisierung der Netzentgelte, die zentral für die Integration von EE-Strom ist, eine darüber hinausgehende Anwendung von Instrumenten, einen Policy-Mix, zum Gelingen der Energiewende.

Die Vergütungsstruktur für EE-Strom im Wege einer festen Einspeisevergütung war ein wirkungsvolles Instrument zur Etablierung von entsprechenden Stromerzeugungsanlagen. Am Ende braucht es aber auch hierfür marktbasierte Vergütungssysteme, für die das Konzept von Differenzverträgen bereitsteht.

Dem enormen Erfolg bei der Etablierung von EE-Stromerzeugungsanlagen steht der Stromnetzausbau auf allen Spannungsebenen bis heute hinten an. Alles in allem betrachtet blieb der Netzausbau weitgehend unbeachtet. Das muss man leider auch für die Erforschung anderer Technologien wie den Einsatz von Wasserstoff und die bewusste Implementierung von Speichertechnologien für Strom und Wärme festhalten.

- Die Förderung neuer EE-Anlagen können für eine zu definierende Leistungsgröße um das Instrument von Differenzverträge ergänzt werden.
- Das Stromnetz muss mit dem EE-Anlagenausbau synchronisiert werden.
- Die Förderung sollte gezielt Zukunftstechnologien in den Blick nehmen, insbesondere dort, wo Speicher, Wasserstoff und weitere Schlüsseltechnologien noch Forschung benötigen.

Europäische Union: Strommarktdesign und Beihilferecht

Ein europäisches Strommarktdesign, das ausgeprägte Preissignale aus der Volatilität des Strompreises als Anreiz für Investitionen in flexible Anlagen liefert, ist ausdrücklich zu begrüßen. Es muss weiterhin erhebliches privates Kapital in den nächsten Jahren in die Energiewende mobilisiert werden, wozu es eines anreizgerichteten Marktmodells bedarf. Forderungen, die das gesamte Investitionsvolumen absichern, senken zwar die Risiken, werden jedoch mit massiven Begrenzungen der erzielbaren Renditen einhergehen. Mit seiner Entscheidung, die Energiezukunft des Landes ohne Kernenergie fortzusetzen, hat Deutschland einen Sonderweg in Europa eingeschlagen, der extrem hohe alternative dauerhaft verfügbare Flexibilitäten erfordert.

Bei der Weiterentwicklung des europäischen Marktmodells darf es zu keinem Henne-Ei-Problem kommen: Private Investoren erwarten eine Absicherung der Volatilität oder eine weitgehende Absicherung ihrer Kapitalkosten durch den Staat. Investiert der Staat selbst in derartige Anlage steht er vor dem Dilemma, als Treiber der Energiepreise und damit verantwortlich für soziale Verwerfungen und Deindustrialisierung zu sein. Hinzu kommt, dass die derzeit betriebene Energiepolitik Deutschlands über die Steuerung mittels EEG-Förderung, KWK-Förderung und vollständige Vergütung der Kapazitätsvorhaltung für Reservekraftwerke zu einer extremen Komplexität beiträgt.

- Durch die Vereinfachung eines europäischen wie auch mitgliedstaatlichen regulatorischen Rahmens sollte eine Grundlage für die Entwicklung neuer Geschäftsmodelle in der Versorgungswirtschaft geschaffen werden.
- Es bedarf eines Strommarktdesigns, das sowohl für Erzeuger und Verbraucher Anreize für Investitionen in einen effizienten Anlagenbetrieb schafft.