



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

STROM

**148,22 €/MWh**

Epex Spot DE-LU Day Base

GAS

**63,79 €/MWh**

EEX Spot THE (End of Day)

ZAHL DES TAGES

37,52

Minuten betrug die \"kundenbezogene Nichtverfügbarkeit\" von Strom in Österreich im vergangenen Jahr. Das war der niedrigste Wert seit Beginn der statistischen Erfassung im Jahr 200

EUROPAEISCHE UNION

EU lockert Haushaltsregeln für Energiesicherheit

ERDGAS

Entgelte und Umlagen für Gastransport und Konvertierung sinken

WÄRME

Neue Technik soll Müllheizkraftwerk Darmstadt effizienter machen

Inhalt

TOP-THEMA

→ **GAS:** Fernleitungsnetzbetreiber sehen für Winter schwarz

POLITIK & RECHT

- **EUROPAEISCHE UNION:** EU lockert Haushaltsregeln für Energiesicherheit
- **STATISTIK:** Stromversorgung in Österreich so stabil wie nie
- **ELEKTROFAHRZEUGE:** Förderprogramm bewilligt 20.015 Anträge seit Mai
- **KLIMASCHUTZ:** Studie fordert zusätzlichen Klimaschutzmix

HANDEL & MARKT

- **ERDGAS:** Entgelte und Umlagen für Gastransport und Konvertierung sinken
- **WÄRME:** Heizungswahl ist vor allem Preisfrage
- **EFFIZIENZ:** Effizienz bei Eigentumswohnungen immer wichtiger
- **RHEINLAND-PFALZ:** Bürger zeichnen fleißig für Solarpark Görgeshausen

TECHNIK

- **WÄRME:** Neue Technik soll Müllheizkraftwerk Darmstadt effizienter machen
- **STUDIEN:** Höhere CO2-Preise stärken grüne Wirtschaft
- **GASTBEITRAG:** Diskussion zur Lösung des Klimaproblems gefordert

UNTERNEHMEN

- **IT:** EWE Netz bündelt SAP-Dienste bei BTC
 - **WINDKRAFT ONSHORE:** Eurowind Energy erweitert deutsches Windportfolio
 - **STADTWERKE:** Fusion mit „Tracking-Stock-Modell“
 - **STATISTIK DES TAGES:** Braunkohleförderung in Deutschland von 1990 bis 2024
-

MARKTBERICHTE

- **MARKTKOMMENTAR:** Gas-Day-ahead nach Drei-Jahres-Hoch rückläufig
-

SERVICE

- **ENERGIEDATEN**
- **STELLENANZEIGEN**
- **REDAKTION**
- **IMPRESSUM**

★ TOP-THEMA

Fernleitungsnetzbetreiber sehen für Winter schwarz



Quelle: Shutterstock / Mike Mareen

GAS. Der zum November vorgeschriebene Erdgasspeicher-Füllstand ist nach Einschätzung der FNB „kaum noch erreichbar“. Das Bundeswirtschaftsministerium appelliert an die Händler.

Der Markt soll es richten, doch dem muss nach Worten von Matthias Jenn auf die Sprünge geholfen werden. Der Gesetzgeber sollte Händler „verpflichten, ausreichende Mengen über Speicher bis zum Winterende abzusichern“, wird der Vorstandsvorsitzende der Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas (FNB) in einer Mitteilung zitiert. Der Verband sieht angesichts der Absatzentwicklung am Gasmarkt dringenden Handlungsbedarf.

„Die FNB weisen vorsorglich darauf hin, dass die gesetzliche Vorgabe von 71 Prozent zum 1. November 2026 kaum noch erreichbar ist, selbst bei einer Einspeicherung von bis zu 1,2 TWh pro Tag – dem höchsten Wert, der im Markt je beobachtet wurde“, heißt es in der Mitteilung. Der Verband kritisiert den aktuell historisch niedrigen Speicherstand von rund 50 Prozent. Niedrige LNG-Importe, späte oder lange Kälteperioden sowie Infrastrukturausfälle könnten die Gasversorgung im kommenden Winter gefährden. Liefermengen der Händler könnten nur durch eine Kombination aus LNG- und Speichermengen abgesichert werden, betonen die FNB.

Die Organisation fordert eine Lieferantenverpflichtung als Teil eines Kombinationsmodells. Neben der Vorgabe, dass Händler einen bestimmten Anteil des Gasverbrauchs der von ihnen versorgten Kunden im Speicher vorhalten müssen, hält sie etwa ein „strategisches Befüllungsinstrument“ – eine Art Contract for Difference – für ein probates Mittel. Oder eine von der Marktgebietsverantwortlichen verwaltete Gasmenge als „strategische Reserve“.

Ein solches Modell würde eine gesetzliche Anpassung erfordern. „Die bestehenden Instrumente sind aus Sicht der Netzbetreiber noch nicht ausgeschöpft, würden allerdings auch keine Anreize setzen, damit die Händler ihrer Verantwortung für die Vorsorge Rechnung tragen“, betont ein Sprecher der FNB gegenüber E&M.

Die staatliche Gasreserve, über die im Bundeswirtschaftsministerium nachgedacht wird, kommt für diesen Winter zu spät. Grundsätzlich stehen der Bundesregierung zwei Instrumente zur Verfügung: Ministerin Katherina Reiche (CDU) Sie könnte Einspeicherungen per Verordnung kurzfristig vorschreiben. Oder sie

könnte auf EU-Ebene auf eine weitere Ausnahmeregelung bei den Füllständen hinwirken.

BMW: „Wir beobachten die Lage sehr genau“

Auf diese beiden Optionen geht das Ministerium in einer Stellungnahme nicht ein. „Wir beobachten die Lage sehr genau, vor allem auch die geopolitischen Entwicklungen und stehen in Kontakt mit allen Beteiligten“, so eine Ministeriumssprecherin auf Anfrage von E&M. „Die Gasversorgung in Deutschland ist stabil und die Versorgungssicherheit ist gewährleistet.“

Reiche sieht den Markt in der Verantwortung. „Die Wintervorsorge ist Aufgabe der Unternehmen und Händler“, so ihre Sprecherin. Die Unternehmen sorgten aus eigenem Anreiz vor und kauften die notwendigen Gasmengen ein. „Sie müssen die Speicher für den Winter füllen. Speicher sind neben Pipeline- und LNG-Importen ein zentraler Bestandteil der Wintervorsorge, also der Absicherung der vertraglichen Lieferverpflichtung von Händlern und Versorgern.“

Offen ist damit, wie lange die Bundesregierung eine nach der Analyse der FNB unzureichende Speicherbefüllung hinnehmen will. „Die Bundesregierung ist jederzeit in der Lage zu reagieren – oberste Priorität hat für das BMW die Versorgungssicherheit“, heißt es aus Berlin.

SEFE widerspricht der Einschätzung der FNB

Das bundeseigene Gasunternehmen Securing Energy for Europe (Sefe) bewertet die Versorgungslage für den kommenden Winter grundsätzlich als stabil. „Trotz höherer Preise reicht das LNG-Angebot aus, um die Füllstandsvorgaben bis November zu erreichen“, teilt Sefe mit. Solange Europa als attraktiver Käufermarkt wahrgenommen werde, „werden ausreichend Mengen nach Europa geliefert werden“.

Die hohen Gaspreise im Day-Ahead-Handel – am 18. Juni stellte sich ein Dreijahreshoch ein (s. Marktkommentar) – haben aus Sicht von Experten zwei gegenläufige Effekte. Zum einen machen sie Händler bei der Beschaffung zurückhaltender, weil diese auf eine Entspannung des Konflikts im Iran hoffen. Zum anderen erhöhen die Preise die Attraktivität des europäischen Marktes für LNG-Exporteure.

Nach Berechnungen des Marktforschungsunternehmens ICIS sind durchschnittliche TTF-Preise von rund 60 Euro je MWh zwischen August und Oktober erforderlich, um genügend verflüssigtes Erdgas (LNG) nach Europa zu lenken. Würde das Speicherziel aufgegeben, würde der LNG-Bedarf im Herbst 2026 um rund 28 TWh sinken, modellierte ICIS. Entsprechend könnten die TTF-Preise im August und September etwa 12 Prozent niedriger ausfallen als in einem Basisszenario. (mf) // **VON MANFRED FISCHER**

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

POLITIK & RECHT



Quelle: Pixabay / Udo Pohlmann

EU lockert Haushaltsregeln für Energiesicherheit

EUROPAEISCHE UNION. Die Europäische Kommission ermöglicht den EU-Staaten, die nationale Ausweichklausel für Verteidigung auch auf Maßnahmen zur Energiesicherheit auszuweiten.

Die Europäische Kommission hat Leitlinien zur haushaltspolitischen Flexibilität für Maßnahmen zur Energiesicherheit verabschiedet. Damit können die Mitgliedstaaten beantragen, den Anwendungsbereich der nationalen Ausweichklausel (NEC) für Verteidigungszwecke auf bestimmte energiepolitische Maßnahmen auszuweiten. Die Regelung soll von 2026 bis 2028 gelten.

Die Kommission reagiert damit auf den anhaltenden Konflikt im Nahen Osten. Diese zusätzliche Flexibilität soll nach Angaben der EU-Kommission Maßnahmen ermöglichen, die die strukturelle Widerstandsfähigkeit des europäischen Energiesystems stärken und den Ausstieg aus fossilen Energieträgern beschleunigen.

Für die Nutzung gelten mehrere Bedingungen. Förderfähig sind demnach nur Haushaltsmaßnahmen, die nach dem 28. Februar 2026 beschlossen wurden. Die Maßnahmen müssen national finanziert sein und direkte Auswirkungen auf den jeweiligen Staatshaushalt haben. Zugleich sollen sie laut Kommission eine möglichst hohe Wirkung bei möglichst geringen Haushaltskosten erzielen.

Die Leitlinien enthalten eine beispielhafte, nicht abschließende Liste möglicher Maßnahmen. Ob eine konkrete Maßnahme die Voraussetzungen erfüllt, will die Kommission jeweils einzeln prüfen. Die Mitgliedstaaten müssen dafür Anträge auf eine Ausweitung des Anwendungsbereichs der NEC stellen.

Begrenzter zusätzlicher Spielraum

Die bestehenden Grenzen der Ausweichklausel bleiben bestehen. Die zulässige Abweichung vom empfohlenen Pfad der Nettoausgaben darf insgesamt höchstens 1,5 Prozent des Bruttoinlandsprodukts (BIP) betragen. Innerhalb dieser Grenze gelten für Maßnahmen zur Energiesicherheit zusätzliche Obergrenzen von 0,3 Prozent des BIP pro Jahr und 0,6 Prozent des BIP über den gesamten Zeitraum.

Die Kommission betont, dass die Flexibilität die Tragfähigkeit der öffentlichen Finanzen nicht beeinträchtigen darf. Ausgaben oberhalb der geltenden Obergrenzen unterliegen weiterhin den regulären

Prüfungen zur Einhaltung der EU-Haushaltsregeln.

Mit der nun verabschiedeten Mitteilung legt die Kommission zudem das Verfahren für die Anträge der Mitgliedstaaten fest. Diese sollen eine erste Liste der geplanten Energiesicherheitsmaßnahmen enthalten, für die sie die Flexibilität nutzen wollen. Außerdem müssen die Staaten die voraussichtlichen Haushaltskosten angeben.

Nach der Prüfung kann die Kommission dem Rat empfehlen, einen Antrag zu genehmigen. Voraussetzung dafür ist, dass die Anforderungen des Artikels 26 der Verordnung 2024/1263 erfüllt sind.

Die Mitteilung soll in den kommenden Tagen im Amtsblatt der Europäischen Union veröffentlicht werden. Die Mitgliedstaaten können anschließend Anträge auf eine Ausweitung der NEC stellen. (sh)

// VON SUSANNE HARMSSEN

[^ Zum Inhalt](#)

Stromversorgung in Österreich so stabil wie nie



Quelle: Fotolia / Yul

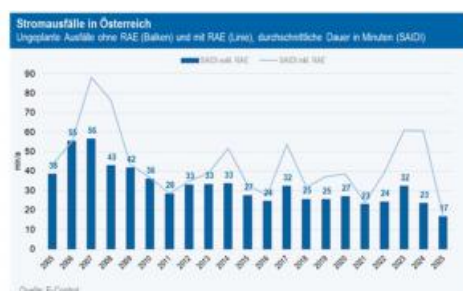
STATISTIK. Österreichs Netzbetreiber meldeten 2025 weniger und kürzere ungeplante Versorgungsunterbrechungen bei Strom und Gas als im Vorjahr.

Die durchschnittliche Dauer ungeplanter Versorgungsunterbrechungen ist in Österreich 2025 sowohl bei Strom als auch bei Erdgas gesunken. Bei Strom erreichte sie den niedrigsten Wert seit Beginn der Aufzeichnungen im Jahr 2005. Das zeigen die neuen Ausfall- und Störungsstatistiken der österreichischen Regulierungsbehörde E-Control.

Demnach lag die „kundenbezogene Nichtverfügbarkeit“ – exklusive regional außergewöhnlicher Ereignisse – für Österreich in Summe bei 37,52 Minuten. Bezugsgröße für die Berechnung ist die Anzahl der Netzbenutzer, wie die Behörde erklärt. Unterschieden nach geplanten und ungeplanten Versorgungsunterbrechungen verzeichnete E-Control 20,89 Minuten für geplante und 16,62 Minuten für nicht geplante Abschaltungen. Zum Vergleich: 2024 summierte sich die durchschnittliche Dauer ungeplanter Stromausfälle auf 23,41 Minuten.

Der Wert für die „leistungsbezogene Nichtverfügbarkeit“ betrug in Summe 44,76 Minuten. Bezugsgröße für diese Berechnung ist die „installierte Scheinleistung der Transformatoren“. Differenziert nach geplanten und ungeplanten Unterbrechungen ergaben sich Werte von 29,26 und 15,50 Minuten.

Insgesamt meldeten die österreichischen Stromnetzbetreiber vergangenes Jahr 14.869 Versorgungsunterbrechungen, die länger als eine Sekunde dauerten. Im Jahr 2024 waren es 18.499. Knapp 61 Prozent der Unterbrechungen waren geplant, gut 39 Prozent ungeplant.



Ungeplante kundenbezogene Nichtverfügbarkeit von Strom 2025 in Österreich in Minuten

(Zum Vergrößern auf die Grafik klicken)

Quelle: E-Control

2,15 Minuten bei der Gasversorgung

Deutlich zurück gingen auch die Zahlen bei der Gasversorgung. Die Kennzahl für die durchschnittliche Dauer ungeplanter Versorgungsunterbrechungen je versorgtem Zählpunkt mit Ursache im Verteilernetz lag bei 2,15 Minuten, schreibt E-Control. Dies entspreche einer Verbesserung gegenüber dem Jahr 2024 von rund 44 Prozent.

Die durchschnittliche Unterbrechungsanzahl war auf einem vergleichbaren Niveau wie in den Jahren 2020 bis 2023. Im Durchschnitt sind von 1.000 Zählpunkten rund 3 betroffen. Bei Gas wurden 2025 insgesamt 2.769 Unterbrechungen registriert, nach 3.157 im Vorjahr. Davon waren rund 36 Prozent geplant, 64 Prozent ungeplant.

Bei Strom unterscheidet E-Control fünf Ursachen für ungeplante Unterbrechungen: atmosphärische Einwirkungen, Fremdeinwirkungen, netzbetreiberinterne Gründe, Rückwirkungsstörungen und regional außergewöhnliche Ereignisse. Interne Ursachen, darunter beispielsweise Kabelschäden, machten 2025 mehr als 15 Prozent der ungeplanten Stromunterbrechungen aus. Damit waren sie die häufigste der ausgewiesenen Ursachen. Auf atmosphärische Einwirkungen entfielen knapp 10 Prozent.

Grund in 28 Prozent der Fälle außerhalb des Verteilernetzes

Bei Gas entfielen rund 72 Prozent der gemeldeten Unterbrechungen auf Ursachen im Verteilernetz. Rund 28 Prozent lagen außerhalb des Verteilernetzes. Dazu zählen beispielsweise Defekte an Gasthermen in Kundenanlagen.

„Bei Strom sehen wir den besten Wert seit Beginn der Aufzeichnungen im Jahr 2005. Das liegt vor allem daran, dass es im Jahr 2025 kaum zu regional außergewöhnlichen Ereignissen gekommen ist“, erläutert E-Control-Vorstand Alfons Haber, die Zahlen.

Die durchschnittliche Dauer ungeplanter Ausfälle sind im Strombereich immer deutlich höher als bei Gas. Das sei vor allem darauf zurückzuführen, dass unterirdisch verbaute Gasleitungen weniger von externen Umwelteinflüssen betroffen sind als Freileitungen bei Strom, so die Regulierungsbehörde. (mf)

Die **Statistik Strom** und die **Statistik Gas** stehen auf den Interseiten von E-Control bereit.

// VON MANFRED FISCHER

Diesen Artikel können Sie teilen: [f](#) [t](#) [in](#)

[^ Zum Inhalt](#)

Förderprogramm bewilligt 20.015 Anträge seit Mai



Quelle: Shutterstock / Naypong Studio

ELEKTROFAHRZEUGE. Seit dem Start der neuen E-Auto-Förderung im Mai hat die Bundesregierung mehr als **20.000 Anträge bewilligt. Rund 93 Prozent entfielen auf vollelektrische Fahrzeuge.**

Seit dem Inkrafttreten des neuen Förderprogramms für Elektrofahrzeuge am 19. Mai haben Bürger insgesamt 84.828 Anträge gestellt. Bis zum Stichtag 16. Juli bewilligte die Bundesregierung davon 20.015 Anträge. 291 Anträge lehnte sie ab. Das geht aus der Antwort der Bundesregierung auf eine Kleine Anfrage der Fraktion Bündnis 90/Die Grünen hervor.

Die staatliche Förderung unterstützt den Kauf oder das Leasing von vollelektrischen Neufahrzeugen und Plug-in-Hybridfahrzeugen (PHEV) mit bis zu 6.000 Euro. Ihre Förderhöhe richtet sich nach Einkommen und Familienstand. Die Auszahlung erfolgt über das Portal des Bundesamts für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (Bafa) beziehungsweise der Förderzentrale Deutschland.

Von den bewilligten Anträgen entfielen laut Bundesregierung 18.550 auf batterieelektrische Fahrzeuge (BEV). Das entspricht rund 93 Prozent. Weitere 1.456 Bewilligungen betrafen PHEV und damit rund sieben Prozent der positiven Bescheide.

Unterschiedliche Nachfrage in den Ländern

Die Zahl der Bewilligungen unterscheidet sich deutlich zwischen den Bundesländern. Nordrhein-Westfalen führt die Statistik mit 4.980 positiven Bescheiden an. Dahinter folgen Bayern mit 3.834 Bewilligungen sowie Baden-Württemberg und Niedersachsen mit jeweils 2.327.

Die wenigsten Bewilligungen verzeichneten die Stadtstaaten Bremen, Hamburg und Berlin. Dort wurden bis zum Stichtag 81, 156 beziehungsweise 267 Anträge positiv beschieden. Unter den Flächenländern weist Mecklenburg-Vorpommern mit 206 Bewilligungen den niedrigsten Wert auf. In Sachsen-Anhalt waren es 303.

Mit dem Förderprogramm will die Bundesregierung nach eigenen Angaben die Verbreitung elektrisch betriebener Pkw in der Breite der Gesellschaft erhöhen. Die Förderung sei deshalb sozial gestaffelt. Sie solle insbesondere Haushalten mit niedrigen und mittleren Einkommen den Zugang zur Elektromobilität erleichtern und eine sozial ausgewogene Beteiligung am Markthochlauf ermöglichen.

Soziale Staffelung

Auch bei den Bewilligungen nach Einkommensgruppen zeigt sich die soziale Ausrichtung des Programms. Bis Mitte Juli erhielten laut Bundesregierung 9.632 Haushalte mit einem zu versteuernden Einkommen von bis zu 45.000 Euro eine Förderzusage. Weitere 4.507 Bewilligungen entfielen auf Haushalte mit einem Einkommen von bis zu 60.000 Euro.

5.876 positive Bescheide gingen an Haushalte mit einem zu versteuernden Einkommen von bis zu 80.000 Euro beziehungsweise an Haushalte mit förderrelevanten Kindern und einem zu versteuernden Einkommen von bis zu 90.000 Euro.

Damit hat die Bundesregierung innerhalb der ersten knapp zwei Monate seit Programmstart rund ein Viertel der gestellten Förderanträge bewilligt. Der überwiegende Teil der bewilligten Anträge betrifft reine Batterieelektrofahrzeuge. Die Zahlen bilden den Stand bis Mitte Juli ab und geben damit noch keinen vollständigen Überblick über die weitere Entwicklung des Förderprogramms.

Die **Förderanträge für die E-Auto-Prämie** können online gestellt werden. (sh) // VON SUSANNE HARMSSEN

[^ Zum Inhalt](#)

Studie fordert zusätzlichen Klimaschutzmix



KLIMASCHUTZ. Eine Studie von Epico und FFE zeigt, dass der EU-Emissionshandel allein nicht zur Klimaneutralität reicht. Gefordert wird ein ergänzender Politikmix.

Quelle: Pixabay / Gerd Altmann

Der europäische Emissionshandel könne nach der Analyse „The New Economics of Net Zero“ des Berliner Thinktanks Epico einen großen Teil der notwendigen Emissionsminderungen anstoßen. Für die vollständige Klimaneutralität der Europäischen Union bis 2050 reichten die CO₂-Preissignale allein jedoch nicht aus. Das geht aus einer gemeinsam mit der Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FFE) erstellten Studie hervor.

Die Autoren haben dafür 128 Dekarbonisierungsmaßnahmen in den Bereichen Energieversorgung, Gebäude, Verkehr und Industrie untersucht. Die Studie basiert auf einer sogenannten Marginal Abatement Cost Curve (MACC), also einer Kurve der Grenzkosten der Emissionsminderung. Sie ordnet Maßnahmen danach, wie viel CO₂ sie einsparen können und welche Kosten je vermiedener Tonne entstehen. Die Analyse soll zeigen, mit welchen Maßnahmen sich die Emissionen bis 2050 möglichst kosteneffizient reduzieren lassen.

CO₂-Preis stößt an Grenzen

Laut Epico und FFE könnte ein CO₂-Preis von rund 200 Euro je Tonne CO₂ wirtschaftliche Anreize für etwa 75 Prozent des erforderlichen Minderungspotenzials schaffen. Die derzeitigen Preise im EU-Emissionshandel für Energie und Industrie (EU-ETS I) von rund 80 Euro je Tonne CO₂ sowie die für den Emissionshandel für Gebäude und Verkehr (EU-ETS II) erwarteten Preise von rund 45 Euro stießen bei einem Minderungsgrad von mehr als etwa 50 Prozent des Gesamtpotenzials an Grenzen.

Damit bleibe der Emissionshandel ein zentrales Instrument der europäischen Klimapolitik, müsse aber durch weitere Maßnahmen ergänzt werden. Epico und FFE nennen unter anderem Investitionen in Infrastruktur, gezielte Investitions- und Betriebskostenförderung, Leitmärkte für klimafreundliche Produkte sowie einen wirksamen CO₂-Grenzausgleichsmechanismus (CBAM).

Wasserstoff braucht Starthilfe

Besonders relevant ist laut Studie der Ausbau der Infrastruktur für Wasserstoff und CO₂. Wasserstoffnetze sowie Transport- und Speicherinfrastruktur für CO₂ sollen Investitionen in Wasserstofftechnologien und Carbon Capture and Storage (CCS) ermöglichen. Ohne entsprechende Infrastruktur könnten selbst wirtschaftlich grundsätzlich geeignete Technologien nicht ausreichend zum Einsatz kommen.

Anders stellt sich die Situation bei Wasserstoff dar. Die Studie kommt zu dem Ergebnis, dass ein CO₂-Preis allein nicht ausreicht, um wasserstoffbasierte Anwendungen wirtschaftlich zu machen. Für grünen Wasserstoff erwarten die Autoren im Jahr 2050 einen Preis, der etwa dem Vierfachen des Erdgaspreises entspricht.

Selbst ein CO₂-Preis von rund 200 Euro je Tonne würde demnach nicht automatisch Kostengleichheit mit etablierten Technologien herstellen. Die Studie empfiehlt deshalb zusätzlich eine gezielte Unterstützung der Betriebskosten, um Geschäftsmodelle für Wasserstoff zu ermöglichen und den Markthochlauf zu beschleunigen.

Unterstützung für die Industrie

Für die Industrie identifiziert die Analyse Recycling als eine vergleichsweise kostengünstige Minderungsoption. Auch die Elektrifizierung industrieller Prozesse könne einen erheblichen Beitrag leisten. Je nach Technologie könnten CO₂-Preise zwischen etwa 90 und mehr als 200 Euro je Tonne Anreize für einen Wechsel schaffen. Allerdings könnten die absoluten Kosten insbesondere bei energieintensiven Prozessen gegenüber dem Status quo steigen.

Für schwer elektrifizierbare Anwendungen und als industrieller Rohstoff soll nachhaltige Biomasse nach Ansicht der Autoren gezielt eingesetzt werden. Dabei sollten Rest- und Abfallstoffe stärker genutzt und Stoffkreisläufe geschlossen werden.

Bei der Abscheidung prozessbedingter CO₂-Emissionen sei wiederum der Aufbau einer Transport- und Speicherinfrastruktur entscheidend. Nach Angaben der Studienautoren könnten bestimmte Oxyfuel-Abscheideverfahren bereits bei CO₂-Preisen um 70 Euro je Tonne wirtschaftliche Anreize erhalten. Andere Verfahren wie die Aminwäsche könnten im Jahr 2050 etwa 140 Euro je Tonne benötigen. Die Kosten für Transport und Speicherung seien darin noch nicht enthalten und könnten die Vermeidungskosten deutlich erhöhen.

Epico und FFE sehen deshalb einen Bedarf für gezielte Förderinstrumente. Carbon Contracts for Difference (CfD), also Klimaschutzverträge, könnten die zusätzlichen Betriebskosten in einer Übergangsphase ausgleichen. Entscheidend sei dabei, öffentliche Unterstützung auf Bereiche zu konzentrieren, in denen reine Preissignale keine ausreichenden Investitionsanreize schaffen.

Der [Policy Report: The New Economics of Net Zero](#) steht in englischer Sprache als PDF zum Download bereit. (sh) // [VON SUSANNE HARMSSEN](#)

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

HANDEL & MARKT



Quelle: Katia Meyer-Tien

Entgelte und Umlagen für Gastransport und Konvertierung sinken

ERDGAS. Trading Hub Europe (THE) legt Entgelte und Umlagen für die neue Gasperiode fest. Zwei Bilanzierungsumlagen und das H-L-Konvertierungsentgelt bleiben bei null, andere sinken leicht.

Die Trading Hub Europe GmbH (THE), Marktgebietsverantwortlicher für das deutsche Gasmarktgebiet mit Sitz in Berlin und Düsseldorf, hat am 19. August die Entgelte und Umlagen für die am 1. Oktober 2026 beginnende Umlageperiode veröffentlicht. Die neuen Werte gelten für zwölf Monate.

Die SLP-Bilanzierungsumlage, die RLM-Bilanzierungsumlage und das Konvertierungsentgelt für H-Gas nach L-Gas bleiben bei 0 Euro/MWh. Die Konvertierungsumlage und das Virtual Trading Point (VHP)-Entgelt sinken auf 0,11 Euro/MWh beziehungsweise 0,00141 Euro/MWh.

Laut THE ist die Festlegung der beiden Bilanzierungsumlagen auf 0 Euro/MWh unter anderem auf die weiterhin stabilere Markt- und Preissituation, die erwartete Entwicklung des Regelenergiebedarfs sowie die aktuellen Guthabenstände der Bilanzierungsumlagekonten zurückzuführen.

Nach der Festlegung GaBi Gas 2.0 muss der Marktgebietsverantwortliche getrennte Bilanzierungsumlagen für Standardlastprofil- (SLP) und Registrierende-Leistungsmessung- (RLM) Entnahmestellen ermitteln und erheben.

Konvertierungsumlage sinkt

Auch beim Konvertierungsentgelt für die Umwandlung von H-Gas in L-Gas setzt THE weiterhin auf 0 Euro/MWh. Das Entgelt soll nach Angaben des Unternehmens einen ausreichenden Anreiz für den qualitätsübergreifenden Gashandel schaffen.

Gleichzeitig soll verhindert werden, dass der Marktgebietsverantwortliche zum überwiegenden Beschaffer physischer L-Gas-Mengen wird. Ein Entgelt für die umgekehrte Konvertierungsrichtung von L-Gas nach H-Gas sieht die derzeit geltende Festlegung nicht vor.

Für die Festlegung des Konvertierungsentgelts berücksichtigt THE den aktuellen Stand des

Konvertierungskontos und eigene Prognosen. Die Konvertierungsumlage liegt dagegen künftig bei 0,11 Euro/MWh, aktuell beträgt sie noch 0,18 Euro/MWh. Sie dient neben dem Konvertierungsentgelt dazu, die Kosten der kommerziellen und technischen Konvertierung zu decken.

Nach Angaben von THE findet die Konvertierung derzeit weiterhin fast ausschließlich von L-Gas nach H-Gas statt. Die Konvertierungsmengen in dieser Richtung liegen demnach weiterhin auf erhöhtem Niveau, sind im Vergleich zum Vorjahr aber zurückgegangen. Aus den Konvertierungsmengen ergibt sich laut THE ein entsprechender Regelenenergiebedarf. Dies führt zusammen mit den weiteren Prognosen zur Absenkung der Konvertierungsumlage.

Ebenfalls niedriger fällt das VHP-Entgelt aus. THE berechnet es bei jeder nominierten Übertragung von Gasmengen sowohl dem abgebenden als auch dem aufnehmenden Bilanzkreisverantwortlichen. Ab dem 1. Oktober beträgt das Entgelt 0,00141 Euro/MWh, aktuell sind es noch 0,00198 Euro/MWh. (sh)

// VON SUSANNE HARMSSEN

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG



Heizungswahl ist vor allem Preisfrage



Quelle: Pixabay / Gerd Altmann

WÄRME. Beim Kauf einer neuen Heizung stehen für Hausbesitzer vor allem die Kosten im Vordergrund. Pelletheizer gewichten erneuerbare Energien deutlich stärker.

Für Hausbesitzer zählen beim Heizungskauf vor allem finanzielle Kriterien. Das zeigt eine repräsentative Online-Umfrage des Umfrageunternehmens Civey im Auftrag des Deutschen Pelletinstituts (Depi). Civey befragte dafür vom 4. Februar bis 2. März 2026 insgesamt 5.000 Bundesbürger, darunter 2.500 Hausbesitzer und 500 Eigentümer mit Pelletheizung. Fast zwei Drittel der Hausbesitzer nennen die Anschaffungskosten als wichtiges Kriterium. 53,2 Prozent achten außerdem auf Betriebs- und Wartungskosten.

Bei Eigentümern mit Pelletheizung verschiebt sich die Gewichtung. Für sie stehen Betriebs- und

Wartungskosten häufiger an erster Stelle, während Anschaffungskosten seltener dominieren. Das Depi führt dies unter anderem auf Zuschüsse aus der Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG) zurück.



Aspekte beim Heizungskauf
(zum Vergrößern bitte auf die Grafik klicken)
Quelle: Depi

Auch die Zukunftsfähigkeit der Technik spielt bei der Heizungswahl eine Rolle. 36,3 Prozent aller befragten Hausbesitzer nennen sie als wichtiges Kriterium, unter Pelletheizern sind es 39,8 Prozent. Noch stärker unterscheiden sich die Gruppen beim Anteil erneuerbarer Energien. 39 Prozent der Pelletheizer bewerten ihn als wichtig, unter allen Hausbesitzern sind es 20,6 Prozent.

Depi-Geschäftsführer Martin Bentele verweist außerdem auf die Brennstoffkosten. Nach Angaben des Instituts lag der Pelletpreis im Durchschnitt der vergangenen zehn Jahre mindestens 25 Prozent unter dem von Heizöl und 31 Prozent unter dem von Erdgas (wir berichteten). Pellets entstehen laut Depi überwiegend aus Reststoffen der regionalen Säge- und Holzindustrie.

Seit diesen Sommer ist zudem der sogenannte Klimageschwindigkeitsbonus von 20 auf 16 Prozent gesunken. Der Bonus ist Teil der staatlichen Heizungsförderung und unterstützt einen schnellen Heizungstausch finanziell. Nach Angaben des Depi soll er bis 2028 in mehreren Stufen weiter sinken. Wer jetzt eine Förderung für eine Pelletheizung beantragt, kann laut Institut noch die derzeit höheren Fördersätze nutzen. Für die Umsetzung bleiben anschließend 36 Monate.e. (ds)

// VON DAVINA SPOHN

[^ Zum Inhalt](#)

Effizienz bei Eigentumswohnungen immer wichtiger



Quelle: Pixabay / Geralt

EFFIZIENZ. Hohe Effizienzklassen bei Eigentumswohnungen schlagen sich zunehmend in hohen Kaufpreisen nieder, so eine Umfrage der Postbank.

Energieeffizienz wird beim Kauf einer Eigentumswohnung zunehmend zum Kaufargument und kostet dementsprechend. Wie groß die Unterschiede ausfallen, hängt allerdings stark vom Standort ab.

Das zeigt der „Postbank Wohnatlas 2026“, für den das Hamburgische Weltwirtschaftsinstitut Angebote in allen 400 deutschen Landkreisen und kreisfreien Städten ausgewertet hat. Untersucht wurden Bestands- und Neubauwohnungen, dabei ist A+ der höchste Wert und H der schlechteste Wert.

In 92 Regionen liegt der Anteil der angebotenen Eigentumswohnungen mit den Effizienzklassen D bis A+ bei unter 30 Prozent. Am Ende des Rankings liegt der Landkreis Görlitz mit 13,3 Prozent. Im bundesweiten Durchschnitt entfallen 35 Prozent der angebotenen Eigentumswohnungen auf diese Effizienzklassen.

Den höchsten Anteil weist Potsdam-Mittelmark (Brandenburg) auf: Dort gehören 54,7 Prozent der untersuchten Wohnungen zu den Effizienzklassen D bis A+. Es folgen die Landkreise Plön (Schleswig-Holstein) mit 53,3 Prozent, Börde (Sachsen-Anhalt) mit 52,9 Prozent und der Saale-Holzland-Kreis (Thüringen) mit 52 Prozent.

Unter den Großstädten mit mehr als 100.000 Einwohnern weist Trier mit 49,1 Prozent den höchsten Anteil an Wohnungen der Klassen D bis A+ auf. Der durchschnittliche Kaufpreis für diese Wohnungen liegt dort bei 4.422 Euro je Quadratmeter. Es folgen Jena mit 48,9 Prozent (4.281 Euro je Quadratmeter) und Erlangen mit 47 Prozent (5.363 Euro je Quadratmeter). Vergleichsweise niedrige Quadratmeterpreise für effizientere Wohnungen verzeichnet die Studie unter anderem für Chemnitz mit durchschnittlich 1.447 Euro und Bochum mit 2.715 Euro.

Deutliche Unterschiede zeigen sich bei den Preisaufschlägen. In den sieben größten deutschen Städten kosten Wohnungen der Klassen A+ bis D im Durchschnitt 6.711 Euro je Quadratmeter. Wohnungen der Klassen E bis H werden durchschnittlich 1.337 Euro je Quadratmeter günstiger angeboten.

Am größten ist die Differenz in Hamburg. Für Wohnungen mit Effizienzklasse D oder besser werden dort durchschnittlich 7.558 Euro je Quadratmeter verlangt. Das sind 1.893 Euro mehr als für Wohnungen der Klassen E bis H. In München beträgt die Differenz 1.720 Euro, in Frankfurt am Main 1.599 Euro. Köln kommt auf 1.155 Euro, Düsseldorf auf 1.129 Euro und Berlin auf 1.092 Euro. Am niedrigsten fällt der Aufschlag unter den sieben Metropolen in Stuttgart mit 772 Euro aus.

Auch außerhalb der Metropolen sind die Unterschiede groß. In 83 Regionen beträgt der Preisaufschlag für Wohnungen der Klasse D oder besser mindestens 1.000 Euro je Quadratmeter. Im Landkreis Miesbach (Bayern) sind es 3.133 Euro. Gleichzeitig gibt es 66 Regionen, in denen die Differenz weniger als 400 Euro beträgt. In zwölf Regionen sind effizientere Wohnungen im Durchschnitt sogar günstiger. Im Landkreis Aurich liegt ihr Angebotspreis beispielsweise 868 Euro je Quadratmeter unter dem von Wohnungen der Klassen E bis H. // VON STEFAN SAGMEISTER

[^ Zum Inhalt](#)

Bürger zeichnen fleißig für Solarpark Görgeshausen



Quelle: Pixabay / KaiPilger

RHEINLAND-PFALZ. Zahlreiche Menschen aus Görgeshausen und der Region haben sich an der Finanzierung des dritten Bauabschnitts des Solarparks beteiligt. 406.000 Euro wurden vollständig gezeichnet.

Die Bürgerbeteiligung für den dritten Bauabschnitt des Solarparks Görgeshausen ist abgeschlossen. Laut der Energieversorgung Mittelrhein AG (EVM) aus Koblenz, haben Bürgerinnen und Bürger, EVM-Kunden sowie Mitarbeitende der EVM-Gruppe insgesamt rund 406.000 Euro über ein Nachrangdarlehen eingeworben. Damit wurde das Finanzierungsziel vollständig erreicht.

Die Zeichnungsphase stand zunächst ausschließlich Einwohnern von Görgeshausen offen. Anschließend weitete die EVM das Angebot auf ihre Kunden sowie Mitarbeitende der Unternehmensgruppe aus. Nach Angaben des Unternehmens war die Nachfrage ausreichend, um die angestrebte Summe vollständig zu zeichnen.

„Die vollständige Zeichnung der Bürgerbeteiligung ist ein starkes Signal für unser Projekt und die Energiewende vor Ort“, sagt Görgeshausens Ortsbürgermeister Martin Bendel. Viele Menschen hätten damit gezeigt, dass sie sich nicht nur für die Energiewende aussprechen, sondern sich auch finanziell an

einem Projekt in ihrer Region beteiligen wollten.

Für die Finanzierung des dritten Bauabschnitts erhalten die Anlegenden laut EVM eine Verzinsung von 2,85 Prozent pro Jahr. Für Kunden des Energieversorgers liegt der Zinssatz bei 3,35 Prozent. Die Beteiligung erfolgte über ein Nachrangdarlehen.

Hintergrund des PV-Parks

Der Solarpark Görgeshausen wird seit 2013 gemeinsam von der EVM und der Ortsgemeinde über die Energiegesellschaft Görgeshausen (EGG) betrieben. Mit dem dritten Bauabschnitt haben die Betreiber die Anlage nach eigenen Angaben auf rund 5,5 Hektar erweitert. Dabei kamen 6.624 zusätzliche Solarmodule hinzu.



Der Solarpark Görgeshausen
Quelle: Sascha Ditscher / EVM

Insgesamt erzeugt der Solarpark heute nach Angaben der EGG so viel erneuerbaren Strom, wie etwa 3.900 Menschen im Jahr verbrauchen. Die Bürgerbeteiligung soll dabei neben der Finanzierung auch eine stärkere Beteiligung der Bevölkerung an der regionalen Energiewende ermöglichen.

„Die Energiewende funktioniert am besten, wenn die Menschen vor Ort daran teilhaben können“, erklärt EVM-Bereichsleiter Erzeugung Steffen Weil. Die Nachfrage nach der Beteiligung bestätige diesen Ansatz. Menschen, die sich beteiligt hätten, investierten damit auch in die Entwicklung der eigenen Region. (sh)

// VON SUSANNE HARMSSEN

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

⚙️ TECHNIK



Quelle: Entega

Neue Technik soll Müllheizkraftwerk Darmstadt effizienter machen

WÄRME. Das Regierungspräsidium hat den Umbau der Kühltechnik im Müllheizkraftwerk Darmstadt genehmigt. Entega will damit die Effizienz der Anlage und den Schallschutz verbessern.

Das Regierungspräsidium Darmstadt hat die Ertüchtigung eines Luftkondensators sowie den Austausch der Hybridkühler am Müllheizkraftwerk (MHKW) Darmstadt genehmigt, teilte der Energieversorger Entega am 19. August mit. Entega kann damit einen weiteren Teil der laufenden Modernisierung des Standorts umsetzen. Die Maßnahmen betreffen vor allem die Kühlung des Kraftwerksprozesses und den Schallschutz.

Regierungspräsident Jan Hilligardt übergab den Genehmigungsbescheid am 18. August an Vertreter von Entega und des Zweckverbands Abfallverwertung Südhessen (ZAS). Der Zweckverband besitzt das MHKW, Entega führt den Betrieb. Nach Angaben des Regierungspräsidiums soll der Umbau die technische Modernisierung der Anlage fortsetzen und zugleich die Anforderungen an den Immissionsschutz berücksichtigen.

Im Mittelpunkt steht der Luftkondensator 3 (Luko 3) des MHKW. Entega plant bauliche Anpassungen und den Einbau neuer Ventilatoren. Dadurch soll sich die Luftzirkulation verbessern und die maximale thermische Leistung des Kondensators erhöht werden. Zugleich sollen die neuen Ventilatoren die Schallemissionen senken.

Darüber hinaus ersetzt Entega die vier bestehenden Hybridkühler auf dem Dach des Müllheizkraftwerks. Die neuen Anlagen sollen mit geringeren Schallemissionen arbeiten und die Kühlleistung erhöhen. Damit unterstützen sie zugleich die geplante Leistungssteigerung des Luftkondensators 3.

Die Arbeiten an der Kühltechnik bilden einen Teil eines größeren Umbaus des Standorts. Neben der bestehenden Verbrennungslinie 3 errichtet der Betreiber die Verbrennungslinie 4. Parallel dazu sollen die älteren Verbrennungslinien 1 und 2 schrittweise außer Betrieb gehen und anschließend zurückgebaut werden. Damit erneuern ZAS und Entega wesentliche Teile des Anlagenbestands während des laufenden Betriebs.

MHKW bleibt Teil der Darmstädter Wärmeversorgung

Neben der Abfallbehandlung übernimmt das Müllheizkraftwerk eine wichtige Funktion in der kommunalen Wärmeversorgung Darmstadts. „Für Darmstadt hat das Müllheizkraftwerk eine doppelte Bedeutung: als wichtiger Standort der Abfallverwertung und als verlässlicher Anker der kommunalen Wärmeversorgung. Die jetzt genehmigten Maßnahmen helfen uns, diesen Beitrag auch künftig leistungsfähig und verantwortungsvoll zu leisten“, sagte Julia Klinger, Vorstand Personal und Infrastruktur Enetag, bei der Übergabe des Förderbescheids.

Der Standort wird aber für mehr genutzt als Müllverbrennung. Nur ein Teil der Fernwärme entsteht durch die thermische Abfallverwertung im Müllheizkraftwerk Darmstadt. Entega plant auch eine schrittweise Umstellung der Erzeugung, teilte der Versorger Anfang des Jahres mit. Vorgesehen ist unter anderem die Nutzung von Abwärme aus dem Müllheizkraftwerk, der Einsatz von Großwärmepumpen sowie wasserstoffbasierter oder synthetischer Gase zur Abdeckung von Spitzenlasten (wir berichteten).

Zudem entsteht seit Herbst 2025 am Darmstädter MHWK ein 3-MW-Elektrolyseurs auf dem Gelände zur Produktion von grünem Wasserstoff. Der Regelbetrieb ist laut Entega für das erste Quartal 2027 vorgesehen. Finanziert wird das H2-Vorhaben über das Reallabor „DELTA“, das vom Bundeswirtschaftsministerium gefördert wird. Das Akronym steht für „Darmstädter Energie-Labor für Technologien in der Anwendung“ und ist eines von mehreren Reallaboren der Energiewende.

Das Müllheizkraftwerk ist laut Entega ein strategisch gewählter Standort: Er biete die nötige Infrastruktur, etwa für Netzanschlüsse, Sicherheitsvorkehrungen und Trailerlogistik. Entega betreibt das MHKW im Auftrag des Eigentümers – des Zweckverbands Abfallverwertung Südhessen (ZAS) – und will die neue Wasserstoffanlage nahtlos in den bestehenden Betrieb integrieren. So entstehe ein kommunal getragenes Energiesystem mit Verbindung von Abfallverwertung, Stromerzeugung und grüner Wasserstoffproduktion. (hr) // VON HEIDI ROIDER

[^ Zum Inhalt](#)

Höhere CO2-Preise stärken grüne Wirtschaft



Quelle: Shutterstock

STUDIEN. Höhere CO2-Preise lenken laut DIW-Studie Arbeit in grüne Bereiche, wo Expertise für grüne Transformation entsteht. Die Einnahmen sollten genutzt werden, um Einkommensteuern zu senken.

Ein höherer CO2-Preis könnte neben der Emissionsminderung auch den Aufbau von Wissen und Produktivität in klimafreundlichen Wirtschaftsbereichen beschleunigen. Zu diesem Ergebnis kommt eine Modellanalyse des Deutschen Instituts für Wirtschaftsforschung (DIW Berlin), wie das Institut am 19. August mitteilt.

Demnach verschiebt ein steigender Preis für CO2 Beschäftigung aus emissionsintensiven Tätigkeiten in Bereiche, in denen Unternehmen klimafreundliche Technologien einsetzen. Die Beschäftigten sammeln dort Erfahrung und bauen Kompetenzen auf, die langfristig die Produktivität erhöhen können.

Das DIW leitet daraus auch eine Empfehlung für die Steuerpolitik ab. Staaten sollten demnach einen größeren Teil ihrer Einnahmen über die Bepreisung von CO2 erzielen und im Gegenzug die Belastung von Arbeitseinkommen reduzieren. Zusätzliche Einnahmen aus der CO2-Bepreisung könnten dazu dienen, die Einkommensteuer zu senken. Damit ließe sich nach Berechnungen des Instituts der dämpfende Effekt höherer CO2-Preise auf Arbeitsanreize begrenzen. Die Analyse basiert auf US-Daten. Nach Einschätzung

der Forschenden lässt sich der untersuchte Mechanismus jedoch auf Deutschland übertragen.

„Die Sorge, dass höhere CO₂-Preise die Wirtschaft vor allem belasten, greift zu kurz. Wer nur die kurzfristigen Kosten der Klimapolitik im Blick hat, übersieht die Lernprozesse, die sie anstößt – und damit ihr Potenzial, die Wirtschaft langfristig zu stärken“, sagt Sonja Dobkowitz, Wissenschaftlerin in der Abteilung Makroökonomie im DIW Berlin. „Ein höherer CO₂-Preis ist deshalb auch eine Investition in die Produktivität der Zukunft.“

Emissionshandel erfüllt vergleichbare Lenkungsfunktion

Anders als in dem Modell verfügt Deutschland zwar nicht über eine klassische CO₂-Steuer. Die Bepreisung erfolgt insbesondere über den europäischen Emissionshandel und den nationalen Brennstoffemissionshandel. Für den von den Forschenden untersuchten Mechanismus spielt diese institutionelle Ausgestaltung nach Angaben des DIW jedoch keine entscheidende Rolle. Ausschlaggebend sei, dass CO₂-Emissionen einen Preis erhalten und dieser wirtschaftliche Entscheidungen beeinflusst.

Die Untersuchung setzt an einem Zielkonflikt der Finanz- und Klimapolitik an. Staaten benötigen Einnahmen, müssen zugleich Investitionen und Beschäftigung ermöglichen und ihre Klimaziele erreichen. Sowohl Einkommensteuern als auch eine CO₂-Besteuerung können dabei die Arbeitsanreize beeinflussen. Eine CO₂-Steuer gilt zunächst als problematische Einnahmequelle, weil sie ihre eigene Bemessungsgrundlage verkleinert: Je stärker der Preis den Verbrauch fossiler Energieträger reduziert, desto geringer fallen langfristig die daraus erzielbaren Einnahmen aus.

Die Modellergebnisse zeigen aber, so das DIW weiter, dass die Lenkungswirkung einer CO₂-Steuer diese Nachteile mehr als aufwiegt: Ein höherer CO₂-Preis verschiebt Arbeit in klimafreundliche Bereiche. Weil Beschäftigte dort Erfahrung mit grünen Technologien sammeln, steigt langfristig deren Produktivität. Die Modellergebnisse sprechen deshalb dafür, den CO₂-Preis höher anzusetzen, als es allein aufgrund der sozialen Kosten der Emissionen geboten wäre. (hr) // VON HEIDI ROIDER

[^ Zum Inhalt](#)

Diskussion zur Lösung des Klimaproblems gefordert



Quelle: E&M

GASTBEITRAG. Nur ein globaler Emissionshandel bringt den Klimaschutz voran, sagt *Friedemann Müller, Vorstand von Klima Global. Ein Expertentag diskutiert, wie ein solcher Ansatz aussehen könnte.

Die Hitzewellen des Sommers haben das Klimaproblem wieder in die Schlagzeilen befördert: Diskutiert wird über Maßnahmen zur Klimaanpassung, kritisiert wird die unzureichende nationale und europäische Emissionsminderung. Die wichtigste Frage wird dabei kaum gestellt: Welche Möglichkeiten und Instrumente haben wir, um die Erderwärmung möglichst auf 1,5 Grad zu begrenzen?

Wir wissen spätestens seit den 1980er Jahren, dass die Klimaerwärmung durch die Emission von Treibhausgasen verursacht wird, unabhängig davon, wo diese entstehen. Es ist ein globales Problem, das eine globale Lösung braucht.

Das schlug sich in verschiedenen Vereinbarungen des von den Vereinten Nationen organisierten Erdgipfels in Rio de Janeiro 1992 nieder, wie die Zielvereinbarung, dass dem Klima kein menschengemachter Schaden zugefügt werden darf (Klimarahmenkonvention Artikel 2), und die Anwendung des Verursacherprinzips (Rio-Deklaration, Grundsatz 16).

Dass der Verursacher eines Schadens für dessen Behebung aufkommen muss, ist ein effizientes Prinzip, weil es den Verursacher im Eigeninteresse davon abhält, Schaden zu erzeugen. Es ist aber auch ein gerechtes Prinzip, weil es die großen Verursacher viel stärker zur Kasse bittet als die kleinen. Dies würde einen Nettotransfer von den großen zu den kleinen Verursachern bewirken, der den Umbau von fossilen zu erneuerbaren Energien und die Verbesserung der Energieeffizienz weltweit befördert.

Eine logische Maßnahme wäre die Einführung eines globalen Emissionshandelssystems, wie dies schon 1991 der hochangesehene indische Umweltökonom Anil Agarwal vorgeschlagen hat.

In Folgejahren wurde nicht nur das Ziel von Rio aufgeweicht, sondern auch das Verursacherprinzip mit dem Kyoto-Protokoll 1997 außer Kraft gesetzt und nur die Industriestaaten verpflichtet, ihre Emissionen moderat zu reduzieren. Die Folgen sind tektonische Verschiebungen:

- China emittierte im Jahr 2000 gleich viel CO₂ wie die EU-27. Im Jahr 2025 waren es 4,8-mal so viel. Die Pro-Kopf-Emissionen überstiegen die der EU-Bürger 2024 um 65 Prozent.
- Für das weltweite Wachstum der CO₂-Emissionen in den letzten zehn Jahren (2015-2025) war China zu 69 Prozent verantwortlich, vier Länder in Süd- und Südostasien – Indien, Indonesien, Vietnam und Philippinen – zu 47 Prozent (tatsächlich zusammen zu 116 Prozent, da der Rest der Welt in der Summe Emissionen reduziert hat). China ist aber im Gegensatz zu diesen vier Ländern auf dem Weg zum Nullwachstum.
- Indien emittierte im Jahr 2025 energiebedingt 19 Prozent mehr CO₂ als die EU, obwohl es 25 Prozent weniger Energie konsumiert hat. Dabei wächst der Energieverbrauch im Jahresdurchschnitt der letzten fünf Jahre um mehr als 6 Prozent.

Da die CO₂-Emissionen in Nord-, Mittel- und Südamerika wie in Europa in den letzten zehn Jahren gesunken und in Afrika nur moderat angestiegen sind, ist die Entwicklung in Süd- und Südostasien entscheidend. Dabei sind keineswegs alle Länder der Region ursächlich für das globale Problem. Vielmehr ist es den marktwirtschaftlich organisierten Ländern Japan, Südkorea und Taiwan gelungen, die Emissionen in ähnlichem Umfang wie in der EU zu senken.

Wo muss eine Lösungsstrategie ansetzen? Auch die abgeschwächten Ziele werden wir ohne globale Strategie nicht erreichen. Dabei geht es nicht darum, diese gegen nationale Anstrengungen auszuspielen. Deutschland und Europa emittieren immer noch mehr als der Weltdurchschnitt und müssen dringend ihre Emissionen weiter absenken. Die jährlichen Klimakonferenzen (COPs) können die Kluft zwischen Zielen und realen Fortschritten wegen der erforderlichen Einstimmigkeit und der großen Interessenunterschiede nicht schließen, Appelle zu Selbstverpflichtungen reichen nicht aus.

Die EU, die seit den 1990er Jahren am stärksten auf eine Lösung dringt, sollte ihre zugesagten Mittel zur Unterstützung des Globalen Südens gezielt als Anreiz für die vier asiatischen Länder Indien, Indonesien, Vietnam und Philippinen einsetzen, um diesen Bonuszahlungen zuzusagen, falls sie ein nationales Emissionshandelssystem in Anlehnung an das EU-ETS einführen.

Um diesen Lösungsansatz zu diskutieren, wird es am 9. Oktober einen Expertentag in Tübingen unter Beteiligung von Oberbürgermeister Boris Palmer, Professoren verschiedener Universitäten, dem Migrationsforscher Gerald Knaus und Vertretern der Generation Z geben.

Näheres findet sich auf der Homepage von Klima Global e.V.

**Dr. Friedemann Müller, Vorstand von Klima Global e.V., emeritierter Leiter der Forschungsgruppe „Globale Fragen“ bei der Stiftung Wissenschaft und Politik, Berlin*



Quelle: privat

// VON REDAKTION

Diesen Artikel können Sie teilen: [f](#) [t](#) [in](#)

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT

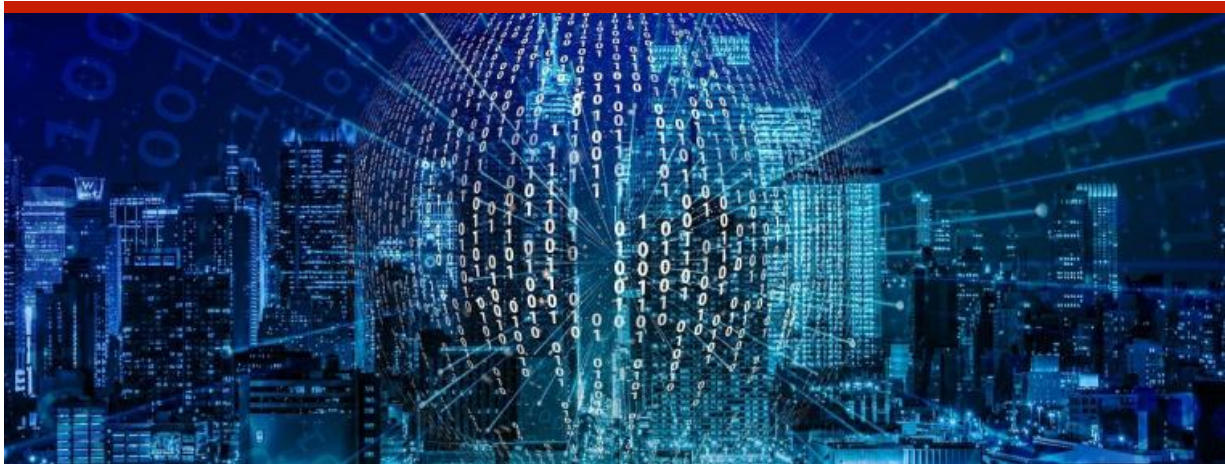


TECHNIK



UNTERNEHMEN

UNTERNEHMEN



Quelle: Pixabay / geralt

EWE Netz bündelt SAP-Dienste bei BTC

IT. EWE Netz gibt weitere IT-Aufgaben an BTC ab. Der IT-Dienstleister übernimmt künftig zusätzliche Anwendungen und Cloud-Dienste rund um die SAP-Systeme.

Die BTC AG übernimmt bei der EWE Netz GmbH weitere Aufgaben im Betrieb der SAP-S/4-Utilities-Plattform. Wie BTC am 18. August mitteilte, schloss der Oldenburger IT-Dienstleister die Übergabe des Service-Request-Managements bereits zum 31. März 2026 ab. EWE Netz zählt laut BTC zu den großen deutschen Verteilnetzbetreibern.

BTC betreibt nach eigenen Angaben bereits die SAP-Infrastruktur von EWE Netz auf Basis von Amazon Web Services (AWS), der Cloud-Plattform von Amazon. Zusätzlich verantwortet das Unternehmen das Störungs- und Anforderungsmanagement für mehrere Anwendungen. Dazu zählen die SAP MaCo-Cloud für die Marktkommunikation, die SAP Messkonzeptverwaltung sowie eigene Komponenten von EWE Netz zur Redispatch-Abrechnung. Auch die zugehörigen Stammdatenmodelle und Erweiterungen für netztechnische Zusatzinformationen gehören laut BTC zum Leistungsumfang.

Damit übernimmt BTC Teile des technischen Betriebs und der Betreuung der energiewirtschaftlichen Anwendungen. Dazu überwacht das Unternehmen unter anderem Schnittstellen zu angrenzenden Systemen und analysiert technische Fehler sowie deren Auswirkungen. Betroffen sind unter anderem Anwendungen für Abrechnung, Marktkommunikation und Redispatch.

Cloud-Dienste und Eigenentwicklungen verbinden

Die IT-Landschaft von EWE Netz umfasst Dienste verschiedener Anbieter und Betriebsmodelle. Neben Infrastruktur von AWS nutzt der Netzbetreiber Anwendungen aus der Public Cloud von SAP sowie eigene Softwarekomponenten. BTC übernimmt nach Angaben der Unternehmen Teile des laufenden Betriebs und unterstützt auch bei Änderungen an selbst entwickelten Anwendungen.

Für Störungen und Serviceanfragen nutzt BTC nach eigenen Angaben standardisierte Prozesse des IT-Service-Managements. Das Unternehmen organisiert die dafür eingesetzten Ressourcen in einem Shared-Services-Modell. Es greift dabei für verschiedene Aufgaben auf gemeinsame personelle und fachliche Kapazitäten zurück.

Stefan Hitz, Service-Manager in der EWE Konzern-IT, erklärt, die Übergabe der Aufgaben sei innerhalb des vorgesehenen Zeit- und Kostenrahmens erfolgt. Nach seiner Darstellung soll die Zusammenarbeit zugleich die Fachbereiche von Aufgaben im laufenden IT-Betrieb entlasten. „Mit dem etablierten Service der BTC gewinnen unsere Fachabteilungen den notwendigen Freiraum im Tagesgeschäft“, sagt Hitz.

Anwendungen sollen angepasst werden

Zum Auftrag gehört laut der Mitteilung von BTC neben dem technischen Betrieb auch die Anpassung der Anwendungen an neue regulatorische und fachliche Anforderungen. Der IT-Dienstleister übernimmt Betriebsaufgaben und Änderungen an den betreuten Anwendungen. EWE Netz bündelt diese Leistungen damit bei einem Dienstleister.

Als technische Herausforderung nennt BTC insbesondere die Schnittstellen zwischen Cloud-Systemen und branchenspezifischen Anwendungen. Störungen an diesen Verbindungen können demnach unter anderem Marktkommunikation und Abrechnung betreffen. BTC soll solche Fehler erkennen, ihre Ursachen untersuchen und mögliche Auswirkungen auf verbundene Systeme prüfen. (ds) // VON DAVINA SPOHN

[^ Zum Inhalt](#)

Eurowind Energy erweitert deutsches Windportfolio



Quelle: Pixabay / Simon

WINDKRAFT ONSHORE. Eurowind Energy übernimmt zwei genehmigte Windparks in Brandenburg und Mecklenburg-Vorpommern. Die 13 Anlagen kommen zusammen auf 86,7 MW Leistung.

Der Projektentwickler Eurowind Energy hat zwei genehmigte Windenergieprojekte in Brandenburg und Mecklenburg-Vorpommern erworben. Die nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz genehmigten Vorhaben erreichen zusammen eine installierte Leistung von 86,7 MW. Angaben zum Kaufpreis, zu den Verkäufern sowie zum geplanten Baubeginn machte das Unternehmen nicht.

Auf Brandenburg entfallen laut dem Unternehmen sieben Windenergieanlagen mit zusammen 43,5 MW. Daraus ergibt sich rechnerisch eine Leistung von rund 6,2 MW je Anlage. Das Projekt in Mecklenburg-Vorpommern sieht sechs Anlagen mit insgesamt 43,2 MW beziehungsweise 7,2 MW je Anlage vor.

„Die erfolgreiche Akquisition dieser beiden genehmigten Windparks zeigt, dass wir auch in einem anspruchsvollen Marktumfeld handlungsfähig sind und unsere Wachstumsstrategie konsequent umsetzen“, sagt David Christopher Stahl, Geschäftsführer Deutschland von Eurowind Energy. „Unser Ziel ist es, den Ausbau der Windenergie in Deutschland weiter voranzutreiben und gleichzeitig attraktive Perspektiven für Projektentwickler, Investoren und Flächeneigentümer zu schaffen.“

Blackstone stärkt Finanzierungsspielraum

Als Grundlage für weitere Investitionen nennt Eurowind Energy seine Partnerschaft mit dem Investmentunternehmen Blackstone. Sie verschaffe dem Projektentwickler den finanziellen Spielraum, Projekte in unterschiedlichen Entwicklungsphasen sowie Bestandsanlagen und bestehende Windparks zu erwerben. Damit richtet sich die Akquisitionsstrategie nicht allein auf baureife Vorhaben.

Für Entwickler und Betreiber kann dies zusätzliche Möglichkeiten für Projektverkäufe schaffen. Eurowind Energy positioniert sich dabei als Käufer, der Projekte übernehmen und anschließend selbst

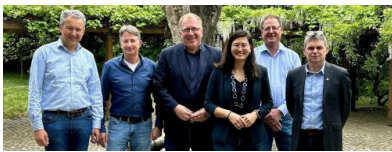
weiterentwickeln, errichten und betreiben kann.

Stahl verweist in diesem Zusammenhang auf die Kapitalbasis und die Erfahrung des Unternehmens bei der Übernahme von Projekten: „Gerade in der derzeitigen Marktsituation können wir Projektentwicklern und Anlagenbetreibern attraktive Lösungen anbieten. Unsere Kapitalstärke und unsere langjährige Erfahrung ermöglichen es uns, Projekte flexibel zu übernehmen und erfolgreich weiterzuentwickeln“

Eurowind Energy entwickelt, baut und betreibt Wind-, Solar- und Hybridprojekte in Europa. Das Unternehmen ist in 16 europäischen Märkten aktiv und begleitet Projekte von der ersten Flächensicherung über die Planung und Genehmigung bis hin zum Bau und langfristigen Betrieb der Anlagen. (hr) // VON HEIDI ROIDER

[^ Zum Inhalt](#)

Fusion mit „Tracking-Stock-Modell“



Stadtwerke-Chefs und Bürgermeister aus Bad Dürkheim, Wachenheim und Deidesheim.
Quelle: B. Dürkeim

STADTWERKE. Die Stadtwerke Bad Dürkheim, Deidesheim und Wachenheim haben ihre Fusion notariell vollzogen. Im neuen Unternehmen sind bestimmte Geschäftsbereiche den beteiligten Kommunen zugeordnet.

Dreimal Ja beim Notar: Die Versorger in Bad Dürkheim, Deidesheim und Wachenheim schließen sich zur Stadtwerke Weinstraße GmbH zusammen. Nach dem Placet der Kommunalvertreter vor Ort ist die Fusion jetzt notariell vollzogen. Das teilte die Rechtsanwaltskanzlei Becker, Büttner und Held mit, die die Stadtwerke juristisch beraten hat.

Das Gemeinschaftsunternehmen soll bis Ende 2026 ins Handelsregister eingetragen werden. Im kommenden Jahr soll es die Arbeit aufnehmen. Die Stadtväter begründen den Zusammenschluss mit steigenden Anforderungen an kommunale Versorgungsunternehmen. „Energiewende, zunehmende regulatorische Vorgaben, Fachkräftemangel und wachsender wirtschaftlicher Druck stellen insbesondere kleinere Stadtwerke vor große Herausforderungen“, erklärten sie im Juni (wir berichteten).

Ein gemeinsames Strategiprojekt habe ergeben, dass eine Vollfusion die besten Voraussetzungen biete, „um Synergien zu nutzen und die Zukunftsfähigkeit dauerhaft zu sichern“.

Die juristische Begleitung umfasste etwa Fragen zum Umwandlungs-, Gesellschafts- und Kommunalrecht sowie Arbeits- und Steuerrecht, teilt BBH mit. Auch die Sicherung des steuerlichen Querverbands und die Begleitung der kommunalen Gremien waren Teil der Beratung. Die Fusion erfolgt laut Kanzlei nach dem Tracking-Stock-Modell.

Trio an der Unternehmensspitze

Das gewählte Tracking-Stock-Modell ermögliche es, „einzelne Gewinn- und Verlustsparten auf Gesellschaftsebene zu verrechnen und bestimmte Sparten den jeweiligen Kommunen zuzuordnen“, erklärt Benedikt Doms, Rechtsanwalt und BBH-Partner. Damit würden die Interessen der beteiligten Kommunen „optimal gewahrt“.

Geführt wird die neue Gesellschaft von einem Trio: Alexander Will, bisheriger Geschäftsführer der Stadtwerke Deidesheim, und Dieter Panzer, bisheriger Werkleiter in Wachenheim sowie dem Dürkheimer Stadtwerke-Chef Peter Kistenmacher. Die Stadtwerke an der Weinstraße werden nach

Unternehmensangaben über insgesamt 30.000 Abnahmestellen für Strom, Gas und Wasser verfügen. (mf)

// VON MANFRED FISCHER

[^ Zum Inhalt](#)

Braunkohleförderung in Deutschland von 1990 bis 2024



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.



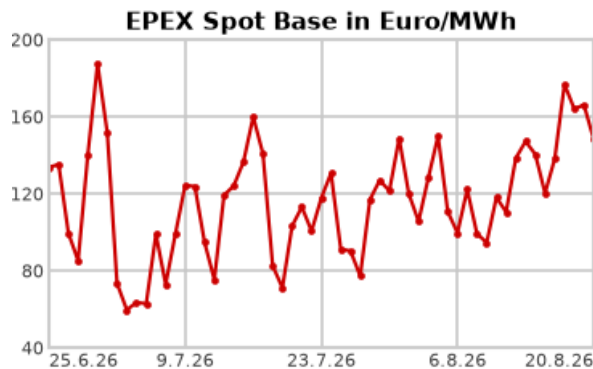
Zur Vollansicht auf die Grafik klicken [Quelle: Statista](#)

Der Kohleausstieg in Deutschland kommt – bis zum Jahr 2038 soll der komplette Ausstieg aus der Kohle zur Stromgewinnung in Deutschland abgeschlossen werden. Dies hat auch starken Einfluss auf die Kohleförderung. Im Jahr 2024 wurden rund 91,9 Millionen Tonnen Braunkohle in den Tagebauen der vier Bundesländer Nordrhein-Westfalen, Brandenburg, Sachsen und Sachsen-Anhalt gefördert. // VON REDAKTION

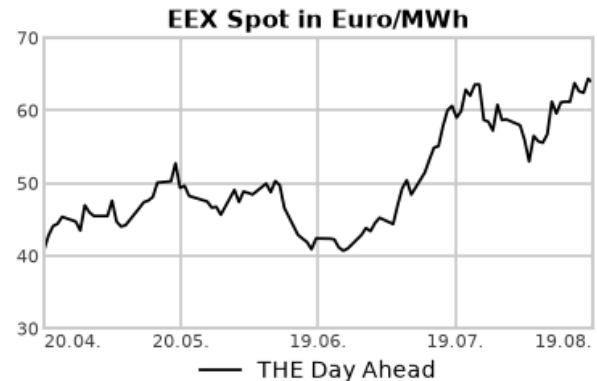
[^ Zum Inhalt](#)

MARKTBERICHTE

STROM



GAS



Gas-Day-ahead nach Drei-Jahres-Hoch rückläufig



Quelle: E&M

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

Ohne klare Richtung haben sich die Energiemärkte am Mittwoch gezeigt. Während der deutsche OTC-Strommarkt entlang der Kurve zulegte, gab der Day-ahead mit der Aussicht auf eine höhere Erneuerbaren-Einspeiseleistung nach. CO₂ verlor leicht und blieb angesichts geringer eigener Impulse in seiner jüngsten Handelsspanne. Auch die Gaspreise gaben nach, die Risikoprämien bleiben jedoch bestehen.

Fehlende Fortschritte bei einer Wiederöffnung der Straße von Hormus, eingeschränkte LNG-Lieferungen aus Katar und die langsame Speicherbefüllung sorgen weiter für Nervosität. Rohöl setzte seine Aufwärtsbewegung angesichts der geopolitischen Risiken und leicht bullischer US-Lagerdaten fort. Die Lage an der Straße von Hormus bleibt damit der zentrale Treiber für Gas und Öl.

Erdöl: Die Ölpreise setzten ihre Aufwärtsbewegung am Mittwoch den vierten Handelstag in Folge fort, wenn auch mit wenig Schwung. Bis gegen 15.00 Uhr gewann Oktober-Brent 0,12 US-Dollar auf 91,14 US-Dollar je Barrel. Oktober-Gasöl gab hingegen um 8,00 Dollar auf 1.238,75 Dollar je Tonne nach.

Die Unsicherheit über eine mögliche Lösung des Konflikts zwischen den USA und dem Iran halte die geopolitische Risikoprämie am Ölmarkt hoch, so die Analysten der ING. US-Präsident Donald Trump bekräftigte, dass derzeit keine Gespräche mit Teheran stattfinden. Zugleich stellte er weitere Sanktionen gegen den Iran noch im Laufe dieser Woche in Aussicht. Berichte über einen rückläufigen Schiffsverkehr durch die Straße von Hormus verstärkten zudem die Sorgen vor möglichen Angebotsausfällen.

Unterstützung erhielt der Ölmarkt auch von den leicht bullish ausgefallenen US-Lagerdaten des American Petroleum Institute (API). Demnach gingen die Rohölbestände in der vergangenen Woche um 328.000 Barrel zurück. Marktteilnehmer hatten lediglich mit einem Rückgang um 74.000 Barrel gerechnet.

Strom: Überwiegend fester hat sich der deutsche OTC-Strommarkt am Mittwoch präsentiert. Der Day-ahead gab in der Grundlast um 17,85 Euro auf 148,50 Euro je Megawattstunde nach, in der Spitzenlast ergab sich ein Minus von 31,25 Euro auf 124,25 Euro je Megawattstunde.

Die Einspeiseleistung dürfte am Donnerstag im Vergleich zum Vortag wieder etwas höher ausfallen. Für die darauf folgenden Tage werden Einspeiseleistungen zwischen 20 und 27 Gigawatt erwartet.

Am langen Ende legte das Cal 27 um 1,74 auf 108,59 Euro je Megawattstunde zu.

CO2: Die CO2-Preise haben am Berichtstag etwas nachgegeben. Der Dec 26 verlor bis 14.00 Uhr um 0,43 Euro je Tonne. Umgesetzt wurden bis zu diesem Zeitpunkt 11,3 Millionen Zertifikate. Das Hoch lag bei 82,78 Euro, das Tief bei 81,57 Euro.

Der Markt befinde sich aktuell noch immer in einer sommerlich ruhigen Phase und zeige wenig eigene Impulse, hieß es am Markt. Im Handel wird daher erwartet, dass der Dec 26 sich zunächst weiter in der zuletzt gesehenen Range um 81 bis 82 Euro bewegen dürfte.

Erdgas: Schwächer haben sich die europäischen Gaspreise am Mittwoch gezeigt. Der Frontmonat am niederländischen TTF verlor bis gegen 14.00 Uhr 0,63 Euro auf 63,30 Euro je Megawattstunde. Am deutschen THE ging es nach dem Drei-Jahres-Hoch am Vortag für den Day-ahead um 0,475 Euro auf 63,875 Euro je Megawattstunde nach unten.

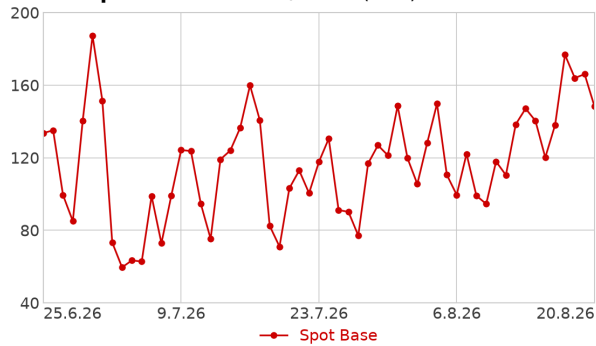
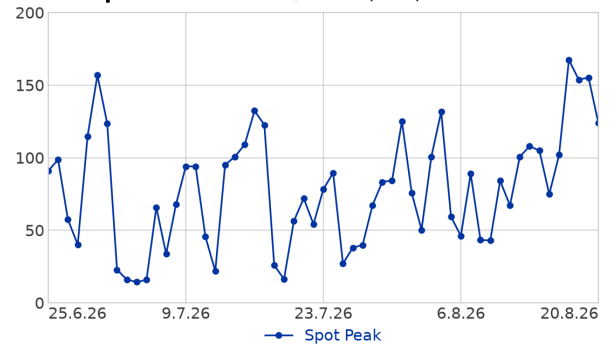
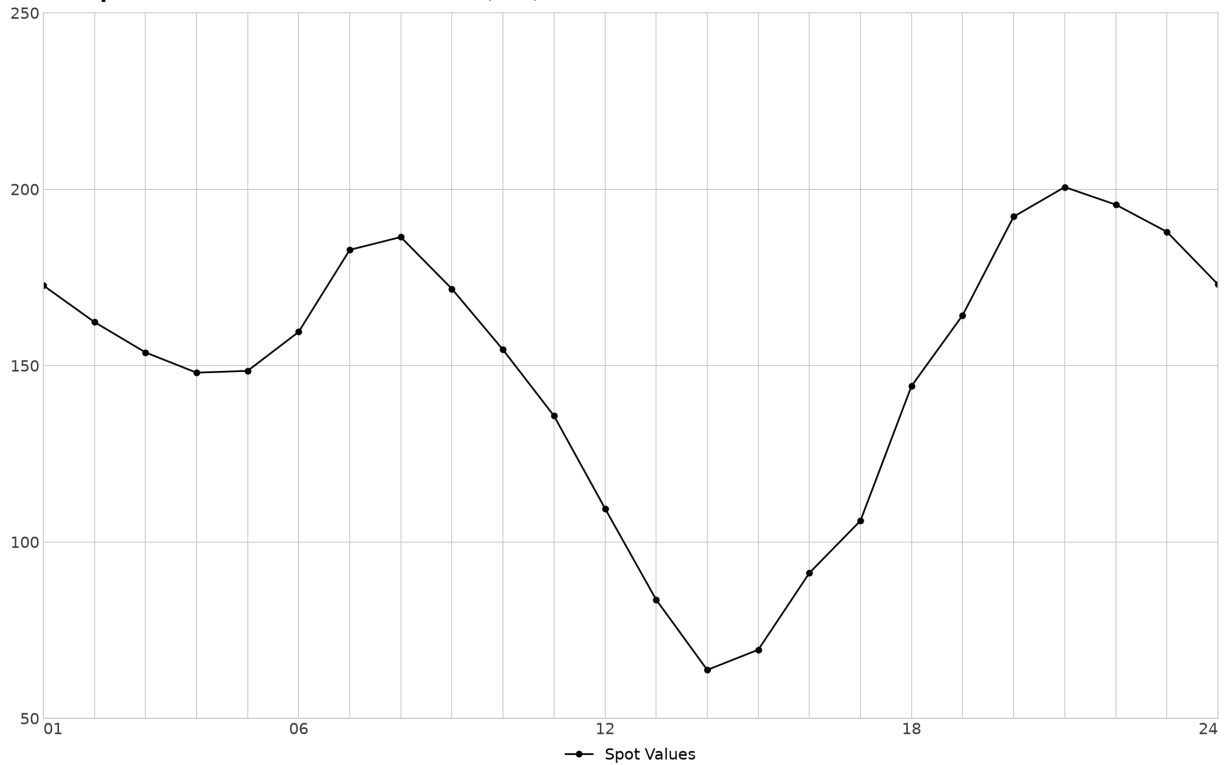
Die Kombination aus eingeschränkten LNG-Lieferungen und einer langsameren Speicherbefüllung hält eine gewisse Risikoprämie in den europäischen Gaspreisen trotz des Preisrückgangs am Mittwoch aufrecht. Unter den Marktteilnehmern wächst zunehmend die Befürchtung, dass Europa mit unzureichenden Reserven in die kommende Heizperiode starten könnte.

Zudem wurden bei den Verhandlungen über eine Wiederöffnung der Straße von Hormus weiterhin keine Fortschritte erzielt. US-Präsident Donald Trump erklärte, derzeit fänden keine Gespräche mit dem Iran statt und es seien auch keine Verhandlungen geplant. Die US-Seeblockade bleibe vollständig in Kraft. Zugleich sagte Trump, die Straße von Hormus sei geöffnet und der Schiffsverkehr laufe. Dies steht im Gegensatz zur Position Teherans, wonach die strategisch wichtige Wasserstraße geschlossen bleiben soll, bis Washington die iranischen Bedingungen erfüllt.

Der Schiffsverkehr durch die Meerenge ist inzwischen weitgehend zum Erliegen gekommen. Dadurch sitzen LNG-Tanker aus Katar fest und Lieferungen nach Europa verzögern sich weiter. (map)

// VON MARIE PFEFFERKORN

[^ Zum Inhalt](#)

ENERGIEDATEN:**Strom Spotmarkt****EPEX Spot Base in Euro/MWh (EEX)****EPEX Spot Peak in Euro/MWh (EEX)****EPEX Spot Stundenverlauf in Euro/MWh (EEX)**

Strom Terminmarkt

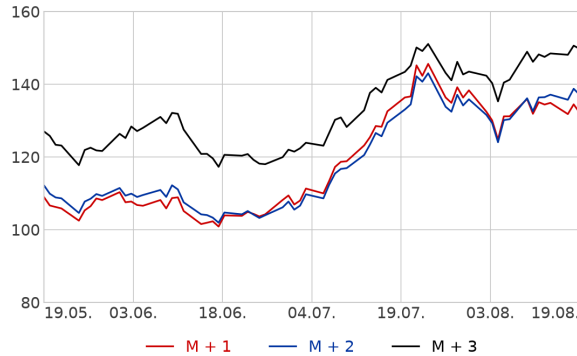
Terminmarktpreise Base in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	19.08.26	German Power Sep-2026	132,24
M2	19.08.26	German Power Oct-2026	137,16
M3	19.08.26	German Power Nov-2026	149,76
Q1	19.08.26	German Power Q4-2026	144,19
Q2	19.08.26	German Power Q1-2027	138,22
Q3	19.08.26	German Power Q2-2027	91,70
Y1	19.08.26	German Power Cal-2027	108,88
Y2	19.08.26	German Power Cal-2028	88,94
Y3	19.08.26	German Power Cal-2029	79,11

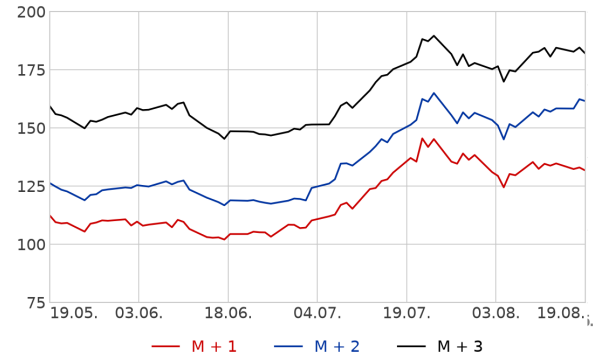
Terminmarktpreise Peak in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	19.08.26	German Power Sep-2026	131,68
M2	19.08.26	German Power Oct-2026	161,52
M3	19.08.26	German Power Nov-2026	181,96
Q1	19.08.26	German Power Q4-2026	174,81
Q2	19.08.26	German Power Q1-2027	156,89
Q3	19.08.26	German Power Q2-2027	75,26
Y1	19.08.26	German Power Cal-2027	113,85
Y2	19.08.26	German Power Cal-2028	95,05
Y3	19.08.26	German Power Cal-2029	85,65

Frontmonate Base in Euro/MWh (EEX)



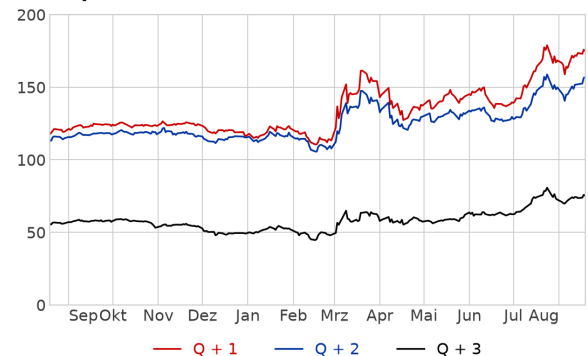
Frontmonate Peak in Euro/MWh (EEX)



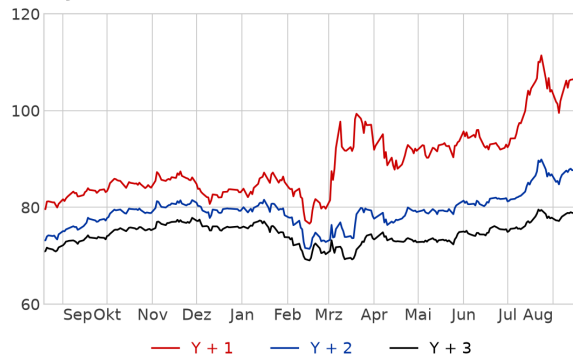
Frontquartale Base in Euro/MWh (EEX)



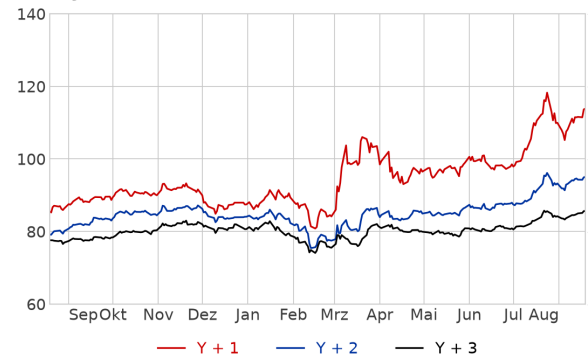
Frontquartale Peak in Euro/MWh (EEX)



Frontjahre Base in Euro/MWh (EEX)



Frontjahre Peak in Euro/MWh (EEX)

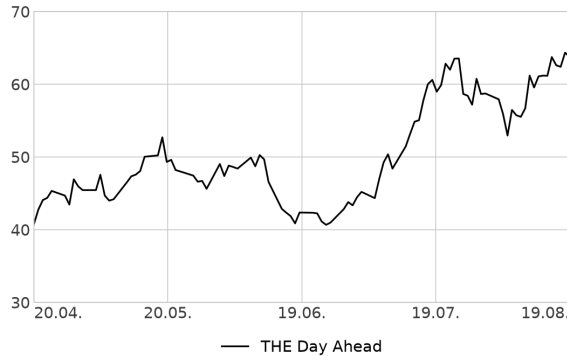


Gas Spot- und Terminmarkt

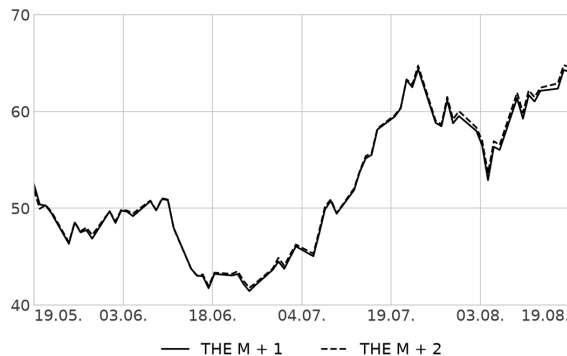
Terminmarktpreise THE in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	19.08.26	German THE Gas Sep-2026	64,12
M2	19.08.26	German THE Gas Oct-2026	64,58
Q1	19.08.26	German THE Gas Q4-2026	64,62
Q2	19.08.26	German THE Gas Q1-2027	62,74
S1	19.08.26	German THE Gas Win-2026	63,69
S2	19.08.26	German THE Gas Sum-2027	42,26
Y1	19.08.26	German THE Gas Cal-2027	47,23
Y2	19.08.26	German THE Gas Cal-2028	32,91

EEX Spot in Euro/MWh



Frontmonate THE in Euro/MWh (EEX)



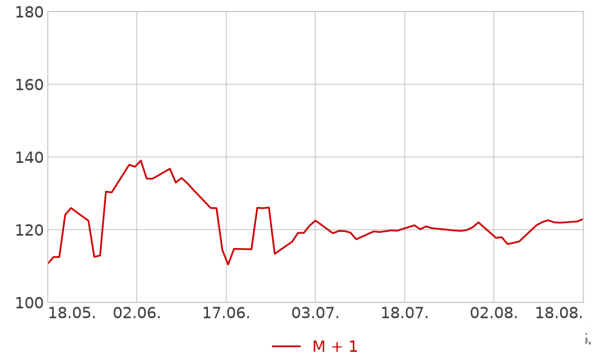
Frontjahre THE in Euro/MWh (EEX)



Strom, CO2, und Kohle

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
Germany Spot base	19.08.26	148,22	EUR/MWh
Germany Spot peak	19.08.26	123,84	EUR/MWh
EUA September	19.08.26	80,99	EUR/tonne
Coal API2 September 20	18.08.26	122,95	USD/tonne

Frontmonat Kohle API2 in USD/t (ICE)



Gas und Öl

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
German THE Gas Day AI	19.08.26	63,78	EUR/MWh
German THE Gas Sep-2026	19.08.26	64,12	EUR/MWh
German THE Gas Cal-2026	19.08.26	47,23	EUR/MWh
Crude Oil Brent Jul-2026	19.08.26	91,62	USD/tonne

EUA in Euro/t (EEX)



E&M STELLENANZEIGEN



Geschäftsführer (m/w/d) Erneuerbare Energien

Geschäftsführer (m/w/d) für NaturEnergy & NaturStromProjekte. Führe die Energiewende strategisch ...
in Bamberg (+1 weiterer Standort)

06.08.2026

● Vorstand/Geschäftsführung



Stellvertretende Stationsleitung gastroenterologische Station I2 (m/w/d)

Klinikum Stuttgart - Entscheiden Sie sich für etwas Großes. Wir sind mit unseren drei Häusern Kathari...
in Stuttgart

vor 6 h

● Weiterbildung



Biologisch-/Medizinisch-Technische Assistenz (m/w/d) in der Arzneimittelherstellung

Wir suchen Biologisch-/Medizinisch-Technische Assistenz (m/w/d) in der Arzneimittelherstellung Voll...
in Teltow

vor 6 h

● Festanstellung



Ingenieur (m/w/d) Energiewirtschaft (Ingenieur/in - Energietechnik)

MITNETZ STROM ist der größte regionale Verteilernetzbetreiber in Mitteldeutschland. Du suchst eine ...
in Taucha

vor 6 h



Planungsingenieur in den Bereichen Gas und Wasser (m/w/d)

verbinden versorgen vertrauenPlanungsingenieur in denBereichen Gas und Wasser (m/w/d)Unbefriste...
in Deutschland

vor 6 h

● Festanstellung ● Weiterbildung / Kantine

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

IHRE E&M REDAKTION:

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



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



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



Susanne Harmsen (Büro Berlin)
Schwerpunkte: Energiepolitik, Regulierung



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



Ständige freie Mitarbeiter:

Volker Stephan

Manfred Fischer

Mitarbeiter-Kontakt: **Kerstin Bergen**



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



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



Heidi Roider (Büro Herrsching)
Schwerpunkte: KWK, Geothermie

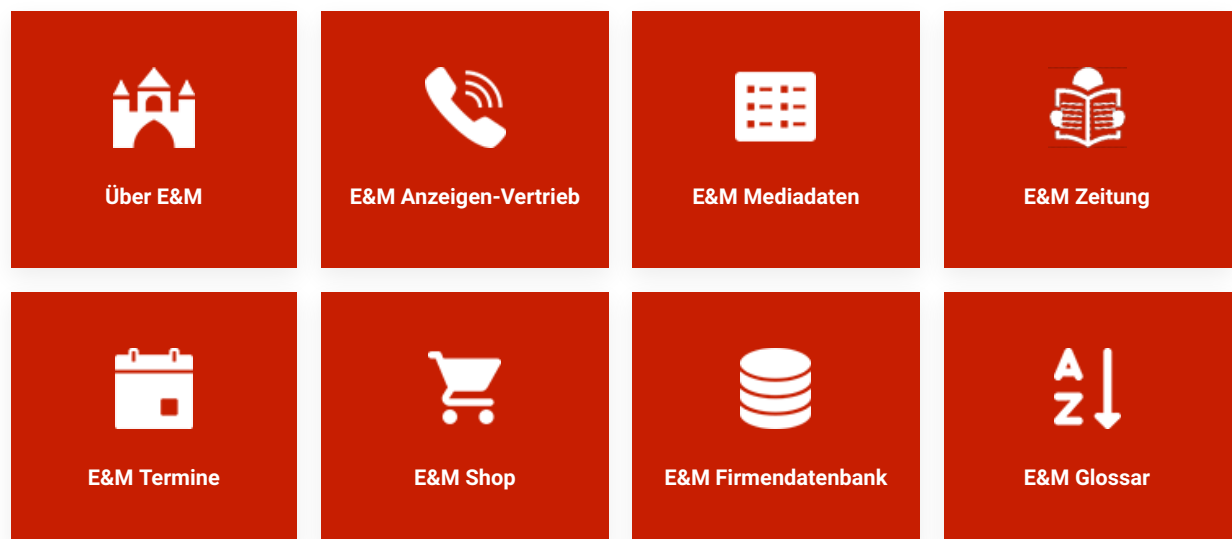


Katia Meyer-Tien (Büro Herrsching)
Schwerpunkte: Netze, IT, Regulierung, Stadtwerke



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.



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:

