



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

STROM

**191,82 €/MWh**

Epex Spot DE-LU Day Base

GAS

**80,28 €/MWh**

EEX Spot THE (End of Day)

ZAHL DES TAGES

74.064

Solarmodule hat eine Agri-PV-Anlage, die in Brandenburg jetzt in Betrieb gegangen ist. Sie sollen jährlich Strom für rechnerisch 16.500 Haushalte erzeugen.

ÖSTERREICH

Liberalisierung drückte Österreichs Strompreise

EMISSIONSHANDEL

Letzte nationale CO2-Auktion geht aus wie die Vorläufer auch

GAS

Großes Interesse an Ausschreibung für neue Gaskraftwerke

Inhalt

TOP-THEMA

→ **WASSERSTOFF:** Verbändebündnis fordert Wasserstoff-CfD

POLITIK & RECHT

- **ÖSTERREICH:** Liberalisierung drückte Österreichs Strompreise
- **KLIMASCHUTZ:** CO2-Brennstoffpreis soll 2027 stabil bleiben
- **WÄRME:** Stiftung fordert mehr Hilfen für Wärmewende
- **WINDKRAFT ONSHORE:** Gutachten stützt Südquote für Windenergie

HANDEL & MARKT

- **EMISSIONSHANDEL:** Letzte nationale CO2-Auktion geht aus wie die Vorläufer auch
- **REGENERATIVE:** EEG-Konto steigt im August deutlich an
- **REGENERATIVE:** Marktwerte für Wind- und Solarstrom steigen
- **UMFRAGE:** Stadtwerke grübeln über Direktvermarktung kleiner PV-Anlagen

TECHNIK

- **GAS:** Großes Interesse an Ausschreibung für neue Gaskraftwerke
- **IT:** Stuttgart verdrängt München als smarteste Großstadt

UNTERNEHMEN

- **ELEKTROFAHRZEUGE:** Octopus erweitert bidirektionales Laden
 - **BRANDENBURG:** Agri-PV-Anlage in Schönefeld gestartet
 - **VERBÄNDE:** Neuer BWO-Vorstand gewählt
 - **PERSONALIE:** Doppelspitze in Warendorf
 - **PERSONALIE:** Neue Führung bei Preussen Elektra
-

MARKTBERICHTE

- **MARKTKOMMENTAR:** Öl über 100 Dollar, Gas-Day-ahead kratzt an 80 Euro
-

SERVICE

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

★ TOP-THEMA

Verbändebündnis fordert Wasserstoff-CfD



Verbändeappell für Wasserstoff-CfD Quelle: BDEW

WASSERSTOFF. Ein Bündnis von Verbänden fordert einen eigenen Haushaltstitel für Wasserstoff-CfD. Die Contracts for difference sollen Investitionen in Erzeugung und Nutzung von H₂ absichern.

Eine gemeinsame Initiative von Energieverbänden fordert einen gesonderten Titel für Wasserstoff-CfD (Contracts for Difference) im Bundeshaushalt 2027. Damit soll die haushalterische Grundlage für ein Instrument geschaffen werden, das die Kostendifferenz zwischen fossilen Energieträgern und erneuerbarem beziehungsweise kohlenstoffarmem Wasserstoff ausgleicht.

„Der Wasserstoffhochlauf steht an einem entscheidenden Punkt“, sagte VIK-Hauptgeschäftsführer Christian Seyfert. Unternehmen entlang der gesamten Wertschöpfungskette benötigen verlässliche Rahmenbedingungen, um Investitionsentscheidungen treffen zu können. Ein eigener Haushaltstitel wäre aus seiner Sicht ein politisches Signal für den weiteren Wasserstoffhochlauf.

Hintergrund ist der weiterhin bestehende Kostennachteil von Wasserstoff gegenüber fossilen Energieträgern. CfD sollen diese Wirtschaftlichkeitslücke überbrücken. Dabei gleichen sie je nach Ausgestaltung die Differenz zwischen einem vertraglich festgelegten Preis und einem Marktpreis aus. Das kann die Erlöse für Produzenten planbarer machen und zugleich die Kosten für Abnehmer absichern.

Den gemeinsamen Verbändeappell „Wasserstoffhochlauf jetzt absichern: Wasserstoff-CfD im Haushalt 2027 verankern“ haben der Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft (VIK), der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), der Bundesverband der Wasserstoffwirtschaft (BdWR), der Deutsche Verein des Gas- und Wasserfaches (DVGW) und die European Industrial Water & Energy Association (EIIWA) erarbeitet.

Industrie im Fokus

Aus Sicht des VIK ist insbesondere die Perspektive der industriellen Wasserstoffnutzer relevant. Unternehmen müssten Wasserstoff zu Bedingungen einsetzen können, die ihre Wettbewerbsfähigkeit auf internationalen Märkten nicht beeinträchtigen, erklärte Seyfert. Gleichzeitig erfordere die Umstellung industrieller Prozesse erhebliche Investitionen.

Ein entsprechend ausgestaltetes CfD-Instrument könne die damit verbundenen Risiken auf Erzeuger- und Abnehmerseite reduzieren. „Für die Industrie ist entscheidend, dass Wasserstoff zu wettbewerbsfähigen Bedingungen verfügbar ist. Nur dann kann er tatsächlich zum Baustein der industriellen Transformation werden“, sagte Seyfert.

Nach Angaben des VIK könnten von einem wirksamen Wasserstoff-CfD verschiedene Akteure profitieren. Dazu zählen Finanzierer und Elektrolysehersteller ebenso wie Wasserstoffproduzenten, Energieversorger sowie Netz- und Speicherbetreiber. Auch industrielle Abnehmer könnten durch bessere Planbarkeit bei der Umstellung ihrer Produktionsprozesse profitieren.

Die Verbände verlangen deshalb, im Bundeshaushalt 2027 einen eigenen Titel für Wasserstoff-CfD zu verankern. Das Instrument müsse die Wirtschaftlichkeitslücke aus Sicht des Bündnisses tatsächlich adressieren, Investitionsrisiken reduzieren und zugleich wettbewerbsfähige Bedingungen für industrielle Abnehmer ermöglichen.

Es soll den Wasserstoffmarkt bei Erzeugern und industriellen Abnehmern in Gang bringen.

Der **Verbändeappell für Wasserstoff-CfD** steht im Internet bereit. (sh) // VON SUSANNE HARMSSEN

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

POLITIK & RECHT



Quelle: Pixabay / Jürgen Sieber

Liberalisierung drückte Österreichs Strompreise

ÖSTERREICH. Vor 25 Jahren wurde der österreichische Strommarkt vollständig liberalisiert. Eine Studie beziffert nun die wirtschaftlichen Effekte der Marktöffnung.

Seit dem 1. Oktober 2001 sind Stromkunden in Österreich frei in der Wahl ihres Anbieters. Aber was hat die Liberalisierung gebracht? Eine Studie der Österreichischen Energieagentur (AEA) im Auftrag des Energieverbands Oesterreichs Energie zieht nach 25 Jahren Bilanz

Österreichs Haushalte haben nach Berechnungen der AEA deutlich von der Liberalisierung des Strommarktes profitiert, so das Fazit der Studie. Ihre Strompreise lagen zwischen 2001 und 2025 im Durchschnitt 16,3 Prozent niedriger als in einem modellierten Szenario ohne Marktöffnung.

Bei Nicht-Haushalten (Industrie und Gewerbe) beträgt der errechnete Preisvorteil dagegen lediglich 2,5 Prozent. Insgesamt summiert sich die Entlastung laut Studie auf rund 15,3 Milliarden Euro. Davon entfallen 12,7 Milliarden Euro auf Haushalte und 2,5 Milliarden Euro auf Nicht-Haushalte.

Michael Baminger, Präsident von Oesterreichs Energie, sieht darin eine Bestätigung der Marktöffnung: „Diese Analyse zeigt nicht nur die preisdämpfende Wirkung der Marktöffnung, sondern auch, dass Wettbewerb kein Selbstzweck ist. Er schafft Wahlfreiheit, hält Anbieter in Bewegung und hat Kundinnen und Kunden entlastet.“ Für die weitere Entwicklung nennt Baminger Markt, Netze, Erzeugung, Speicher und Flexibilität als Teile eines Gesamtsystems.

Seit 2001 können alle Stromverbraucher in Österreich ihren Lieferanten frei wählen. Erzeugung und Vertrieb wurden dem Wettbewerb geöffnet, während die Stromnetze regulierte Monopole blieben. 2025 waren 143 Stromlieferanten aktiv, davon 39 österreichweit. Rund 345.000 Kunden wechselten im vergangenen Jahr ihren Versorger.

Für die Ermittlung des Preiseffekts in Höhe von minus 16,3 Prozent verwendet die AEA ein ökonometrisches Zeitreihenmodell. Dabei werden die tatsächlichen Strompreise mit einem hypothetischen Preisverlauf ohne Liberalisierung verglichen. Berücksichtigt werden unter anderem Gaspreise und die zeitlich verzögerte Wirkung der Strompreise des Vorjahres. Die Berechnung erfolgt getrennt für Haushalte und Nicht-Haushalte.

Die errechneten Einsparungen sind keine unmittelbar beobachtbaren Beträge, sondern Differenzen zu einem modellierten Szenario. Die Autoren weisen zudem darauf hin, dass sich die Folgen von Marktöffnung, europäischer Marktintegration und anderen energiepolitischen Entwicklungen nicht vollständig voneinander trennen lassen.

Preisvorteil bei Unternehmen deutlich geringer

Bei Haushalten ergibt die Modellierung für 2001 bis 2024 eine durchschnittliche Entlastung von 509 Millionen Euro pro Jahr. Der tatsächliche mittlere Endkundenpreis lag bei 19,31 Cent/kWh, im Szenario ohne Liberalisierung wären es 23,06 Cent/kWh gewesen.

Bei Nicht-Haushalten stehen 10,71 Cent/kWh tatsächlich gezahlten 10,99 Cent/kWh im Vergleichsszenario gegenüber. Hier errechnet die AEA eine Entlastung von durchschnittlich 97 Millionen Euro jährlich.

Die geringere Wirkung bei Unternehmen erklärt die Studie unter anderem mit deren Ausgangslage. Größere Gewerbe- und Industriekunden verfügten bereits vor der Marktöffnung häufig über eine stärkere Verhandlungsposition und individuell ausgehandelte Beschaffungsverträge. Zudem zeigt das Modell bei Nicht-Haushalten merkliche Preiseffekte der Liberalisierung vor allem bis etwa 2008.

Die Studie „**25 Jahre Strommarkliberalisierung**“ kann auf der Internetseite von Oesterreichs Energie heruntergeladen werden. // **VON STEFAN SAGMEISTER**

[^ Zum Inhalt](#)

CO2-Brennstoffpreis soll 2027 stabil bleiben



Quelle: Pixabay / Malte Reimold

KLIMASCHUTZ. Die Bundesregierung will den CO2-Preis für Benzin, Diesel, Heizöl und Erdgas 2027 im Korridor von 55 bis 65 Euro je Tonne halten. Das soll Planungssicherheit schaffen.

Die Bundesregierung will den CO2-Preis im nationalen Brennstoffemissionshandel auch 2027 auf dem aktuellen Niveau halten. Dazu hat sie dem Bundestag den Entwurf eines Dritten Gesetzes zur Änderung des Brennstoffemissionshandelsgesetzes (BEHG) vorgelegt. Nach Angaben der Bundesregierung soll der Preis wie bereits 2026 in einem Korridor zwischen 55 und 65 Euro je ausgestoßener Tonne Kohlendioxid liegen.

Mit der Änderung setzt die Bundesregierung nach eigenen Angaben einen Beschluss des Koalitionsausschusses vom 12. Mai 2026 um. Ziel sei es, Unternehmen angesichts angespannter Energie- und Rohstoffmärkte mehr Planungssicherheit zu geben.

Hintergrund ist die Verschiebung des europäischen Emissionshandels für Gebäude und Verkehr, des sogenannten EU-ETS 2, auf 2028. Das neue Handelssystem soll künftig die CO2-Emissionen insbesondere aus dem Gebäudesektor und dem Straßenverkehr erfassen.

Für das Übergangsjahr 2027 sieht das derzeit geltende BEHG eine andere Preisermittlung vor. Ohne die geplante Änderung müsste sich der CO2-Preis 2027 laut Gesetzentwurf aus dem schwankenden Durchschnittspreis der Versteigerungen im europäischen Emissionshandel EU-ETS 1 ergeben. Der nationale Preis würde damit nicht mehr in dem bislang vorgesehenen festen Korridor liegen. Die Bundesregierung will diese Übergangsregelung nun anpassen und den bisherigen Preisrahmen von 55 bis 65 Euro beibehalten.

Anpassung der Doppelbilanzierungsverordnung

Das BEHG bildet seit 2021 die Grundlage für die nationale CO₂-Bepreisung im Verkehrs- und Wärmesektor. Unternehmen, die fossile Brennstoffe in Verkehr bringen, müssen für die damit verbundenen Emissionen Zertifikate erwerben. Die Kosten werden in der Regel entlang der Lieferkette weitergegeben und können sich damit unter anderem auf die Preise für Benzin, Diesel, Heizöl und Erdgas auswirken.

Neben der Preisregelung enthält der Gesetzentwurf weitere Änderungen. Die Bundesregierung will demnach auch die Doppelbilanzierungsverordnung (BEDV) anpassen. Damit soll nach ihrer Darstellung ein sachgerechter Umgang mit eingelagerten Brennstoffmengen ermöglicht werden. (sh)

// VON SUSANNE HARMSSEN

[^ Zum Inhalt](#)

Stiftung fordert mehr Hilfen für Wärmewende



WÄRME. Eine Studie des Öko-Instituts zeigt, dass Haushalte mit weniger als 2.000 Euro Einkommen die Wärmewende nicht allein finanzieren können. Vier Maßnahmen sollten deutschlandweit helfen.

Eine Studie des Öko-Instituts im Auftrag der Stiftung Klimaneutralität untersucht die Verteilung der Investitionen für eine klimaneutrale Wärmeversorgung. Demnach sind die erforderlichen Investitionen von durchschnittlich 86 Milliarden Euro pro Jahr volkswirtschaftlich leistbar. Für Haushalte mit weniger als 2.000 Euro Nettoeinkommen im Monat ist die Belastung jedoch zu hoch. Die Stiftung fordert deshalb eine stärkere soziale Staffelung der Förderung und zusätzliche Instrumente zur Vorfinanzierung.

Bis 2045 müssen laut der Modellierung des Öko-Instituts 1.170 Milliarden Euro in Wohngebäude und weitere 639 Milliarden Euro in Nichtwohngebäude im Bereich Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) fließen. Daraus ergibt sich ein jährlicher Investitionsbedarf von rund 86 Milliarden Euro. Die Studie verteilt diesen Bedarf auf 20 Haushaltsgruppen nach Einkommen, Gebäudetyp und Wohnform.

Nach Einschätzung der Stiftung Klimaneutralität ist diese Größenordnung grundsätzlich finanzierbar. Die Bauwirtschaft setzte 2024 rund 190 Milliarden Euro um. Zudem entfällt ein großer Teil der notwendigen Investitionen ohnehin auf Instandhaltung, diese sollte mit energetischen Verbesserungen verbunden werden.

Bei Wohngebäuden sind laut Studie 46 Prozent und bei Nichtwohngebäuden 56 Prozent des Investitionsbedarfs für Maßnahmen vorgesehen, die unabhängig vom Klimaschutz erforderlich werden. Dazu zählen etwa die Erneuerung von Dächern, Fassaden und Fenstern. Bei Wohngebäuden entfallen zudem 37 Prozent des Investitionsbedarfs auf den Heizungstausch.

Geringverdiener besonders belastet

Deutlich schwieriger stellt sich die Finanzierung für Haushalte mit weniger als 2.000 Euro Nettoeinkommen monatlich dar. Für diese Gruppe summiert sich der Investitionsbedarf bis 2045 auf 286 Milliarden Euro. Die Belastung übersteigt laut Studie 20 Prozent des Haushaltseinkommens. Als leistbar setzt die Untersuchung eine Belastung von bis zu 10 Prozent an. Besonders betroffen sind Mieterhaushalte in Mehrfamilienhäusern sowie selbst nutzende Eigentümer von Einfamilienhäusern.

Studienautor Malte Bei der Wieden verweist auf die besondere Situation einkommensschwacher Haushalte. Diese lebten überdurchschnittlich häufig in älteren Gebäuden und heizten häufiger mit Gas oder Öl. Sie wären damit steigenden Heizkosten ausgesetzt und belasteten Kommunen mit Unterstützungszahlungen.

Kommunen stehen ebenfalls unter Druck

Die Studie betrachtet neben Wohngebäuden auch rund zwei Millionen Nichtwohngebäude im Gewerbe-, Handel- und Dienstleistungssektor (GHD). Sie machen zwar nur etwa ein Zehntel des Gebäudebestands aus, umfassen aber rund ein Drittel der Nutzfläche und der Emissionen des Gebäudesektors.

Von den 639 Milliarden Euro Investitionsbedarf für Nichtwohngebäude im GHD entfällt rund die Hälfte auf Gebäude der öffentlichen Hand. Dazu zählen Schulen, Kindertagesstätten, Hochschulen, Sporthallen, Kultureinrichtungen und Kliniken. Auf Schulen und Kitas entfallen allein 136 Milliarden Euro. Die Stiftung Klimaneutralität sieht deshalb auch die finanzielle Ausstattung der Kommunen als entscheidend an.



Investitionsbedarf in Gebäuden bis 2045

(Für Vollbild auf die Grafik klicken)

Quelle: Ökoinstitut

Eine weitere Rolle spielten Wärmenetze. Vermietete Mehrfamilienhäuser weisen bereits heute den höchsten Fernwärmeanteil auf. In der Modellierung steigt dieser Anteil bis 2045 auf rund 40 Prozent. Weil einkommensschwache Haushalte überdurchschnittlich häufig zur Miete in Mehrfamilienhäusern wohnen, betrifft die Entwicklung auch deren Wärmekosten.

Die Stiftung Klimaneutralität sieht deshalb eine Begrenzung der Fernwärmepreise als wichtig an. Das Bundeskabinett hatte am 26. August Eckpunkte für ein Wärmenetzpaket beschlossen, das unter anderem eine Preisaufsicht vorsieht.

Aus den Ergebnissen leitet die Stiftung vier Empfehlungen ab. Die stärkere soziale Staffelung der Gebäudförderung sei grundsätzlich richtig, reiche für einkommensschwache selbst nutzende Eigentümer aber nicht aus. Diese Haushalte benötigten eine Sicherungsförderung, die den Eigenanteil vollständig abdecke oder zumindest die Vorfinanzierung der Investitionen ermögliche.

Zudem sollten gemeinschaftliche Wärmeinfrastrukturen wie Wärmenetze stärker gefördert und über eine verbindlichere kommunale Wärmeplanung koordiniert werden. Langfristig solle Wärme stärker als öffentliche Daseinsvorsorge organisiert werden, um Investitionsrisiken zu bündeln und bezahlbare Lösungen zu ermöglichen.

Als vierten Punkt nennt die Stiftung gemeinschaftliche Beschaffung und den gemeinschaftlichen Betrieb von Wärmepumpen. Dadurch könnten Skaleneffekte genutzt und die Kosten einer klimaneutralen Wärmeversorgung gesenkt werden.

Das **Gutachten zum klimaneutralen Gebäudebestand** steht im Internet bereit. (sh) // VON SUSANNE HARMSSEN

Gutachten stützt Südquote für Windenergie



Quelle: Fotolia / psdesign1

WINDKRAFT ONSHORE. Ein Rechtsgutachten im Auftrag der Energieverbände PEE BW und LEE Bayern bewertet ein eigenes Ausschreibungssegment für Windenergie im Süden als europarechtlich zulässig.

Ein eigenes Ausschreibungssegment für Windenergieprojekte in Bayern und Baden-Württemberg ist nach Einschätzung der Kanzlei Kapellmann & Partner europarechtlich zulässig. Das geht aus einem Rechtsgutachten hervor, das die Plattform Erneuerbare Energien Baden-Württemberg (PEE BW) und der Landesverband Erneuerbare Energien Bayern (LEE Bayern) in Auftrag gegeben haben.

Die Verbände fordern deshalb, eine Südquote oder eine eigene Ausschreibung für Windenergie in die geplante Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) aufzunehmen. Das Gutachten befasst sich insbesondere mit der beihilferechtlichen Zulässigkeit eines solchen Ausschreibungssegments. Nach Einschätzung der Rechtsexperten bestehen keine rechtlichen Bedenken gegen eine eigene Ausschreibung für die Südregion. Damit widerspricht die Bewertung der bisher vom Bundeswirtschaftsministerium (BMWE) geäußerten Skepsis gegenüber einem solchen Instrument.

Forderung seit 2021

Die Diskussion um eine Südquote ist nicht neu. Bereits im Zuge der EEG-Novelle 2021 hatte die Bundesregierung eine Südquote für Windenergie und Biogas vorgesehen. Sie nahm die Regelung jedoch im weiteren Gesetzgebungsverfahren wieder heraus. Stattdessen führte sie eine Sonderregelung für die Südregion im Referenzertragsmodell (REM) ein. Dieses Instrument erschien damals als geeigneter, weil in Süddeutschland nicht genügend genehmigte Windenergieprojekte vorhanden waren, um ein eigenes Ausschreibungssegment zu bedienen.

Die Ausgangslage hat sich nach Darstellung der Verbände inzwischen verändert. In der Südregion hätten derzeit 3.566 MW von insgesamt 6.447 MW genehmigter Windleistung noch keinen Zuschlag in den Ausschreibungen erhalten. Das entspricht rund 55 Prozent. Besonders hoch sei der Anteil in Bayern und Baden-Württemberg. Dort entfallen nach Angaben der Verbände 56 beziehungsweise 63 Prozent der genehmigten Projekte ohne Zuschlag auf die beiden Länder.

LEE-Bayern-Vorstandsmitglied Bernd Wust warnt vor Folgen für die Stromversorgung im Süden. „Wenn ein großer Teil der bereits genehmigten Projekte nicht realisiert werde, könnten die erwarteten Strommengen für Wirtschaft und Industrie ausbleiben“, mahnt er.

Auch Jörg Dürr-Pucher, Vorstandsvorsitzender der PEE BW, sieht in den Ausschreibungsergebnissen ein Argument für ein eigenes Südsegment. Das im EEG-Entwurf vorgesehene Referenzertragsmodell reiche aus Sicht der Verbände nicht aus, um den weiteren Ausbau der Windenergie in Süddeutschland zu sichern. Das REM und ein zusätzliches Südsegment müssten deshalb miteinander kombiniert werden.

EU-Kommission könnte zustimmen

Eine formale Ablehnung einer Südquote durch die Europäische Kommission habe es bislang nicht gegeben, betonen die Verbände. Die Kommission habe bisher keine abschließende Entscheidung zu einem solchen Ausschreibungssegment getroffen. Das neue Gutachten soll daher insbesondere klären, ob beihilferechtliche Vorgaben einem Südsegment entgegenstehen. Die Autoren kommen zu dem Ergebnis,

dass dies nicht der Fall sei. Trotz des bereits abgeschlossenen Verbändeverfahrens und des Kabinettsbeschlusses zur EEG-Novelle sehen PEE BW und LEE Bayern noch Möglichkeiten für Änderungen. Ende September soll der Gesetzentwurf erstmals im Bundestag beraten werden. Anschließend befassen sich die zuständigen Ausschüsse mit der Vorlage.

Die Verbände appellieren deshalb an die Abgeordneten aus Bayern und Baden-Württemberg, sich im weiteren Gesetzgebungsverfahren für eine eigene Ausschreibung oder eine Südquote einzusetzen. Unterstützung für die Forderung gibt es nach Angaben der Initiatoren unter anderem vom Verband kommunaler Unternehmen (VKU), vom Verband der Bayerischen Energie- und Wasserwirtschaft (VBEW) und von der Vereinigung der Bayerischen Wirtschaft (vbw).

Das **Rechtsgutachten zur Südquote für Windkraft** steht im Internet bereit. (sh) // VON SUSANNE HARMSSEN

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT

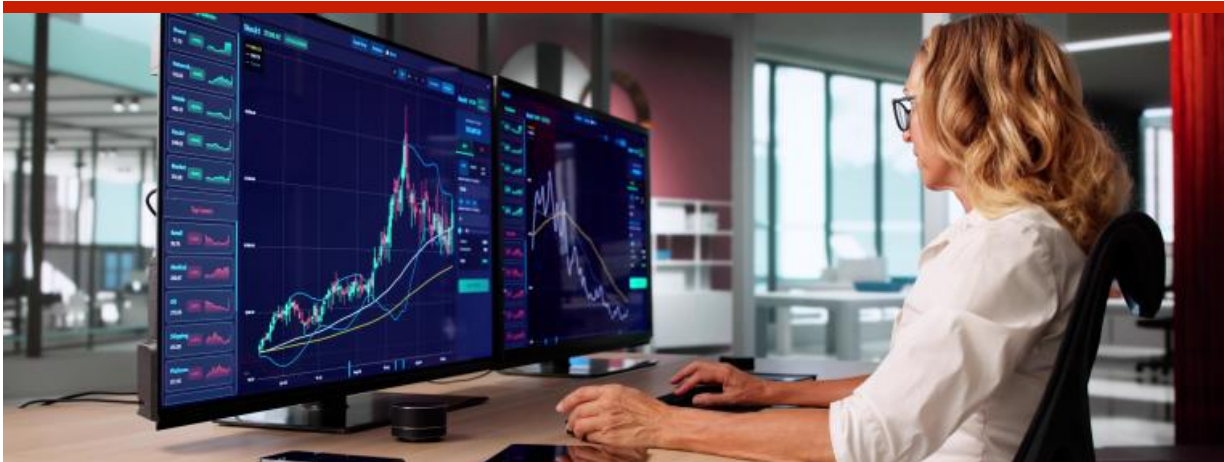


TECHNIK



UNTERNEHMEN

HANDEL & MARKT



Quelle: Shutterstock / Andrey_Popov

Letzte nationale CO2-Auktion geht aus wie die Vorläufer auch

EMISSIONSHANDEL. Die letzte Auktion für 26er-CO2-Ausstoßrechte im deutschen Verkehrs- und Gebäudesektor ist vorüber. Die Ergebnisse waren so langweilig und vorhersehbar wie in den zehn Ausgaben zuvor.

Die letzte Auktion nationaler CO2-Emissionszertifikate (nEZ) für das Ausstoßjahr 2026 ist am 9. September, 15 Uhr, zum Höchstpreis von 65 Euro/Tonne für alle nEZ ausgegangen, so, wie in den zehn wöchentlichen Versteigerungen zuvor ebenfalls. Der Mindestpreis ist politisch mit 55 Euro/Tonne angesetzt.

Es war die letzte derartige Versteigerung in diesem Jahr für dieses Verschmutzungsjahr. Nächstes Jahr geht die Auktionsreihe trotz der Novelle des Brennstoffemissionshandelsgesetzes (BEHG, siehe separate Meldung) erneut mit einem Preiskorridor zwischen 55 und 65 Euro/Tonne weiter.

Es wurden am 2. September fast alle verbleibenden 10,7 Millionen nEZ versteigert, die den CO2-Ausstoß von 10,7 Millionen Tonnen aus dem Verkehrs- und Gebäudesektor abdecken.

Fun Fact: 443 Zertifikate blieben übrig. Sie gehen sozusagen unter, geht aus einer Antwort der veranstaltenden Börse EEX hervor. Die Zahl sei durch Pro-rata-Zuteilung und Abrundung entstanden, die Börse handle hier in Abstimmung mit dem Auftraggeber, dem Umweltbundesamt (UBA).

Der Klima- und Transformationsfonds (KTF) des Bundes wird aus dem nationalen Emissionshandelssystem (nEHS) vom 9. September erneut 694 Millionen Euro einnehmen. Der Grund ist einfach und vorhersehbar: Es sollten in diesem Jahr nur 192 Millionen nEZ auktioniert werden (Paragraf 12 Absatz 5 Brennstoffemissionshandelsverordnung). In derselben BEHV steht drin, dass der CO2-Ausstoß im Verkehr und in der Gebäudeheizung bundesweit jährlich sinken soll, von 301 Millionen Tonnen (2021) über 255 Millionen Tonnen (2026) und 236 Millionen Tonnen (2027) bis auf 180 Millionen Tonnen (2030).

Das heißt, die nEZ, die in die Auktion kommen, sind zu knapp dafür bemessen, dass der Mindestpreis von 55 Euro/Tonne eine reelle Chance hätte. Die Nachfrage nach nEZ bewegte sich bei den vorherigen Runden zwischen 292 und 546 Millionen Geboten. Versteigert wurden aber nur jeweils entweder 10,7 Millionen nEZ oder - bei entsprechender Nachfrage zum Höchstpreis – das Doppelte davon.

Diese Redaktion hatte das Auktionsergebnis daher einige Stunden vorher richtig prognostiziert. Was nicht vorhersehbar war und auch nicht prognostiziert wurde, war die tatsächliche Gebotsmenge. Sie sank gegenüber dem 12. August von 508 Millionen auf 497 Millionen nEZ. Der Überzeichnungsfaktor sank auf hohem Niveau von 47,6 auf 46,5 mit. Die mittlere Erfolgsquote blieb gerundet bei 2 Prozent.

Was diese Auktion den Händlern fossiler Heiz- und Kraftstoffe bringt

Für die Inverkehrbringer fossiler Kraft- und Brennstoffe ist die Teilnahme an dieser Auktionsreihe wettbewerblich wichtig, weil sie auch mit dem Höchstpreis immer noch einen Preisvorteil von 3 Euro/Tonne bietet. Denn der Nachverkaufspreis im November – dann ohne Auktion, sondern vielmehr zum Festpreis und in unbegrenzter Menge – beträgt 68 Euro/Tonne. Bei Heizöl etwa machen die nEZ seit diesem Jahr 20,50 Euro des Endpreises aus, der derzeit oberhalb bei gut 150 Euro pro 100 Liter liegt. Verkaufstermine sind alle Diensttage und Donnerstage vom 3. November bis 3. Dezember, wieder bei der EEX, nur nicht als Auktionator, sondern als Ticketbüro.

Nächstes Jahr lassen sich nEZ für dieses Jahr für 73 Euro pro Tonne nachkaufen. Die Auktionen fürs Ausstoßjahr 2027 finden dann im dritten Quartal 2027 statt. Genauere Termine sind von der ausrichtenden Börse EEX noch nicht veröffentlicht.

Die Frage bei dieser politischen Preisgestaltung bleibt daher auch mit der BEHG-Novelle bestehen: Warum eine teure Auktion, wenn sie ohnehin vorhersehbar mit dem Höchstpreis ausgeht? Was sich 2027 ändert, ist lediglich, dass nur noch Gebote zur Auslieferung auf ein Compliance-Konto zulässig sind. Dies soll die Spekulation eindämmen, doch „Intermediäre dürfen weiter am nEHS (nationalen Emissionshandelssystem, die Redaktion) teilnehmen, wenn sie das für einen Compliance-Kunden tun und die Zertifikate auf dessen Konto gehen“. Mit diesen Worten interpretiert eine EEX-Sprecherin den BEHG-Kabinettsentwurf, der ebenfalls am 9. September verabschiedet wurde.

Die Lage nach 2027

2028 geht dieser sogenannte zweite Emissionshandel (ETS2) in ein europäisches Regime über, das nur noch marktbasierte europäische Emissionshandelssystem für Brenn- und Kraftstoffe (EU-ETS2). Es sei denn, das EU-ETS2 wird schon wieder verschoben. Deutschland hatte sein ETS2, das Ende 2026 ausgelaufen wäre, nach der unionsweiten Verschiebung bis Ende 2027 verlängert. Nationale CO2-Preise im Verkehrs- und Gebäudesektor gibt es nur in einigen wenigen EU-Staaten. (geo) // VON GEORG EBLE

[^ Zum Inhalt](#)

EEG-Konto steigt im August deutlich an



Quelle: Shutterstock / alphaspirt.it

REGENERATIVE. Das EEG-Konto hat im August deutlich zugelegt. Zum Monatsende lag das Guthaben bei rund 1,56 Milliarden Euro.

Das EEG-Konto der vier Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) hat seinen seit Juni anhaltenden Aufwärtstrend im August fortgesetzt. Zum Monatsende belief sich der Kontostand auf rund 1,56 Milliarden Euro. Ende Juli waren es noch rund 1,19 Milliarden Euro. Damit erhöhte sich das Guthaben innerhalb eines Monats um knapp 368 Millionen Euro, teilten die ÜNB in ihrer monatlichen Kontostatusmeldung mit.

Seinen bisherigen Tiefstand im laufenden Jahr hatte das EEG-Konto Ende Mai mit rund 935 Millionen Euro erreicht. Danach stieg das Guthaben auf 1,11 Milliarden Euro Ende Juni und knapp 1,20 Milliarden Euro

Ende Juli. Zum 31. Dezember 2025 hatte das Guthaben laut geprüfter Kontoabrechnung bei rund 1,54 Milliarden Euro gelegen. Ende August lag der Kontostand damit wieder leicht über dem Niveau zum Jahreswechsel.

Im August verbuchten die ÜNB Einnahmen von insgesamt rund 2,34 Milliarden Euro. Dem standen Ausgaben von knapp 1,98 Milliarden Euro gegenüber. Daraus ergab sich ein positiver Monatssaldo von rund 368 Millionen Euro. Im Juli hatte der Überschuss noch rund 88 Millionen Euro betragen, im Juni knapp 172 Millionen Euro.

Bundeszahlungen steigen auf 11,05 Milliarden Euro

Den größten Einnahmeposten bildeten erneut die Zahlungen des Bundes. Im August überwies der Bund knapp 1,86 Milliarden Euro an die ÜNB. Im Juli waren es rund 1,65 Milliarden Euro gewesen. Von Januar bis einschließlich August summierten sich die Bundeszahlungen damit auf rund 11,05 Milliarden Euro.

Aus der Vermarktung des Stroms aus geförderten Erneuerbare-Energien-Anlagen nahmen die ÜNB im August knapp 450 Millionen Euro ein. Davon entfielen rund 432 Millionen Euro auf den Day-Ahead-Handel und gut 18 Millionen Euro auf den Intraday-Handel einschließlich Viertelstundenauktion. Im Juli hatten die Vermarktungserlöse bei knapp 396 Millionen Euro gelegen.

Auf der Ausgabenseite entfielen im August rund 1,92 Milliarden Euro auf Zahlungen nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG). Hinzu kamen unter anderem rund 34,5 Millionen Euro für den untertägigen Ausgleich. Insgesamt summierten sich die Ausgaben im August auf knapp 1,98 Milliarden Euro.

Die ÜNB veröffentlichen die monatlichen Einnahmen und Ausgaben nach Anlage 1 des Energiefinanzierungsgesetzes. Erfasst werden die bis zum jeweiligen Monatsende verbuchten Positionen. Der Kontostandsverlauf zeigt nach dem Rückgang bis Mai seit Juni wieder nach oben. (sag)

// VON STEFAN SAGMEISTER

[^ Zum Inhalt](#)

Marktwerte für Wind- und Solarstrom steigen



Quelle: Shutterstock / Jevanto Productions

REGENERATIVE. Die Marktwerte für Strom aus Wind- und Solarenergie sind im August gestiegen. Auch der durchschnittliche Spotmarktpreis legte deutlich zu.

Die Marktwerte für Strom aus erneuerbaren Energien haben sich im August nach Angaben der Übertragungsnetzbetreiber erhöht. Sowohl Windenergie an Land und auf See als auch Solarstrom gewannen gegenüber dem Vormonat an Wert. Gleichzeitig stieg der durchschnittliche Spotmarktpreis, zeigen die am 8. September aktualisierten Daten auf der Plattform Netztransparenz.de

Der durchschnittliche Spotmarktpreis erhöhte sich im August auf 12,689 Cent/kWh. Im Juli hatte er bei 10,545 Cent/kWh gelegen. Damit stieg der durchschnittliche Spotmarktpreis um 2,144 Cent/kWh beziehungsweise 20,3 Prozent.

Auch im August traten negative Spotmarktpreise auf. Die Daten der Übertragungsnetzbetreiber weisen negative Preise sowohl für einzelne Viertelstunden als auch für Zeiträume von einer, zwei, drei, vier und sechs Stunden aus.

Der Marktwert für Solarstrom stieg im August von 5,226 Cent/kWh im Juli auf 6,359 Cent/kWh. Damit legte

er um 1,133 Cent/kWh beziehungsweise 21,7 Prozent zu. Im Juli war der Solar-Marktwert noch um 15,6 Prozent gegenüber dem Vormonat gesunken.

Noch stärker erhöhten sich die Marktwerte der Windenergie. Für Strom aus Windenergieanlagen an Land stieg der Marktwert von 8,601 Cent/kWh im Juli auf 11,545 Cent/kWh im August. Das entspricht einem Anstieg um 2,944 Cent/kWh beziehungsweise 34,2 Prozent.

Auch Windenergie auf See gewann an Wert. Der Marktwert erhöhte sich von 9,238 Cent/kWh im Juli auf 11,967 Cent/kWh im August. Damit legte er um 2,729 Cent/kWh beziehungsweise 29,5 Prozent zu.

Windenergie auf See erreichte damit auch im August unter den drei betrachteten erneuerbaren Erzeugungsarten den höchsten Marktwert. Er lag 0,422 Cent/kWh über dem Wert für Windenergie an Land. Der Marktwert für Solarstrom lag dagegen 5,186 Cent/kWh unter dem Wert für Windenergie an Land und 5,608 Cent/kWh unter dem für Windenergie auf See.

Die Marktwerte zeigen, welchen durchschnittlichen Wert Strom aus Wind-, Solar- oder anderen erneuerbaren Energien an der Strombörse erzielt. Die Übertragungsnetzbetreiber berechnen sie monatlich nach den Vorgaben des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG).

Die Werte sind eine Grundlage für die Berechnung der Marktpremie. Sie gleicht bei geförderten Anlagen grundsätzlich die Differenz zwischen dem Marktwert und dem gesetzlich festgelegten anzulegenden Wert aus. Sinkt der Marktwert, steigt bei geförderten Anlagen grundsätzlich die vom Netzbetreiber gezahlte Marktpremie – und umgekehrt. (sag) // VON STEFAN SAGMEISTER

[^ Zum Inhalt](#)

Stadtwerke grübeln über Direktvermarktung kleiner PV-Anlagen



Quelle: alphaspirt / Fotolia

UMFRAGE. Nach einer Asew-Umfrage prüfen Stadtwerke den Einstieg in die Direktvermarktung von PV-Anlagen mit weniger als 25 kW Leistung. Als Hürde gilt die Wirtschaftlichkeit.

Die geplante Abschaffung der Einspeisevergütung für neue Photovoltaikanlagen mit weniger als 25 kW ab 2027 führt bei Stadtwerken zu einem erhöhten Prüf- und Anpassungsbedarf bei der Direktvermarktung. Das zeigt eine Umfrage der Arbeitsgemeinschaft für sparsame Energie- und Wasserverwendung (Asew) unter Teilnehmern einer Online-Veranstaltung.

Hintergrund ist die geplante Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG). Sollte die Einspeisevergütung für neue, kleine Photovoltaikanlagen entfallen, stehen nicht nur Energievertriebe, sondern auch Messstellenbetreiber, Verteilnetzbetreiber und Direktvermarkter vor der Herausforderung, Prozesse und Geschäftsmodelle an die neuen Marktgegebenheiten anzupassen, wie die Asew betont.

An der Live-Abfrage beteiligten sich laut der Arbeitsgemeinschaft 53 Stadtwerke-Vertreter. Rund 49 Prozent prüfen demnach derzeit noch einen Einstieg in die Direktvermarktung. Etwa 17 Prozent planen einen solchen Einstieg konkret. Rund 13 Prozent planen derzeit keinen Einstieg, während etwa 21 Prozent die Frage noch nicht bewerten konnten.

Unter den Stadtwerken, die einen Einstieg grundsätzlich in Betracht ziehen, sind rund 42 Prozent noch unentschlossen. Etwa 16 Prozent suchen nach Kooperationen mit anderen Stadtwerken, weitere rund 15 Prozent setzen auf die Zusammenarbeit mit spezialisierten Direktvermarktern. Nur eine kleine

Minderheit plant einen vollständigen Eigenaufbau oder bietet bereits entsprechende Leistungen selbst an.

„Die Ergebnisse zeigen deutlich, dass die Branche den Handlungsbedarf erkannt hat“, sagt Sascha Manikowski, Teamleiter Energiedienstleistungen bei der Asew. „Viele Stadtwerke prüfen aktuell ihre strategischen Optionen, suchen aber gleichzeitig nach praktikablen und wirtschaftlich tragfähigen Lösungen. Besonders im Fokus stehen dabei Kooperationen mit anderen Stadtwerken und etablierten Direktvermarktern.“

Plattform für Kooperationen

Als größte Hürde nannten die Befragten die Kosten. In der offenen Abfrage wurde das Thema am häufigsten genannt. Weitere genannte Herausforderungen sind technische Integrationsaufwände, Abrechnungsprozesse, laufende Betriebskosten, regulatorische Anforderungen und die Abstimmung mit Verteilnetzbetreibern. Mehrfach wurde zudem der Wunsch nach Geschäftsmodellen genannt, die sowohl für Endkunden als auch für Stadtwerke wirtschaftlich tragfähig sind.

Die Asew arbeitet nach eigenen Angaben an einer Plattform für Kooperationen und strategische Partnerschaften. Darüber sollen Stadtwerke bei der Suche nach Partnern für neue Geschäftsfelder und energiewirtschaftliche Aufgaben unterstützt werden. Viele Stadtwerke wollten die Herausforderungen der Direktvermarktung nicht im Alleingang lösen, schildert Christoph Landeck, Abteilungsleiter EDL & Innovationen bei der Asew.

Für einen möglichen Massenmarkt der Direktvermarktung kleiner Photovoltaikanlagen sieht die Organisation weiteren Handlungsbedarf. „Soll die Direktvermarktung kleiner Photovoltaikanlagen zu einem tragfähigen Massenmarkt werden, müssen bis spätestens 2030 skalierbare Prozesse etabliert werden. Dafür braucht es das koordinierte Zusammenspiel von Energievertrieb, Messstellenbetrieb, Verteilnetzbetreibern und Vermarktungspartnern. Gelingt dies nicht, droht langfristig eine Abschwächung des PV-Ausbaus im Heimsegment“, so Manikowski. (mf) // VON MANFRED FISCHER

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

⚙️ TECHNIK



Quelle: Shutterstock / sdf_qwe

Großes Interesse an Ausschreibung für neue Gaskraftwerke

GAS. Neue Gaskraftwerke sollen künftig in Dunkelflauten einspringen. Der Gebotstermin für die erste Ausschreibung ist zu Ende gegangen. Die Bundesnetzagentur gibt einen ersten Überblick.

An der ersten Ausschreibung für neue Backup-Kraftwerke gibt es großes Interesse. Die Bundesnetzagentur teilte mit, die Ausschreibung für «Langzeitkapazitäten» nach dem Gesetz zur Sicherung der Versorgungssicherheit und zur Bereitstellung neuer Kapazitäten sei «deutlich überzeichnet». Die Bundesnetzagentur beginne heute mit der Prüfung der Gebote. Sie prüfe insbesondere, ob die Bieter alle Teilnahmevoraussetzungen erfüllen und keine Ausschlussgründe vorliegen. Die Bundesnetzagentur gebe die Zuschläge spätestens am 3. November bekannt.

Die neuen Kraftwerke sollen im Zuge des schrittweisen Ausstiegs aus der Kohleverstromung bis 2038 die Versorgungssicherheit mit Strom gewährleisten und künftig als Backups in «Dunkelflauten» mit einer geringen Erzeugung aus Solar- und Windenergie einspringen. Geplant sind in den kommenden Jahren in mehreren Schritten Ausschreibungen.

Zur ersten Ausschreibung erklärte die Bundesnetzagentur, ausgeschlossen würde ein Gebot für eine Erzeugungsanlage beispielsweise, wenn diese nicht das sogenannte Langzeitkriterium erfülle. Dieses setze voraus, dass die Anlage technisch in der Lage ist, ohne Unterbrechung für mindestens zehn aufeinanderfolgende Stunden Strom ins Netz einzuspeisen.

Dies könnten insbesondere moderne und hocheffiziente Gaskraftwerke gewährleisten, hatte es im Wirtschaftsministerium geheißen. Die bezuschlagten Anlagen müssten bis 2031 in Betrieb gehen, hieß es in einem Papier des Ministeriums. Anlagenbetreiber erhalten eine Kapazitätsvergütung. Im Gegenzug müssten sie diese Anlagen verfügbar halten und trügen so zur Versorgungssicherheit bei. Der Bau neuer Gaskraftwerke in Deutschland ist seit Jahren ein Thema. // VON DPA

[^ Zum Inhalt](#)

Stuttgart verdrängt München als smarteste Großstadt



Quelle: Pixabay / Gerd Altmann

IT. Stuttgart führt den Smart City Index 2026 vor München und Hamburg an. Besonders stark schneidet die Schwabenmetropole bei Energie und Umwelt ab.

Stuttgart führt den Smart City Index 2026 mit 92,8 von 100 Punkten vor München mit 92,0 und Hamburg mit 91,5 Punkten an. Damit löst Stuttgart München an der Spitze des Rankings der 83 deutschen Großstädte ab. Der Digitalverband Bitkom hat das jährliche Ranking jetzt zum achten Mal erstellt. Anlass ist die Smart Country Convention, die der Verband gemeinsam mit der Messe Berlin im Oktober veranstaltet.

Stuttgart erreicht als einzige der untersuchten Städte in allen fünf Kategorien eine Platzierung unter den ersten zehn. Bei Energie und Umwelt liegt die Stadt auf Rang eins, bei der Verwaltung auf Rang drei. Es folgen IT und Kommunikation auf Rang sechs, Gesellschaft und Bildung auf Rang sieben sowie Mobilität auf Rang acht.

„Stuttgart liegt beim Smart City Index vorn, weil sie Digitalisierung in aller Breite angeht und als einzige Großstadt in allen Bereichen liefert: in der Verwaltung ebenso wie bei Mobilität, Energie, Infrastruktur und Bildung“, wird Bitkom-Präsident Ralf Wintergerst in einer Pressemitteilung zitiert. „München und Hamburg bleiben auf dem Podium. Sie sind bei der Digitalisierung ebenfalls weitergekommen und sind in vielen Bereichen Vorreiter.“

Das durchschnittliche Niveau der untersuchten Städte ist gestiegen. Die 83 Großstädte erreichen im Mittel 73,8 Punkte, nach 70,8 Punkten im Vorjahr. Für eine Platzierung unter den ersten zehn waren 85,5 Punkte erforderlich. 2025 waren es 84,7 Punkte, 2023 reichten 76,6 Punkte.

Einzelkategorien zeigen andere Stärken

In den fünf untersuchten Kategorien stehen teilweise andere Städte an der Spitze. Nürnberg und Krefeld erreichen in der Verwaltung jeweils 100 Punkte. Stuttgart führt bei Energie und Umwelt mit 87,7 Punkten. Hamburg liegt bei IT und Kommunikation mit 96,0 Punkten sowie bei Mobilität mit 100 Punkten vorn. Darmstadt gewinnt Gesellschaft und Bildung mit 98,8 Punkten. Die Ergebnisse der Einzelkategorien weichen damit teilweise deutlich von der Gesamtwertung ab. Krefeld etwa, das sich den ersten Platz bei der Verwaltung teilt, liegt insgesamt auf Rang 45.

Auch Osnabrück, Braunschweig, Berlin, Kiel und Gelsenkirchen erzielen in einzelnen Bereichen deutlich bessere Platzierungen als im Gesamtranking. Osnabrück erreicht bei IT und Kommunikation Rang drei, Braunschweig bei Energie und Umwelt ebenfalls Rang drei. Berlin liegt bei Mobilität auf Rang vier. Kiel erreicht bei IT und Kommunikation Rang sieben, Gelsenkirchen Rang acht.

Als Beispiele für kommunale Digitalisierungsprojekte nennt der Bitkom Dortmund und Solingen. Dortmund betreibt ein Klimamessnetz mit 76 Stationen, das Hitzebelastungen erfasst und über ein interaktives Dashboard darstellt. Solingen entwickelt mit dem Pilotprojekt „SMARTKRIS“ die digitale Krisenkommunikation weiter.

Nach Einschätzung des Bitkom sind viele solcher Projekte im Rahmen befristeter Förderprogramme entstanden. Der Verband fordert deshalb eine dauerhaft finanzierte, bundesweit einheitlich definierte digitale Basisinfrastruktur. Darüber hinaus spricht sich der Bitkom für einen Marktplatz aus, über den Kommunen erprobte Lösungen beschaffen können.

Bayern vor Baden-Württemberg

Auf Ebene der Bundesländer liegt Bayern in diesem Jahr vor Baden-Württemberg. Die bayerischen Großstädte erreichen im Durchschnitt 79,9 Punkte nach 75,1 Punkten im Vorjahr. Baden-Württemberg kommt auf 78,9 Punkte nach 78,2 Punkten.

Es folgen Hessen mit 74,1 Punkten, Niedersachsen mit 73,6 Punkten und Sachsen mit 73,4 Punkten. Sachsen ist damit das einzige dieser fünf Länder, dessen Durchschnittswert gegenüber dem Vorjahr sinkt. Das Land fällt von Rang drei auf Rang fünf.

Städte mit mindestens einer Million Einwohner kommen im Mittel auf 87,5 Punkte. Städte mit 500.000 bis 999.999 Einwohnern erreichen 84,5 Punkte. Die Städte mit 100.000 bis 149.999 Einwohnern liegen bei 66,8 Punkten. Sie verzeichnen mit einem Plus von 4,4 Punkten gegenüber dem Vorjahr zugleich den stärksten Anstieg, heißt es.

Für den Smart City Index wurden laut Bitkom 14.442 Datenpunkte erfasst – 913 mehr als im Vorjahr. Bewertet wurden alle 83 deutschen Städte mit mindestens 100.000 Einwohnern. Der Index umfasst die Kategorien Verwaltung, IT und Kommunikation, Energie und Umwelt, Mobilität sowie Gesellschaft und Bildung. Die Smart Country Convention 2026 findet vom 13. bis 15. Oktober statt, im Fokus steht die Digitalisierung des öffentlichen Sektors.

Das Ranking mit den Ergebnissen der Einzelkategorien ist als interaktive Anwendung unter smart-city-index.de abrufbar. (mf) // VON MANFRED FISCHER

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

UNTERNEHMEN



Quelle: Shutterstock / UKRID

Octopus erweitert bidirektionales Laden

ELEKTROFAHRZEUGE. Das Geschäft mit E-Autos als Flexibilitätsoption kommt in Schwung. Es gibt weitere Tarife für weitere E-Auto-Modelle.

Der Energieanbieter Octopus Energy erweitert seinen Tarif für bidirektionales Laden um Modelle von Audi. Damit können künftig auch die Modell A2 E-Tron (Markteinführung 10. September) und der Q4 E-Tron nicht nur Strom aus dem Netz entnehmen, sondern diesen auch ins Netz zurückspeisen, wie Octopus mitteilt. Octopus öffnet damit seinen Vehicle-to-Grid-Tarif (V2G) „PowerDrive“ für Elektroautos von Audi. Einen konkreten Starttermin nennt Octopus noch nicht.

Bislang richtet sich „PowerDrive“ in Deutschland an Besitzer eines Ford Capri oder Ford Explorer. Ford und Octopus hatten ihre Zusammenarbeit beim bidirektionalen Laden im Februar 2026 angekündigt. Der Start war für den Sommer vorgesehen. Auf der aktuellen Powerdrive-Seite von Octopus werden weiterhin ausschließlich Capri und Explorer als verfügbare Fahrzeuge genannt.

Beim V2G dient die Batterie des Elektroautos zeitweise als Speicher für das Stromsystem. Das Fahrzeug lädt Strom, wenn dieser günstig verfügbar ist, und kann Energie bei höherer Nachfrage wieder ins Netz einspeisen. Octopus steuert die Lade- und Entladevorgänge automatisch. Der Nutzer gibt über die App vor, wann und mit welchem Ladestand das Fahrzeug wieder zur Verfügung stehen soll.

Rabatt und Bonus

Powerdrive kombiniert einen Rabatt auf den Ladestrom mit einem monatlichen Bonus. Für jede intelligent geladene kWh gewährt Octopus einen Abschlag von 18 Cent/kWh auf den regulären Arbeitspreis. Nach Angaben des Unternehmens ergibt sich bei einem angenommenen Arbeitspreis von 33 Cent/kWh damit ein Ladepreis von durchschnittlich 15 Cent/kWh. Hinzu kommen 30 Euro monatlich, wenn das Fahrzeug mindestens 300 Stunden im Monat mit der Wallbox verbunden ist. Das entspricht bis zu 360 Euro im Jahr.

Für die Nutzung sind neben einem kompatiblen Elektroauto ein intelligentes Messsystem und eine bidirektionale Wallbox erforderlich. Powerdrive funktioniert derzeit mit der „ambiCharge Home“ von Ambibox. Octopus bietet die Wallbox einschließlich Installation aktuell ab 4.599 Euro an.

Eine Einschränkung besteht bei Photovoltaikanlagen. Haushalte mit PV-Überschusseinspeisung können Powerdrive derzeit nicht nutzen. Nach Angaben von Octopus lässt sich aktuell nicht rechtssicher unterscheiden, ob der über den Hausanschluss eingespeiste Strom aus der PV-Anlage oder der Fahrzeugbatterie stammt. Möglich ist der Tarif dagegen unter anderem ohne PV-Anlage oder bei einer technisch getrennten Volleinspeisung.

Nach Angaben des Unternehmens können Nutzer mit dem Tarif Ladekosten für eine Fahrleistung von bis zu 16.000 Kilometern jährlich einsparen. Wie hoch die tatsächliche Ersparnis ausfällt, hängt unter anderem vom Fahrverhalten, Stromverbrauch und der Menge der intelligent geladenen Energie ab. (sag)

// VON STEFAN SAGMEISTER

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG

Agri-PV-Anlage in Schönefeld gestartet



Eröffnung des Agri-PV-Parks Selchow (v.li.): Heiko Lübke (Commerz Real), Katrin Stary (Berliner Stadtgüter), Stefan Spork, (Goldbeck Solar) und Dominique Candrian (Elysium).
Quelle: Goldbeck Solar

BRANDENBURG. Deutschlands größtes Agri-PV-Projekt mit Ackerbau ist in Schönefeld in Betrieb gegangen. Auf 76 Hektar erzeugen 74.064 Module Strom, während die Fläche weiter bewirtschaftet wird.

Auf Flächen der Berliner Stadtgüter GmbH (BSG) ist im Ortsteil Selchow der Gemeinde Schönefeld (Brandenburg) eine großflächige Agri-Photovoltaikanlage (Agri-PV) in Betrieb gegangen. Nach Angaben der Projektpartner handelt es sich um das bislang größte Agri-PV-Projekt mit Ackerbau in Deutschland. Die Anlage verbindet Stromerzeugung, ökologische Landwirtschaft, Biodiversitätsmaßnahmen und wissenschaftliche Begleitforschung.

Auf rund 76 Hektar stehen 74.064 Solarmodule. Sie sollen jährlich Strom für rund 16.500 Haushalte erzeugen und nach Angaben der Betreiber etwa 21.500 Tonnen CO₂ einsparen. Mindestens 90 Prozent der Fläche sollen ökologisch bewirtschaftet werden. Die landwirtschaftliche Nutzung übernimmt das Landgut Geelhaar aus Chorin, ein nach Bioland-Richtlinien arbeitender Familienbetrieb.

Severin Fischer, Staatssekretär in der Senatsverwaltung für Wirtschaft, Energie und Betriebe des Landes Berlin, sieht in dem Projekt einen Beitrag zum Ausbau der Photovoltaik und zur Anpassung der Landwirtschaft an den Klimawandel. „Agri-PV kann landwirtschaftliche Flächen und Kulturen vor Hitze und Trockenheit schützen und gleichzeitig Strom erzeugen“, erklärte Fischer.

Für die Berliner Stadtgüter ist die Anlage das erste Agri-PV-Projekt auf eigenen Flächen. Geschäftsführerin Katrin Sary betonte, Boden sei eine knappe Ressource. Das Projekt solle zeigen, wie sich Landwirtschaft, Energiewende und Biodiversitätsförderung auf einer Fläche verbinden lassen.

Module folgen der Sonne

Die Elysium Solar GmbH hat die Anlage gemeinsam mit der Goldbeck Solar GmbH innerhalb von elf Monaten errichtet. Elysium Solar entwickelt großflächige Agri-PV-Projekte mit landwirtschaftlicher Nutzung. Goldbeck Solar mit Sitz in Hirschberg an der Bergstraße ist auf den schlüsselfertigen Bau großer Photovoltaikanlagen sowie deren technischen Betrieb spezialisiert.

Die Module stehen auf einer Höhe von 3,50 Metern. Ihre Reihen verlaufen in Nord-Süd-Richtung, sodass die Module dem Sonnenstand folgen können. Nach Angaben der Projektpartner soll diese Ausrichtung einen um 25 bis 30 Prozent höheren Stromertrag gegenüber fest installierten Modulen ermöglichen. Zudem sollen die beweglichen Module die Stromproduktion insbesondere an den Tagesrandzeiten erhöhen.

Auch die Konstruktion berücksichtigt die landwirtschaftliche Nutzung. Die Reihen liegen elf Meter auseinander, davon stehen rund neun Meter für die Bewirtschaftung zur Verfügung. Damit können landwirtschaftliche Maschinen zwischen den Modulreihen eingesetzt werden.

Direkt unter den Modultischen sollen artenreiche Wildblumenstreifen entstehen. Dafür kommt regional erzeugtes Saatgut zum Einsatz. Die Streifen sollen Lebens- und Rückzugsräume für Insekten und Kleintiere schaffen. Zusätzlich stellen die Berliner Stadtgüter außerhalb der eigentlichen Anlagenfläche 17 Hektar für Ausgleichsmaßnahmen bereit. Die Flächen nahe Ragow und Deutsch Wusterhausen sollen speziell Brutvögeln wie der Feldlerche zugutekommen.

Forschung begleitet das Projekt

Das Projekt wird wissenschaftlich begleitet. Beteiligt sind nach Angaben der Projektpartner unter anderem das Leibniz-Zentrum für Agrarlandschaftsforschung (ZALF) und die Technische Universität Dresden. Unterstützt wird die Begleitforschung vom Bundesamt für Naturschutz (BfN). Im Mittelpunkt stehen dabei die Auswirkungen der Agri-PV auf Landwirtschaft, Biodiversität und Flächennutzung.

Richard Härtel, Chief Operating Officer (COO) von Elysium Solar, verweist auf die Verbindung von Solarenergie, ökologischer Landwirtschaft, Biodiversitätsmaßnahmen und Forschung. Das Projekt solle zudem die regionale Teilhabe und Akzeptanz der Energie- und Agrarwende stärken.

Sven Geelhaar vom Landgut Geelhaar sieht darin eine Möglichkeit, die Landwirtschaft an veränderte klimatische Bedingungen anzupassen. Ein „Weiter-So“ auf den Brandenburger Böden sei künftig kaum möglich, erklärte der Biolandwirt. Die Agri-PV-Anlage biete ihm die Möglichkeit, eine neue Form der Bewirtschaftung zu erproben.

Die Berliner Stadtgüter engagieren sich seit mehr als 25 Jahren im Bereich der erneuerbaren Energien. Nach eigenen Angaben stellen sie mit knapp 50 Windenergie- und Photovoltaikanlagen auf eigenen Flächen rund 170 MW Leistung für die Erzeugung erneuerbaren Stroms bereit. Weitere 15 Anlagen befinden sich demnach in Planung oder Genehmigung. (sh) // VON SUSANNE HARMSSEN

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

[^ Zum Inhalt](#)

Neuer BWO-Vorstand gewählt



Die neue BWO-Führungsrunde (v.li.): Till Schwarzlose, Korbinian Ott, Benedikt Scheel, Lena Büsing, Stefan Thimm. Quelle: BWO

VERBÄNDE. Der Bundesverband Windenergie Offshore (BWO) hat in seiner Mitgliederversammlung Benedikt Scheel (Equinor Deutschland) zum neuen Vorstandsvorsitzenden gewählt.

In der Mitgliederversammlung vom 8. September hat der Bundesverband Windenergie Offshore (BWO) für zwei Jahre einen neuen Vorstand gewählt. Vorstandsvorsitzender ist Benedikt Scheel, stellvertretende Vorsitzende sind Korbinian Ott von Steelwind Nordenham und Till Schwarzlose von RWE Offshore. Neue Finanzvorständin ist Lena Büsing von Merkur Offshore.

„Eine sichere Energieversorgung in Deutschland braucht einen starken Ausbau der Offshore-Windenergie“, sagte Scheel. Entscheidend dafür seien verlässliche politische Rahmenbedingungen, die effektiv Kosten senken, damit der Standort Deutschland auch in Zukunft wieder Investitionen anlockt. „Offshore-Wind ist ein internationales Geschäft. Projekte entstehen dort, wo es die besten Rahmenbedingungen gibt“, erinnerte er.

Scheel wolle gemeinsam mit dem BWO und seinen Mitgliedsunternehmen daran arbeiten, die Voraussetzungen für diese Investitionen weiter stetig zu verbessern. BWO-Geschäftsführer Stefan Thimm nannte die aktuelle Novelle des Windenergie-auf-See-Gesetzes als zentralen Rahmen für den weiteren Ausbau der Offshore-Windenergie. „Gerade in dieser Phase kommt es darauf an, die Interessen der Branche geschlossen zu vertreten“, kündigte er an.

Bisheriger Vorstand verabschiedet

Mit der Wahl endet die Amtszeit des bisherigen Vorstands. Irina Lucke, Geschäftsführerin der Omexom Renewable Energies Offshore war seit 2024 Vorstandsvorsitzende des BWO und zuvor bereits zwei Jahre stellvertretende Vorsitzende.

Ebenfalls aus dem Vorstand ausgeschieden sind die stellvertretenden Vorsitzenden Till Frohloff, Managing Director bei Nordsee One, und Holger Matthiesen, Director Offshore Wind & Green Hydrogen bei Luxcara. Finanzvorstand Jörg Kubitz war nach einem Branchenwechsel bereits im Juli aus dem Vorstand ausgeschieden. Im Rahmen der Mitgliederversammlung wurde zudem der Jahresbericht des amtierenden Vorstands entgegengenommen und der Vorstand entlastet. (sh) // VON SUSANNE HARMSSEN

[^ Zum Inhalt](#)

Doppelspitze in Warendorf



Björn Güldenarm, Peter Horstmann und Ulrich Butterschlot (von links). Quelle: Stadtwerke Warendorf

PERSONALIE. Björn Güldenarm wird zum 1. Oktober neben Ulrich Butterschlot Geschäftsführer der Stadtwerke Warendorf.

Die Stadtwerke Warendorf erweitern die Geschäftsführung. Zum 1. Oktober wird Björn Güldenarm (43) Co-Chef des lokalen Versorgungsunternehmens im Münsterland. Er arbeitet an der Seite von Ulrich K. Butterschlot (59), dessen Vertrag gleichzeitig mit der Neubestellung verlängert worden ist.

Die Stadtwerke hätten sich in den vergangenen Jahren „hervorragend entwickelt und stehen zugleich vor wichtigen Zukunftsaufgaben“, kommentiert Bürgermeister Peter Horstmann (parteilos) die Personalentscheidungen. Mit der Verlängerung des Vertrages von Butterschlot, der seit Herbst 2022 den Posten innehat, und der Bestellung Güldenarms in die Geschäftsführung „stellen wir die Stadtwerke personell stark und zukunftssicher auf“.

Die Schwerpunkte sollen vor allem auf Energie- und Wärmewende sowie Digitalisierung, Netzausbau, Kooperationen und Versorgungssicherheit liegen, so das Stadtoberhaupt. „Die Herausforderungen der kommenden Jahre bieten zugleich große Chancen, unsere Energie-, Wärme- und Infrastrukturversorgung nachhaltig auszubauen, neue Geschäftsfelder zu erschließen und die Stadtwerke langfristig erfolgreich zu positionieren“, werden die Geschäftsführer in einer Mitteilung zitiert.

Stadtwerke Warendorf GmbH (vormals: WEV Warendorfer Energieversorgung GmbH) erzielte im Geschäftsjahr 2025 Umsatzerlöse in Höhe von knapp 48 Millionen Euro. Rund 32 Millionen Euro trug das Stromgeschäft bei, 13,4 Millionen Euro brachte die Gasversorgung. Als Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit standen im vergangene Jahr 942.000 Euro zu Buche. Die Zahl der Angestellten belief sich im Jahresdurchschnitt auf 59. (mf) // VON MANFRED FISCHER

[^ Zum Inhalt](#)

Neue Führung bei Preussen Elektra



Quelle: Shutterstock / Nep0

PERSONALIE. Die Unternehmensführung des Rückbaukonzerns für Atomkraftwerke wird von drei auf zwei Geschäftsführer reduziert.

Preussen Elektra stellt seine Geschäftsführung neu auf. Der Vorsitzende der Geschäftsführung, Guido Knott, und Geschäftsführer Michael Bongartz gehen zum Jahresende 2026 in den Ruhestand. Gleichzeitig verkleinert das Unternehmen seine Geschäftsführung von drei auf zwei Mitglieder, heißt aus dem Haupthaus aus Hannover.

Daniel Oehr, bislang Finanzgeschäftsführer, wird zum 1. Januar 2027 Sprecher der Geschäftsführung. Das zweite Mitglied der künftigen Führung wird Bernd Kaiser. Er wechselt zum 1. November 2026 in die Geschäftsführung und übernimmt das Ressort Stilllegung und Rückbau. Kaiser leitet derzeit das stillgelegte Kernkraftwerk Grafenrheinfeld.

Mit der Verkleinerung der Geschäftsführung reagiert Preussen Elektra nach eigenen Angaben auf den fortschreitenden Rückbau seiner Kernkraftwerke. Das Unternehmen hatte sich in den vergangenen Jahren

vom Betreiber von Kernkraftwerken zu einer Organisation für Stilllegung und Rückbau entwickelt. Nach der Abschaltung der letzten deutschen Kernkraftwerke im April 2023 liegt der Schwerpunkt auf dem Rückbau der Anlagen.

Ingo Luge, seit 2016 Vorsitzender des Aufsichtsrats, würdigte die Arbeit der beiden ausscheidenden Geschäftsführer: „Guido Knott und Michael Bongartz haben Preussen Elektra durch die größte Veränderung in der Geschichte des Unternehmens geführt: vom Kernkraftwerksbetreiber hin zu einer leistungsfähigen Rückbauorganisation.“

Knott hatte 2015 den Vorsitz der Geschäftsführung übernommen. Bongartz gehört der Geschäftsführung seit 2016 an. Mit ihrem Ausscheiden zum Jahresende endet damit auch personell eine Phase, in der Preussen Elektra den Ausstieg aus dem Leistungsbetrieb und den Übergang zum Rückbau vollzogen hat. (sag) // VON STEFAN SAGMEISTER

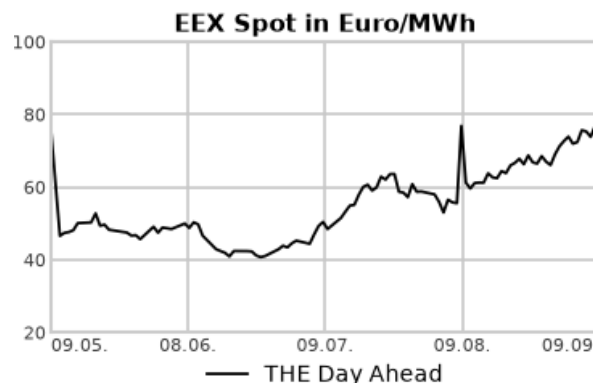
[^ Zum Inhalt](#)

MARKTBERICHTE

STROM



GAS



Öl über 100 Dollar, Gas-Day-ahead kratzt an 80 Euro



Quelle: E&M

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

Überwiegend fest haben sich die Energiemärkte am Mittwoch präsentiert, die nach wie vor unter dem Eindruck der Eskalation am Persischen Golf stehen. Der Rohölpreis hat deswegen die Marke von 100 US-Dollar je Barrel überschritten, was von vielen Marktbeobachtern als psychologischer Schwellenwert angesehen wird. Unternehmen und Handelsteams passen daraufhin Budgets, Hedging-Strategien und Einkaufstaktungen an. Die Hoffnung auf ein baldiges Ende des Konflikts schwindet zusehends, was Marktteilnehmer, die bislang noch abgewartet haben, dazu veranlasst, nun ebenfalls zu kaufen.

Strom: Erneut fest hat sich der deutsche OTC-Strommarkt am Mittwoch präsentiert. Der Day-ahead legte in der Grundlast um 48,50 Euro auf 192,00 Euro je Megawattstunde zu, in der Spitzenlast ergab sich ein Plus von 48,75 Euro auf 172,00 Euro je Megawattstunde. An der Börse wurde der Base mit 191,82 Euro gesehen, der Peak mit 171,62 Euro.

Händler begründeten den Preisanstieg beim Day-ahead mit der geringeren Erneuerbaren-Einspeiseleistung, von 23,1 Gigawatt, die für den Donnerstag erwartet wird. Für den Berichtstag hatte der Wetterdienst 32,6 Gigawatt vorhergesagt. Für die Tage ab Freitag rechnet Eurowind mit noch etwas weiter zurückgehenden Beiträgen von Wind und Solar. Das Preisniveau am Strommarkt war zudem von den Preisaufschlägen beim Primärenergieträger Gas geprägt.

Am langen Ende legte das Cal 27 kräftig um 2,75 Euro auf 127,98 Euro je Megawattstunde zu.

CO₂: Die CO₂-Preise haben am Berichtstag etwas zugelegt. Der Dec 26 gewann bis gegen 13.35 Uhr um 0,27 Euro auf 85,69 Euro je Tonne.

Unterdessen sind die Nettolongpositionen an der ICE in der vergangenen Woche um 1,5 Millionen auf knapp 34 Millionen Tonnen gestiegen. Unterstützung für den CO₂-Markt dürfte vom sich nähernden Ablauf der Compliance-Frist am 30. September kommen. Die Analysten von Redshaw Advisors sehen stärkeren Widerstand für den Dec 26 bei 86,91 Euro.

Erdgas: Fest haben sich die europäischen Gaspreise am Mittwoch gezeigt. Der Frontmonat am niederländischen TTF gewann bis gegen 13.26 Uhr 1,611 auf 78,686 Euro je Megawattstunde. Der Day-

ahead am deutschen THE zeigte sich mit 79,450 Euro.

Die Gaspreise sind am Mittwoch zeitweise auf den höchsten Stand seit Ende 2022 gestiegen. Der Konflikt zwischen den USA und dem Iran schürt die Sorge vor länger anhaltenden Störungen der Energieflüsse. Seit Monatsbeginn beläuft sich das Plus damit auf 25 Prozent.

Unter Berücksichtigung der Transportkosten ist Europa derzeit für LNG-Lieferungen ein profitableres Ziel als Asien, schreiben die Analysten von ING. Mit dem näher rückenden Winter dürfte sich der Wettbewerb zwischen beiden Regionen jedoch verschärfen. Dies gelte insbesondere, wenn LNG aus Katar bis zum Jahresende weitgehend vom Weltmarkt fernbleibe.

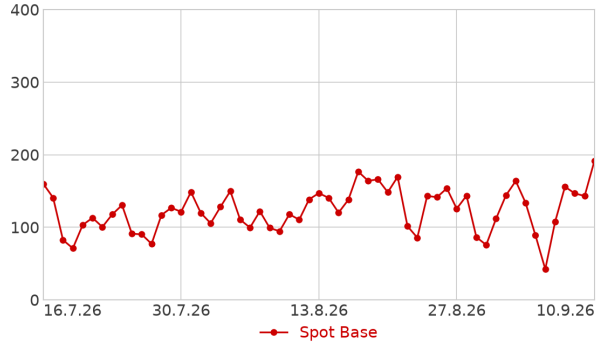
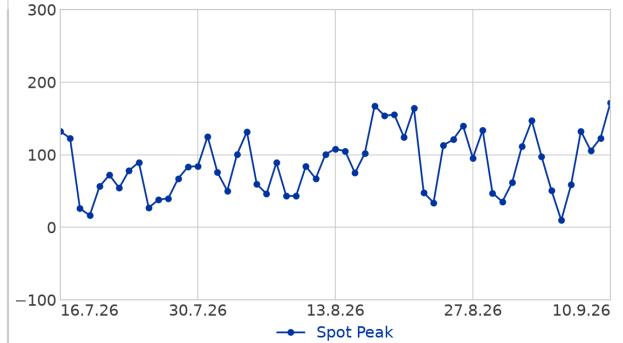
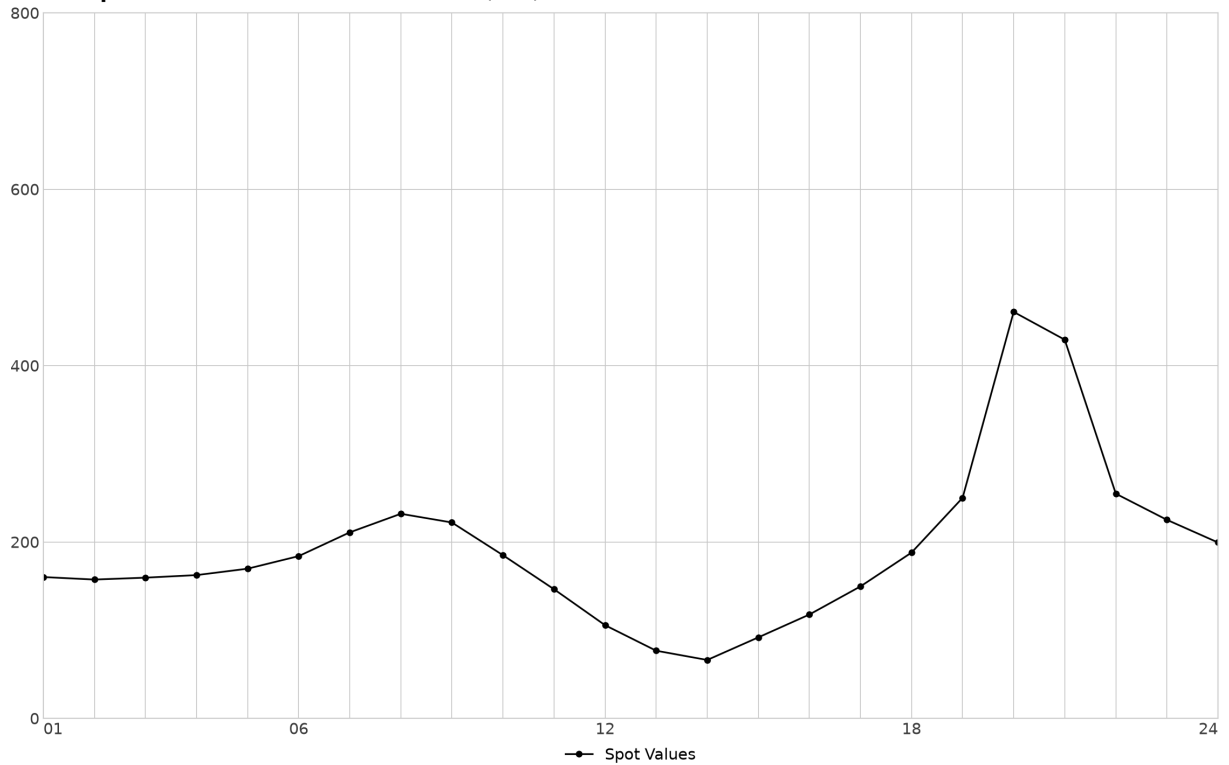
Zusätzliche Unterstützung kam auch durch den Tropensturm „Edouard“, der am Dienstag Kurs auf die texanische Küste genommen hatte, so die Analysten der Commerzbank. In der Region befinden sich vier der acht US-LNG-Exportterminals, die knapp 75 Prozent der LNG-Exportkapazität ausmachen. Allerdings gab es nur geringfügige Schäden.

Erdöl: Die Ölpreise haben am Mittwoch kräftig zugelegt und die Marke von 100 US-Dollar überschritten. Bis gegen 13.37 Uhr legte November-Brent 2,97 US-Dollar auf 100,89 US-Dollar je Barrel zu.

Nach Angaben des US-Zentralkommandos haben die USA am Dienstag fünf iranische Öltanker zerstört – als Reaktion auf neue Versuche Teherans in den vergangenen Tagen, US-Kriegsschiffe anzugreifen. „Die jüngsten Entwicklungen bestärken nur die Ansicht, dass wir noch ein Stück weit von einer Wiederaufnahme der Gespräche entfernt sind“, sagen ING-Analysten. Große Banken – darunter Goldman Sachs, die Bank of America und die UBS – haben ihre Ölpreisprognosen für dieses und das nächste Jahr angehoben. (cdg)

// VON CLAUD-DETFEF GROSSMANN UND HANS-WILHELM SCHIFFER

[^ 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

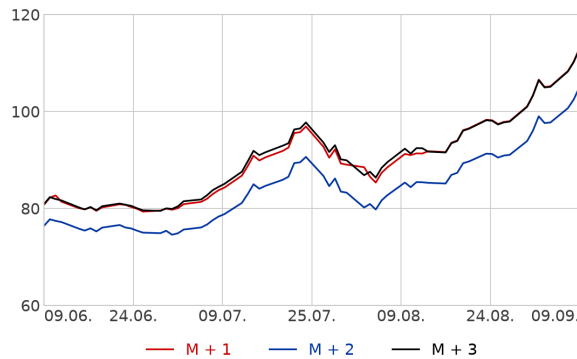
Terminmarktpreise Base in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	09.09.26	German Power Apr-2027	113,02
M2	09.09.26	German Power May-2027	105,02
M3	09.09.26	German Power Jun-2027	112,92
Q1	09.09.26	German Power Q4-2028	101,67
Q2	09.09.26	German Power Q1-2029	104,01
Q3	09.09.26	German Power Q2-2029	71,03
Y1	09.09.26	German Power Cal-2031	72,58
Y2	09.09.26	German Power Cal-2032	71,22
Y3	09.09.26	German Power Cal-2033	71,92

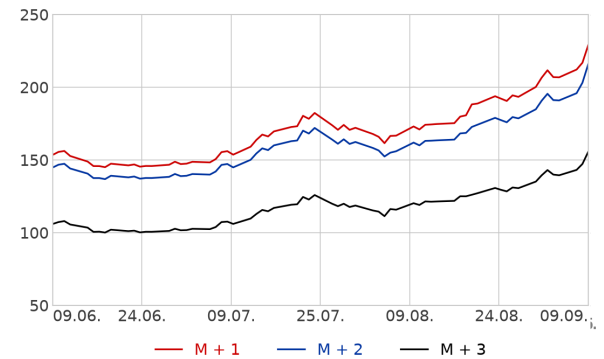
Terminmarktpreise Peak in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	09.09.26	German Power Jan-2027	228,87
M2	09.09.26	German Power Feb-2027	215,77
M3	09.09.26	German Power Mar-2027	155,54
Q1	09.09.26	German Power Q4-2026	212,67
Q2	09.09.26	German Power Q1-2027	198,42
Q3	09.09.26	German Power Q2-2027	93,05
Y1	09.09.26	German Power Cal-2027	138,79
Y2	09.09.26	German Power Cal-2028	105,54
Y3	09.09.26	German Power Cal-2029	92,40

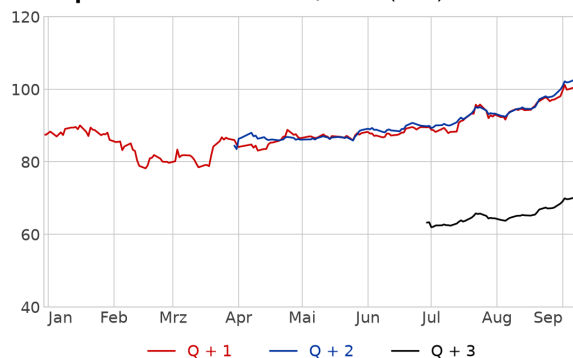
Frontmonate Base in Euro/MWh (EEX)



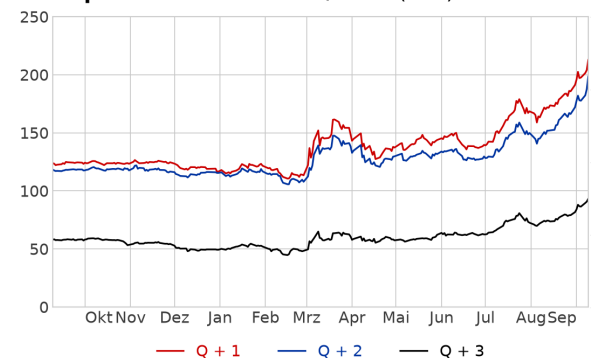
Frontmonate Peak in Euro/MWh (EEX)



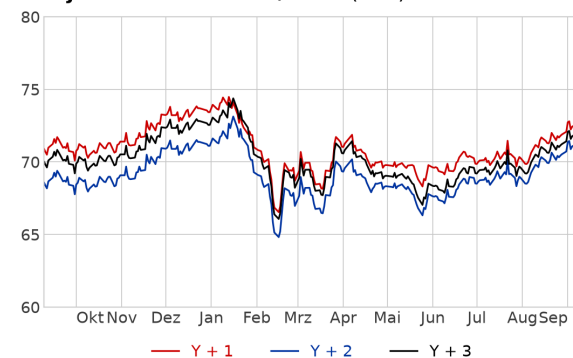
Frontquartale Base in Euro/MWh (EEX)



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	09.09.26	German THE Gas Oct-2026	80,48
M2	09.09.26	German THE Gas Nov-2026	80,55
Q1	09.09.26	German THE Gas Q4-2026	80,53
Q2	09.09.26	German THE Gas Q1-2027	78,82
S1	09.09.26	German THE Gas Win-2026	79,69
S2	09.09.26	German THE Gas Sum-2027	54,14
Y1	09.09.26	German THE Gas Cal-2027	59,03
Y2	09.09.26	German THE Gas Cal-2028	37,60

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	09.09.26	191,82	EUR/MWh
Germany Spot peak	09.09.26	171,62	EUR/MWh
EUA Oktober	09.09.26	85,04	EUR/tonne
Coal API2 Oktober 2026	08.09.26	139,65	USD/tonne

Frontmonat Kohle API2 in USD/t (ICE)



Gas und Öl

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
German THE Gas Day AI	09.09.26	80,28	EUR/MWh
German THE Gas Oct-20	09.09.26	80,48	EUR/MWh
German THE Gas Cal-20	09.09.26	59,03	EUR/MWh
Crude Oil Brent Jul-2026	09.09.26	101,21	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)

27.08.2026

● Vorstand/Geschäftsführung



Ingenieur Elektrotechnik für die Prüfung von Sicherheitsstromversorgungen (w/m/d)

Innovationen bringen tiefgreifende Veränderungen mit sich und beeinflussen unser Leben in vielfältige...
in filderstadt

vor 2 h

● Ausbildung ● Weiterbildung / Flexible Arbeitszeit



Mitarbeiter:in im Netzbetrieb Abwasser (w/m/d) - Standort Steglitz - Berliner Wasserbetri...

Mitarbeiter:in im Netzbetrieb Abwasser (w/m/d) - Standort Steglitz Job-ID: 4207 Standort: Berlin, Wies...
in Berlin

vor 2 h

● Festanstellung / Ausbildung ● Homeoffice / Weiterbildung / Sabbatical



Mitarbeiter:in im Netzbetrieb Abwasser (w/m/d) - Standort Steglitz gesucht

Mitarbeiter:in im Netzbetrieb Abwasser (w/m/d) - Standort Steglitz Job-ID: 4207 Standort: Berlin, Wies...
in Berlin

vor 2 h

● Festanstellung / Ausbildung ● Homeoffice / Weiterbildung / Sabbatical



Kraftwerker - Leitstandfahrer / Anlagenbedienung (m/w/d)

Über das UnternehmenProgroup ist ein familiengeführtes Unternehmen der Papier und Verpackungsin...
in Deutschland

vor 2 h

● Festanstellung ● Parkplatz

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.



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

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:

