E&M daily
DIE TAGESZEITUNG FÜR DEN ENERGIEMARKT

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

STROM

275,64 €/MWh

Epex Spot DE-LU Day Base

GAS

91,86 €/MWh

EEX Spot THE (End of Day)

ZAHL DES TAGES

1.800

MW Gesamtleistung haben zwei Offshore Windparks, die Vattenfall in Dänemark bauen will.

VERTRIEB
EWE, EnBW und Stadtwerke Münster kündigen steigende Preise an

GEOTHERMIE
Was wird aus dem zweiten Loop in Geretsried?

WINDKRAFT OFFSHORE
Vattenfall unterzeichnet Verträge für zwei dänische Windparks

Inhalt

TOP-THEMA
→ **ELEKTROFAHRZEUGE:** VDA warnt vor Bremsspur beim E-Lkw

POLITIK & RECHT
→ **VERANSTALTUNG:** Stromsystem braucht neue Marktregeln und mehr Resilienz
→ **GASNETZ:** Neue Kapitalverzinsung WACC auf 2027 verschoben
→ **KLIMASCHUTZ:** Klimaschutzziele in weiter Ferne
→ **ELEKTROMOBILITÄT:** Minister sieht E-Mobilität als Chance, Berater warnt
→ **GAS:** Fossile Abhängigkeit kostet viele Milliarden

HANDEL & MARKT
→ **VERTRIEB:** EWE, EnBW und Stadtwerke Münster kündigen steigende Preise an
→ **STATISTIK DES TAGES:** Kohleverbrauch in Deutschland in den Jahren von 1965 bis 2025
→ **PPA-PREISINDEX:** Erstmals seit 2022 dreistellige PPA-Preise erzielbar

TECHNIK
→ **GEOTHERMIE:** Was wird aus dem zweiten Loop in Geretsried?
→ **WASSERSTOFF:** Verband fordert schnelleren Ausbau von Wasserstoffspeichern
→ **F&E:** Kollege Roboter soll das Stromnetz inspizieren
→ **PHOTOVOLTAIK:** Schleswig-Holstein bei PV-Anfragen pro Kopf vorn

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

UNTERNEHMEN

→ **WINDKRAFT OFFSHORE:** Vattenfall unterzeichnet Verträge für zwei dänische Windparks
→ **PERSONALIE:** Marc Hansmann verlässt Enercity
→ **WINDKRAFT OFFSHORE:** Deutsche Windtechnik zurück bei Alpha Ventus
→ **PERSONALIE:** Veränderungen bei „The Mobility House“
→ **GASTBEITRAG:** Wenn der Netzanschluss die Investition begrenzt

MARKTBERICHTE

→ **MARKTKOMMENTAR:** Wenig Wind treibt Strompreise nach oben

SERVICE

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

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

★ TOP-THEMA

VDA warnt vor Bremsspur beim E-Lkw



Quelle: Fritz Wilhelm

ELEKTROFAHRZEUGE. Der E-Lkw-Bestand wächst, jedoch von niedrigem Niveau aus. VDA-Geschäftsführer Rudolf Bencker sieht fehlende Ladepunkte und Netzanschlüsse als entscheidendes Hemmnis in der Zukunft.

„Die Hersteller haben investiert, tun sich aber schwer in der Verbreitung der Fahrzeuge." So beschrieb Rudolf Bencker bei der VDE E-Mobility Conference in Stockstadt am Rhein den Markt für emissionsfreie Nutzfahrzeuge. Der seit Juli amtierende Geschäftsführer für Produkt und Wertschöpfung beim Verband der Automobilindustrie hält nicht das Fahrzeugangebot, sondern die Infrastruktur für den Engpass.

„Wer bei der diesjährigen IAA war, hat gesehen, dass die Branche geliefert hat", sagte der frühere BMW-Manager in Anspielung auf das Motto der Logistik-Branche „We deliver". Ohne zusätzliche Ladepunkte und ausgebaute Stromnetze werde der Hochlauf elektrischer Lkw jedoch kaum gelingen.

Der Fahrzeugbestand wächst von niedrigem Niveau aus. Nach dem aktuellen Verkehrswende-Radar von Agora stieg die Zahl batterieelektrischer Lkw in Deutschland im zweiten Quartal 2026 um 7,7 Prozent auf rund 133.000 einschließlich Sattelzugmaschinen. Allerdings entfielen Ende 2025 knapp 99 Prozent der elektrischen Lkw auf Nutzlastklassen unter zwei Tonnen. Nach Daten des europäischen Automobilherstellerverbands ACEA legten die EU-Neuzulassungen elektrisch aufladbarer Lkw in den ersten neun Monaten 2026 um 49,8 Prozent zu. Ihr Anteil erreichte dennoch nur 5,3 Prozent. Der Diesel-Anteil bei den Lkw-Neuzulassungen: 91,7 Prozent.

Den Druck erhöht die europäische CO2-Flottenregulierung: Für neue schwere Nutzfahrzeuge gilt ab 2030 grundsätzlich ein Reduktionsziel von 45 Prozent gegenüber 2019. Bei Zielverfehlung drohen den Herstellern hohe Strafzahlungen.

Ladeleistung muss sich vervielfachen

Wenn man die steile Kurve der Neuzulassungen bis 2030 fortschreibe, müsse man allerdings erkennen, dass das Tempo des bisherigen Ladeinfrastrukturausbaus nicht mehr ausreiche, so Bencker. Die Nationale Leitstelle Ladeinfrastruktur erfasste Ende August 2026 in Deutschland 390 öffentlich zugängliche Lkw-Ladepunkte an 96 Standorten mit insgesamt lediglich 106 MW installierter Leistung. Denn ein erheblicher Teil der bestehenden Infrastruktur beruht auf CCS-Technik (Combined Charging System) und ist noch nicht auf Megawatt-Laden ausgelegt. Insgesamt registrierte Bundesnetzagentur zum 1. September 9,38 GW öffentlicher Ladeleistung. Das Gros der Ladepunkte ist allerdings nicht für schwere Sattelzüge geeignet.

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

Das vom Bundesverkehrsministerium gemeinsam mit der Autobahn GmbH des Bundes und der Nationalen Leitstelle Ladeinfrastruktur konzipierte initiale Lkw-Schnellladenetz soll 351 Autobahnstandorte mit rund 4.200 Ladepunkten umfassen: 1.800 mit MW Charging System (MCS) und 2.400 mit CCS. Der VDA beziffert den Bedarf bis 2030 dagegen auf rund 4.000 öffentliche MCS-Ladepunkte allein in Deutschland, europaweit auf etwa 35.000. MCS soll es ermöglichen, während der gesetzlichen Lenkpausen ausreichend Energie für die Weiterfahrt aufzunehmen.

„Wenn man Richtung 2030 oder 2035 schaut, laufen wir in eine massive Unterversorgung hinein", warnte Bencker bei der VDE-Konferenz. Laut Prognosen der Nationalen Leitstelle Ladeinfrastruktur werden 2030 für Lkw insgesamt knapp 14 GW installierte Ladeleistung benötigt. Der geplante öffentliche Anteil beträgt 2,6 GW – etwa das 25-Fache der heute erfassten öffentlichen Leistung. In Benckers Vortrag erschienen noch die Zahlen von Ende 2025. Damals lag die installierte Leistung bei gerade einmal 50 MW.

Bencker betonte, dass die offensichtliche Lücke, wie groß sie auch immer sein mag, durch das Depotladen geschlossen werden müsse. Die Nationale Leitstelle veranschlagt in ihren Zahlen vom August dieses Jahres rund 11 GW. Dafür sind vielerorts neue Anschlüsse und stärkere vorgelagerte Netze nötig. Etwa zu dieser Zeit hatte der Automobilverband bereits kritisiert, bei großen Ladehubs könne die Erweiterung des Netzanschlusses bis zu zehn Jahre beanspruchen.

Auch Fahrer überzeugt

Doch die Mühen lohnen sich – nicht nur für das Klima, sondern auch für die Fahrer. Kaum jemand, der einmal elektrisch gefahren sei, wolle zum Verbrenner zurück, berichtete Bencker. Sogar Lkw-Fahrer wandelten sich zu überzeugte E-Mobilisten. „Das finde ich erstaunlich. Hätte ich nicht gedacht", so sein Kommentar.

Damit Lkw-Fahrer aber auch im europäischen Fernverkehr ihren Spaß am E-Truck haben, müsse die Ladeinfrastruktur nicht nur ausgebaut, sondern auch ihre ungleiche Verteilung beseitigt werden. Laut VDA entfielen im Juli dieses Jahres 65 Prozent der ausschließlich schweren Nutzfahrzeugen vorbehaltenen Ladepunkte auf Deutschland, Frankreich und Schweden. „Wenn man sich Richtung Süden oder Osten bewegt, kommt man mit dem E-LKW nicht sehr weit", gab Bencker zu bedenken. // VON FRITZ WILHELM

Zum Inhalt

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

POLITIK & RECHT



Politisches Podium auf der Tennnet-Konferenz. Quelle: Susanne Harmsen

Stromsystem braucht neue Marktregeln und mehr Resilienz

VERANSTALTUNG. Der Übertragungsnetzbetreiber Tennet hat in Berlin mit Politik, Verbänden und Unternehmen über den Netzausbau und die Integration erneuerbarer Energien beraten.

Der Übertragungsnetzbetreiber Tennet Germany hat in Berlin zu einer Konferenz „Strom Standort Zukunft – was Deutschland jetzt richtig entscheiden muss“ eingeladen. Dabei ging es unter anderem um die Weiterentwicklung des Strommarktes und die Verteilung knapper Netzkapazitäten.

In mehreren Diskussionsrunden wurde deutlich, dass die Energiewende aus Sicht der Teilnehmer stärker als Gesamtsystem betrachtet werden muss. Erzeugung, Netze und Verbrauch müssten besser aufeinander abgestimmt werden. Zugleich sollten die Rahmenbedingungen für Investitionen und den Betrieb der Infrastruktur verlässlicher werden.

Marktregeln stärker am Gesamtsystem ausrichten

In Bezug auf die Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) und das Netzpaket gab es noch Änderungswünsche der Branche. Für den Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) bewertete Hauptgeschäftsführerin Kerstin Andreae das Netzpaket „zu 85 Prozent“ positiv. Allerdings kritisierte sie, dass der vorgesehene Redispatchvorbehalt nicht an den Ursachen der Engpässe ansetzt. Stattdessen müsse der Netzausbau beschleunigt werden.

Tennet-CEO Tim Meyerjürgens bewertete das Netzpaket ebenfalls grundsätzlich positiv, schlägt aber eine Entbürokratisierung bei Ausbaugenehmigungen vor. „Das hat im Übertragungsnetz viel Tempo gebracht“, sagte er. Zum umstrittenen Redispatch schlug er vor, diesen Bereich gegebenenfalls zunächst auszuklammern, damit sich das Gesetzgebungsverfahren nicht weiter verzögert. Zudem belegten überbordende Anfragen für Batteriespeicher Netzanschlusskapazitäten, die dann für Industrieunternehmen und Rechenzentren fehlten. Hier brauche es eine politische Regelung.

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

Kerstin Rippel, Hauptgeschäftsführerin der Wirtschaftsvereinigung Stahl, begrüßte grundsätzlich eine Priorisierung von Netzanschlüssen. Entscheidend sei jedoch, dass die Kriterien klar definiert würden. Insbesondere die Dekarbonisierung bestehender Industrieanlagen und der Anschluss von Rechenzentren müssten berücksichtigt werden.

Erneuerbaren Ausbau nicht verzögern

Christine Falken-Großer, Hauptgeschäftsführerin des Bundesverbands Erneuerbare Energie (BEE), sprach sich dafür aus, die gesetzlichen Rahmenbedingungen im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) und im (EnWG) anzupassen. So sollten Anlagenbetreiber einfacher zwischen EEG-Vergütung und Power Purchase Agreements (PPA) mit drei bis fünf Jahren Laufzeit wechseln können.

Zudem plädierte Falken-Großer für Überbauungen von Netzanschlüssen und einen flexiblen Ausgleich vor dem Netzverknüpfungspunkt. Dadurch ließe sich mehr erneuerbare Erzeugung zu geringeren Kosten integrieren. Das geltende Kriterium der räumlichen Nähe mit einem Radius von fünf Kilometern sei dagegen zu eng gefasst.

Auch Tetiana Chuvilina, Head of Political Affairs bei Tennet Germany, forderte einen veränderten regulatorischen Rahmen. Anforderungen an Schwarzstartfähigkeit, Blindleistung und weitere Systemdienstleistungen müssten auf mehr Schultern verteilt werden. Dafür seien auch Anlagenbetreiber stärker einzubeziehen.

Zudem müsse die Politik das Pooling von Anlagen ermöglichen. Prognosen allein reichten nicht mehr aus, um Abweichungen bei Erzeugung und Verbrauch jederzeit auszugleichen. „Wir wollen gemeinsam mit der Erzeugerbranche und den Kunden ein System entwickeln, das mit hundert Prozent erneuerbare Erzeugung funktioniert“, sagte Chuvilina. Dafür müsse der Strommarkt neue Regeln bekommen, die netzdienliches Verhalten anstoßen, sagte Hanns Koenig von Aurora Energy Research.

Offshore-Ausbau braucht mehr Verlässlichkeit

In einer weiteren Diskussionsrunde stand der Ausbau der Offshore-Windenergie im Mittelpunkt. Irina Lucke, Geschäftsführerin von Omexom Renewable Energies Offshore, warnte vor häufigen politischen Kurswechseln. Angesichts der langen Umsetzungszeiten brauche die Branche Kontinuität und eine verlässliche Ausbaulinie.

Josche Muth von Orsted Deutschland sprach sich für attraktivere Investitionsbedingungen aus. Zweiseitige Differenzverträge (Contracts for Difference, CfD) könnten ein geeignetes Instrument sein. Allerdings müsse das deutsche Modell international wettbewerbsfähig werden. Andere europäische Märkte, etwa Polen, Dänemark, Frankreich und die Niederlande, böten mit indexierten zweiseitigen CfD attraktivere Bedingungen, mahnte Muth.

Er verwies zudem auf die Folgen ausbleibender Investitionsentscheidungen. Europaweit warteten derzeit 48.000 MW Offshore-Windleistung auf eine Investitionsentscheidung, davon 16.000 MW in Deutschland. Das wirke sich auf die gesamte europäische Lieferkette aus. Muth forderte deshalb schnelle Entscheidungen zur Rückgabe und Neuausschreibung von Flächen. (sh) // VON SUSANNE HARMSEN

^ Zum Inhalt

WERBUNG

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



Neue Kapitalverzinsung WACC auf 2027 verschoben


Quelle: Shutterstock / Zivica Kerkez

GASNETZ. Die Bundesnetzagentur will die Kapitalverzinsung für Gasnetze erst 2027 festlegen. Die Branchenverbände begrüßen den späteren Zeitpunkt und fordern marktgerechte Zinssätze.

Die Bundesnetzagentur will den durchschnittlichen Kapitalkostensatz (Weighted Average Cost of Capital, WACC) für die Gasnetze erst 2027 endgültig festlegen. Damit sollen aktuellere Entwicklungen an den Kapitalmärkten in die Berechnung einfließen können. Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) und der Verband kommunaler Unternehmen (VKU) begrüßen die Entscheidung. Beide Verbände sehen darin eine Chance, die Finanzierung der Gasnetze an die veränderten Marktbedingungen anzupassen.

„Es ist ein wichtiges Signal, dass die Bundesnetzagentur die Argumente der Branche aufgreift und bei der Kapitalverzinsung für die Gasnetze die aktuellen Entwicklungen an den Kapitalmärkten berücksichtigen will“, erklärte BDEW-Hauptgeschäftsführerin Kerstin Andreae. Eine Festlegung kurz vor Beginn der Regulierungsperiode ermögliche es, aktuellere Marktdaten zu berücksichtigen und angemessene Finanzierungsbedingungen zu schaffen.

Investitionen trotz Transformation erforderlich

Die Gasnetzbetreiber stehen laut Andreae vor weitreichenden Veränderungen. Sie müssen entscheiden, welche Leitungen künftig noch benötigt und welche angepasst oder stillgelegt werden. Gleichzeitig müssen sie die Versorgungssicherheit gewährleisten und dort investieren, wo die Infrastruktur weiterhin gebraucht wird. Dazu zählt insbesondere die Nutzung von Biomethan und anderen klimaneutralen Gasen.

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

Diese Aufgaben erforderten erhebliche Investitionen und verlässliche Finanzierungsmöglichkeiten. Die Kapitalverzinsung müsse deshalb so ausgestaltet sein, dass Investoren weiterhin Geld in die Netzinfrastruktur geben. Andreae fordert, die verbleibende Zeit bis zur Festlegung 2027 zu nutzen, um die Rahmenbedingungen anzupassen. Ziel müsse eine angemessene und international wettbewerbsfähige Verzinsung sein, die den Anforderungen der Transformation gerecht werde.

VKU kritisiert angesetzte Zinssätze

Auch der VKU begrüßt die Entscheidung der Behörde. „Wer den Zins 2027 festlegt, kann die Zinswende der vergangenen Jahre besser abbilden und die aktuelle Kapitalverzinsung berücksichtigen“, sagte Hauptgeschäftsführer Ingbert Liebing.
Der WACC bestimmt, welche Verzinsung Netzbetreiber auf das in ihre Infrastruktur investierte Kapital erhalten. Er setzt sich aus den Kosten für Eigen- und Fremdkapital zusammen und fließt in die Berechnung der Netzentgelte ein.

Für kommunale Unternehmen ist er laut VKU eine wichtige Grundlage, um Kredite aufzunehmen und Investitionen zu finanzieren. Auch für die kommunalen Eigentümer sei entscheidend, ob sich Investitionen in die Netze wirtschaftlich darstellen lassen. Eine realitätsnahe Verzinsung liege deshalb auch im Interesse der Verbraucher, argumentiert Liebing. Wenn notwendige Investitionen ausblieben, könne der Umbau der Netze am Ende teurer werden.

Konkret kritisiert Liebing den derzeit diskutierten Fremdkapitalzins von 2,43 Prozent. Dieser habe mit den tatsächlichen Bedingungen an den Kapitalmärkten wenig zu tun. Auch der Eigenkapitalzins müsse deutlich höher ausfallen, damit Deutschland im internationalen Wettbewerb um Kapital bestehen könne.

Das gelte nicht nur für die Gasnetze, sondern auch für die Stromnetze, in die in den kommenden Jahren erhebliche Summen investiert werden müssten. Bei der Gasinfrastruktur müssten Netzbetreiber bis zur Umrüstung oder Stilllegung einzelner Leitungsabschnitte weiterhin einen sicheren Betrieb gewährleisten. Auch Anpassungen und Stilllegungen verursachten Kosten.

Verbesserungsvorschläge des VKU und des BDEW zur Kapitalverzinsung der Gasnetze (WACC) stehen im Internet bereit. (sh) // VON SUSANNE HARMSEN

Zum Inhalt

Klimaschutzziele in weiter Ferne


Quelle: Shutterstock / 24Novembers

KLIMASCHUTZ. Laut einer Allianz-Studie hinkt die Welt ihren Klimaschutzzielen deutlich hinterher. Die deutsche Wohnungswirtschaft sieht keine Chance für bezahlbare Klimaneutralität bis 2045.

Nach Berechnungen der Allianz wird das Ziel der Klimaneutralität bis 2050 verfehlt. Bei derzeitigem Tempo könnte der Planet im Jahr 2064 klimaneutral sein, die EU insgesamt 2057 und Deutschland 2051, wie es in der Studie heißt. Das Ziel, die globale Erwärmung auf 1,5 Grad zu begrenzen, ist demnach praktisch unerreichbar. Die Ökonomen der Allianz veröffentlichten ihren „Green Transition Tracker“ zum zweiten Mal.

Gesetzreform bremst Klimaschutz

Eines der Felder, in dem Deutschland seine Klimaschutzziele bisher verfehlt, ist der Gebäudesektor. Die geplante Reform der Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG) erschwert nach Einschätzung der

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

Wohnungswirtschaft energetische Sanierungen zusätzlich. Die Unternehmen warnen deshalb vor steigenden Mieten und unerreichbaren Klimazielen.

Der Spitzenverband der Wohnungswirtschaft GdW kritisiert, dass sinkende Fördermittel und veränderte Bedingungen im BEG die Wirtschaftlichkeit vieler Sanierungsvorhaben gefährden könnte. Das treffe sowohl Wohnungsunternehmen als auch Mieter.

Nach Angaben von GdW-Hauptgeschäftsführerin Ingeborg Esser sind rund 500.000 der insgesamt sechs Millionen Wohnungen im Verband von den Änderungen negativ betroffen. Das geht aus einer Befragung hervor, an der sich Unternehmen mit rund 1,6 Millionen Wohnungen beteiligt haben. Der Verband hat gemeinsam mit Experten untersucht, wie sich die Klimaneutralität im Gebäudebestand erreichen lasse, ohne Mieter finanziell zu überfordern.

Zu hohe Effizienzvorgaben

Gerade für Bestandsgebäude müsse nicht immer der höchste Effizienzstandard angestrebt werden, sagte Esser. Sanierungen auf die Standards KfW 70 und KfW 85 seien der wirtschaftlich vertretbare Weg mit hohen CO2-Einsparungen. Die Förderung dieser Standards werde jedoch stark zurückgefahren.

Auch die neuen Berechnungsregeln für Mehrfamilienhäuser sieht der GdW kritisch. Sie seien vor allem dort sinnvoll, wo bei größeren Maßnahmen Kostendegressionen möglich seien. Bei einzelnen Maßnahmen wie dem Austausch von Fenstern oder der Fassadensanierung sei das dagegen kaum der Fall. Zudem werde die Bemessungsgrundlage für die Förderung halbiert.

Die geplanten Änderungen gefährdeten die Klimaschutzpläne der Wohnungsunternehmen, erklärte Esser. Im Klima- und Transformationsfonds (KTF) seien ursprünglich 2,7 Milliarden Euro für die Förderung vorgesehen gewesen. Die Mittel in den allgemeinen Haushalt zu verschieben, ist aus Sicht des Verbandes nicht hilfreich. Unternehmen stellten bereits Sanierungsmaßnahmen zurück. „Damit lässt sich die Sanierungsquote nicht wie erforderlich erhöhen“, warnte sie.

Sozial verträgliche Mieten erhalten

Auch Prof. Martin Pehnt, wissenschaftlicher Geschäftsführer des Instituts für Energie- und Umweltforschung Heidelberg (Ifeu), schlägt in einer Studie vor, gezielter zu fördern. So könnten die Zahlungen bei Haushalten mit einem monatlichen Einkommen von 10.000 Euro gedeckelt werden. Zusätzliche Mittel ließen sich über den Klimasozialfonds der Europäischen Union erschließen. Voraussetzung dafür sei allerdings ein Bericht der Bundesregierung zur Energiearmut, der bislang noch in Arbeit sei, so Pehnt.

Wie stark die Förderbedingungen die Investitionsplanung beeinflussen, zeigt die Unternehmensgruppe Nassauische Heimstätte - Wohnstadt. Das hessische Wohnungsunternehmen bewirtschaftet rund 61.000 Wohnungen, viele davon stammen aus den 1950er- und 1960er-Jahren. Die durchschnittliche Kaltmiete liegt nach Angaben der Geschäftsführerin Monika Fontaine-Kretschmer unter sieben Euro pro Quadratmeter.

Für die Klimaschutzmaßnahmen habe das Unternehmen seine Kalkulationen wegen der BEG-Reform neu aufstellen müssen. Ursprünglich seien für die geplanten Maßnahmen 3,5 Milliarden Euro an Investitionen vorgesehen gewesen, von denen 2,3 Milliarden Euro über die bisherige Förderung hätten unterstützt werden können. Die neuen Förderbedingungen verschlechterten die Wirtschaftlichkeit zusätzlich.
Unter diesen Voraussetzungen könne das Unternehmen nicht einmal 2.000 Wohnungen pro Jahr sanieren. „So wird es 10 bis 15 Jahre länger als bis 2045 dauern“, sagte Fontaine-Kretschmer.

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

Welche Auswirkungen Fördermittel auf die Mietentwicklung haben, verdeutlichte sie am Beispiel einer Sanierung auf den KfW-85-Standard. Dabei lasse sich der CO2-Ausstoß von 70 auf 15 Tonnen reduzieren. Mit der bisherigen Förderung hätte die Miete nach der Modernisierung von 7,73 auf 9,37 Euro pro Quadratmeter steigen können. Unter den neuen Bedingungen liege sie bei mehr als zehn Euro, was für viele Mieter nicht bezahlbar sei.

Der Green Transition Tracker der Allianz steht in englischer Sprache im Internet bereit.
Eine Ifeu-Studie zur aktuellen BEG-Reform steht als PDF zum Download bereit. (sh) // VON SUSANNE HARMSEN

Zum Inhalt

Minister sieht E-Mobilität als Chance, Berater warnt


Der Bundesverkehrsminister per Video beim VDE. Quelle: Fritz Wilhelm

ELEKTROMOBILITÄT. Steffen Bilger lobt den Klimanutzen und die Effizienz von E-Autos. Für Roland Berger wiegt aus standortpolitischer Sicht das Thema Wertschöpfung jedoch schwerer.

Besonders in der CDU wird in der Debatte um die Mobilität der Zukunft häufig die Forderung nach Technologieoffenheit und eine Lockerung des Verbrenner-Aus bemüht. Da fallen solche Sätze auf: „E-Mobilität ist weit mehr als eine Antriebsalternative. Sie ist eine strategische Chance für den Standort Deutschland." Sie stammen von Bundesverkehrsminister Steffen Bilger. Mehr Elektroautos seien notwendig, um die Klimaziele zu erreichen. In einer Videobotschaft zur VDE E-Mobility Conference in Stockstadt am Rhein am 4. November unterstrich er auch, die Bundesregierung wolle mehr E-Autos in den deutschen Markt bringen. Sie seien essenziell für die Erreichung der Klimaziele.

Bilger betonte zudem einen oft vernachlässigten Vorteil: „Strom wird im Elektroantrieb deutlich effizienter genutzt als Kraftstoff im Verbrennungsmotor." Das schone Ressourcen und könne die Abhängigkeit von Rohölimporten verringern – für einen CDU-Minister ein bemerkenswert klarer Akzent, wenn auch kein Kurswechsel. Sogar Wirtschaftsministerin Katherina Reiche (CDU) erwartet eine überwiegend elektrische Zukunft, drängt zugleich aber auf gelockerte CO2-Flottengrenzwerte.

Der VDE-Vorstandsvorsitzende Ansgar Hinz schlug einen noch etwas technischeren Ton an. Früher habe man E-Autos als „vagabundierende Blindlast auf vier Pfoten" betrachtet, die abends den Verteilnetztrafo „still und heimlich grillen". Heute gehe es um ihre Integration ins und ihren Nutzen für das Energiesystem. „Wir stehen heute kurz davor, die Fahrzeugflotte zum größten Pufferspeicher der Energiewende zu machen", sagte Hinz im Rahmen der Konferenz. Intelligentes und bidirektionales Laden könnten dazu beitragen.

Darin sieht Hinz eine Stärke des Standorts. Millionen Fahrzeuge ins Stromnetz einzubinden, erfordere Wissen über Systemstabilität und Cybersicherheit. Hier verfüge Deutschland über gewachsene Kompetenzen. Allerdings brauche die Industrie wettbewerbsfähige Rahmenbedingungen statt zusätzlicher Bürokratie.
Auch Bilger betrachtete das E-Auto als Schnittstelle zwischen Verkehrs- und Energiesystem. Europa müsse allerdings bei Batteriezellen und Rohstoffen unabhängiger von Asien werden. Eine europäische Zellfertigung könne neue Arbeitsplätze schaffen. Für den Hochlauf verwies er auf Kaufanreize und den Masterplan Ladeinfrastruktur 2030.

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

Roland Berger warnt vor Arbeitsplatzverlusten

Diese industriepolitische Rechnung gehe bislang nicht auf, warnte Markus Baum, Senior Partner von Roland Berger, in seiner anschließenden Keynote. Eine Oktober-Studie der Beratung rechnet bis 2030 mit mindestens 200.000 wegfallenden Arbeitsplätzen bei deutschen Autoherstellern und Zulieferern zusammen. Werke seien unterausgelastet, Produktionsvolumen gehe verloren. Die Produktion sei herstellller- statt nachfragegetrieben.

Laut Baum treibe vor allem die Regulierung den E-Auto-Absatz. „E-Mobilität wächst entlang der regulatorischen Rahmenbedingungen“, sagte er. Die Hersteller verdienten noch mehr an Verbrennern und böten Elektroautos mit teils hohen Nachlässen lediglich an, um CO2-Flottengrenzwerte einzuhalten und Strafzahlungen zu vermeiden.

Gleichzeitig verliere die Autobranche Wertschöpfung bei Verbrennern und bekommen in dem Maße bei der E-Mobilität keine neue hinzu, sagte Baum. Neue Investitionen in Lieferketten gingen eher nach Osteuropa, Spanien oder Portugal.

LFP-Batterien könnten den Kostendruck mindern

Den größten Hebel sieht Baum bei der Batterie. Mit den derzeit bekannten Technologien hält er Zellkosten von rund 50 Euro je kWh für erreichbar. Vor allem Lithium-Eisenphosphat-Zellen (LFP) seien interessant. Ihre Energiedichte habe deutlich zugelegt; gleichzeitig benötigten sie weder Nickel noch Kobalt und seien thermisch stabiler. Das könne den Aufbau der Batteriepacks vereinfachen. Gegenüber Nickel-Mangan-Kobalt-Batterien (NMC) sieht Baum auf Systemebene einen Kostenvorteil von 20 bis 25 Prozent.

Doch auch günstigere Batterien helfen dem Standort nur, wenn die Wertschöpfung hier entsteht. Auf die Zellfertigung entfalle nach Baum lediglich ein Viertel der Batterie-Wertschöpfung, der größere Teil liege in vorgelagerten Material- und Verarbeitungsschritten. Nötig seien neue Lieferketten und mehr Produktivität, auch durch künstliche Intelligenz.

So liegen Chance und Risiko dicht beieinander: Die Elektromobilität könnte laut Baum für Deutschland sogar ein Gewinn sein, wenn ähnlich viel Wertschöpfung wie beim Verbrenner im Land bliebe. (fw)

// VON FRITZ WILHELM

Diesen Artikel können Sie teilen: Zum Inhalt

Fossile Abhängigkeit kostet viele Milliarden



LNG-Tanker. Quelle: Shutterstock / Igor Grochev

GAS. Deutschland zahlte 2025 netto 76 Milliarden Euro für Energieimporte. Laut einer Studie des Öko-Instituts für den WWF könnten Elektrifizierung und Erneuerbare die Abhängigkeit senken.

Die EU und Deutschland sind weiterhin stark von fossilen Energieimporten abhängig, und das ist teuer. Das zeigt eine Analyse des Öko-Instituts im Auftrag des WWF Deutschland. Demnach gab Deutschland 2025 nach Abzug der Exporteinnahmen rund 76 Milliarden Euro für Energieimporte aus. Zwischen 2015 und 2021 lagen die Nettoimportkosten im Schnitt bei 61 Milliarden Euro pro Jahr, 2022 erreichten sie mit 143 Milliarden Euro ihren Höchststand.

Die Studie untersucht den Energieaußenhandel Deutschlands und der EU von 2015 bis zum ersten Halbjahr

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

2026. Betrachtet werden Kohle, Rohöl und Mineralölprodukte, Erdgas, Biomasse, Kernbrennstoff und Strom. Die importierten Energiemengen sanken in Deutschland zwischen 2015 und 2025 um etwa ein Viertel, in der EU um rund zehn Prozent. Die Kosten stiegen dennoch: Die EU zahlte 2025 netto 296 Milliarden Euro, ein Drittel mehr als vor zehn Jahren. Ohne Abzug der Exporteinnahmen waren es 399 Milliarden Euro.

Die EU deckte 2025 rund 57 Prozent ihres Primärenergiebedarfs durch Nettoimporte, Deutschland rund 66 Prozent. Hierzulande wird nahezu der gesamte Mineralölbedarf importiert, beim Erdgas sind es rund 90 Prozent. Während die Kohleimporte der EU seit 2015 um rund 60 Prozent zurückgingen, blieben die Erdgasimporte insgesamt nahezu unverändert. Verschoben hat sich aber ihre Struktur: Der Anteil von LNG stieg von knapp zehn auf über 40 Prozent. Öl und Gas machen zusammen knapp 90 Prozent der europäischen Importrechnung aus. In Deutschland ist der Verkehrssektor der größte Kostentreiber, gefolgt von Industrie und Energiesektor.

Elektrifizierung senkt die Kosten

Setzt Deutschland verstärkt auf die Elektrifizierung von Verkehr, Industrie und Wärmeversorgung, ließen sich langfristig rund 30 Milliarden Euro jährlich einsparen. Das entspricht 40 Prozent der Nettoimportkosten von 2025. Erneuerbare Energien und Umweltwärme könnten die Kosten um weitere 30 Prozent oder 23 Milliarden Euro senken. Beides ist eng miteinander verbunden.
Felix Chr. Matthes, Forschungskoordinator Energie- und Klimapolitik am Öko-Institut, betont: „Solange Deutschland große Mengen Öl und Gas importiert, bleibt die Volkswirtschaft anfällig für internationale Preisschwankungen." Sinkende Importmengen allein reichten nicht aus. Eine beschleunigte Energiewende sei daher auch eine Investition in wirtschaftliche Stabilität.

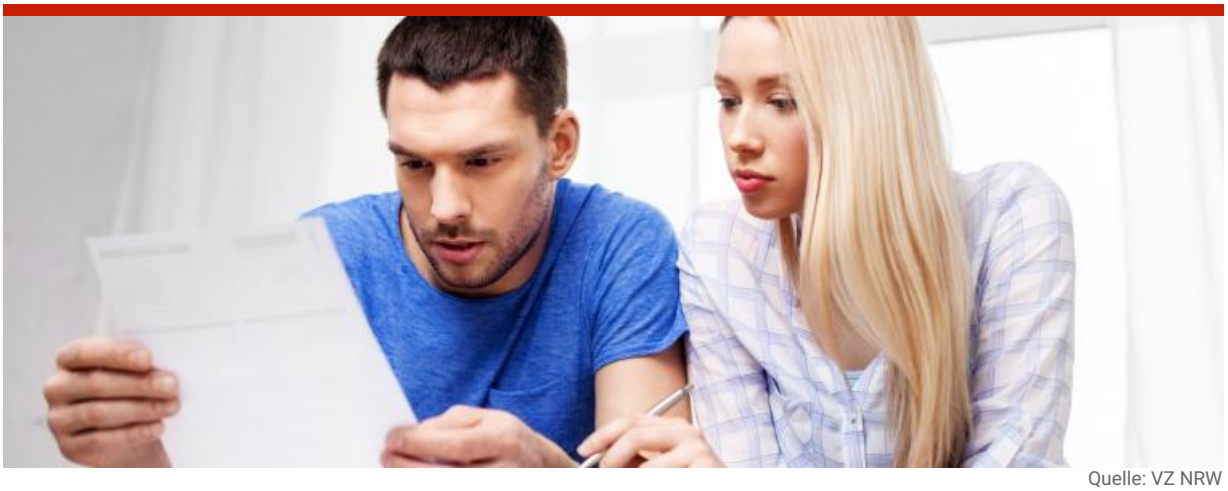
Felix Schmidt, Energieexperte beim WWF Deutschland, nennt Mineralöl- und Erdgasimporte „die energiepolitischen Achillesfersen Europas und Deutschlands". Alle Kraft müsse in den Ausbau erneuerbarer Energien, von Speichern und leistungsfähigen Stromnetzen fließen. Die Gesetzesvorlagen zu EEG und Netzpaket blieben hinter den Anforderungen der Energiewende zurück, der Bundestag müsse sie nachbessern.

Auch auf der Klimakonferenz COP31 in der Türkei, wo die Elektrifizierung im Fokus steht, solle sich die Regierung für wirksame Ergebnisse einsetzen. Mittel für die Klimafinanzierung wären laut Schmidt vorhanden, wenn klimaschädliche Subventionen für fossile Energien schrittweise abgebaut und in Effizienz, Elektrifizierung und Erneuerbare umgelenkt würden. (gd) // VON GÜNTER DREWNITZKY

^ Zum Inhalt

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

HANDEL & MARKT



Quelle: VZ NRW

EWE, EnBW und Stadtwerke Münster kündigen steigende Preise an

VERTRIEB. Die gestiegenen Großhandelspreise für Strom und Erdgas kommen nun bei den Haushalten an. Die Versorger aus Oldenburg, Münster und Karlsruhe ziehen zum Jahreswechsel die Preise an.

Die EWE und die Stadtwerke Münster heben ihre Grundversorgungstarife für Strom und Erdgas an, vor allem Gaskunden haben durchaus mehr zu zahlen. Als Gründe nennen sie vor allem höhere Beschaffungskosten sowie steigende Netzentgelte und Umlagen.

Wie es in einer Mitteilung der EWE heißt, erhöht sich für die Kunden der Arbeitspreis Erdgas von 11,01 auf 12,90 Cent/kWh. Der Grundpreis steigt von 278,28 auf 295,11 Euro jährlich. Bei einem Verbrauch von 15.000 kWh ergibt sich eine Mehrbelastung von rund 300 Euro pro Jahr. Der Stromarbeitspreis steigt von 29,63 auf 34,58 Cent/kWh brutto. Der jährliche Grundpreis erhöht sich von 224,80 auf 229,55 Euro. Für einen Haushalt mit 2.500 kWh Jahresverbrauch bedeutet das Mehrkosten von rund 129 Euro.

EWE begründet die Anpassungen vor allem mit gestiegenen Beschaffungskosten. So hätten sich die Terminpreise für Erdgas zwischen Oktober 2025 und Oktober 2026 um rund 150 Prozent auf knapp 83 Euro/MWh verteuert. Strom kostete rund 80 Prozent mehr und erreichte etwa 163 Euro/MWh. Beim Strom kommen höhere Steuern, Umlagen und Netzentgelte hinzu. Die Preise für Sonderverträge hatte EWE bereits zum 4. November angehoben.

Anfang 2026 hatte EWE die Grundversorgungspreise nach eigenen Angaben noch gesenkt. Beim Gas wurde die Reduzierung unter anderem durch die Weitergabe der abgeschafften Gasspeicherumlage möglich. Auch Strom wurde im Februar günstiger. „Inzwischen haben sich die Rahmenbedingungen an den Energiemärkten jedoch verändert“, heißt es aus Oldenburg.

Münster sieht Auswirkungen des Iran-Krieges

Auch die Stadtwerke Münster verweisen auf gestiegene Großhandelspreise infolge des Iran-Konflikts. Im Grundversorgungstarif „Münster:minimal“ für Erdgas erhöht sich der Arbeitspreis um 1,64 Cent auf 13,14 Cent/kWh. Der jährliche Grundpreis steigt auf 255,79 Euro. Für einen Haushalt mit 12.000 kWh Verbrauch ergeben sich Mehrkosten von knapp 215 Euro.

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

Im Grundversorgungstarif Strom „Münster:ideal“ steigt der Arbeitspreis um 2,17 Cent auf 38,16 Cent/kWh. Der Grundpreis erhöht sich auf 189,47 Euro jährlich. Bei 3.000 kWh Jahresverbrauch entspricht dies einer Mehrbelastung von rund 77 Euro beziehungsweise sechs Prozent.

Als zusätzliche Kosten nennen die Stadtwerke höhere Netzentgelte sowie gesetzliche Stromumlagen. Die Umlagen für Kraft-Wärme-Kopplung, Offshore-Netzanbindung und besondere Netznutzung steigen nach Unternehmensangaben zusammen um 0,675 Cent/kWh.

Hohe Beschaffungskosten

Kunden der Energie Baden-Württemberg müssen künftig ebenfalls mehr für Strom und Gas zahlen. Der Versorger erhöht zum 1. Januar 2027 die Preise in der Grund- und Ersatzversorgung: Der Haushaltsstrompreis steigt um monatlich 3,3 Prozent, der Gaspreis um monatlich 8,4 Prozent, wie das Unternehmen in Stuttgart mitteilte. Gründe seien deutlich gestiegene staatliche Preisbestandteile und Netzentgelte sowie höhere Beschaffungskosten für das kommende Jahr.

Ein Musterhaushalt mit zwei bis drei Personen und einem Jahresverbrauch von 2.900 kWh zahlt demnach künftig 106 Euro im Monat für Haushaltsstrom. Die Mehrbelastung betrage 3,40 Euro im Monat. Ab Anfang kommenden Jahres liege der Grundpreis bei 17,06 Euro im Monat und der Arbeitspreis bei 36,70 Cent je kWh.

Für Gas zahlt ein Musterhaushalt mit einer Wohnfläche von 150 bis 180 Quadratmetern und einem Jahresverbrauch von 20.000 kWh künftig den Angaben zufolge 231 Euro im Monat. Das entspricht laut Mitteilung einer Mehrbelastung von 17,93 Euro im Monat. Der Grundpreis liege ab Anfang des neuen Jahres bei 11,29 Euro im Monat, der Arbeitspreis kWh bei 13,17 Cent. Ausschlaggebend seien die stark gestiegenen Netzentgelte und die höheren Beschaffungskosten an den Energiemärkten.

Mit den angekündigten Preiserhöhungen stehen EWE, EnBW und die Stadtwerke Münster nicht allein. Auch die Stadtwerke Hamm, die Gemeinschaftsstadtwerke Kamen, Bönen und Bergkamen sowie der Bremer Energieversorger SWB haben höhere Strom- und Gaspreise für Anfang 2027 angekündigt.

Ende September hatte eine Umfrage des VKU ergeben, dass 65 Prozent der teilnehmenden Stadtwerke für die Heizperiode 2026/2027 mit steigenden Erdgaspreisen und 49 Prozent mit höheren Strompreisen rechnen. // VON STEFAN SAGMEISTER

Zum Inhalt

WERBUNG

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

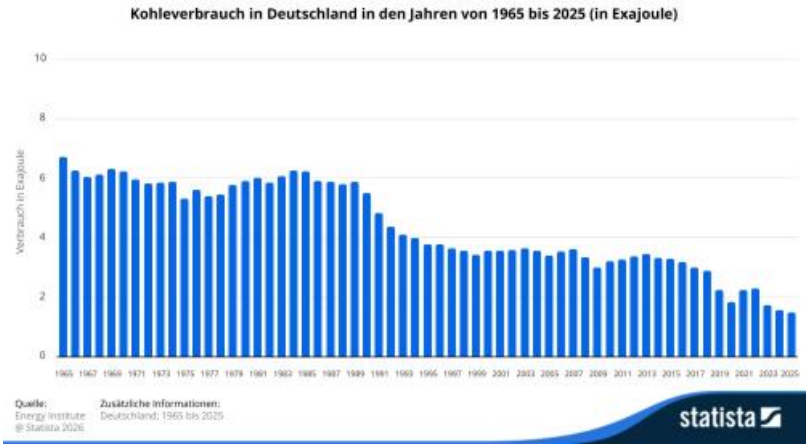


Kohleverbrauch in Deutschland in den Jahren von 1965 bis 2025



Quelle: E&M / Pixabay

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



Zur Vollansicht auf die Grafik klicken
Quelle: Statista

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

Die Statistik zeigt den Kohleverbrauch von Deutschland in den Jahren von 1965 bis 2025. Berücksichtigt wurden ausschließlich handelsübliche feste Brennstoffe, z.B. bitumenhaltige Steinkohle und Anthrazit (Hartkohle), Hart- und Weichbraunkohle. Im Jahr 2025 belief sich der Kohleverbrauch in Deutschland auf rund 1,49 Exajoule. // VON REDAKTION

Zum Inhalt

Erstmals seit 2022 dreistellige PPA-Preise erzielbar

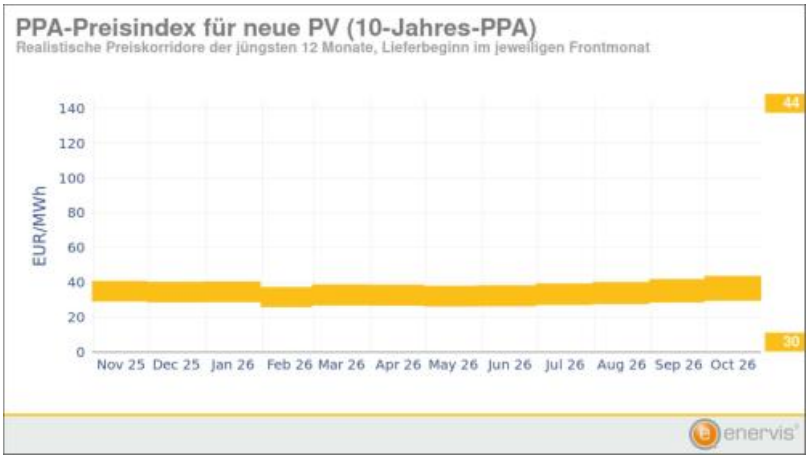


Quelle: E&M

PPA-PREISINDEX. Die Preiskorridore für marktübliche Power Purchase Agreements sind im Oktober gestiegen. Das ergibt der PPA-Preisindex von E&M und Enervis.

Die erzielbaren Preiskorridore für typische Strom-Direktlieferverträge aus Erneuerbare-Energien-Anlagen (Power Purchase Agreements) sind in Deutschland im Oktober - in Abhängigkeit vom Strom-Terminmarkt der Börse EEX – weiter gestiegen, wie schon seit Juni. Bei ausgeförderten Onshore-Windenergieanlagen waren sogar bis zu dreistellige Euro-Preise pro Megawattstunde erzielbar. Das war zuletzt im Dezember 2022 der Fall gewesen. Das ergeben aktuelle Berechnungen des Analysehauses Enervis für den gemeinsamen PPA-Preisindex mit Energie und Management.

Demnach sind die Preise im Terminmarkt im Oktober, die die Referenzpreise für PPA bilden, weiter gestiegen.

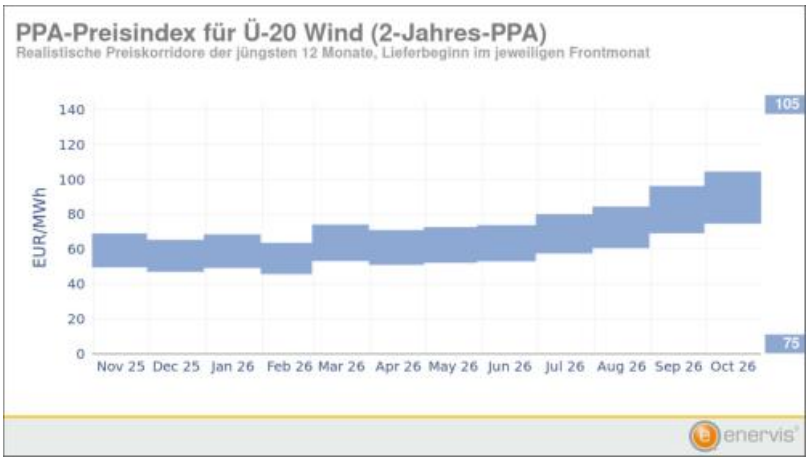


Neue Photovoltaik-Großanlagen konnten in den vergangenen zwölf Monaten in zehnjährigen PPA diese Preis-Bandbreiten erzielen – hat das Analysehaus Enervis für E&M ermittelt
- Zur Vollansicht bitte auf die Grafik klicken -
Quelle: Enervis

Für PPA auf neue Photovoltaik-Freiflächenanlagen mit zehnjähriger Stromlieferung mit einem Lieferstart im November 2026 lag der Preiskorridor im Oktober zwischen 30 Euro/MWh und 44 Euro/MWh. Damit lag das Preisniveau abermals über dem Niveau des Vormonats.

Der dazu korrespondierende Terminmarkt-Mischpreis im Oktober für die betreffende PPA-Laufzeit lag bei circa 89 Euro/MWh und damit knapp 5 Euro/MWh höher als noch im Vormonat.

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



Über 20 Jahre alte Windräder an Land konnten in den vergangenen zwölf Monaten in zweijährigen PPA diese Preis-Bandbreiten erzielen – hat das Analysehaus Enervis für E&M ermittelt
- Zur Vollansicht bitte auf die Grafik klicken -
Quelle: Enervis

Für PPA auf bestehende, über 20 Jahre alte, ausgeförderte Windenergieanlagen an Land (Ü20-Anlagen) mit zweijähriger Stromlieferung vom November an ermittelten die Analysten von Enervis eine realistische Schwankungsbreite im Oktober von 75 Euro/MWh bis 105 Euro/MWh. Werte über 100 Euro/MWh waren zuletzt Ende 2022 berechnet worden.

Die Schwankungsbreite hängt neben dem Terminmarkt-Mischpreis von Standort, Anlagentyp und weiteren PPA-Parametern ab. Die PPA-Preisrange liegt somit durch am kurzen Ende angestiegene Terminmarktpreise wieder deutlich oberhalb des Niveaus des Vormonats September und bestätigt den Trend der letzten Monate.

Der Terminmarkt-Mischpreis, der die Referenz für diesen PPA-Preis darstellt, lag bei rund 136 Euro/MWh und ist damit gegenüber September deutlich um knapp 12 Euro/MWh gestiegen.

Die Methodik des PPA-Preisindex

Die Marktpreis-Bandbreiten von PPA ermitteln die Analysten von Enervis auf folgende Weise: Sie nehmen vom ermittelten durchschnittlichen Preis der jeweils einschlägigen Terminmarkt-Lieferprodukte auf dem Graustrom-Terminmarkt der Börse EEX – dem Dreh- und Angelpunkt für die Bepreisung dieser langfristigen Direktlieferverträge – verschiedene Ab- und Zuschläge vor: für das technologie- und standortspezifische Einspeiseprofil sowie für energiewirtschaftliche Abwicklung und Risikoprämie. Dann schlagen sie aktuelle Preis-Bandbreiten für Herkunftsnachweise (HKN) auf (Näheres zur Methodik sowie Nutzungshinweise). Denn Strom aus grünen PPA erhält in der Regel im Gegensatz zur geförderten Direktvermarktung HKN und darf auch als Ökostrom verkauft werden. (red)

// VON REDAKTION

Zum Inhalt

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

TECHNIK



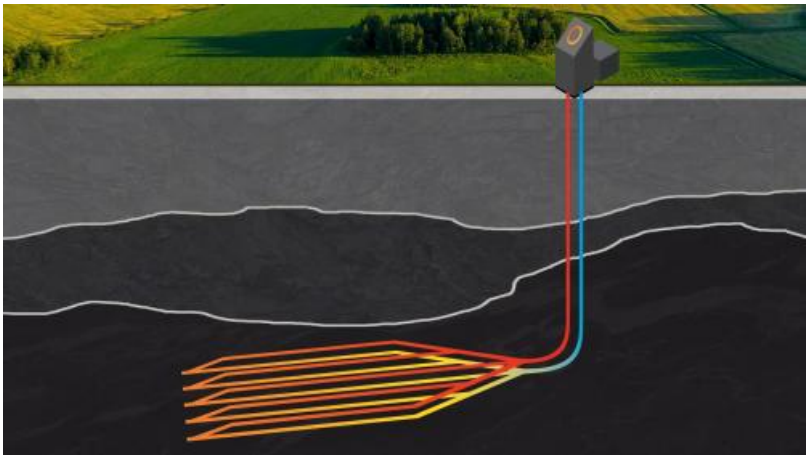
Bohrplatz in Geretsried. Quelle: Eavor

Was wird aus dem zweiten Loop in Geretsried?

GEOTHERMIE. Die gute Nachricht: Der Loop 1 des Geothermie-Unternehmens Eavor in Geretsried ist in Betrieb. Ein dort geplantes zweites Projekt wurde aber gestoppt. Wie es weitergeht ist unklar.

Die Bohranlagen werden erst einmal abgebaut, womit sich die Realisierung von Loop 2 auf unbestimmte Zeit verschiebt. Allerdings scheint der kanadische Eavor-Konzern zum einen hunderprozentig überzeugt von seiner speziellen Geothermie-Technologie zu sein und zum anderen – wenn auch nicht ganz so hundertprozentig – gewillt, das Projekt in Oberbayern fortzusetzen.

Das Eavor-Loop-Verfahren braucht kein Tiefenwasser, sondern nur heißes Gestein, durch das in einem geschlossenen System Wasser geleitet wird. Allerdings hat sich das Vorhaben in Geretsried als bohrtechnisch ziemlich schwierig erwiesen. Was kaum verwundert, handelt es sich doch um das erste großtechnische Projekt dieser Art.



In den horizontal verlaufenden Bohrlochpaaren des Loop wird Wasser erhitzt.
Grafik: Eavor

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

Die Eavor-Technologie hat zweifellos viele Vorteil und könnte die Geothermie nicht nur hierzulande enorm voranbringen. Ein Gamechanger durch den Regionen erschlossen werden könnten, die wegen fehlendem Thermalwasser bisher als ungeeignet für Geothermie galten.

Schwierige Bohrphasen

Bei der Realisierung in Geretsried gab es allerdings immer wieder technische Probleme, die natürlich auch der Tatsache geschuldet waren, dass es sich um ein „First-of-a-Kind"-Projekt handelte. Schwierigkeiten mit dem Bohrspülsystem, starke Vibrationen, schließlich Verunreinigungen der gebohrten Laterale.

Aus all dem, so erklärte ein Unternehmenssprecher gegenüber der Redaktion, habe sich allerdings eine „steile Lernkurve" ergeben. Durch schrittweise Verbesserungen im Design und in den Abläufen konnte die Bohrzeit stark reduziert werden. Von einer Steigerung der Bohrfortschrittsrate um mehr als 90 Prozent im Verlauf der Kampagne ist die Rede. „Das zeigt, dass sich die Technologie mit zunehmender Erfahrung deutlich effizienter umsetzen lässt." Und, besonders wichtig: Bei den bohrtechnischen Herausforderungen handle es sich nicht um ein Versagen der Eavor-Technologie, sondern um Herausforderungen, wie sie bei komplexen Bohrprojekten auftreten können.

Diese Herausforderungen hätten schließlich Auswirkungen auf den Gesamtzeitplan und die Kosten gehabt. Daher, so verlautet das Unternehmen, müsse das Projekt kommerziell neu strukturiert werden. Dazu gehöre es, die Interessen und Anforderungen sowohl der Abnahme- als auch der Investorenseite aufeinander abzustimmen. „Solange hierfür keine tragfähige Lösung vereinbart ist, haben wir uns dazu entschieden, die Bohranlagen abzuziehen, da sie auch im Stillstand erhebliche laufende Kosten verursachen."



Projektstart in Geretsried war im August 2023
Quelle: Eavor / Löwer EC

Geretsried, so wird gleichzeitig betont, bleibe ein „Prioritätsprojekt" von Eavor. Man arbeite gemeinsam mit den Partnern daran, die Voraussetzungen für eine positive finale Investitionsentscheidung für Loop 2 zu schaffen. Von „so schnell wie möglich" ist seitens Eavor die Rede, auf ein Datum will man sich aber nicht festlegen. Einstweilen verweist Eaver darauf, dass Loop 1 erfolgreich in Betrieb sei und eine Wärmeleistung von 8 MW zur Verfügung stellt. Sie wird über eine ORC-Anlage in Strom umgewandelt. Für die direkte Wärmenutzung steht allerdings noch kein Fernwärmenetz zur Verfügung.

Unterdessen ist die Isar Loisach Naturwärme GmbH (ILN), die für Errrichtung und Betrieb eines künftigen Fernwärmenetzes zuständig ist, von ihrem Wärmeliefervertrag mit Eavor zurückgetreten. Nach dem Abzug

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

der Bohranlagen, so die Tochtergesellschaft der Stadtwerke Geretsried, sei nicht verlässlich absehbar, ob und wann der zweite Loop gebaut und die für das Fernwärmeprojekt vorgesehene Wärme bereitgestellt werden kann.

„Die Entscheidung vom Vertrag zurückzutreten ist uns nicht leichtgefallen“, wird Geretsrieds Erster Bürgermeister Patrik Kohlert in einer Medienmitteilung zitiert. „Ziel der ILN ist eine Wärmeversorgung für ein Mittelzentrum, die sicher und bezahlbar ist und sich wirtschaftlich trägt. Unter den derzeitigen Rahmenbedingungen können wir das nicht verlässlich sagen.“ Aber: „Wenn Eavor belastbare und wirtschaftlich tragfähige Rahmenbedingungen vorlegt, sind wir jederzeit zu neuen Gesprächen bereit“, so ILN-Geschäftsführer Jan Döhring.

Eine Fortsetzung des Projekts mit dem ursprünglich geplanten zweiten Loop scheint also nicht aus der Welt, sondern eine Frage der Neuverteilung der Projektkosten zu sein.

Aus für Geothermieprojekt in Hannover

Keine Hoffnung gibt es hingegen für ein Tiefengeothermieprojekt in Hannover, von dem sich das Energieunternehmen Enercity viel erwartet hatte, genauer gesagt 30 MW aus zwei Loops für die Fernwärmeversorgung. Ebenfalls im Oktober wurde der Ausstieg von Eavor bekannt. Das Unternehmen legt Wert auf die Feststellung, dass es keinen Zusammenhang zwischen Hannover und Geretsried gibt. Der Ausstieg in Hannover wird damit begründet, dass das Geschäftsmodell strategisch neu ausgerichtet wurde. Heißt: Man will künftig nur noch als Technologieunternehmen agieren, nicht selbst Projekte entwickeln. (gd) // VON GÜNTER DREWNITZKY

^ Zum Inhalt

WERBUNG



Verband fordert schnelleren Ausbau von Wasserstoffspeichern



Wasserstoffbefüllung der H2CAST-Projektkaverne am Speicherstandort Etzel. Quelle Storag Etzel / Gasunie

WASSERSTOFF. Deutschland benötigt laut einer neuen Studie bis 2045 Wasserstoffspeicher mit 94,6 Milliarden kWh Kapazität. Investitionen in Höhe von rund 56 Milliarden Euro müssten sofort starten.

Der Aufbau einer Wasserstoffspeicherinfrastruktur in Deutschland erfordert mehr Neubauten und höhere Investitionen als bislang angenommen. Das zeigt die aktualisierte Studie „Wasserstoff speichern – so viel ist sicher 2.0“, die die DBI Gas- und Umwelttechnik im Auftrag der Initiative Energien Speichern (Ines) erstellt hat. Demnach müssen die Umstellung bestehender Erdgasspeicher und der Neubau zusätzlicher Wasserstoffspeicher parallel erfolgen, um den prognostizierten Bedarf bis 2045 zu decken.

Die Studie berechnet für Deutschland einen Wasserstoffspeicherbedarf von insgesamt 94,6 Milliarden kWh im Jahr 2045. Durch die Umrüstung bestehender Anlagen ließen sich davon 35,7 Milliarden kWh bereitstellen. Dafür müssten 26 Kavernen- und zwei Porenspeicher auf Wasserstoff umgestellt werden. Das entspricht rund 38 Prozent des angenommenen Gesamtbedarfs.

Die verbleibenden 59,5 Milliarden kWh müssen laut Studie durch Neubauten entstehen. Dafür sind 49 zusätzliche Wasserstoff-Kavernenspeicher erforderlich. Die Berechnungen basieren auf aktualisierten energiewirtschaftlichen Annahmen sowie neuen technischen und wirtschaftlichen Erkenntnissen. Als Grundlage dient ein Szenario in Anlehnung an das Langfristszenario „O45-Strom“, das das Bundeswirtschaftsministerium in der vergangenen Legislaturperiode veröffentlicht hatte.

Lange Entwicklungszeiten erhöhen den Handlungsdruck

Besonders kritisch bewertet die Studie die benötigten Vorlaufzeiten. Während die Umstellung bestehender Erdgasspeicher auf Wasserstoff rund sieben Jahre beansprucht, können Planung und Bau neuer Wasserstoff-Kavernenspeicher bis zu zehn Jahre dauern. Um die in den Langfristszenarien angenommenen Speicherbedarfe rechtzeitig zu erreichen, hätten erste Neubauprojekte deshalb bereits angestoßen werden müssen.

Weitere Verzögerungen könnten den rechtzeitigen Aufbau der benötigten Infrastruktur gefährden. Die Studienautoren leiten daraus einen dringenden Handlungsbedarf für Politik und Energiewirtschaft ab. Insbesondere der Neubau müsse frühzeitig beginnen, da die Umrüstung bestehender Anlagen allein nicht ausreiche, um den künftigen Bedarf zu decken.



Prognostizierte Entwicklung der Wasserstoffspeicher bis 2045.
(Für Vollbild auf die Grafik klicken)
Quelle: Ines

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

Investitionen von rund 56 Milliarden Euro erforderlich

Auch finanziell fällt der Aufwand höher aus als bisher angenommen. Für die Umstellung bestehender Speicher veranschlagt die Studie bis 2045 rund 18 Milliarden Euro. Der Neubau der zusätzlichen Kapazitäten schlägt mit weiteren 37,6 Milliarden Euro zu Buche. Insgesamt ergibt sich damit ein Investitionsbedarf von rund 56 Milliarden Euro.

Ines sieht deshalb die Politik in der Verantwortung, geeignete Rahmenbedingungen für den Wasserstoffspeicherhochlauf zu schaffen. Die Initiative spricht sich für eine gezielte Förderung über Differenzverträge aus. Damit sollen die wirtschaftlichen Risiken in der Hochlaufphase begrenzt und Investitionen in die Speicherinfrastruktur abgesichert werden.

„Die aktualisierte DBI-Studie zeigt: Die technischen Möglichkeiten für die Transformation der Speicherinfrastruktur sind vorhanden“, erklärte Sebastian Heinermann, Geschäftsführer von Ines bei der Online-Präsentation der Studie.

Entscheidend sei nun, zeitnah einen Förderrahmen für Wasserstoffspeicher zu schaffen, damit in die erforderlichen Projekte investiert und deren Umsetzung vorangetrieben werden kann. „Angesichts der langen Entwicklungszeiten ist weiteres Abwarten keine Option“, mahnte Heinermann.

Die vollständige Studie „Wasserstoff speichern – so viel ist sicher 2.0“ steht im Internet bereit. (sh)

// VON SUSANNE HARMSEN

Zum Inhalt

Kollege Roboter soll das Stromnetz inspizieren



Roboter könnten künftig Elektroarbeiten ausführen. Quelle: Neura Robotics

F&E. Eon und EnviaM wollen mit Neura Robotics Roboter für Inspektionen und Anlagenkontrollen entwickeln. Erste Praxistests im Stromnetz sind für 2027 geplant.

Humanoide Roboter sollen künftig Fachkräfte bei der Überwachung und Wartung von Stromnetzen unterstützen. Dazu haben der Energiekonzern Eon, die ostdeutsche EnviaM-Gruppe und der Roboterhersteller Neura Robotics eine Partnerschaft geschlossen. Gemeinsam wollen sie Anwendungen für die kritische Energieinfrastruktur entwickeln und erproben. Erste praktische Erfahrungen im Netzbetrieb erwarten die Partner im Laufe des Jahres 2027.

Im Mittelpunkt stehen Inspektionen, die Überwachung technischer Anlagen wie Umspannwerke und die Sicherung von Betriebseinrichtungen. Außerdem prüfen die Unternehmen, ob Roboter körperlich belastende, repetitive oder potenziell gefährliche Tätigkeiten übernehmen können. Die Technologie soll damit Beschäftigte entlasten und die Sicherheit im Netzbetrieb erhöhen.

„Unsere Mitarbeitenden leisten täglich anspruchsvolle und verantwortungsvolle Arbeit. Humanoide Roboter können sie gezielt entlasten, insbesondere bei körperlich belastenden Tätigkeiten oder solchen mit besonderen Sicherheitsanforderungen“, sagte Stephan Lowis, Vorstandsvorsitzender der EnviaM-Gruppe. Dadurch könnten sich Fachkräfte stärker auf Aufgaben konzentrieren, für die ihre Erfahrung erforderlich sei.

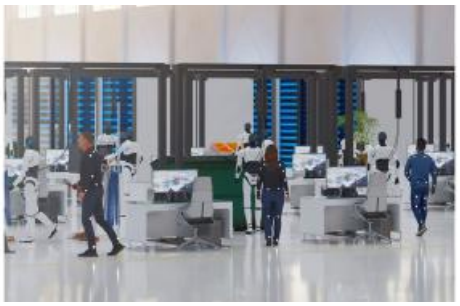
© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

Training im Robo-Gym

Zunächst entwickeln und trainieren die Partner geeignete Fähigkeiten unter kontrollierten Bedingungen im TUM RoboGym der NEURA am LabCampus des Flughafens München. Das Trainingszentrum betreibt Neura Robotics gemeinsam mit der Technischen Universität München (TUM). Auf mehr als 2.300 Quadratmetern verbindet es Forschung, Robotertraining und industrielle Anwendungen. Eon und EnviaM treten dem Zentrum als Partner bei.

Die Fachkräfte von Eon und der EnviaM-Netztochter Mitnetz Strom sollen ihre Arbeitsabläufe dort vorführen und Anforderungen aus dem Netzbetrieb einbringen. Das Training kombiniert menschliche Demonstrationen, Daten aus Einsätzen realer Roboter und Simulationen. Sensorisierte Datenanzüge, Motion-Capture-Systeme und Teleoperation erfassen dabei Bewegungen und Handlungen der Beschäftigten. Virtuelle Trainingsumgebungen sollen zusätzliche Situationen abbilden.

Die Roboter lernen mit Neuron AI, einem KI-Modell von Neura Robotics, das neben Bildinformationen auch Geräusche, Berührungen und den eigenen Bewegungszustand verarbeiten soll. Dadurch könnten sie bei Inspektionen nicht nur visuelle Informationen auswerten, sondern beispielsweise auch akustische Auffälligkeiten oder Kontaktinformationen berücksichtigen.



Robotertraining im Neura-Gym München
Quelle: Neura Robotics

Praxistests bei Mitnetz Strom

Nach dem Training sollen die entwickelten Fähigkeiten an realen Robotern überprüft werden. Anschließend erprobt Mitnetz Strom ausgewählte Anwendungen im praktischen Netzbetrieb. Das Unternehmen mit Sitz in Kabelsketal bei Halle betreibt eines der größten regionalen Verteilnetze in Ostdeutschland.

Als mögliche Einsatzgeräte kommen unter anderem humanoide Roboter wie das Modell 4NE1 von Neura Robotics infrage. Sie sollen sich in Umgebungen bewegen können, die ursprünglich für Menschen geschaffen wurden. Dazu zählen Treppen, Türen und Schaltschränke. Ein Umbau der Anlagen wäre dafür nach Angaben der Partner nicht erforderlich.

„Die Energiewende braucht starke Netze und starke Netze brauchen Innovationen“, sagte Stefan Padberg, Senior Vice President Innovation bei Eon. Die Kooperation solle zeigen, wie digitale Technologien die Sicherheit erhöhen, Prozesse effizienter gestalten und die Energieinfrastruktur widerstandsfähiger machen können.

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

Plattform soll Fähigkeiten übertragbar machen

Die trainierten Anwendungen sollen über das Neuraverse, eine Physical-AI-Plattform von Neura Robotics, verwaltet und bereitgestellt werden. Sie vernetzt Roboter, KI-Modelle, Entwickler und Industriepartner. Ziel ist es, einmal entwickelte Fähigkeiten perspektivisch auf weitere geeignete Roboter und Einsatzorte zu übertragen.
Nach Angaben der Unternehmen behalten Eon und EnviaM die Kontrolle über ihre Daten und die trainierten Fähigkeiten. Sie entscheiden selbst, ob und mit welchen Partnern sie diese teilen.

Der Neura-Robotics-Gründer und CEO David Reger sieht in der Kooperation einen Ansatz, um das Erfahrungswissen der Beschäftigten für intelligente Maschinen nutzbar zu machen. „Unser gemeinsames Ziel geht über einen einzelnen Robotereinsatz hinaus: Wir wollen eine skalierbare Grundlage für Physical AI in der kritischen Infrastruktur schaffen, entwickelt und trainiert in Europa“, sagte er.

Weitere Informationen zum TUM RoboGym der Neura stehen im Internet bereit. (sh) // VON SUSANNE HARMSEN

Zum Inhalt

Schleswig-Holstein bei PV-Anfragen pro Kopf vorn



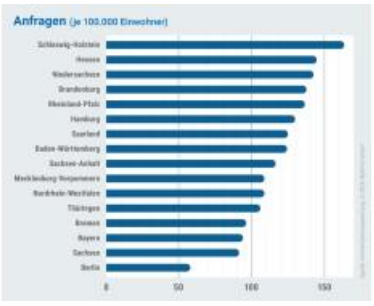
Quelle: Shutterstock / Thanit PKC

PHOTOVOLTAIK. Bei Photovoltaikanfragen pro Einwohner liegt Schleswig-Holstein vorn. Nordrhein-Westfalen führt dagegen bei der Gesamtzahl. Das zeigt eine Auswertung für 2025.

Bei den Anfragen nach Photovoltaikanlagen gab es 2025 deutliche regionale Unterschiede. Das zeigt eine am 4. November dieses Jahres veröffentlichte Auswertung von rund 100.000 Interessentenanfragen des Freiburger Unternehmens „WattFox GmbH“. Der Dienstleister betreibt Online-Vergleichsportale und vermittelt Kaufinteressenten gegen Entgelt an Fachbetriebe.

Die meisten Anfragen kamen demnach aus Nordrhein-Westfalen. Auf das bevölkerungsreichste Bundesland entfielen 20,2 Prozent. Es folgten Baden-Württemberg (14,4 Prozent), Bayern (12,9 Prozent) und Niedersachsen (11,7 Prozent).

Gemessen an der Einwohnerzahl fällt die Rangfolge anders aus. In Schleswig-Holstein registrierte Wattfox 163 Anfragen je 100.000 Einwohner und damit deutlich mehr als im bundesweiten Durchschnitt von rund 120. Auch Hessen und Niedersachsen lagen darüber. In Nordrhein-Westfalen waren es dagegen 107 Anfragen je 100.000 Einwohner, in Bayern 94. Das Schlusslicht bildete Berlin mit 58 Anfragen.



Schleswig-Holstein verzeichnete 2025 gemessen an der Einwohnerzahl die meisten Photovoltaikanfragen bei Wattfox. Die Grafik zeigt die regionale Verteilung der Anfragen je 100.000 Einwohner.
(zum Vergrößern bitte auf die Grafik klicken)
Quelle: Wattfox GmbH

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

Zusammenhang mit Wohneigentum

Noch ein Ergebnis: In Bundesländern, in denen besonders viele Menschen im eigenen Haus oder in der eigenen Wohnung leben, gibt es tendenziell mehr Anfragen nach Photovoltaikanlagen. Diesen Zusammenhang stellte Wattfox anhand der Daten aus den 16 Bundesländern fest. Die Auswertung zeigt, dass die Zahl der Photovoltaikanfragen stärker mit der Wohneigentumsquote zusammenhängt als mit dem verfügbaren Einkommen. Ob die Eigentumsverhältnisse tatsächlich für die höhere Zahl an Anfragen verantwortlich sind, lässt sich daraus allerdings nicht ableiten.

Die herangezogenen Eigentumsquoten stammen aus dem Jahr 2022. Nach Angaben der amtlichen Statistik lebten damals in Schleswig-Holstein 45,7 Prozent der Haushalte im selbst genutzten Wohneigentum, in Berlin waren es 15,9 Prozent. Allerdings zeigt das Saarland, dass eine hohe Eigentumsquote allein kein entsprechend hohes Anfrageaufkommen bedeutet. Auch die Zahl geeigneter Ein- und Zweifamilienhäuser könnte eine Rolle spielen. Einen gesonderten statistischen Nachweis dafür legt Wattfox nicht vor.

Anfragen sind noch keine Anlagen

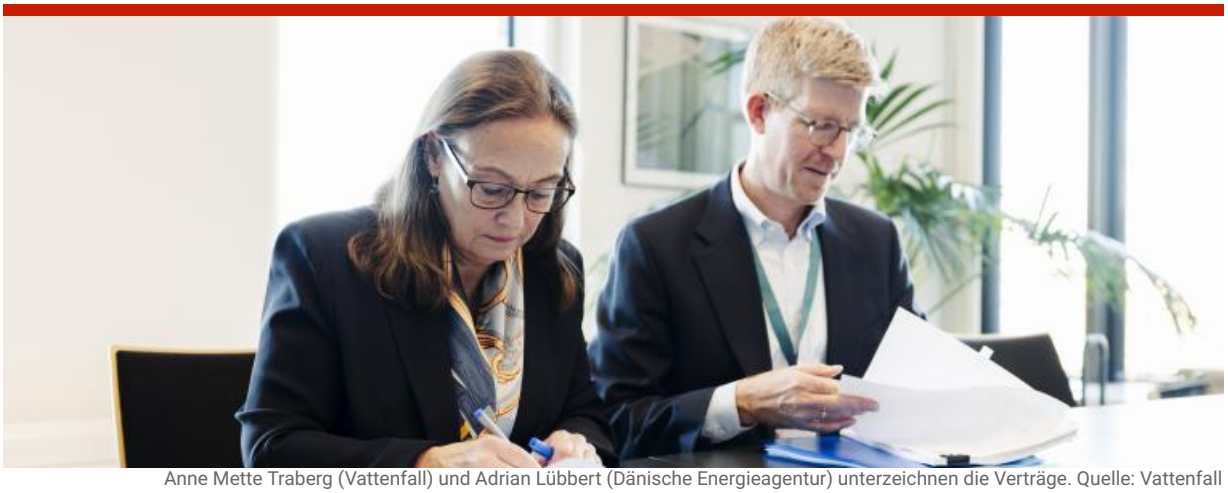
Die Untersuchung lässt sich nur eingeschränkt auf den gesamten Solarmarkt übertragen. Grundlage sind ausschließlich Anfragen von Kaufinteressenten, die Wattfox im Rahmen seiner regulären Kundenqualifizierung erfasst hat. Wie repräsentativ diese Gruppe für alle potenziellen PV-Kunden ist, geht aus der veröffentlichten Methodik nicht hervor. Ebenso wenig lässt sich aus einer Anfrage ableiten, ob eine Anlage später tatsächlich gebaut wurde.

Für 2026 berichtet Wattfox bislang von einer ähnlichen regionalen Verteilung: Nordrhein-Westfalen liege bei der Gesamtzahl der Anfragen weiterhin vorn, Niedersachsen inzwischen auf Platz zwei. Konkrete Zahlen und einen Auswertungszeitraum für 2026 nennt das Unternehmen jedoch nicht. Weshalb Menschen eine Photovoltaikanlage kaufen möchten oder welche politischen Faktoren dabei eine Rolle spielen, lässt sich aus den vorgelegten Anfragedaten ebenfalls nicht zuverlässig ableiten. (ds) // VON DAVINA SPOHN

^ Zum Inhalt

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

UNTERNEHMEN



Anne Mette Traberg (Vattenfall) und Adrian Lübbert (Dänische Energieagentur) unterzeichnen die Verträge. Quelle: Vattenfall

Vattenfall unterzeichnet Verträge für zwei dänische Windparks

WINDKRAFT OFFSHORE. Vattenfall und die Dänische Energieagentur haben Verträge für die Offshore-Windparks Holmsland und Hesselo mit 1.800 MW Gesamtleistung unterzeichnet, die ab 2032 Strom liefern sollen.

Der schwedische Energiekonzern Vattenfall hat die endgültigen Verträge für die Offshore-Windprojekte Hesselo und Holmsland in Dänemark unterzeichnet. Vertragspartner ist die Dänische Energieagentur. Die Unterzeichnung markiert einen weiteren Schritt bei der Entwicklung der beiden geplanten Offshore-Windparks, die zusammen mindestens 1.800 MW Leistung erreichen sollen.

Die Projekte hatte Dänemark Vattenfall im August 2026 im Rahmen seiner jüngsten Offshore-Wind-Ausschreibung zugesprochen. Die Verträge unterzeichneten Anne Mette Traberg, Country Managerin für Dänemark bei Vattenfall, und Adrian Lübbert, Generaldirektor der Dänischen Energieagentur.

Im Zuge der Vereinbarung erhält das bisher unter dem Namen „North Sea I Mid“ geführte Vorhaben den Namen „Holmsland“. Damit will Vattenfall den Standort des geplanten Windparks vor der Küste von Holmsland auch im Projektnamen abbilden und eine einprägsamere Bezeichnung schaffen.

1.800 MW Leistung geplant

Das Projekt Hesselo soll im Kattegat entstehen und eine Mindestkapazität von 800 MW erreichen. Holmsland ist mit mindestens 1.000 MW in der Nordsee vor Hvide Sande geplant. Zusammen sollen die beiden Windparks die Offshore-Windkapazität Dänemarks um mindestens 1.800 MW erhöhen. Die Inbetriebnahme beider Anlagen ist für das Jahr 2032 vorgesehen.

Nach Angaben von Vattenfall sollen die Projekte dazu beitragen, den steigenden Strombedarf in Dänemark zu decken und die langfristigen Klimaziele des Landes zu unterstützen. Der Konzern betreibt bereits fünf Offshore-Windparks in Dänemark. Diese erzeugen jährlich rund 6,5 Milliarden kWh Strom, so das Unternehmen.

Vattenfall verweist zudem auf seine internationale Erfahrung in der Offshore-Windenergie. In Europa ist es in sechs Märkten aktiv, von der Projektentwicklung über die Umsetzung bis zum Betrieb.

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

„Während wir das Projekt ‚Nordlicht' in Deutschland vorantreiben, ‚Zeevonk' in den Niederlanden weiterentwickeln und nun bei Hesselo und Holmsland in Dänemark die nächsten Schritte gehen, bauen wir konsequent auf unserer länderübergreifenden Erfahrung und Expertise im Bereich Offshore-Windenergie auf", sagte Anne Mette Traberg.

Investitionsentscheidungen stehen noch aus

Mit der Vertragsunterzeichnung beginnt die nächste Entwicklungsphase. Vattenfall will die Planung beider Projekte in enger Abstimmung mit den zuständigen Behörden und weiteren Interessengruppen fortsetzen. Eine endgültige Entscheidung über den Bau der Windparks ist allerdings noch nicht gefallen.

Voraussetzung dafür sind die abschließenden Investitionsentscheidungen des Unternehmens sowie die erforderlichen behördlichen Genehmigungen. Ob die beiden Projekte tatsächlich bis 2032 ans Netz gehen, hängt somit vom weiteren Entwicklungs- und Genehmigungsverfahren ab. (sh) // VON SUSANNE HARMSEN

Diesen Artikel können Sie teilen: Zum Inhalt

WERBUNG



Marc Hansmann verlässt Enercity



Quelle: Shutterstock / Andrii Yalansky

PERSONALIE. Marc Hansmann scheidet zum 31. März 2027 nach zehn Jahren aus dem Vorstand der Enercity AG aus. Eine Vertragsverlängerung lehnte er ab, die Nachfolgesuche läuft bereits.

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

Marc Hansmann verlässt zum 31. März 2027 den Vorstand der Enercity AG. Nach zehn Jahren im Amt stehe er für eine Verlängerung seines Mandats über die reguläre Vertragsdauer hinaus nicht zur Verfügung, heißt es in einer Unternehmensmitteilung. Den Aufsichtsrat hatte Hansmann, der für die Bereiche Finanzen und Infrastruktur verantwortlich ist, danach bereits vor einigen Wochen informiert.

Dem Unternehmen war Hansmann schon vor seiner Vorstandstätigkeit eng verbunden: Als Kämmerer der Landeshauptstadt Hannover und Vorsitzender des Enercity-Aufsichtsrates begleitete er dessen Entwicklung aus kommunaler Perspektive. „Nach fast zehn Jahren im Vorstand und rund 20 Jahren enger Verbundenheit mit Enercity ist mir diese Entscheidung nicht leichtgefallen“, sagt Hansmann. Sein Entschluss sei jedoch lange gereift. Mit 56 Jahren wolle er beruflich noch einmal etwas Neues machen.



Sucht noch einmal neue Herausforderungen: Marc Hansmann.
Quelle: Enercity

Anja Ritschel, Aufsichtsratsvorsitzende der Enercity AG, würdigte sein Wirken: Hansmann habe die Entwicklung des Unternehmens über viele Jahre aus unterschiedlichen Perspektiven mitgestaltet. Seine kommunalpolitische Expertise und seine Verbundenheit mit Hannover hätten dabei sein Handeln geprägt. Er habe entscheidend dazu beigetragen, dass Hannover bei der Wärmewende eine Vorreiterrolle einnehme und Enercity den vorzeitigen Kohleausstieg umsetzen könne.

Die Suche nach einer Nachfolge hat bereits begonnen. Gesucht wird eine Person aus der Energiewirtschaft mit Expertise im Bereich Corporate Finance. (gd) // VON GÜNTER DREWNITZKY

Zum Inhalt

Deutsche Windtechnik zurück bei Alpha Ventus



Windkraftanlage im Windpark Alpha Ventus.
Quelle: Areva Multibrid / Jan Oelker

WINDKRAFT OFFSHORE. Für den Weiterbetrieb des Offshore-Windparks Alpha Ventus setzt der Eigentümer Ocean Breeze Energy auf einen früheren Servicepartner. Weitere Aufgaben folgen später.

Ab Januar 2027 übernimmt die Deutsche Windtechnik wieder die Wartung und Instandhaltung aller zwölf Windenergieanlagen im Nordsee-Windpark Alpha Ventus. Dieser liegt rund 45 Kilometer nördlich von Borkum. Der Bremer Servicedienstleister hat nach einer Ausschreibung den Zuschlag von Ocean Breeze Energy erhalten. Das teilten beide Unternehmen am 4. November mit.

Der Vertrag umfasst auch den technischen Support. Ab September 2027 soll sich das Leistungsspektrum um die Fernüberwachung, das Offshore-Koordinierungszentrum, das Netzmanagement und die Bearbeitung von Alarmmeldungen rund um die Uhr erweitern. Die Verantwortung für die technische Auslegung der Anlagen bleibt bei Ocean Breeze Energy, heißt es weiter. Zur Vertragslaufzeit und zum Auftragsvolumen machten die Unternehmen keine Angaben.

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

Frühere Zusammenarbeit wird fortgesetzt

Für die Deutsche Windtechnik ist Alpha Ventus kein unbekanntes Projekt. Bereits 2017 übernahm der Servicedienstleister die Basiswartung der sechs Anlagen vom Typ „Senvion 5M“. Anfang 2020 kamen die sechs Turbinen vom Typ „Areva Multibrid M5000“ hinzu. Beide Verträge liefen Ende 2024 aus.

Nach Angaben der Unternehmen erhielt die Deutsche Windtechnik den Zuschlag, da sie beide Anlagentypen kennt und bereits mehrere Jahre in dem Windpark tätig war. Der Servicedienstleister wartet Windenergieanlagen unterschiedlicher Hersteller an Land und auf See.

Borkum wird als Servicestandort gestärkt

Mit dem neuen Auftrag erweitert die Deutsche Windtechnik ihre Aktivitäten rund um Borkum. Von der Insel aus ist das Unternehmen bereits für die Offshore-Windparks Riffgat und Trianel Windpark Borkum I zuständig. Mit Alpha Ventus kommt nun ein dritter Windpark hinzu.

Achim Berge Olsen, CEO Deutsche Windtechnik Offshore und Consulting, verweist auf die Vorteile der verstärkten Präsenz auf Borkum. Sie ermögliche kürzere Reaktionszeiten bei Störungen. Zudem ließen sich Logistik und der Einsatz der Serviceteams für die drei Windparks besser aufeinander abstimmen.

Auftraggeber Ocean Breeze Energy ist auf den Weiterbetrieb von Offshore-Windparks spezialisiert. Neben Alpha Ventus betreibt das Unternehmen den benachbarten Windpark Bard Offshore 1 mit 400 MW Leistung. Zusammen verfügen beide Parks über mehr als 90 Windenergieanlagen. Hinter Ocean Breeze Energy stehen Investmentfonds, die vom australischen Finanzkonzern Macquarie verwaltet werden.

Erst Anfang Oktober hatte Ocean Breeze Energy den Windpark Alpha Ventus von den bisherigen Eigentümern EWE, RWE und Vattenfall übernommen (wir berichteten). Der 2010 als Deutschlands erster Offshore-Windpark in Betrieb genommene Park verfügt über eine Gesamtleistung von 60 MW. Ocean Breeze Energy will die Anlagen über die ursprünglich vorgesehene Betriebsdauer von 20 Jahren hinaus nutzen. (ds) // VON DAVINA SPOHN

^ Zum Inhalt

Veränderungen bei „The Mobility House“



Peter Dworak ist CEO der „The Mobility House Energy“. Quelle: The Mobility House

PERSONALIE. Peter Dworak übernimmt die Leitung von „The Mobility House Energy“ und soll das Europageschäft ausbauen. Gleichzeitig verlässt Marcus Fendt die „The Mobility House AG“.

Dr. Peter Dworak ist neuer CEO von „The Mobility House Energy“, teilte das Unternehmen mit. Der Energiemanager soll insbesondere das Geschäft in Mittel- und Osteuropa ausbauen. Gleichzeitig hat Marcus Fendt angekündigt, die „The Mobility House AG“ nach 16 Jahren zu verlassen.

Dworak verfügt über mehr als 30 Jahre Erfahrung im Energiehandel. Seine Laufbahn begann er bei Preussenelektra, anschließend arbeitete er 18 Jahre für die Schweizer Atel und Alpiq. Später war er drei Jahre für „D.Trading“, das Handelsunternehmen der ukrainischen DTEK-Gruppe, tätig. „Seit Mitte 2026 arbeitet Peter Dworak auf Projektbasis mit The Mobility House Energy zusammen“, heißt es weiter.

Die von Dworak geführte „The Mobility House Energy“ konzentriert sich auf die Optimierung und

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

Vermarktung von Batteriespeichern und erneuerbaren Energien. Das Unternehmen verfügt nach eigenen Angaben über ein aktives Portfolio von mehr als 1.000 MW Speicherleistung in vier Ländern.

Ein Schwerpunkt ist das White-Label-Geschäft. Dabei übernimmt „The Mobility House Energy“ für Energieversorger und Energiehändler die Optimierung und Vermarktung von Batteriespeichern im Hintergrund.

Bei der „The Mobility House AG“ steht zudem ein personeller Abschied an: Marcus Fendt, bislang Geschäftsführer und Chief Sales Officer (CSO), wird das Unternehmen verlassen. Er bleibt noch bis Ende März 2027. Einen Nachfolger nannte das Unternehmen nicht. (sag) // VON STEFAN SAGMEISTER

^ Zum Inhalt

Wenn der Netzanschluss die Investition begrenzt



Quelle: E&M

GASTBEITRAG. Wann Lastmanagement genügt und wann sich ein Batteriespeicher für Gewerbe und Industrie lohnt, weiß *Arne Weinig von der Tauber-Solar Holding.

Wer einen Industriestandort elektrifiziert, denkt an Photovoltaik, Prozesswärme oder Ladeinfrastruktur. In unseren Gesprächen rückt jedoch häufig eine andere Größe in den Mittelpunkt: die verfügbare Netzanschlussleistung. Viele Unternehmen fragen zu früh nach der Größe eines Batteriespeichers und zu spät danach, ob sie überhaupt einen benötigen. Wer seine steuerbaren Lasten nicht zuerst analysiert, riskiert, unnötig in Speicherkapazität zu investieren. Eine Erweiterung kostet schnell einen sechsstelligen Betrag und dauert zwei bis drei Jahre.

Die entscheidenden Viertelstunden

Viele Produktionsstandorte benötigen ihre maximale Leistung nur kurzzeitig, etwa wenn mehrere Anlagen gleichzeitig anlaufen. In einem Fertigungsbetrieb, den wir ausgewertet haben, lag die Höchstlast in drei Prozent der Jahresstunden an. Ausgelegt werden muss der Anschluss trotzdem darauf.

Hinzu kommt der Kosteneffekt: Bei registrierender Leistungsmessung bestimmt die höchste Viertelstundenleistung des Jahres den Leistungspreis. Er liegt 2026 bei rund 100 bis 150 Euro je kW, sofern der Standort über 2.500 Benutzungsstunden kommt, darunter deutlich weniger. Eine einzige Viertelstunde beeinflusst so die Kosten eines ganzen Jahres.

Ab 2029 soll sich die Netzentgeltsystematik grundlegend ändern. Der AgNes-Entwurf der Bundesnetzagentur sieht eine jährlich bestellte Anschlusskapazität vor. Überschreitungen würden mit höheren Arbeitspreisen abgerechnet. Damit verändern sich auch die wirtschaftlichen Anreize für Lastmanagement und Speicher.

Erst steuern, dann speichern

Der erste Blick gilt steuerbaren Lasten. Ladevorgänge im Fuhrpark, Kompressoren oder Kühlprozesse lassen sich mitunter verschieben. Ein Energiemanagementsystem (EMS) koordiniert den Betrieb und verhindert unnötige Spitzen. Sind die Prozesse flexibel genug, ist das häufig die günstigere Lösung.

Anders bei prozessgebundenen Spitzen: Eine Produktionslinie lässt sich nicht anhalten, weil die Anschlussleistung knapp wird. Hier stellt ein Batteriespeicher kurzfristig Leistung bereit. Er lädt in

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

Schwachlastphasen nach, vom EMS so gesteuert, dass dabei keine neue Spitze entsteht, und er kann den Eigenverbrauch von Solarstrom erhöhen. Die Betriebsziele müssen aber zusammenpassen: Ist die Batterie für den Eigenverbrauch entladen, fehlt die Reserve für die nächste Spitze.

Die Wirtschaftlichkeit liegt im Lastprofil

Die Größe des Speichers richtet sich nach Höhe und Dauer der Lastspitzen, nicht nach der Dachfläche. 300 kW Mehrleistung über 15 Minuten benötigen 75 kW, über zwei Stunden 600. Dazu kommt rund ein Drittel Aufschlag für Verluste, Ladefenster und Reserve. Das entscheidet über die Investition.

Grundlage ist ein Jahreslastgang in 15-Minuten-Auflösung, ergänzt um Netzentgelte, Anschlussbedingungen und geplante Verbraucher. Den Einsparungen beim Leistungspreis, vermiedenen Netzausbaukosten und Zusatznutzungen stehen Anschaffung, Finanzierung, Betrieb, Verluste und Alterung gegenüber. Entscheidend ist die wirtschaftlich sinnvolle Spitzenkappung, nicht die technisch maximale.

Wo die Rechnung nicht aufgeht

Bei gleichmäßiger Grundlast mit geringer Spreizung zur Spitze hat Spitzenkappung (Peak-Shaving) wenig Potenzial. Steigt der Leistungsbedarf dauerhaft über den Anschluss, ersetzt kein Speicher den Netzausbau. Dasselbe gilt für lange Spitzen: Ab etwa drei bis vier kW Speicherkapazität je Kilowatt gekappter Leistung wächst die Investition schneller als ihr Nutzen. Und der Speicher braucht selbst einen Netzanschluss, ab 300 kW mit Netzverträglichkeitsprüfung, teils mit Zuteilungsverfahren.

Neue Maschinen, Schichtmodelle und Verbraucher verändern das Lastprofil. Deshalb muss auch die Betriebsstrategie eines Speichers regelmäßig angepasst werden. Ein Batteriespeicher ist kein Selbstzweck. Wirtschaftlich sinnvoll ist er dort, wo er einen konkreten Engpass löst, Kosten dauerhaft senkt und dem Unternehmen Spielraum für weiteres Wachstum verschafft.

**Arne Weinig, Geschäftsführer Tauber-Solar Holding GmbH*



Arne Weinig
Quelle: Tauber Energy

// VON REDAKTION

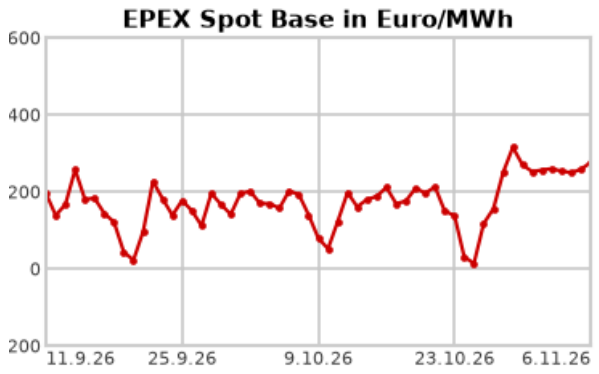
Diesen Artikel können Sie teilen:

Zum Inhalt

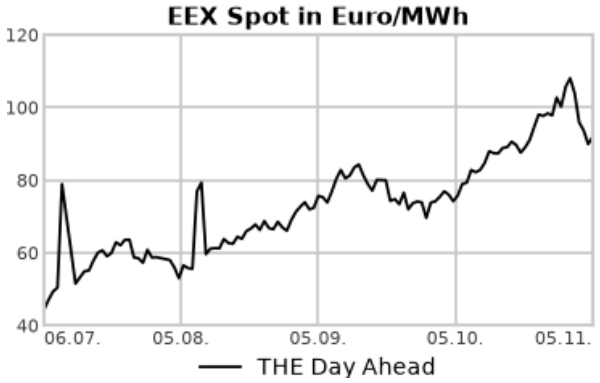
© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

MARKTBERICHTE

STROM



GAS



Wenig Wind treibt Strompreise nach oben



Quelle: E&M

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

Überwiegend fester haben sich die Energiemärkte am Donnerstag präsentiert. Der deutsche Strommarkt legte zu, niedrige Beiträge aus Wind und Sonne sowie unterdurchschnittliche Temperaturen dürften die Spotpreise bis Mitte November auf einem relativ hohen Niveau halten. Die CO2-Preise bewegten sich dagegen kaum. Höhere spekulative Netto-Long-Positionen sprechen für ein bullishes Sentiment, an der psychologisch wichtigen Marke trifft der Markt jedoch auf Verkaufsinteresse.

Die Gaspreise erholten sich leicht. Hoffnungen auf eine diplomatische Lösung im US-Iran-Konflikt begrenzen das Aufwärtspotenzial, während eingeschränkte LNG-Lieferungen, niedrige Speicherstände und eine steigende Heiznachfrage stützen. Auch die Ölpreise verzeichneten nach dem Einbruch vom Vortag eine Gegenbewegung. Der Wahlsieg der Demokraten erhöht den Druck auf die US-Regierung, den Iran-Krieg zu beenden. Die Folgen für den Konflikt bleiben jedoch offen, so dass der jüngste Ausverkauf überzogen sein könnte.

Strom: Überwiegend fester hat sich der deutsche OTC-Strommarkt am Donnerstag präsentiert. Der Day-Ahead gewann im Base um 12,60 auf 270,35 Euro je Megawattstunde und im Peak um 18,25 auf 291,50 Euro je Megawattstunde. Börslich zeigte sich die Grundlast mit 275,64 Euro, die Spitzenlast mit 290,98 Euro.

Die Einspeiseleistung der Erneuerbaren dürfte am Freitag mit 19,9 Gigawatt niedriger ausfallen als noch am Donnerstag, für den die Meteorologen von Eurowind noch 21,4 Gigawatt in Aussicht gestellt hatten. Für Samstag und Sonntag werden deutlich niedrigere Werte erwartet und auch zum Start in die neue Arbeitswoche soll den Meteorologen zufolge die Einspeiseleistung der Erneuerbaren mit nur 6,3 Gigawatt gering ausfallen.

Am langen Ende gewann das Strom-Frontjahr 3,97 auf 147,95 Euro je Megawattstunde.

CO2: Die CO2-Preise haben sich am Donnerstag kaum verändert gezeigt. Der Dec 26 verlor bis gegen 14.00 Uhr auf 90,15 Euro je Tonne. Umgesetzt wurden bis zu diesem Zeitpunkt 13,1 Millionen Zertifikate. Das Hoch lag bei 90,85 Euro, das Tief bei 89,71 Euro.

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

Unterstützung für den CO2-Markt kommt laut den Analysten von belektron aktuell vom jüngsten Commitment-of-Traders-Bericht (CoT), dem zufolge Investmentfonds ihre spekulativen Netto-Long-Positionen im Wochenvergleich um mehr als 7 Millionen Tonnen ausgebaut haben.

Allerdings habe die Volatilität rund um die Marke von 90 Euro zugenommen. Während Käufer Kursrückgänge regelmäßig zum Einstieg nutzten, trafen Versuche eines stärkeren Preisanstiegs wiederholt auf Verkaufsinteresse. Die Marke von 90 Euro bleibe damit ein wichtiger psychologischer Widerstand.

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

Erdgas: Die europäischen Erdgaspreise haben am Donnerstag teilweise wieder leicht zugelegt, nachdem sie ihren Abwärtskurs im frühen Handel zunächst fortgesetzt hatten. Der Frontmonat am niederländischen TTF gewann bis gegen 14.00 Uhr 0,05 auf 87,85 Euro je Megawattstunde. Am deutschen THE ging es für den Day-Ahead um 0,90 auf 90,50 Euro je Megawattstunde nach oben.

Am Markt standen sich am Donnerstag wachsende Hoffnungen auf eine diplomatische Beilegung des Krieges zwischen den USA und dem Iran und die angespannte Versorgungslage in Europa gegenüber. Katar setzt seine Vermittlungsbemühungen zwischen beiden Seiten fort. Zudem hat der deutliche Sieg der Demokraten bei den US-Zwischenwahlen die Sorgen vor einer erneuten militärischen Eskalation gedämpft. Die Demokraten könnten künftig größeren Einfluss auf die Staatsausgaben nehmen und damit den Handlungsspielraum von US-Präsident Donald Trump bei der Fortsetzung der Militäroperationen gegen den Iran einschränken.

Auf der anderen Seite bleibt die Versorgungslage am europäischen Gasmarkt aber angespannt. Die LNG-Lieferungen aus der Golfregion sind weiterhin beeinträchtigt. Gleichzeitig startet die EU mit den niedrigsten Gasspeicherständen seit mehr als zehn Jahren in den Winter. Am 4. November waren die Speicher lediglich zu 74,33 Prozent gefüllt und lagen damit deutlich unter dem Mindestziel von 80 Prozent. Zusätzliche Risiken ergeben sich aus den Wetterprognosen, die für Nordwesteuropa sinkende Temperaturen erwarten lassen. Eine steigende Heiznachfrage könnte den Speicherabbau beschleunigen und den Gaspreisen erneut Auftrieb verleihen. (map) // VON MARIE PFEFFERKORN

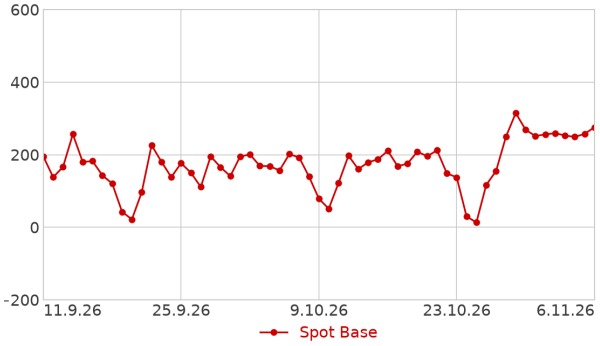
Zum Inhalt

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

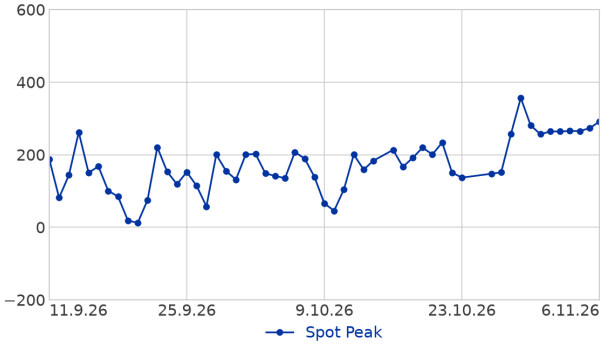
ENERGIEDATEN:

Strom Spotmarkt

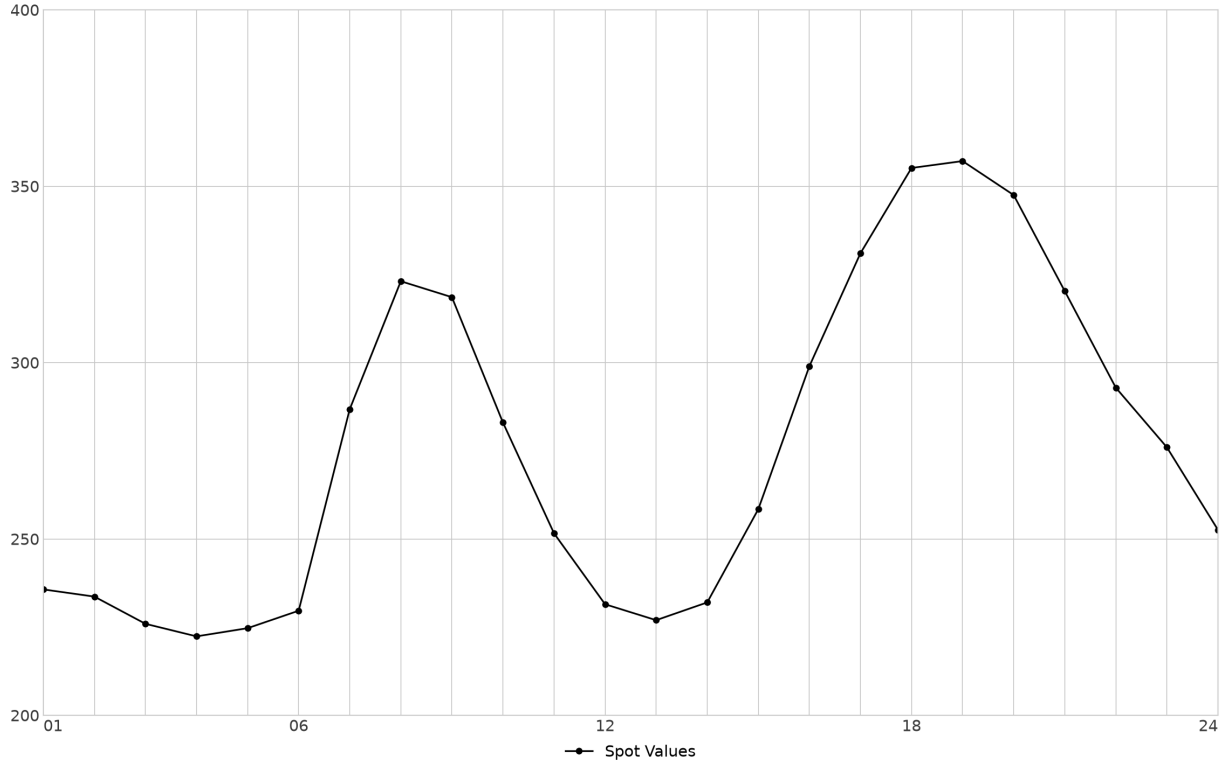
EPEX Spot Base in Euro/MWh (EEX)



EPEX Spot Peak in Euro/MWh (EEX)



EPEX Spot Stundenverlauf in Euro/MWh (EEX)



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

Strom Terminmarkt

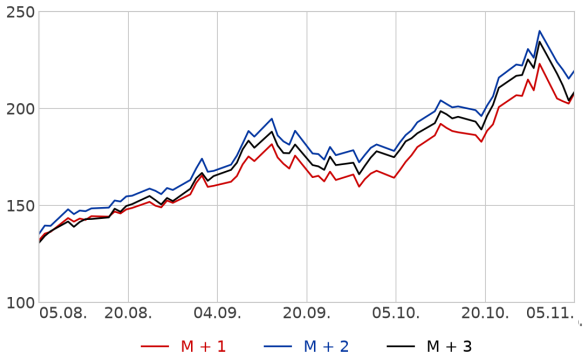
Terminmarktpreise Base in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	05.11.26	German Power Dec-2026	208,01
M2	05.11.26	German Power Jan-2027	219,54
M3	05.11.26	German Power Feb-2027	208,56
Q1	05.11.26	German Power Q1-2027	194,67
Q2	05.11.26	German Power Q2-2027	122,44
Q3	05.11.26	German Power Q3-2027	131,82
Y1	05.11.26	German Power Cal-2027	148,18
Y2	05.11.26	German Power Cal-2028	105,80
Y3	05.11.26	German Power Cal-2029	91,63

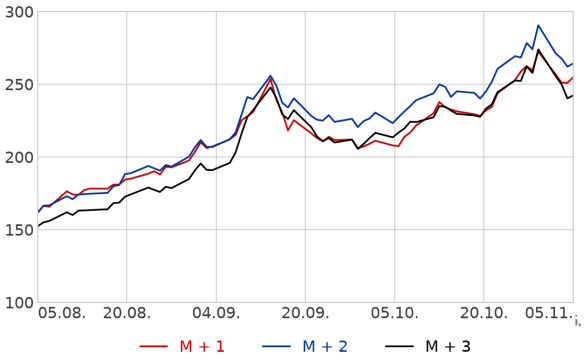
Terminmarktpreise Peak in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	05.11.26	German Power Dec-2026	254,80
M2	05.11.26	German Power Jan-2027	264,26
M3	05.11.26	German Power Feb-2027	242,32
Q1	05.11.26	German Power Q1-2027	221,85
Q2	05.11.26	German Power Q2-2027	103,25
Q3	05.11.26	German Power Q3-2027	122,14
Y1	05.11.26	German Power Cal-2027	157,15
Y2	05.11.26	German Power Cal-2028	116,05
Y3	05.11.26	German Power Cal-2029	101,30

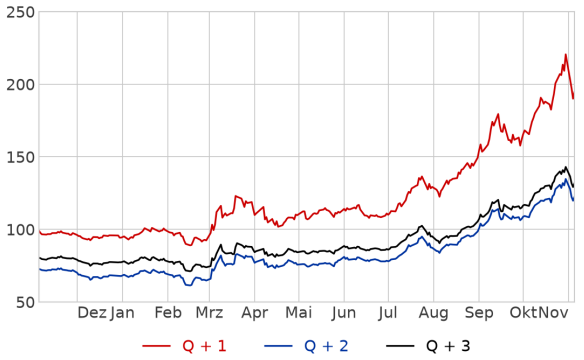
Frontmonate Base in Euro/MWh (EEX)



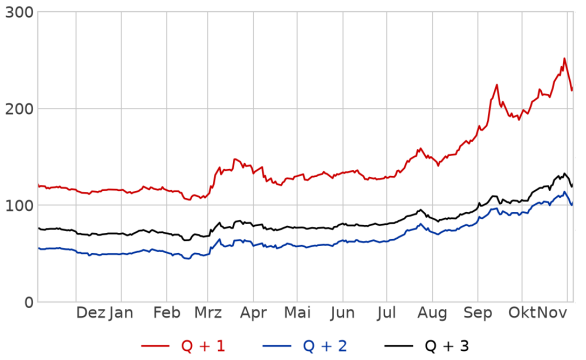
Frontmonate Peak in Euro/MWh (EEX)



Frontquartale Base in Euro/MWh (EEX)



Frontquartale Peak in Euro/MWh (EEX)



Frontjahre Base in Euro/MWh (EEX)



Frontjahre Peak in Euro/MWh (EEX)



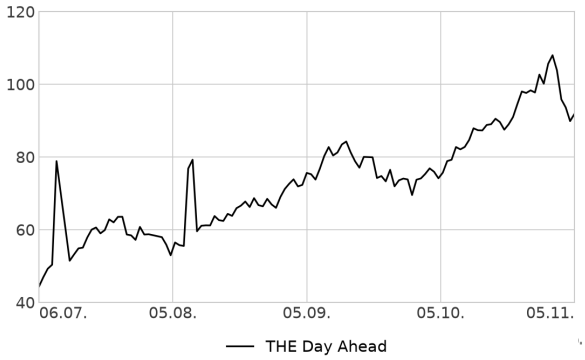
© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

Gas Spot- und Terminmarkt

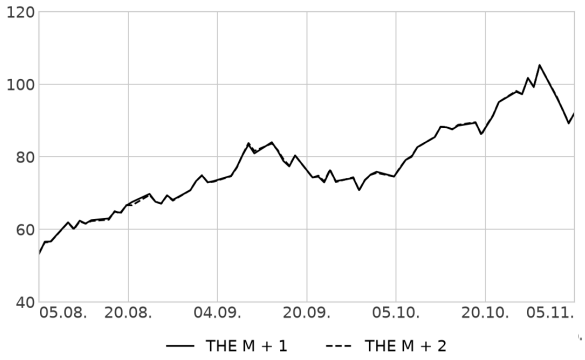
Terminmarktpreise THE in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	05.11.26	German THE Gas Dec-2026	92,10
M2	05.11.26	German THE Gas Jan-2027	91,97
Q1	05.11.26	German THE Gas Q1-2027	90,30
Q2	05.11.26	German THE Gas Q2-2027	70,32
S1	05.11.26	German THE Gas Sum-2027	67,92
S2	05.11.26	German THE Gas Win-2027	62,97
Y1	05.11.26	German THE Gas Cal-2027	72,52
Y2	05.11.26	German THE Gas Cal-2028	45,05

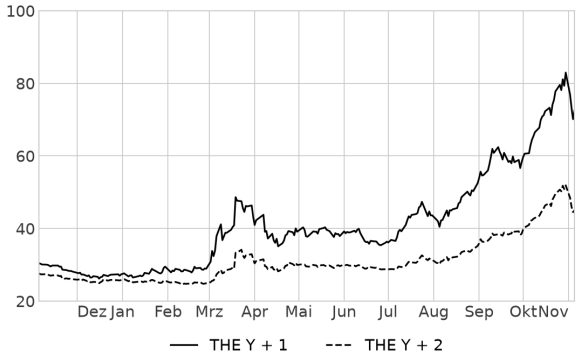
EEX Spot in Euro/MWh



Frontmonate THE in Euro/MWh (EEX)



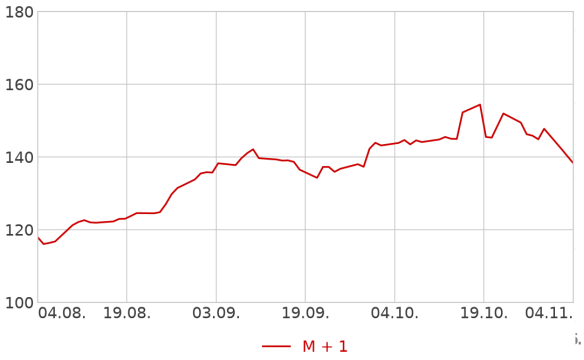
Frontjahre THE in Euro/MWh (EEX)



Strom, CO2, und Kohle

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
Germany Spot base	05.11.26	275,64	EUR/MWh
Germany Spot peak	05.11.26	290,98	EUR/MWh
EUA Dezember 2026	05.11.26	88,95	EUR/tonne
Coal API2 Februar 2027	04.11.26	138,30	USD/tonne

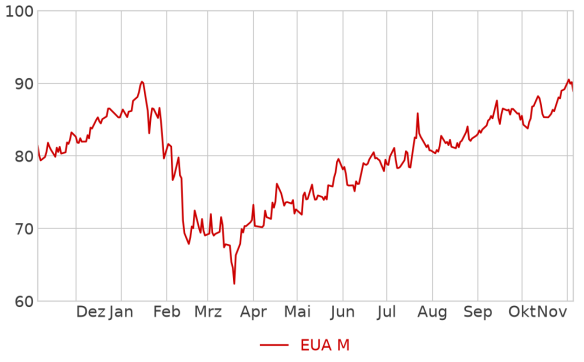
Frontmonat Kohle API2 in USD/t (ICE)



Gas und Öl

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
German THE Gas Day Ahead	05.11.26	91,86	EUR/MWh
German THE Gas Dec-2026	05.11.26	92,10	EUR/MWh
German THE Gas Cal-2027	05.11.26	72,52	EUR/MWh
Crude Oil Brent Jan-2027	05.11.26	98,29	USD/bbl

EUA in Euro/t (EEX)



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

E&M STELLENANZEIGEN

Professur W 2 Gebäudeenergiesysteme und -automation

Gesucht wird eine Persönlichkeit, die das Fachgebiet in Lehre, angewandter Forschung und Entwicklu…

in Amberg

vor 21 h

Festanstellung

Ingenieur Energietechnik - Steuerung & Führung / Stromversorgung (M|W|D)

Du bist ehrgeizig, teamorientiert und hast große Ziele? Wir auch! MITNETZ STROM ist der größte regio…

in Taucha

vor 2 h

Parkplatz / Betriebsarzt / Mitarbeiterrabatte

Ingenieur Netzleitstelle Elektrotechnik Netzbetrieb (M|W|D)

Du bist ehrgeizig, teamorientiert und hast große Ziele? Wir auch! MITNETZ STROM ist der größte regio…

in Taucha

vor 2 h

Parkplatz / Betriebsarzt / Mitarbeiterrabatte

Ingenieur Elektrotechnik Netzsteuerung Stromnetz (M|W|D)

Du bist ehrgeizig, teamorientiert und hast große Ziele? Wir auch! MITNETZ STROM ist der größte regio…

in Taucha

vor 2 h

Parkplatz / Betriebsarzt / Mitarbeiterrabatte

Ingenieur - Steuerung & Überwachung / Strom- & Gasnetze (M|W|D)

Du bist ehrgeizig, teamorientiert und hast große Ziele? Wir auch! MITNETZ STROM ist der größte regio…

in Taucha

vor 2 h

Parkplatz / Betriebsarzt / Mitarbeiterrabatte

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

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

IHRE E&M REDAKTION:

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

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

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

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

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

Heidi Roider (Büro Herrsching)
Schwerpunkte: KWK, Geothermie

Susanne Harmsen (Büro Berlin)
Schwerpunkte: Energiepolitik, Regulierung

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

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

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

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

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

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

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

IMPRESSUM

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

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

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

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

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

Folgen Sie E&M auf: