E&M daily
DIE TAGESZEITUNG FÜR DEN ENERGIEMARKT

★★★ DAS WICHTIGSTE VOM TAGE AUF EINEN BLICK ★★★

STROM

155,12 €/MWh

Epex Spot DE-LU Day Base

GAS

98,31 €/MWh

EEX Spot THE (End of Day)

ZAHL DES TAGES

63

Prozent der Befragten laden ihr Elektroauto überwiegend an der heimischen Wallbox. Elf Prozent nutzen am häufigsten Ladepunkte beim Arbeitgeber, so eine Eon-Umfrage

POLITIK
EU-Parlament stimmt Verschiebung der Methan-Regeln zu

STROMNETZ
Regionale Unterschiede bei Netzentgelten nehmen zu

IT
Rechenzentren hierzulande viermal teurer als in Skandinavien

Inhalt

TOP-THEMA
→ **STUDIEN:** Kosten für EEG-Anlagen bei 17,5 Milliarden Euro für 2027

POLITIK & RECHT
→ **POLITIK:** EU-Parlament stimmt Verschiebung der Methan-Regeln zu
→ **KLIMASCHUTZ:** EU-Parlament fordert Ausstieg aus fossilen Brennstoffen
→ **STROMNETZ:** Bundesregierung nimmt keine Bewertung der Netzrenditen vor
→ **POLITIK:** Umweltbündnis schlägt fünf Maßnahmen gegen hohe Energiekosten vor
→ **POLITIK:** Merz fordert Senkung der Stromsteuer für alle Verbraucher

HANDEL & MARKT
→ **STROMNETZ:** Regionale Unterschiede bei Netzentgelten nehmen zu
→ **STROM:** Stromumlagen steigen 2027 um knapp 23 Prozent
→ **ELEKTROFAHRZEUGE:** Laden beim Arbeitgeber nimmt zu
→ **KLIMASCHUTZ:** Deutsche Bank sieht Entlastungen beim ETS kritisch

TECHNIK
→ **IT:** Rechenzentren hierzulande viermal teurer als in Skandinavien
→ **SMART METER:** Verbraucherschützer fordern Schadensersatz für Smart-Meter-Probleme
→ **STATISTIK DES TAGES:** Wichtigste Länder weltweit nach Offshore-Windenergieleistung 2025

© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

UNTERNEHMEN

→ **VERTRIEB:** Enercity gründet mit Projektierer Gemeinschaftsunternehmen
→ **INTERVIEW:** Fenecon-Chef sieht Großspeicher-Hype mit wachsender Skepsis
→ **VERTRIEB:** Private Investoren finanzieren Mieterstrom in Rathenow

MARKTBERICHTE

→ **MARKTKOMMENTAR:** Kälte und Windflaute treiben Gaspreise hoch

SERVICE

→ **ENERGIEDATEN**
→ **STELLENANZEIGEN**
→ **REDAKTION**
→ **IMPRESSUM**

© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

★ TOP-THEMA

Kosten für EEG-Anlagen bei 17,5 Milliarden Euro für 2027



Quelle: Prognose EEG-Finanzbedarf 2027. Quelle: Dt. ÜNB

STUDIEN. Die Übertragungsnetzbetreiber beziffern in ihrer Prognose den EEG-Finanzierungsbedarf für 2027 auf 17,524 Milliarden Euro.

Die Übertragungsnetzbetreiber haben am 26. Oktober ihre Prognose zum Finanzierungsbedarf für das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) im Jahr 2027 veröffentlicht. Demnach beträgt der Bedarf 17,524 Milliarden Euro. Für 2026 prognostizieren sie zudem einen Ausgleichsanspruch nach dem Energiefinanzierungsgesetz (EnFG) in Höhe von zwei Milliarden Euro.

Der EEG-Finanzierungsbedarf deckt die Differenz zwischen den Einnahmen und Ausgaben der Übertragungsnetzbetreiber gemäß Anlage 1 des EnFG. Seit 2023 wird der Ausbau erneuerbarer Energien aus dem Bundeshaushalt finanziert. Die Übertragungsnetzbetreiber ermitteln den Finanzierungsbedarf jährlich im Voraus und veröffentlichen ihn jeweils im Oktober für das Folgejahr. Der EEG-Finanzierungsbedarf für das Jahr 2026 war vorab mit 16,152 Milliarde Euro, für 2025 mit 17,03 Milliarden Euro prognostiziert worden.

BEE betont sinkende Förderkosten

Ursula Heinen-Esser, Präsidentin des Bundesverbands Erneuerbare Energie (BEE), sieht in der Prognose Hinweise auf sinkende Kosten. „Neue Anlagen sind zunehmend weniger auf Förderung angewiesen“, betonte sie. Eine kürzlich veröffentlichte Studie des Beratungsunternehmens Enervis komme zu einem ähnlichen Ergebnis, erklärte Heinen-Esser.

Wie sich die EEG-Kosten tatsächlich entwickeln, lasse sich derzeit jedoch nicht abschließend abschätzen. Die veröffentlichte Mittelfristprognose berücksichtige die laufenden Verhandlungen über eine Novelle des EEG nicht. Zudem sei unklar, welcher Umfang beim Speicherzubau in der Prognose angenommen werde. Damit fehle ein wichtiger Faktor für die Vorhersage, so die BEE-Präsidentin.

Die weitere Kostenentwicklung hänge deshalb stark von politischen Entscheidungen und dem Ausbau von Speichern ab. Heinen-Esser fordert, die Wechselwirkungen zwischen den derzeit diskutierten Instrumenten im EEG, dem sogenannten Netzpaket und dem AgNes-Prozess zu berücksichtigen. Auch mögliche kostenerhöhende Effekte dieser Vorhaben auf das EEG-Konto müssten in die Betrachtung einfließen.

© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten



Zusammensetzung des EEG-Finanzbedarfs 2027 nach Energiequellen - Für Vollbild auf die Grafik klicken
Quelle: ÜNB

Mehr Flexibilität im Stromsystem nutzen

Um die Kosten zu senken, habe der BEE verschiedene Vorschläge erarbeitet. Dazu zählt der Verband eine Stabilisierung der Marktwerte für erneuerbaren Strom. Insbesondere der Ausbau von Flexibilitäten könne dazu beitragen, die Kosten zu reduzieren. Heinen-Esser nennt dabei mehr Batteriespeicher sowie zusätzliche Möglichkeiten, erzeugten Strom bereits vor der Einspeisung ins Netz am Netzverknüpfungspunkt zu nutzen.

Die Übertragungsnetzbetreiber haben den Finanzierungsbedarf in Abstimmung mit der Bundesnetzagentur ermittelt. Die Behörde überwacht die Einhaltung der gesetzlichen Vorgaben. Ein unabhängiger Gutachter berechnete im Auftrag der vier Übertragungsnetzbetreiber die für die Prognose erforderlichen Werte zur Einspeisung aus EEG-Anlagen im Jahr 2027 sowie die damit verbundenen Förderzahlungen. Die Ergebnisse wurden dem Bundeswirtschaftsministerium (BMWE) und der Bundesnetzagentur übermittelt.

Das Konzept der ÜNB zur Ermittlung des EEG-Finanzierungsbedarfs 2027 nach § 4 EnFG und die Studie der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE) zur Mittelfristprognose bis 2031 stehen im Internet bereit. (sh) // VON SUSANNE HARMSEN

Zum Inhalt

WERBUNG

© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten



© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

POLITIK & RECHT



Quelle: Europäische Union / Mario Salerno

EU-Parlament stimmt Verschiebung der Methan-Regeln zu

POLITIK. Das EU-Parlament will Teile der Methanverordnung um drei Jahre nach hinten verschieben und stellt sich damit gegen die EU-Kommisssion.

Das Europäische Parlament hat sich mehrheitlich für einen Aufschub wichtiger Vorgaben der EU-Methanverordnung ausgesprochen. Die Abgeordneten gehen damit über den Vorschlag der EU-Kommission hinaus.

Wie aus dem veröffentlichten Beschluss des Parlaments hervorgeht, sollen bestimmte Berichts- und Nachweispflichten für die Öl-, Gas- und Kohlebranche um bis zu drei Jahre verschoben werden. Die Entscheidung fiel in einem Dringlichkeitsverfahren.

Die EU-Kommission hatte am 14. Oktober vorgeschlagen, die Anwendung bestimmter Berichtspflichten um ein Jahr zu verschieben. Das Parlament sprach sich nun für längere Übergangsfristen aus. Hintergrund sind die angespannte Lage auf den internationalen Energiemärkten und die Auswirkungen des Konflikts im Nahen Osten auf die Versorgungssicherheit.

Nach dem Parlamentsbeschluss sollen Importeure von Erdöl, Erdgas und Kohle erst bis zum 31. Mai 2031 nachweisen müssen, dass ihre Lieferungen Anforderungen an die Überwachung, Berichterstattung und Überprüfung von Methanemissionen erfüllt, die mit den EU-Vorgaben vergleichbar sind. Bisher war dafür der 31. Mai 2029 vorgesehen.

Auch die Berichterstattung über die Methanintensität der in Verkehr gebrachten fossilen Energieträger soll um zwei Jahre auf August 2031 verschoben werden. Für bestimmte Berichte über Emissionsmessungen direkt an den Quellen sind Fristverlängerungen um drei Jahre vorgesehen: bis Februar 2030 für selbst betriebene Anlagen und bis August 2031 für nicht selbst betriebene Anlagen.

Beschluss dient als Grundlage für die weiteren Verhandlungen

Die EU-Methanverordnung ist im August 2024 in Kraft getreten. Sie soll den Ausstoß von Methan bei der Förderung, Verarbeitung und dem Transport fossiler Energieträger reduzieren. Methan wirkt über einen Zeitraum von 100 Jahren betrachtet fast 30-mal stärker auf die Erderwärmung als Kohlendioxid.

© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

Die Verordnung verpflichtet Energieunternehmen unter anderem dazu, Methanemissionen zu messen, zu melden und Leckagen zu beseitigen. Auch das routinemäßige Ablassen und Abfackeln von Methan wird eingeschränkt. Die Vorschriften betreffen nicht nur die Energieproduktion innerhalb der EU, sondern schrittweise auch Importe aus Drittstaaten.

Gerade die Anforderungen an Importeure sind umstritten. Unternehmen müssen dafür Informationen über Methanemissionen entlang ihrer internationalen Lieferketten beschaffen. Vertreter der Energiewirtschaft und mehrere Mitgliedstaaten hatten vor Schwierigkeiten bei der Umsetzung und möglichen Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit gewarnt.

Bereits im Juli hatte die Kommission empfohlen, bei Verstößen gegen bestimmte Importvorschriften für einen Übergangszeitraum auf Sanktionen zu verzichten. Mit der nun vorgeschlagenen Änderung sollen die Fristen auch rechtlich angepasst werden.

Eine Ausnahme sieht das Parlament für Importe aus Ländern vor, gegen die EU-Sanktionen mit entsprechenden Einfuhrverboten oder -beschränkungen bestehen. Für diese Lieferungen sollen die verlängerten Fristen nicht gelten. Damit soll verhindert werden, dass sanktionierte Staaten von den Erleichterungen profitieren.

Die Verschiebung ist allerdings noch nicht endgültig beschlossen. Der Parlamentsbeschluss bildet die Grundlage für die weiteren Verhandlungen mit den EU-Mitgliedstaaten im Rat. Beide Gesetzgeber müssen sich auf einen gemeinsamen Änderungstext verständigen. Erst nach dessen förmlicher Annahme und Veröffentlichung im EU-Amtsblatt können die neuen Fristen in Kraft treten. (sag) // VON STEFAN SAGMEISTER

Zum Inhalt

WERBUNG



© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

EU-Parlament fordert Ausstieg aus fossilen Brennstoffen


Quelle: Shutterstock / Romolo Tavani

KLIMASCHUTZ. Das Europäische Parlament hat seine Verhandlungsposition für die „COP31“ verabschiedet. Die Abgeordneten fordern mehr Klimafinanzierung und den Ausstieg aus fossilen Energien.

Das Europäische Parlament hat am 22. Oktober seine Verhandlungsposition für die UN-Klimakonferenz Cop 31 beschlossen. Die Abgeordneten stimmten im Plenum per Handzeichen für die Entschließung. Die Konferenz findet vom 9. bis 20. November im türkischen Antalya statt.

Zu den zentralen Forderungen des EU-Parlaments gehören ein beschleunigter Ausstieg aus fossilen Brennstoffen, mehr Geld für Klimaschutz und die Bewältigung klimabedingter Schäden sowie eine stärkere Unterstützung besonders gefährdeter Bevölkerungsgruppen. Die Position entspricht im Wesentlichen dem Entwurf, den der Umweltausschuss des Parlaments am 1. Oktober angenommen hatte. Damals stimmten 50 Mitglieder für die Entschließung, 16 dagegen und drei enthielten sich.

EU soll beim Ausstieg aus fossilen Energien vorangehen

Die Abgeordneten fordern die Europäische Union auf, bei einem internationalen Abkommen zur Nichtverbreitung fossiler Brennstoffe eine Führungsrolle zu übernehmen. Dafür solle die EU mit einem eigenen Zeitplan und einer Strategie für den gesamtwirtschaftlichen Ausstieg aus fossilen Energieträgern vorangehen. Damit würde sie nach Ansicht des Parlaments ein Beispiel für andere Staaten setzen.

Zugleich verweisen die Abgeordneten auf die Entwicklung der europäischen Treibhausgasemissionen. Obwohl die EU auf Kurs sei, ihr Klimaziel für 2030 zu erreichen, seien die Emissionen zwischen 2024 und 2025 um 1 Prozent gestiegen. Das Ziel sieht eine Verringerung der Treibhausgasemissionen um 55 Prozent gegenüber 1990 vor.

Mehr Mittel für Klimaschutz und Klimaschäden

Ein weiterer Schwerpunkt der Entschließung ist die Klimafinanzierung. Die Abgeordneten verlangen zusätzliche Mittel für Klimaschutzmaßnahmen sowie für den Umgang mit klimabedingten Verlusten und Schäden. Zudem sprechen sie sich dafür aus, die Schuldenlast der besonders gefährdeten Länder zu erleichtern. Diese Staaten sollen dadurch besser in die Lage versetzt werden, die Folgen des Klimawandels zu bewältigen.

Das Parlament betont außerdem, dass alle Vertragsparteien umfassend an den Entscheidungen im Rahmen der UN-Klimarahmenkonvention (UNFCCC) beteiligt werden sollen. Es fordert, als integraler Bestandteil der EU-Delegation an der Cop 31 mitzuwirken. Die Abgeordneten begründen dies unter anderem mit ihrer Rolle als Mitgesetzgeber der EU und ihrer Zuständigkeit für die Zustimmung zu internationalen Abkommen. Zudem verlangen sie Zugang zu den Koordinierungstreffen der EU während der Konferenz sowie zu den Vorbereitungsunterlagen.

Parlamentsdelegation reist nach Antalya

Vom 16. bis 20. November werden 15 Abgeordnete nach Antalya reisen. Die Delegation wird von Lidia Pereira aus Portugal geleitet, die der Fraktion der Europäischen Volkspartei (EVP) angehört. Ihr gehören Abgeordnete aus mehreren Fraktionen des Europäischen Parlaments an, darunter die Sozialdemokraten (S&D), die Europäischen Konservativen und Reformer (EKR), Renew Europe, die Grünen/EFA und die Linke.

Die Delegation soll die parlamentarische Beteiligung an den Verhandlungen sicherstellen. Das Parlament

© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

verpflichtet sich nach eigener Darstellung, unabhängig und frei von Interessenkonflikten zu handeln.

Mit der verabschiedeten Entschließung hat das Parlament seine politische Position für die Cop 31 festgelegt. Die Forderungen bilden die Grundlage für seine Beteiligung an den anstehenden Klimaverhandlungen.

Die Resolution zum Cop 31 des EU-Parlaments steht in englischer Sprache im Internet bereit. (sh)

// VON SUSANNE HARMSEN

Zum Inhalt

Bundesregierung nimmt keine Bewertung der Netzrenditen vor



Quelle: Shutterstock / peopleandmore

STROMNETZ. Die Bundesregierung hat keine Möglichkeit, die Eigenkapitalrenditen einzelner Stromnetzbetreiber zu beziffern, so die Antwort auf ein Anfrage aus dem Bundestag.

Die Bundesregierung verfügt nach eigenen Angaben über keine Daten zu den jährlichen handelsrechtlichen Eigenkapitalrenditen der einzelnen Stromnetzbetreiber in Deutschland. Das geht aus der Antwort des Bundeswirtschaftsministerium (BMWE) auf eine Kleine Anfrage der AfD-Fraktion hervor.

Die Bundesregierung unterscheidet dabei zwischen der handelsrechtlichen Eigenkapitalrendite und der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung. Letztere legt die Bundesnetzagentur als unabhängige Regulierungsbehörde einheitlich fest. Die handelsrechtliche Rendite hängt dagegen von unternehmensspezifischen Faktoren sowie steuerlichen und bilanziellen Effekten ab.

Abweichungen zwischen Renditekennzahlen

Die AfD-Fraktion hatte unter anderem nach der Einordnung einer Analyse des Bundesverbands Neue Energiewirtschaft (BNE) gefragt. Demnach sollen die 18 größten deutschen Verteilnetzbetreiber 2024 eine marktanteilsgewichtete handelsrechtliche Eigenkapitalrendite von 30,1 Prozent erzielt haben. Die Bundesregierung nimmt zu diesem Wert keine eigene Bewertung vor, pauschale Aussagen zur Angemessenheit der individuellen Renditen seien nicht möglich.

Nach Einschätzung der Bundesnetzagentur können Netzbetreiber im Rahmen der Anreizregulierung zusätzliche Renditen erwirtschaften, die über die regulatorische Eigenkapitalverzinsung hinausgehen. Dies sei im System der Anreizregulierung durchaus gewollt und ergebe sich aus gesetzlichen Regelungen und gerichtlichen Entscheidungen. Eine Ursache für höhere handelsrechtliche Renditen könne die unterschiedliche Bewertung des Anlagevermögens sein.

Hoher Investitionsbedarf für die Netze

Gleichzeitig müssen die Stromnetze in den kommenden Jahren erheblich ausgebaut werden. Für den Ausbau der Übertragungsnetze veranschlagen die Übertragungsnetzbetreiber im zweiten Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2025–2037/2045 Investitionen von 280 bis 300 Milliarden Euro bis 2037.

Die 82 größten Verteilnetzbetreiber erwarten für den netzdimensionierenden Ausbau einen Investitionsbedarf von rund 110 Milliarden Euro bis 2033 und rund 207 Milliarden Euro bis 2045. Abschreibungen und Verzinsung können einen Teil der Finanzierung sichern.

© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

Niedrigere Verzinsung könnte Kosten senken

Die Bundesnetzagentur hat die möglichen Folgen einer geringeren regulatorischen Eigenkapitalverzinsung grob abgeschätzt. Ein um 100 Basispunkte niedrigerer Eigenkapitalzinssatz würde demnach unter ansonsten gleichen Bedingungen die jährlichen Übertragungsnetzkosten bis 2037 um etwa 0,5 Milliarden Euro und die Verteilnetzkosten um etwa eine Milliarde Euro senken. Das bedeute für Haushaltskunden bis 2037 rund zwei Prozent niedrigere Netzentgelte.

Eine niedrigere Verzinsung birgt aus Sicht der Bundesnetzagentur allerdings auch Risiken für die Finanzierung des Netzausbaus. Die regulatorische Eigenkapitalverzinsung beeinflusse die Entscheidung von Investoren, ob sie Kapital für Netze oder alternative Anlagen bereitstellen. Nicht behobene Netzengpässe könnten wiederum zusätzliche Kosten verursachen, die auf die Nutzer umgelegt werden.

Neue Netzentgeltsystematik noch in Arbeit

Parallel arbeitet die Bundesnetzagentur an einer grundlegenden Neugestaltung der Netzentgeltsystematik für Elektrizitätsversorgungsnetze (AgNes), die ab dem 1. Januar 2029 gelten soll. Der Festlegungsentwurf sieht unter anderem Änderungen bei Grund- und Arbeitspreisen sowie zusätzliche Finanzierungsbeiträge bestimmter Netznutzer vor. Konkrete finanzielle Auswirkungen auf Haushalte, Unternehmen, Erzeugungsanlagen und Speicher lassen sich laut Bundesnetzagentur derzeit nicht pauschal beziffern.

Zusätzlichen gesetzgeberischen Handlungsbedarf zur Verbesserung der Transparenz über Netzbetreiberrenditen, Gewinnausschüttungen und Investitionsfinanzierung sieht die Bundesregierung in ihrer Antwort nicht ausdrücklich. Sie verweist auf bestehende Offenlegungspflichten. Nach § 23b des Energiewirtschaftsgesetzes müssen Netzbetreiber zahlreiche unternehmensbezogene Informationen veröffentlichen.

Diese sind über das Portal Netzentgelttransparenz.de zugänglich. Auch Beschlüsse zu kalkulatorischen Kostenprüfungen veröffentlicht die Bundesnetzagentur. Darüber hinaus sind die Jahresabschlüsse der Unternehmen öffentlich zugänglich. (sh) // VON SUSANNE HARMSEN

Zum Inhalt

Umweltbündnis schlägt fünf Maßnahmen gegen hohe Energiekosten vor



Studie für 5 Maßnahmen zur bezahlbaren Energiewende. Quelle: FÖS

POLITIK. In einer Fös-Studie werden fünf Maßnahmen genannt, um einkommensschwache Haushalte bei den Energieausgaben zu entlasten. Die Kosten liegen bei bis zu fünf Milliarden Euro jährlich.

Greenpeace, Green Planet Energy und der Paritätische Gesamtverband fordern die Bundesregierung auf, Haushalte mit geringem Einkommen gezielter bei den Kosten für Strom, Wärme und Mobilität zu unterstützen. Eine am 26. Oktober im Auftrag veröffentlichte Studie des Forums Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft (Fös) zeigt fünf mögliche Maßnahmen, die soziale Entlastungen mit Klimaschutz verbinden sollen. Die jährlichen Kosten für Bund und Länder beziffert die 40-seitige Untersuchung auf insgesamt 3,8 bis 5 Milliarden Euro.

Zum Vergleich verweist die Studie auf klimaschädliche Subventionen, die Deutschland laut Umweltbundesamt rund 65 Milliarden Euro pro Jahr kosten. Allein der Tankrabatt belaste den Haushalt im

© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

Jahr 2026 mit etwa 4,1 Milliarden Euro. Die Auftraggeber wollen öffentliche Mittel stattdessen stärker für Menschen mit niedrigen Einkommen und für den Klimaschutz einsetzen.

Stromkostenpauschale und Wärmepumpen-Leasing

Die erste vorgeschlagene Maßnahme ist eine jährliche Stromkostenpauschale von 120 Euro für Haushalte mit geringem Einkommen. Die Zahlung soll automatisch erfolgen und die Stromrechnung entlasten.

Als zweite Maßnahme sieht die Studie ein soziales Wärmepumpen-Leasing vor. Ein Energiedienstleister soll dabei die Installation, Finanzierung und Wartung der Wärmepumpe übernehmen. Die Haushalte zahlen monatliche Raten, statt die hohen Anschaffungskosten selbst tragen zu müssen. Die Gesamtkosten sollen dabei drei Jahre lang unter den bisherigen Ausgaben für Öl oder Gas liegen.

Die dritte Maßnahme zielt auf den Mietwohnungsbestand. In Gebäuden mit den Energieeffizienzklassen F, G und H soll ein genereller Mieterhöhungsstopp gelten, bis eine energetische Verbesserung erfolgt ist. Damit wollen die Initiatoren Mieter vor zusätzlichen Belastungen schützen und zugleich Anreize für energetische Sanierungen schaffen.



Heizen wird für Geringverdiener zum Luxus -
Für Vollbild auf die Grafik klicken
Quelle: FÖS

Günstigerer Nahverkehr und E-Autos

Auch die Mobilität ist Teil des Maßnahmenpakets. Ein vergünstigtes Deutschlandticket Sozial soll Menschen mit geringem Einkommen bundesweite Fahrten mit dem öffentlichen Nahverkehr erleichtern.

Bei der Förderung von Elektroautos schlägt die Studie eine stärkere soziale Ausrichtung vor. Staatliche Zuschüsse sollen ausschließlich günstigen E-Autos sowie Menschen mit niedrigen und mittleren Einkommen zugutekommen. Zusätzlich könnten frei werdende Fördermittel nach Angaben der Studie bis zu 100.000 Käufern gebrauchter Elektroautos ein Ladeguthaben finanzieren.

Carolin Dähling, Bereichsleiterin Politik und Kommunikation bei Green Planet Energy, verweist auf Beispiele aus anderen europäischen Ländern. Österreich setze auf Sozialtarife, Frankreich auf Wärmepumpen-Leasing und Schweden auf eine gezielte Förderung von Elektroautos.

Die drei Organisationen fordern die Bundesregierung deshalb auf, die Vorschläge in den laufenden Haushaltsberatungen zu berücksichtigen. Ziel sei es, die laufenden Kosten für Privathaushalte dauerhaft zu senken, die Abhängigkeit von fossilen Energieträgern zu reduzieren und den Übergang zu einer klimaneutralen Energieversorgung sozial verträglicher zu gestalten.

Die Fös-Studie für eine bezahlbare Energiewende steht im Internet bereit. (sh) // VON SUSANNE HARMSEN

Zum Inhalt

© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

Merz fordert Senkung der Stromsteuer für alle Verbraucher



Das Bundeskanzleramt in Berlin. Quelle: Georg Eble

POLITIK. Auf dem CSU-Parteitag am 24. Oktober forderte Bundeskanzler Friedrich Merz erneut eine Stromsteuersenkung. Wie das aussehen soll, sagte er nicht.

Die Energiekosten im Land sind einer der größten Preistreiber. Auf dem CSU-Parteitag äußerte Kanzler Merz eine klare Erwartung, wie es hier weitergeht. SPD-Chef Klingbeil dürfte das interessieren.

Die Bundesregierung muss nach Ansicht von Kanzler Friedrich Merz im kommenden Jahr die Energiekosten in Deutschland für alle Verbraucher senken. „Wenn es irgendwie geht, und ich denke, es geht, muss die Stromsteuer runter, damit die Leute wieder mehr Geld in der Tasche haben“, sagte der CDU-Chef in seiner Grundsatzrede am 24. Oktober auf dem CSU-Parteitag in München.

Bundesfinanzminister Lars Klingbeil hatte dieser Tage erklärt, die erwarteten höheren Steuereinnahmen reichten nicht aus, um eine Steuersenkung zu finanzieren. „Wer jetzt Vorschläge macht, wie etwa die Senkung der Stromsteuer, sollte gleichzeitig auch Vorschläge mitbringen, wie man das Ganze finanziert“, sagte der SPD-Chef.

Die schwarz-rote Koalition hatte sich in ihrem Koalitionsvertrag darauf verständigt, die Strompreise in Deutschland zu senken. Aus finanziellen Gründen war dies bisher aber nicht für alle Verbraucher geschehen. Bisher profitieren ausschließlich das produzierende Gewerbe sowie die Land- und Forstwirtschaft von Steuervergünstigungen. Dies hatte auch CSU-Chef Markus Söder wiederholt kritisiert.

// VON DPA

Zum Inhalt

© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

HANDEL & MARKT



Quelle: Fotolia / Silviu G Halmaghi

Regionale Unterschiede bei Netzentgelten nehmen zu

STROMNETZ. Je nach Netzgebiet unterscheiden sich die voraussichtlichen jährlichen Stromnetzentgelte im kommenden Jahr für Haushalte laut einer aktuellne Auswertung um bis zu 477 Euro.

Deutschland zeigt auch 2027 deutliche regionale Unterschiede bei der Netzentgeltentwicklung. Während in zahlreichen Bundesländern die Kosten für Haushalte kräftig steigen, zeigt sich vereinzelt ein gegenläufiger Trend.

Nach einer Auswertung des Energieversorgers Rabot Energy erhöhen knapp zwei Drittel der Verteilnetzbetreiber zum Jahreswechsel die Stromnetzentgelte. Basis der Auswertung sind nach Unternehmensangaben Preisblätter des Datendienstleisters Enet. Demnach kommt auf Haushalte in Hamburg mit einem Jahresverbrauch von 4.000 kWh im Median eine Kostensteigerung von 45 Euro zu. In Mecklenburg-Vorpommern sinken die Kosten im Median um 13 Euro.

Bundesweit errechnet Rabot Energy für Haushalte mit einem Jahresverbrauch von 4.000 kWh einen Anstieg im Median um rund neun Euro gegenüber 2026. Das entspreche einem Plus von 2,5 Prozent, heißt es. Die Spanne ist beträchtlich. Während ein Musterhaushalt im mecklenburgischen Hagenow laut der Auswertung jährlich rund 187 Euro für die Netznutzung zahlt, sind es im baden-württembergischen Walldorf 664 Euro, eine Differenz von 477 Euro. In einzelnen Netzgebieten steigen die jährlichen Kosten um rund 120 Euro, in anderen sinken sie um bis zu 170 Euro, heißt es weiter.

Nachbarorte mit gegenläufiger Tendenz

Eine gegenläufige Entwicklung zeigt sich sogar bei Nachbarorten. In Partenstein im unterfränkischen Landkreis Main-Spessart, wo die Netzentgelte 2026 zurückgegangen waren, steigen die jährlichen Kosten für einen Musterhaushalt 2027 um 28 Euro. Im benachbarten Frammersbach verringern sie sich dagegen um 170 Euro. In Zellingen, ebenfalls in dem Landkreis gelegen, erhöhen sich die Netzentgelte um 45 Prozent.

© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten



Merdian der vorläufigen Netzentgelte für 2027 im Vergleich zum laufenden Jahr. Daten von 702 Netzbetreibern.
(Zum Vergrößern auf die Grafik klicken)
Quelle: Rabot Energy auf der Basis einer Erhebung des Datendienstleister Enet (Stand: 21. Oktober 2026)

Ein eindeutiges Nord-Süd-Gefälle lässt sich aus den Ergebnissen nicht ableiten, betont Rabot Energy. Eine Rolle spielt demnach vielmehr die regionale Verteilung erneuerbarer Stromerzeugung und der damit verbundene Netzausbau. Hintergrund: Seit 2025 werden Netzgebiete mit einem besonders hohen Anteil angeschlossener Wind- und Solarleistung im Verhältnis zum Stromverbrauch über einen bundesweiten Mechanismus entlastet.

Als wesentlichen Grund für die erwarteten Steigerungen nennen die Analysten den geplanten Rückgang des Bundeszuschusses zu den Übertragungsnetzkosten. Für 2027 sind 5,525 Milliarden Euro vorgesehen, nach 6,5 Milliarden Euro im Jahr 2026. Die Übertragungsnetzbetreiber haben ihr durchschnittliches Netzentgelt auf Höchst- und Umspannungsebene deshalb vorläufig von 2,86 auf 3,54 Cent pro Kilowattstunde angehoben. Die höheren Kosten wirken sich auch auf die Verteilnetzentgelte aus.

Nach Netzgröße gewichtete Werte

Enet selbst weist nicht Median-Werte aus, sondern gewichtet die durchschnittlichen Jahreskosten der Netzentgelte nach Netzgröße, gemessen an der Anzahl der angeschlossenen Postleitzahl-Ort-Kombinationen. Den zu erwartenden Anstieg der jährlichen Netzkosten für Haushalte mit 4.000 kWh im bundesweiten Durchschnitt gibt der Datendienstleister auf dieser Grundlage mit 357,20 Euro auf 359,52 Euro an. Das bedeutet ein Plus von 0,65 Prozent.

Für gewerbliche Abnehmer mit 100.000 kWh (35 kW Leistung) – Niederspannung mit Lastmessung – weist der Datendienstleister einen Anstieg von 7.519,12 Euro auf 7.597,19 Euro aus (plus 1,04 Prozent). Für Unternehmen mit 400.000 kWh Jahresverbrauch (150 kW Leistung) – Mittelspannung mit Lastmessung – errechnet Enet einen Anstieg von 21.850,63 Euro auf 22.523,24 Euro (plus 3,08 Prozent).

Die Zahlen (Stand: 26. Oktober) beruhen laut Enet auf veröffentlichten Netzentgelten von 732 Netzbetreibern.

Die Gasnetzentgelte steigen nach Angaben des Dienstleisters im kommenden Jahr zwischen 2,29 und 2,74 Prozent. Für einen Musterhaushalt mit einem Jahresverbrauch von 7.000 kWh (6 kW Leistung) klettern die Netzkosten von 238,64 Euro auf 244,11 Euro.

Ein gewerblicher Abnehmer mit einem Jahresverbrauch von 5 Millionen kWh (1.450 kW Leistung) zahlt 2027 voraussichtlich 68.130,24 Euro, nach 66.311,87 Euro im laufenden Jahr. (mf) // VON MANFRED FISCHER

Zum Inhalt

WERBUNG

© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten



Stromumlagen steigen 2027 um knapp 23 Prozent


Quelle: Fotolia / galaxy67

STROM. Die ASEW erwartet für 2027 steigende Belastungen bei Strom und Gas. Besonders stark wachsen die Stromumlagen wegen sinkender Bundeszuschüsse und höherer Netzentgelte.

Die Stromumlagen steigen 2027 um 22,9 Prozent. Gleichzeitig dürften höhere Netzentgelte und gestiegene Gas-Großhandelspreise die Energiepreise für Haushalte weiter belasten. Darauf weist die Arbeitsgemeinschaft für sparsame Energie- und Wasserverwendung (ASEW) am 26. Oktober hin.

Die kumulierte Belastung durch die drei verbleibenden Stromumlagen wächst demnach von 2,946 Cent je kWh im Jahr 2026 auf 3,621 Cent je kWh im kommenden Jahr. Damit erreichen die Umlagen annähernd das Niveau der EEG-Umlage, die Mitte 2022 abgeschafft wurde und zuletzt 3,723 Cent je kWh betragen hatte.

Besonders stark steigen die beiden netzbezogenen Umlagen. Die Offshore-Netzumlage erhöht sich von 0,941 auf 1,143 Cent je kWh, ein Plus von 21,5 Prozent. Der Aufschlag für besondere Netznutzung steigt um 30 Prozent von 1,559 auf 2,027 Cent je kWh. Die KWKG-Umlage legt dagegen lediglich um 1,1 Prozent auf 0,451 Cent je kWh zu.

ASEW-Geschäftsführerin Daniela Wallikewitz sieht darin einen Hinweis auf die wachsende Bedeutung der Netzinfrastruktur für die Strompreisentwicklung. Da auch die Netzentgelte 2027 steigen dürften, rückten die Kosten des Netzausbaus stärker in den Vordergrund. Verbraucher müssten deshalb mit tendenziell höheren Strompreisen rechnen.

Bundeszuschuss fällt geringer aus

Auch die Netzentgelte dürften die Stromkosten erhöhen, gut zwei Drittel der Verteilnetzbetreiber wollen ihre Netzentgelte anheben. Das Vergleichsportal Verivox erwartet im Durchschnitt einen Anstieg um 1,9 Prozent. Für einen Drei-Personen-Haushalt entspräche das Mehrkosten von etwa acht Euro pro Jahr. Die regionalen Unterschiede sind erheblich. Laut den Angaben zu den Netzentgelten fallen für Privathaushalte im Westen Mecklenburg-Vorpommerns jährlich 187 Euro an, im Norden Baden-Württembergs dagegen 664 Euro.

© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

Ein Grund für den Kostendruck ist der geplante Bundeszuschuss zu den Stromnetzkosten. Er soll die Belastung der Stromkunden auch 2027 begrenzen, sinkt jedoch von 6,5 Milliarden Euro im Jahr 2026 auf 5,525 Milliarden Euro. Das Gesetz befindet sich noch in der parlamentarischen Beratung. Sollte der Zuschuss bis zum 7. Dezember nicht beschlossen werden, könnten die endgültigen Netzentgelte laut ASEW noch höher ausfallen.

Gaspreise bleiben unter Druck

Im Gasbereich wirken sich die zum 1. Oktober festgesetzten Umlagen unterschiedlich aus. Die Konvertierungsumlage sinkt um 38,9 Prozent auf 0,011 Cent je kWh. Auch das Entgelt für Transaktionen am Virtuellen Handelspunkt geht um 28,8 Prozent auf 0,000141 Cent je kWh zurück. Die SLP- und RLM-Bilanzierungsumlagen bleiben bei null. Die Biogas- und die Marktraumumstellungsumlage verändern sich ebenfalls nicht.

Höher fallen dagegen die Kosten aus dem Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) aus. Sie betragen 2027 maximal 1,1791 Cent je kWh nach 0,9977 Cent je kWh im Jahr 2026. Das entspricht einem Anstieg um 18,2 Prozent.

Zusätzlich rechnet Verivox mit um drei Prozent höheren Gasnetzentgelten. Für ein durchschnittliches Einfamilienhaus bedeutet das rund 19 Euro Mehrkosten pro Jahr. Wegen gestiegener Einkaufspreise für Erdgas erwartet das Vergleichsportal zudem Preiserhöhungen von zehn bis 20 Prozent. Daraus könnten für einzelne Kunden jährliche Mehrbelastungen von bis zu 500 Euro entstehen.

Großhandel prägt die Preisentwicklung

Die Energiepreise bewegen sich bereits auf vergleichsweise hohem Niveau. Laut der Strom- und Gaspreisanalyse des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) lag der durchschnittliche Strompreis für Haushaltskunden 2026 bei 37,2 Cent je kWh. Im Vorjahr waren es 39,3 Cent je kWh. Der Gaspreis für Haushalte in Einfamilienhäusern blieb mit 11,93 Cent je kWh nahezu unverändert gegenüber 11,94 Cent je kWh im Jahr 2025.

Die weiterhin angespannte geopolitische Lage und politische Unsicherheiten belasten den Gasbezug. Aus Sicht der ASEW spricht dies gegen eine kurzfristige Entspannung bei den Preisen. Wallikewitz empfiehlt Stadtwerken deshalb, ihre Preiskalkulation transparent zu erläutern und ihre regionale Rolle stärker hervorzuheben.

„Angesichts der hohen Preissensibilität der Kunden ist es wichtig, die Zusammensetzung der Energiepreise nachvollziehbar zu machen“, so Wallikewitz. Das gelte insbesondere mit Blick auf mögliche Erhöhungen bei der Erdgasversorgung, die vor allem auf höhere Großhandelspreise und Netzkosten zurückzuführen seien. (sh) // VON SUSANNE HARMSEN

^ Zum Inhalt

Laden beim Arbeitgeber nimmt zu



Quelle: Jonas Rosenberger

ELEKTROFAHRZEUGE. Laut einer Eon-Umfrage laden 63 Prozent der E-Autofahrer überwiegend zu Hause. Zugleich können immer mehr Nutzer ihr Fahrzeug beim Arbeitgeber aufladen.

© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

Für knapp zwei Drittel der E-Autofahrer in Deutschland ist die Wallbox zu Hause der häufigste Ladeort. Das geht aus einer Umfrage hervor, die das Institut Civey im Auftrag von Eon Energie Deutschland durchgeführt hat. 63 Prozent der Befragten laden ihr Elektroauto überwiegend an der heimischen Wallbox. Elf Prozent nutzen am häufigsten Ladepunkte beim Arbeitgeber, zehn Prozent Schnellladestationen in Städten und sieben Prozent städtische Normalladepunkte.

Bei der Nutzung privater Wallboxen zeigen sich regionale Unterschiede. Im Saarland ist die heimische Ladestation für 73 Prozent der Befragten der wichtigste Ladeort. In Baden-Württemberg sind es 71 Prozent, in Bayern 68 Prozent. Die Antworten lassen jedoch keine Rückschlüsse darauf zu, welcher Anteil der gesamten Ladestrommenge auf die einzelnen Standorte entfällt.

Zugenommen hat der Umfrage zufolge das Ladeangebot bei Arbeitgebern. Von den berufstätigen E-Autofahrern geben 54 Prozent an, am Arbeitsplatz laden zu können. Bei der Vorjahresbefragung waren es 46 Prozent. Ein Drittel der berufstätigen E-Mobilisten kann dort nach eigenen Angaben sogar kostenfrei laden.

Die Verfügbarkeit von Ladepunkten bedeutet allerdings nicht, dass diese auch überwiegend genutzt werden. Als häufigsten Ladeort nennen lediglich elf Prozent aller befragten E-Autofahrer den Arbeitsplatz. Beide Angaben beziehen sich zudem auf unterschiedliche Grundgesamtheiten.

Civey befragte vom 26. Juni bis zum 22. Juli 2026 online 1.500 Fahrer von Pkw mit Elektroantrieb und 1.000 berufstätige E-Autofahrer. Die Ergebnisse seien für die jeweiligen Grundgesamtheiten repräsentativ, erklärt Eon. Knapp ein Viertel der Befragten sei erst Anfang 2025 auf ein Elektroauto umgestiegen.

Eon nutzt die Umfrage, um in deren Kontext für einen eigenen Tarif zu werben, der unter anderem bei einem „kompatiblen E-Auto“ und der Nutzung einer App auch eine Bonusregelung beinhaltet. Voraussetzung sei zusätzlich ein intelligentes Messsystem.

Angesichts von 89.000 neu zugelassenen Elektroautos im vergangenen September sieht Eon eine wachsende Zahl von Menschen in Deutschland, die auf das E-Auto umsteigen. Diese Angabe entspricht der Statistik des Kraftfahrt-Bundesamts (KBA). Im September 2026 registrierte die Behörde 88.599 neue batterieelektrische Pkw (BEV) und damit 94,7 Prozent mehr als im Vorjahresmonat. Ihr Anteil an den insgesamt 256.774 Pkw-Neuzulassungen betrug 34,5 Prozent. Hinzu kamen 27.681 Plug-in-Hybride.

Von Januar bis September summierten sich die BEV-Neuzulassungen auf 604.144 Fahrzeuge, ein Plus von 58,1 Prozent gegenüber dem Vorjahreszeitraum. Ein neuer absoluter Monatshöchstwert war der vergangene September allerdings nicht: Im Dezember 2022 waren 104.325 batterieelektrische Pkw neu zugelassen worden. (fw) // VON FRITZ WILHELM

Diesen Artikel können Sie teilen: Zum Inhalt

Deutsche Bank sieht Entlastungen beim ETS kritisch



Deutsche Bank zur EU-ETS-Reform Quelle: DB Research

KLIMASCHUTZ. Deutsche Bank Research kritisiert hohe Kosten und unsichere Investitionsbedingungen bei der geplanten Reform des Emissionshandelssystems.

© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

Die EU will ihre Industrie mit einer Reform des europäischen Emissionshandelssystems (EU ETS) entlasten, ohne die langfristigen Klimaziele aufzugeben. In einer Analyse vom 23. Oktober untersuchen die Berater von „Deutsche Bank Research“ die Reformvorschläge. Das Gesetzgebungsverfahren soll im ersten Quartal 2027 abgeschlossen werden.

Die EU-Kommission schlägt vor, die Verknappung der Emissionszertifikate ab 2031 zu verlangsamen, Preisspitzen besser abzufedern und kostenlose Zuteilungen für bestimmte Industriezweige länger zu gewähren. Ein Entwurf des Europäischen Parlaments sieht darüber hinausgehende Erleichterungen vor. Nach Einschätzung von Deutsche Bank Research verbessere die Reform die Wettbewerbsfähigkeit des Industriestandorts Deutschland und Europas nur begrenzt.

Kommission will Zertifikatsverknappung verlangsamen

Im Zuge des 2023 verschärften EU ETS wurde der jährliche Reduktionsfaktor für die verfügbare Zertifikatsmenge von 2,2 auf 4,3 Prozent angehoben. Ab 2028 soll er nach den geltenden Regeln 4,4 Prozent betragen. Unter diesem Reduktionspfad würde die Zahl neu ausgegebener Zertifikate rechnerisch bis 2039 oder 2040 auf null sinken.

Zudem soll die Marktstabilitätsreserve so angepasst werden, dass ungenutzte Zertifikate bei stark steigenden CO2-Preisen wieder auf den Markt gelangen können, anstatt oberhalb einer Grenze von 400 Millionen Zertifikaten automatisch gelöscht zu werden.

Für Sektoren, die unter den CO2-Grenzausgleichsmechanismus (Carbon Border Adjustment Mechanism, CBAM) fallen, soll die kostenlose Zuteilung von Zertifikaten bis 2038 verlängert werden. Die Unternehmen müssten dafür Investitionspläne für ihre klimafreundliche Transformation vorlegen.



Geplanter Reduktionspfad für Emissionszertifikate in der EU - Für Vollbild auf die Grafik klicken
Quelle: DB Research

Parlament für mehr Entlastungen

Der Mitte September 2026 vorgelegte Berichtsentwurf des CDU-Politikers Peter Liese, Berichterstatter der Europäischen Volkspartei (EVP) im Umweltausschuss des EP, sieht stärkere Erleichterungen vor. Demnach soll der Reduktionsfaktor ab 2031 auf 3,4 Prozent sinken und ab 2036 auf 2,3 Prozent steigen. Damit würde die Industrie in der ersten Hälfte der 2030er Jahre stärker entlastet, während der Reduktionsdruck anschließend wieder zunähme.

Zudem sieht der Entwurf Eingriffe zur Stabilisierung der CO2-Preise vor, wenn deren Dreimonatsdurchschnitt um mehr als 25 Prozent vom Durchschnitt des Vorjahres abweicht. Je nach Marktlage könnten zusätzliche Zertifikate ausgegeben oder dem Markt entzogen werden.

Auch bei der Verwendung der Auktionserlöse setzt der Parlamentsentwurf höhere Anforderungen an. Mindestens 75 Prozent der nationalen Einnahmen aus dem Emissionshandel sollen in die

© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

Dekarbonisierung der betroffenen Sektoren zurückfließen. Die Kommission hatte dafür nur 50 Prozent vorgeschlagen.

Wettbewerbsnachteile bleiben bestehen

Die Reaktionen aus der Industrie fallen laut Deutsche Bank Research unterschiedlich aus. Energieintensive Branchen wie Stahl und Chemie halten die Entlastungen für unzureichend, um eine Verlagerung von Produktion ins Ausland zu verhindern. Unternehmen, die bereits in CO2-arme Technologien investiert haben, fürchten dagegen sinkende Renditen, wenn niedrigere CO2-Preise den wirtschaftlichen Anreiz zur Dekarbonisierung verringern.

Die Reform dürfte den Kostennachteil europäischer Hersteller gegenüber Wettbewerbern in den USA oder China nicht beseitigen. Neben den CO2-Kosten belasten die Industrie auch die vergleichsweise hohen Energiepreise. Der CBAM soll zwar Importe bestimmter emissionsintensiver Güter mit CO2-Kosten belegen, bietet europäischen Exporteuren auf Drittlandsmärkten aber keinen vergleichbaren Schutz.

Deutsche Bank Research verweist außerdem auf fehlende Voraussetzungen für eine umfassende industrielle Dekarbonisierung. Dazu zählen eine bezahlbare Stromversorgung, Wasserstoffnetze, großindustrielle Speicher sowie Technologien zur Abscheidung und Nutzung oder Speicherung von CO2 (CCS/CCU).

Politische Einigung steht aus

Der Entwurf des Parlaments aus der EVP und dürfte für eine Mehrheit weitere Zugeständnisse an andere Fraktionen erfordern. Die Sozialdemokraten zeigen sich laut Analyse für Anpassungen offen, sofern das Ziel einer Emissionsminderung um 85 Prozent bis 2040 bestehen bleibt. Die Grünen lehnen eine Abschwächung des Emissionshandels grundsätzlich ab, während rechtskonservative und rechtspopulistische Fraktionen weitergehende Lockerungen fordern, so DB Research.

Neben dem Europäischen Parlament muss auch der Rat der Europäischen Union der Reform zustimmen. Deutschland und Frankreich dürften dabei eine wichtige Rolle spielen und haben sich noch nicht abschließend positioniert.

Die DB-Research-Analyse zur Reform des EU-Emissionshandels steht im Internet bereit. (sh)

// VON SUSANNE HARMSEN

^ Zum Inhalt

© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

TECHNIK



Quelle: Pixabay / Edgar Oliver

Rechenzentren hierzulande viermal teurer als in Skandinavien

IT. Grundstücke mit gesichertem Netzanschluss kosten in Deutschland bis zu viermal so viel wie in Skandinavien. Laut Kearney bremsen auch fehlende Netzkapazitäten den Rechenzentrumsausbau.

Deutschland gehört zu den größten Rechenzentrumsmärkten Europas. Doch hohe Grundstückskosten, begrenzte Netzanschlusskapazitäten und langwierige Genehmigungsverfahren erschweren den weiteren Ausbau. Zu diesem Ergebnis kommt eine Analyse der Unternehmensberatung Kearney. Demnach kosten Grundstücke mit gesichertem Netzanschluss in Deutschland und anderen westeuropäischen Kernmärkten bis zu viermal so viel wie an führenden skandinavischen Standorten.

Die Nachfrage nach Rechenzentrumskapazitäten dürfte demanch europaweit in den kommenden Jahren erheblich steigen, so die Studienautoren. Nach Angaben des Branchenverbands European Data Centre Association (EUDCA), auf die sich Kearney beruft, soll die Anschlussleistung von Colocation-Rechenzentren bis 2030 voraussichtlich von 8.200 MW auf 20.000 MW anwachsen. Deutschland zählt neben Großbritannien und Frankreich zu den drei größten Nachfragemärkten.

Netzanschluss treibt Grundstückskosten

Ob die Betreiber die erforderlichen Kapazitäten tatsächlich errichten können, hängt laut Kearney vor allem von der Verfügbarkeit geeigneter Grundstücke, der Stromversorgung und den Genehmigungsverfahren ab. Für ihren sogenannten „Buildability Index“ hat die Unternehmensberatung 19 europäische Länder anhand von acht Faktoren untersucht. Dazu zählen unter anderem Energieversorgung, Grundstücksverfügbarkeit, Baurecht, Kühlung, Abwärmenutzung, Datenanbindung und Finanzierung. Deutschland gehört gemeinsam mit Großbritannien und Frankreich weiterhin zur Spitzengruppe. Allerdings erschweren Engpässe beim Netzanschluss und bei verfügbaren Flächen die Entwicklung zusätzlicher Standorte.

Besonders ausgeprägt sind die regionalen Kostenunterschiede bei Grundstücken mit gesichertem Stromnetzanschluss, dem „Powered Land“, wie die Autoren das bezeichnen. In Deutschland, Großbritannien, Frankreich, den Niederlanden, Irland, Österreich und Belgien liegen die durchschnittlichen Kosten laut Kearney zwischen 2,25 und 2,30 Millionen Euro je MW Anschlussleistung. An führenden skandinavischen Standorten fallen dagegen lediglich 600.000 bis 800.000 Euro je MW an. Für Standorte in

© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

Spanien, Portugal, Italien und Polen nennt die Analyse eine Spanne von 600.000 bis 1,5 Millionen Euro je MW.

„Ein Rechenzentrum entsteht dort, wo Strom, Lage, Fläche und Genehmigung zusammenkommen. Diese Kombination ist in Deutschland teuer geworden“, sagt Christoph Neunkirchen, Partner & Geschäftsführer bei Kearney und Mitautor der Studie. Kapital betrachtet die Unternehmensberatung dagegen nicht als entscheidenden Engpass.

Genehmigungen und Abwärmenutzung beeinflussen Standortwahl

Neben der Stromversorgung gewinnen Genehmigungsverfahren und die Akzeptanz von Rechenzentrumsprojekten vor Ort an Bedeutung. Kearney verweist insbesondere auf Deutschland, Irland und die Niederlande, wo lange und uneinheitliche Verfahren die Projektentwicklung erschweren. Widerstand aus der Bevölkerung, Diskussionen über Energiepreise und konkurrierende Ansprüche an die Flächennutzung hätten in mehreren europäischen Ländern bereits zu Verzögerungen oder zum Abbruch von Projekten geführt.

In Deutschland beeinflussen zudem die Anforderungen des Energieeffizienzgesetzes die Wirtschaftlichkeit neuer Rechenzentren. Nach Paragraf 11 müssen Betreiber bei Inbetriebnahmen ab Juli 2026 mindestens 10 Prozent der entstehenden Abwärme wiederverwenden. Für Anlagen, die ab Juli 2027 beziehungsweise Juli 2028 in Betrieb gehen, steigen die Anforderungen auf 15 beziehungsweise 20 Prozent.

Ob Betreiber die Abwärme wirtschaftlich nutzen können, hängt unter anderem davon ab, ob geeignete Wärmeabnehmer und die erforderliche Infrastruktur am Standort vorhanden sind. Hinzu kommt die Verpflichtung, den Stromverbrauch ab 2027 bilanziell vollständig durch erneuerbare Energien zu decken.

Mit dem Ausbau der Rechenzentren verbindet Kearney auch die Frage nach der technologischen Souveränität Europas. Um einen größeren Teil der Wertschöpfung in Europa zu halten, fordert Kearney einen europaweit koordinierten Aufbau von Rechenzentrumskapazitäten. „Isolierte nationale Infrastrukturen können im globalen Wettbewerb nicht mithalten“, sagt Neunkirchen. Für Deutschland werde entscheidend sein, ob Netzbetreiber, Projektentwickler und Genehmigungsbehörden die Voraussetzungen für zusätzliche Anschlussleistung und neue Anlagen schaffen können. (hr) // VON HEIDI ROIDER

Zum Inhalt

WERBUNG



Verbraucherschützer fordern Schadensersatz für Smart-Meter-Probleme


Quelle: Shutterstock / Shcherbakov Ilya

SMART METER. Der VZBV hat in einer Befragung erfahren, dass eine Reihe von Haushalten ihren eingebauten Smart Meter noch nicht nutzen. Der Verband fordert deshalb pauschalen Schadensersatz.

Nach einer Onlinebefragung im Auftrag des Verbraucherzentrale Bundesverbands (VZBV) können 16 Prozent von 937 befragten Haushalten ihr bereits installiertes intelligentes Messsystem bislang nicht nutzen. Von den Haushalten mit inzwischen nutzbarem Smart Meter haben 29 Prozent länger als vier Monate auf die Inbetriebnahme gewartet, 13 Prozent sogar länger als zwölf Monate.

Die Verbraucherschützer sehen darin nicht nur ein Problem des Einbautempos, sondern auch der tatsächlichen Nutzbarkeit der Geräte. Ein intelligentes Messsystem erfüllt nach Darstellung des VZBV seinen Zweck erst dann vollständig, wenn es die tatsächlichen Stromverbräuche in Viertelstundenintervallen automatisch an Netzbetreiber und Stromversorger übermittelt. Der bloße Einbau des Zählers und des zugehörigen Smart-Meter-Gateways reiche nicht aus.

Solange die Datenübertragung nicht funktioniert, könnten Haushalte die vorgesehenen Möglichkeiten nicht ausschöpfen. Dazu zählt der VZBV insbesondere die Nutzung dynamischer Stromtarife sowie die bessere Nachvollziehbarkeit des eigenen Verbrauchs. Damit könnten auch finanzielle Einsparpotenziale verloren gehen.

„Verbraucherinnen und Verbraucher müssen sich darauf verlassen können, dass ein eingebauter digitaler Stromzähler nutzbar ist. Die Ergebnisse unserer Befragung zeigen, dass es beim Smart-Meter-Rollout weiterhin erhebliche Probleme gibt“, sagt Henning Herbst, Energieexperte beim VZBV.

Der Verband fordert deshalb einen pauschalen Schadensersatzanspruch für Haushalte, deren Smart Meter nach dem Einbau nicht oder nur eingeschränkt nutzbar ist. Eine solche Regelung soll nach den Vorstellungen des VZBV die Entschädigung vereinfachen und zugleich den Druck auf die beteiligten Marktakteure erhöhen, die Geräte zeitnah vollständig in Betrieb zu nehmen.

„Ein noch schnellerer Einbau von Smart-Metern allein löst keine Probleme. Entscheidend ist, dass die Technik funktioniert und die Haushalte einen konkreten Nutzen haben“, so Herbst.

Das intelligente Messsystem, wie es im Messstellenbetriebsgesetz definiert ist, ermöglicht die sichere Datenübertragung an berechtigte Marktakteure und bildet die Grundlage für zeitvariable und dynamische Tarife.

Für die Erhebung befragte das Institut Eye Square vom 20. bis 28. Juli 2026 im Auftrag des VZBV online 937 Haushalte mit installiertem Smart Meter. Die statistische Fehlertoleranz wird für die Gesamtstichprobe mit maximal drei Prozentpunkten angegeben. Erfasst wurden nur Haushalte mit bereits eingebautem Smart Meter.

Welche technischen oder organisatorischen Ursachen hinter den gemeldeten Verzögerungen stehen, untersucht die Befragung nicht. Bislang galt beispielsweise die Anbindung der intelligenten Messsysteme an die ERP-Systeme der Versorger als ein wesentlicher Hemmschuh. // VON FRITZ WILHELM

^ Zum Inhalt

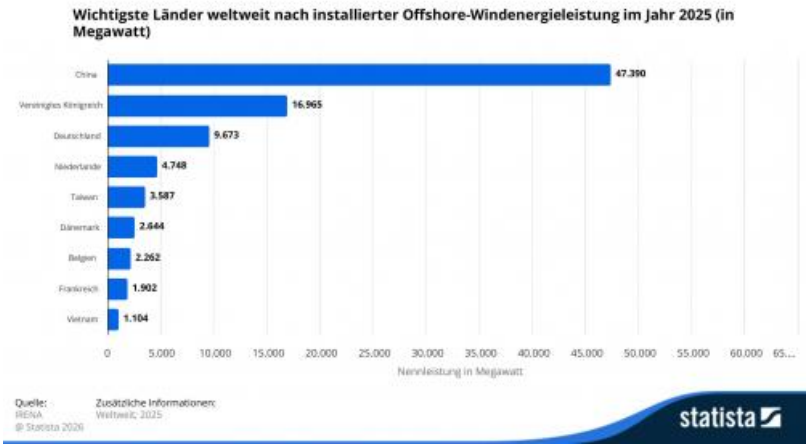
© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

Wichtigste Länder weltweit nach Offshore-Windenergieleistung 2025



Quelle: E&M / Pixabay

STATISTIK DES TAGES. Ein Schaubild sagt mehr als tausend Worte: In einer aktuellen Infografik beleuchten wir regelmäßig Zahlen aus dem energiewirtschaftlichen Bereich.



Zur Vollansicht auf die Grafik klicken
Quelle: Statista

Die Statistik zeigt die wichtigsten Länder weltweit mit ihrer installierten Leistung der Offshore-Windenergieanlagen im Jahr 2025. // VON REDAKTION

Zum Inhalt

© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

UNTERNEHMEN



Quelle: Pixabay / Mohamed Hassan

Enercity gründet mit Projektierer Gemeinschaftsunternehmen

VERTRIEB. Enercity Contracting und „Stadt.Energie.Speicher“ gründen ein Gemeinschaftsunternehmen. „EnerSes Wärme“ soll Großwärmepumpen und Speicher in Nah- und Fernwärmenetze integrieren.

Die Enercity Contracting GmbH und die Bremer „Stadt.Energie.Speicher GmbH“ wollen ihre Kompetenzen für die Wärmeversorgung von Quartieren, Städten und Kommunen in einem Gemeinschaftsunternehmen bündeln, teilten die Unternehmen am 26. Oktober mit. Das neue Tochterunternehmen „EnerSes Wärme GmbH“ mit Sitz in Hamurg soll Contracting-Erfahrung mit innovativen Energiekonzepten und intelligenter Betriebsregelung für Nah- und Fernwärmenetze verbinden.

Im Mittelpunkt der neuen Gesellschaft stehen Großwärmepumpen mit einer thermischen Leistung von mehr als 500 kW zur Versorgung von Nah- und Fernwärmenetzen. Beide Partner halten jeweils 50 Prozent der Anteile. Die Gründung steht noch unter dem Vorbehalt der Zustimmung durch das Bundeskartellamt. Die Partner wollen langfristig zusammenarbeiten und gemeinsam Projekte entwickeln. Damit wollen sie gezielt Stadt- und Gemeindewerke, Kommunen und die Immobilienwirtschaft unterstützen, bestehende Wärmenetze auf fossilfreie Wärme umzustellen.

Die beiden Gesellschafter bringen unterschiedliche Kompetenzen in das Gemeinschaftsunternehmen ein. Enercity Contracting übernimmt Erfahrungen aus der Planung, Finanzierung, Errichtung und dem Betrieb von Wärmeversorgungsanlagen. „Stadt.Energie.Speicher“ steuert Konzepte zur Kombination von Großwärmepumpen, Wärmespeichern und einer automatisierten Betriebsführung bei. (hr) // VON HEIDI ROIDER

Zum Inhalt

WERBUNG

© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten



Fenecon-Chef sieht Großspeicher-Hype mit wachsender Skepsis


Das Fenecon-Werk in Iggensbach. Quelle: Fenecon

INTERVIEW. Der CEO des Speicherherstellers Fenecon, Franz-Josef Feilmeier, spricht im E&M-Interview über China, den Boom bei Batteriespeichern und Netzanschlüsse.

Der Markt für Batteriespeicher boomt. Doch Franz-Josef Feilmeier, Gründer und Geschäftsführer des bayerischen Speicherherstellers Fenecon, sieht die Entwicklung insbesondere bei großen Batteriespeichern zunehmend kritisch. „Ich glaube, dieser ganze Stand-alone-Großspeicher-Hype wird in dieser Form auch bald schon wieder ein Stück weit vorbei sein“, sagt er im Interview mit Energie & Management.

Derzeit drängen zahlreiche Projektentwickler und Investoren in den Markt. Viele konzentrieren sich vor allem darauf, möglichst schnell einen Netzanschluss zu sichern. Doch längst nicht alle Vorhaben werden tatsächlich umgesetzt. Nach Einschätzung Feilmeiers werden 90 Prozent der ursprünglich angedachten Projekte und beantragten Netzanschlüsse nicht realisiert. Auch Fenecon könnte schneller wachsen, wenn mehr Netzanschlüsse verfügbar wären.

Als möglichen Ausweg sieht Feilmeier flexible Netzanschlussvereinbarungen, sogenannte Flexible Connection Agreements (FCA). Allerdings müssten diese dynamisch ausgestaltet werden. Pauschale Einschränkungen, etwa ein Einspeiseverbot für Batteriespeicher zwischen 7 und 19 Uhr im Sommer, hält er für wenig sinnvoll. Stattdessen sollten Speicher abhängig von der tatsächlichen Netzauslastung betrieben werden können.

Wirtschaftlich entwickelt sich Fenecon nach Angaben des Geschäftsführers positiv. Der Umsatz liegt derzeit rund 20 Prozent über dem Vorjahresniveau, der Auftragseingang sogar 30 Prozent darüber. Das

© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

Unternehmen profitiert unter anderem davon, dass mehrere Wettbewerber im Heimspeichermarkt ausgeschieden sind. Auch bei Industrie- und Gewerbespeichern beobachtet Feilmeier eine steigende Nachfrage.

Ein Schwerpunkt des Unternehmens liegt auf Großspeichern mit Fahrzeugbatterien, die ursprünglich für Elektroautos vorgesehen waren, dort aber nicht zum Einsatz kamen. Dabei handelt es sich ausdrücklich nicht um gebrauchte Batterien. Fenecon nutzt solche Batterien für stationäre Speicher, anstatt sie unmittelbar dem Recycling zuzuführen.

Im Interview spricht Feilmeier auch über die frühere enge Zusammenarbeit mit dem chinesischen Batteriehersteller BYD und deren Ende im Jahr 2021. Damals erwirtschaftete Fenecon rund 80 Prozent seines Umsatzes mit BYD-Produkten. Heute arbeitet das Unternehmen unter anderem mit dem chinesischen Hersteller CATL zusammen, will aber zugleich seine eigene Fertigung in Deutschland ausbauen. Für 2027 sind eine Wechselrichter- und eine Batteriemodulproduktion geplant.

Das vollständige Interview mit Franz-Josef Feilmeier lesen Sie in der E&M-Zeitungsausgabe vom 1. November. (sag) // VON STEFAN SAGMEISTER

Zum Inhalt

Private Investoren finanzieren Mieterstrom in Rathenow



Gebäude des Mieterstromprojektes in Rathenow Quelle: Ossler Solar Solutions GmbH

VERTRIEB. In Rathenow entsteht einer der größten zusammenhängenden Mieterstromverbünde Brandenburgs. Das Mess- und Abrechnungskonzept übernimmt Metergrid.

Die Rathenower Wohnungsbaugenossenschaft eG (RWG) setzt bei der Versorgung von 220 Wohnungen mit Mieterstrom – verteilt auf 22 Mehrfamilienhäuser in drei Gebäudegruppen – auf ein Investorenmodell. Vier private Kapitalgeber finanzieren Photovoltaikanlagen mit einer Gesamtleistung von rund 416 kW und mehreren Batteriespeichern mit einer Gesamtkapazität von 216 kWh. Die Genossenschaft stellt dafür die Dachflächen von 22 Mehrfamilienhäusern in Rathenow im Havelland zur Verfügung, ohne selbst Kapital in die Anlagen zu investieren.

„Uns war wichtig, unseren Mitgliedern günstigeren Strom anbieten zu können, ohne dafür Genossenschaftskapital zu binden“, erklärte Jens Hubald, Vorstand der Rathenower Wohnungsbaugenossenschaft, die Ausgangslage. Betreiber der Anlagen sind künftig vier private Investoren, die nicht namentlich genannt werden.

Unterschiedliche Anlagenkonzepte für drei Gebäudegruppen

Die Ossler Solar Solutions GmbH aus Stuttgart entwickelt das Projekt. Das ebenfalls in Stuttgart ansässige Unternehmen Metergrid übernimmt Messkonzept und Zählerlogik für alle Gebäude, Gateway- und Messdatenprozesse, Kundenverwaltung im Betreiberportal sowie die Abrechnung.

Die Anlagen entstehen in drei Gebäudegruppen und befinden sich derzeit in unterschiedlichen Bauphasen. Die Inbetriebnahme hängt laut Ossler Solar Solutions unter anderem von der Freigabe der Messkonzepte und der Zählersetzung durch den zuständigen Netzbetreiber Edis ab.

Gebäudegruppe 1 mit zehn Häusern ist als Anlagenverbund aus zwei Blöcken mit je rund 99 kWp

© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

ausgelegt. Die Gruppen 2 und 3 mit je sechs Häusern bestehen dagegen aus insgesamt zwölf gebäudebezogenen Einzelsystemen mit je 18 kWh Batteriespeicher, um die Eigenverbrauchsquote zu erhöhen.

Die erwartete Einsparung liegt nach Auskunft von Ossler Solar bei rund 30 bis 40 Prozent der bisherigen Stromkosten – abhängig von Verbrauch, bisherigem Tarif und Solarstromanteil. Ein großer Teil der angesprochenen Haushalte ist laut den Projketpartner zuvor in der Grundversorgung gewesen. Für die Kundenakquise setzt Ossler Solar neben der digitalen Vertragsstrecke von Metergrid auf persönliche Beratung. Das Unternehmen organisiere Informationsveranstaltungen, betreibe Informationsstände an den Wohngebäuden und führe Gespräche mit den Bewohnern.

Metergrid übernimmt energiewirtschaftliche Prozesse

Die Projektpartner haben die Aufgaben zwischen Entwicklung, Anlagenbetrieb und Stromlieferung aufgeteilt. Ossler Solar verantwortet die Projektorganisation einschließlich Wirtschaftlichkeitsprüfung, Investorengewinnung, Vertragsgestaltung und Koordination der technischen Umsetzung. Auch die Kommunikation mit der Mieterschaft liegt bei dem Unternehmen.

Metergrid stellt hingegen über sein Dienstleistungsmodell „metergrid Plus“ die Systeme für Messdatenverarbeitung, Kundenverwaltung, Abschlagszahlungen und Abrechnung bereit. Dazu gehört die Abwicklung der Vollversorgung einschließlich des zusätzlich benötigten Netzstroms.

Zuletzte hatte Metergrid im Früjahr dieses Jahres für den Ausbau seines Mieterstrom-Geschäftsmodells frisches Kapital eingesammelt (wir berichteten). Laut einer Mitteilung des Unternehmens sind in einer Series-A-Finanzierungsrunde über 10 Millionen Euro zusammengekommen. Es handle sich um die bislang größte Wachstumsfinanzierung im deutschen Mieterstrom-Markt.

Nach eigenen Angaben betreibt Metergrid, das 2021 gegründet wurde, derzeit mehrere tausend Mieterstromprojekte in Deutschland. Die Zahl der versorgten Bewohnerinnen und Bewohner sei innerhalb eines Jahres von rund 10.000 auf über 53.000 gestiegen. Das Unternehmen wirbt damit, dass sich Mieterstrom damit von einem Nischenprodukt zu einem skalierbaren Baustein der urbanen Energieversorgung entwickle. (hr) // VON HEIDI ROIDER

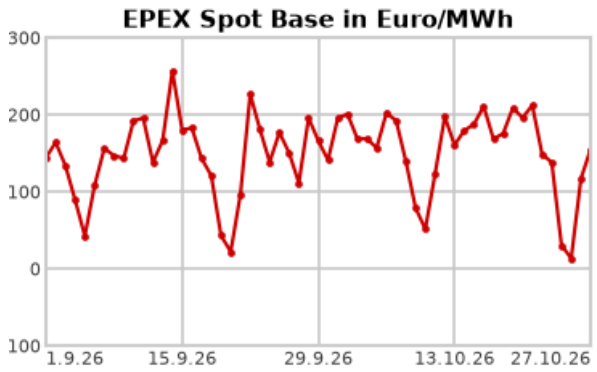
Diesen Artikel können Sie teilen:

Zum Inhalt

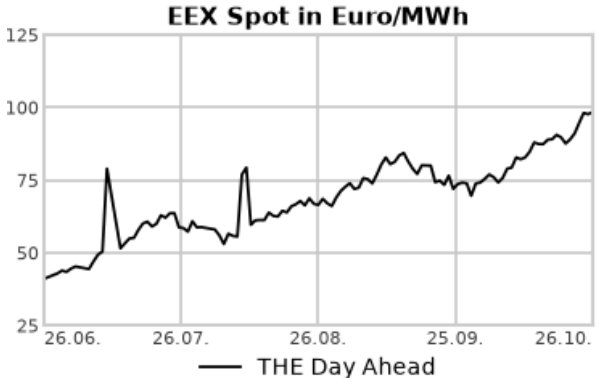
© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

MARKTBERICHTE

STROM



GAS



Kälte und Windflaute treiben Gaspreise hoch



Quelle: E&M

MARKTKOMMENTAR. Wir geben Ihnen einen tagesaktuellen Überblick über die Preisentwicklungen am Strom-, CO2- und Gasmarkt.

Überwiegend fester haben sich die Energiemärkte am Montag gezeigt. Gas, Strom, CO2 und Gasöl legten zu, Abschläge verzeichneten Brent und Kohle. Während sich an der angespannten Lage rund um den Persischen Golf zunächst nichts änderte, reagierten die Märkte auf neue Wetterprognosen, die von einem unterdurchschnittlichen Windaufkommen und niedrigeren Temperaturen in Europa und Deutschland ausgehen. Laut dem US-Wettermodell sollen diese zunächst noch in enger Anlehnung an den saisonalen Durchschnitt zurückgehen, ab Ende der ersten Novemberwoche wird jedoch ein erster signifikanter Kaltluftvorstoß erwartet.

Dergleichen Prognosen, zumal sie am Ende des Vorhersagezeitraums auftreten, erfüllen sich häufig nicht. Sie könnten jedoch genügt haben, um einen nervösen Gasmarkt und im Gefolge auch Strom und CO2 nach oben zu treiben.

Strom: Fester hat sich der deutsche OTC-Strommarkt am Montag gezeigt, wofür Händler vor allem den Anstieg der Gaspreise verantwortlich machten. Der Dienstag wurde in der Grundlast mit 155,25 Euro je Megawattstunde gehandelt, für die Spitzenlast mussten 151,50 Euro je Megawattstunde gezahlt werden. An der Börse wurde der Base mit 155,11 Euro und der Peak mit 151,22 Euro gesehen. Am Freitag war der Montag selbst mit 118,00 Euro je Megawattstunde gehandelt worden.

Der Preisanstieg vom Montag auf Dienstag ist auf die geringere Erneuerbaren-Einspeiseleistung am zweiten Tag der Woche zurückzuführen. Die Meteorologen von Eurowind erwarten für den Dienstag 32,3 Gigawatt an Beiträgen von Wind und Solar. Für den Berichtstag werden 39,8 Gigawatt prognostiziert. Für den Wochenverlauf erwartet der Wetterdienst stark rückläufige Einspeiseleistungen der Erneuerbaren, die am Donnerstag mit 10 GW an der Grenze zur Dunkelflaute entlangschrammen. Zugleich werden für die kommenden Tage in Deutschland leicht rückläufige Temperaturen erwartet.

Am langen Ende gewann das Cal 27 bis zum Nachmittag um 2,55 auf 155,32 Euro je Megawattstunde.

CO2: Fester haben sich die CO2-Preise am Montag gezeigt. Der Dec 26 gewann bis gegen 14.54 Uhr 1,78 auf 88,04 Euro je Tonne. Umgesetzt wurden bis zu diesem Zeitpunkt 19,6 Millionen Zertifikate. Das Hoch lag bei 88,49 Euro, das Tief bei 86,29 Euro.

© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

Der sich vergrößernde Effizienz-Vorsprung bei der Verstromung von Kohle gegenüber dem Einsatz von Gas deutet auf höhere Preise für Emissionen hin, während niedrige Gas-Lagerbestände und Prognosen niedrigerer Temperaturen diesen Trend noch verstärken könnten, heißt es von den Analysten von Vertis. Ein höheres Auktionsangebot und weitgehend unveränderte Fondspositionen wirkten dem jedoch entgegen. Eine mögliche Eskalation im Persischen Golf und ihre Auswirkungen auf die Gaspreise sowie die EZB-Sitzung am Donnerstag dürften den Analysten zufolge die entscheidenden Schwankungsfaktoren in der laufenden Woche darstellen.

Erdgas: Die europäischen Gaspreise haben am Montag zugelegt. Der richtungsweisende Frontmonat am niederländischen TTF gewann bis gegen 14.43 Uhr 2,685 auf 95,875 Euro je Megawattstunde. Der Day-Ahead am deutschen THE zog 3,325 auf 97,555 Euro an. Der Frontmonat bewegt sich damit im Bereich eines neuen Vierjahreshochs.

Maßgeblich hierfür sind Wetterprognosen, die von einer kühlen und windarmen Witterung in Europa in den kommenden Tagen ausgehen. Damit rückt die Marke von 100 Euro je Megawattstunde mehr und mehr in den Bereich des Möglichen. Diese könnte nach Ansicht von Händlern einen gewissen psychologischen Widerstand gegen eine weitere Aufwärtsbewegung bieten. Unterdessen belaufen sich die norwegischen Gasexporte für den Berichtstag auf mäßige 323,4 Millionen Kubikmeter. Mit Blick auf den von Gassco übermittelten Wartungsplan ist von einer etwas höheren Gasausfuhr in den kommenden Tagen auszugehen. (cdg) // VON CLAUS-DETLEF GROSSMANN

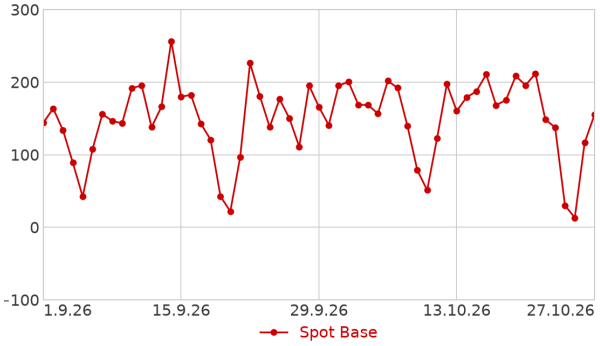
Zum Inhalt

© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

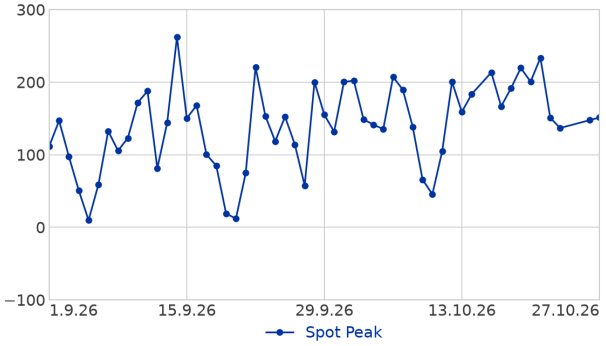
ENERGIEDATEN:

Strom Spotmarkt

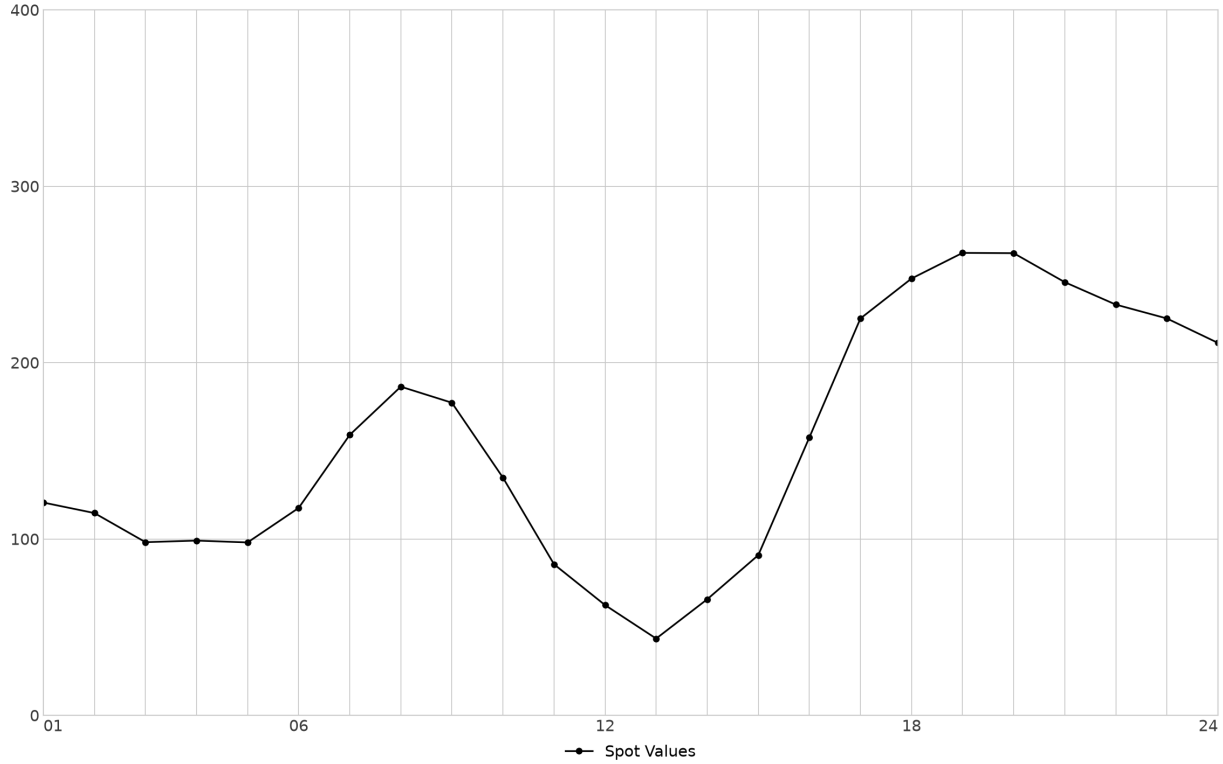
EPEX Spot Base in Euro/MWh (EEX)



EPEX Spot Peak in Euro/MWh (EEX)



EPEX Spot Stundenverlauf in Euro/MWh (EEX)



© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

Strom Terminmarkt

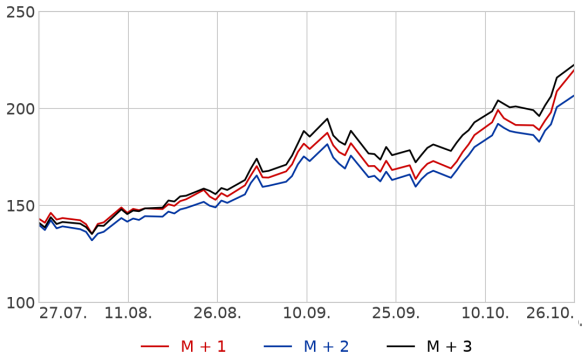
Terminmarktpreise Base in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	26.10.26	German Power Nov-2026	220,04
M2	26.10.26	German Power Dec-2026	206,82
M3	26.10.26	German Power Jan-2027	222,67
Q1	26.10.26	German Power Q1-2027	206,97
Q2	26.10.26	German Power Q2-2027	130,72
Q3	26.10.26	German Power Q3-2027	139,91
Y1	26.10.26	German Power Cal-2027	157,98
Y2	26.10.26	German Power Cal-2028	115,61
Y3	26.10.26	German Power Cal-2029	97,77

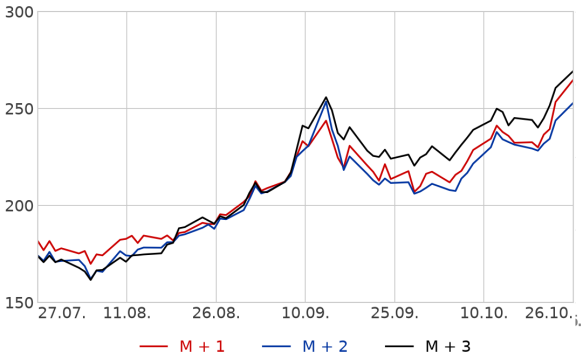
Terminmarktpreise Peak in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	26.10.26	German Power Nov-2026	264,77
M2	26.10.26	German Power Dec-2026	252,88
M3	26.10.26	German Power Jan-2027	269,30
Q1	26.10.26	German Power Q1-2027	235,10
Q2	26.10.26	German Power Q2-2027	109,85
Q3	26.10.26	German Power Q3-2027	130,25
Y1	26.10.26	German Power Cal-2027	167,00
Y2	26.10.26	German Power Cal-2028	125,90
Y3	26.10.26	German Power Cal-2029	106,30

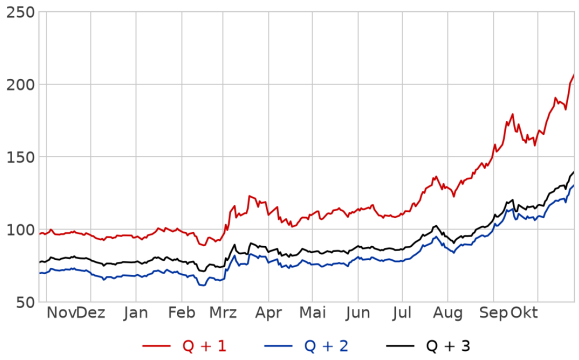
Frontmonate Base in Euro/MWh (EEX)



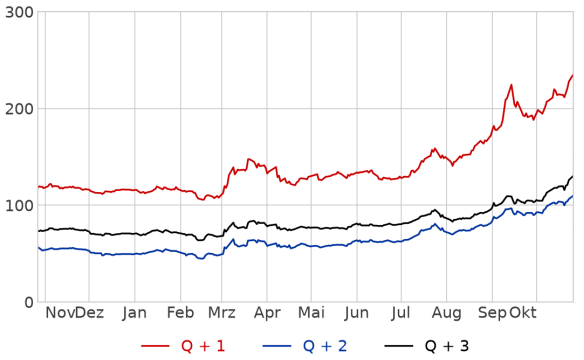
Frontmonate Peak in Euro/MWh (EEX)



Frontquartale Base in Euro/MWh (EEX)



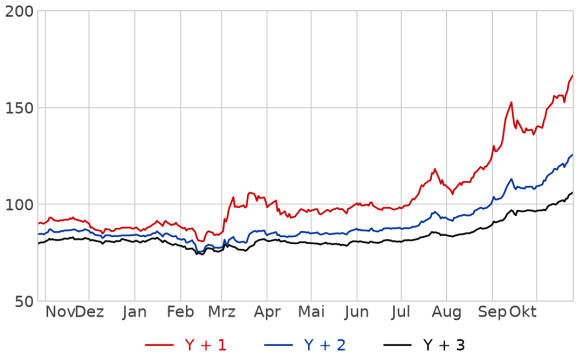
Frontquartale Peak in Euro/MWh (EEX)



Frontjahre Base in Euro/MWh (EEX)



Frontjahre Peak in Euro/MWh (EEX)



© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

Gas Spot- und Terminmarkt

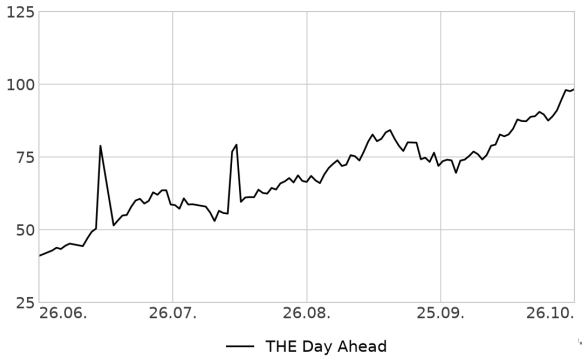
Terminmarktpreise THE in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	26.10.26	German THE Gas Nov-2026	98,08
M2	26.10.26	German THE Gas Dec-2026	97,92
Q1	26.10.26	German THE Gas Q1-2027	96,88
Q2	26.10.26	German THE Gas Q2-2027	77,76
S1	26.10.26	German THE Gas Sum-2027	75,12
S2	26.10.26	German THE Gas Win-2027	70,16
Y1	26.10.26	German THE Gas Cal-2027	79,58
Y2	26.10.26	German THE Gas Cal-2028	50,72

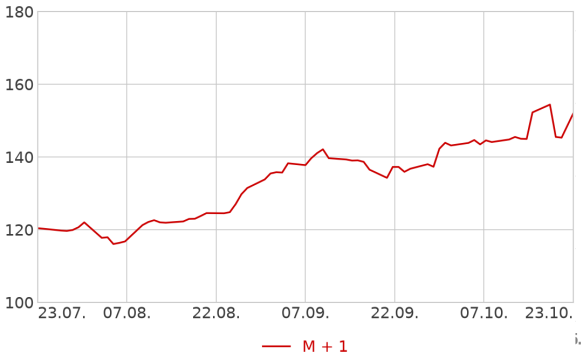
Strom, CO2, und Kohle

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
Germany Spot base	26.10.26	155,11	EUR/MWh
Germany Spot peak	26.10.26	151,22	EUR/MWh
EUA Dezember 2026	26.10.26	88,19	EUR/tonne
Coal API2 November 2026	23.10.26	151,95	USD/tonne

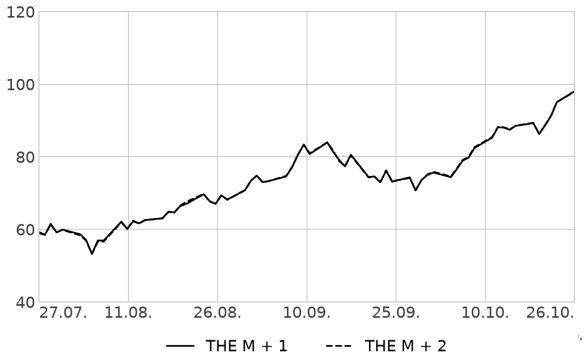
EEX Spot in Euro/MWh



Frontmonat Kohle API2 in USD/t (ICE)



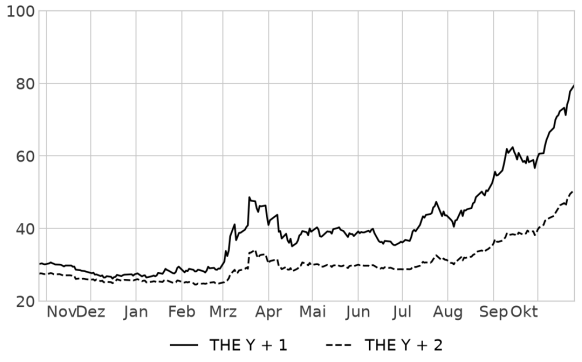
Frontmonate THE in Euro/MWh (EEX)



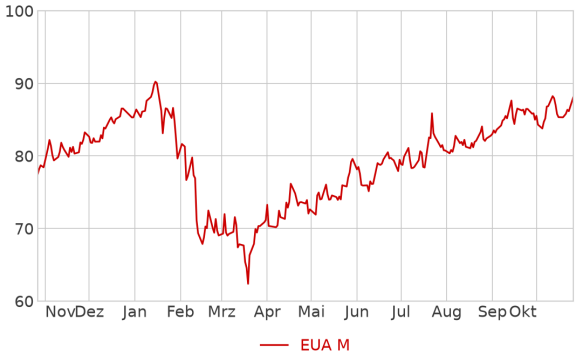
Gas und Öl

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
German THE Gas Day Ahead	26.10.26	98,31	EUR/MWh
German THE Gas Nov-2026	26.10.26	98,08	EUR/MWh
German THE Gas Cal-2027	26.10.26	79,58	EUR/MWh
Crude Oil Brent Dec-2026	26.10.26	115,81	USD/bbl

Frontjahre THE in Euro/MWh (EEX)



EUA in Euro/t (EEX)



© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

E&M STELLENANZEIGEN

Elektromeisterin Mittelspannungsnetz - Netzbetrieb (a*)

Was du bewegst Zu deinen Hauptaufgaben gehören das Instandhalten und Schalten von Betriebsmitt...

in Hamburg (+1 weiterer Standort)

vor 6 h

Freie Mitarbeit Weiterbildung

Teamleiter für Photovoltaikanlagen (w/m/d)

Über unsMit dem Komplettpaket aus Solaranlage, Stromspeicher, Ladesäule für das E-Auto und Wärm...

in Deutschland

vor 6 h

Projektleitung Ausbildung / Freie Mitarbeit

Meister Anlagentechnik Gas (m/w/d)

Eine Aufgabe, die herausfordert Du führst ein Team von ca. 12 Mitarbeitenden und bist für den zuverlä...

in Windeby (+3 weitere Standorte)

vor 6 h

Weiterbildung / Flexible Arbeitszeit / Sabbatical

Meister Anlagentechnik Gas (m/w/d)

Eine Aufgabe, die herausfordert Du führst ein Team von ca. 12 Mitarbeitenden und bist für den zuverlä...

in Prenzlau

vor 6 h

Weiterbildung / Flexible Arbeitszeit / Sabbatical

Meister Anlagentechnik Gas (m/w/d)

Eine Aufgabe, die herausfordert Du führst ein Team von ca. 12 Mitarbeitenden und bist für den zuverlä...

in Waren

vor 6 h

Weiterbildung / Flexible Arbeitszeit / Sabbatical

WEITERE STELLEN GESUCHT? HIER GEHT ES ZUM E&M STELLENMARKT

© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

IHRE E&M REDAKTION:

Stefan Sagmeister (Chefredakteur, CVD print, Büro Herrsching)
Schwerpunkte: Energiehandel, Finanzierung, Consulting

Fritz Wilhelm (stellvertretender Chefredakteur, Büro Frankfurt)
Schwerpunkte: Netze, IT, Regulierung

Davina Spohn (Büro Herrsching)
Schwerpunkte: IT, Solar, Elektromobilität

Georg Eble (Büro Herrsching)
Schwerpunkte: Windkraft, Vermarktung von EE

Günter Drewnitzky (Büro Herrsching)
Schwerpunkte: Erdgas, Biogas, Stadtwerke

Heidi Roider (Büro Herrsching)
Schwerpunkte: KWK, Geothermie

Susanne Harmsen (Büro Berlin)
Schwerpunkte: Energiepolitik, Regulierung

Katia Meyer-Tien (Büro Herrsching)
Schwerpunkte: Netze, IT, Regulierung, Stadtwerke

Korrespondent Brüssel: **Tom Weingärnter**
Korrespondent Wien: **Klaus Fischer**
Korrespondent Zürich: **Marc Gusewski**
Korrespondenten-Kontakt: **Kerstin Bergen**

Darüber hinaus unterstützt eine Reihe von freien Journalisten die E&M Redaktion.
Vielen Dank dafür!

Zudem nutzen wir Material der Deutschen Presseagentur und Daten von MBI Infosource.

Ständige freie Mitarbeiter:
Volker Stephan
Manfred Fischer
Mitarbeiter-Kontakt: **Kerstin Bergen**

Über E&M
E&M Anzeigen-Vertrieb
E&M Mediadaten
E&M Zeitung
E&M Termine
E&M Shop
E&M Firmendatenbank
E&M Glossar

© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

IMPRESSUM

Energie & Management Verlagsgesellschaft mbH
Mühlfelder Str. 18 a - D-82211 Herrsching
Tel. +49 (0) 81 52/93 11 0 - Fax +49 (0) 81 52/93 11 22
info@emvg.de - www.energie-und-management.de

Geschäftsführer: Martin Brückner
Registergericht: Amtsgericht München
Registernummer: HRB 105 345
Steuer-Nr.: 117 125 51226
Umsatzsteuer-ID-Nr.: DE 162 448 530

Wichtiger Hinweis: Bitte haben Sie Verständnis dafür, dass die elektronisch zugesandte E&M daily nur von der/den Person/en gelesen und genutzt werden darf, die im powernews-Abonnementvertrag genannt ist/sind, bzw. ein Probeabonnement von E&M powernews hat/haben. Die Publikation - elektronisch oder gedruckt - ganz oder teilweise weiterzuleiten, zu verbreiten, Dritten zugänglich zu machen, zu vervielfältigen, zu bearbeiten oder zu übersetzen oder in irgendeiner Form zu publizieren, ist nur mit vorheriger schriftlicher Genehmigung durch die Energie & Management GmbH zulässig. Zuwiderhandlungen werden rechtlich verfolgt.

© 2026 by Energie & Management GmbH. Alle Rechte vorbehalten.

Gerne bieten wir Ihnen bei einem Nutzungs-Interesse mehrerer Personen attraktive Unternehmens-Pakete an!

Folgen Sie E&M auf: