E&M daily
DIE TAGESZEITUNG FÜR DEN ENERGIEMARKT

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

STROM

211,58 €/MWh

Epex Spot DE-LU Day Base

GAS

85,14 €/MWh

EEX Spot THE (End of Day)

ZITAT DES TAGES

„Wir haben bitter gelernt, was es heißt, an einem Lieferanten zu hängen und erpressbar zu sein.“

Bundeswirtschaftsministerin Katherina Reiche bei der Inbetriebnahme des LNG-Terminals in Stade.

WINDKRAFT
Bund bietet Rückgabe für Projekte an

PHOTOVOLTAIK
Solarstrom steuert auf 100-Milliarden-Marke zu

WIRTSCHAFT
Ifo: Kraftwerksbetreiber verdienten Milliarden in der Energiekrise

Inhalt

TOP-THEMA
→ **SMART METER:** Bundesnetzagentur verhängt erste Zwangsgelder

POLITIK & RECHT
→ **WINDKRAFT :** Bund bietet Rückgabe für Projekte an
→ **REGENERATIVE:** Eile bei der EEG-Novelle gefragt
→ **PERSONALIE:** Grüne Energieministerin in Mecklenburg-Vorpommern

HANDEL & MARKT
→ **PHOTOVOLTAIK:** Solarstrom steuert auf 100-Milliarden-Marke zu
→ **GAS:** Erstes Gas fließt in Stader LNG-Terminal
→ **WÄRME:** Pelletpreise bleiben stabil
→ **STATISTIK DES TAGES:** Russischen Erdgaslieferungen nach Europa nach Transportweg 2025

TECHNIK
→ **STROMSPEICHER:** EnBW ergänzt Pumpspeicher um Batterie
→ **F&E:** Gasturbine erzeugt Strom und Dampf aus Wasserstoff

UNTERNEHMEN

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

→ **WIRTSCHAFT:** Ifo: Kraftwerksbetreiber verdienten Milliarden in der Energiekrise
→ **SPECULANTIUS:** RWE bei Uniper offenbar aus dem Rennen
→ **KWK:** Sokratherm übernimmt BHKW-Geschäft von Carrier
→ **BETEILIGUNG:** Baukonzern beteiligt sich an Ladeinfrastrukturbetreiber
→ **AUFTRAG:** Drogeriemarktkette bekommt PV-Anlagen aufs Dach
→ **VERTRIEB:** MAN Engines baut sein Erzeugungsgeschäft weiter aus

MARKTBERICHTE

→ **MARKTKOMMENTAR:** Entspannung lässt Gaspreise deutlich sinken

SERVICE

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

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

★ TOP-THEMA

Bundesnetzagentur verhängt erste Zwangsgelder



Quelle: Shutterstock / sophiecat

SMART METER. Die Bundesnetzagentur hat gegen 72 Messstellenbetreiber Strafen von insgesamt rund 1,4 Millionen Euro festgesetzt. Bei weiteren Versäumnissen drohen höhere Beträge.

Die Regulierungsbehörde in Bonn setzt beim Smart-Meter-Rollout ihre Drohung gegen nachlässige Unternehmen um. „Die Bundesnetzagentur hat 72 Bescheide erlassen, in denen sie im Rahmen des Smart Meter Rollouts angedrohte Zwangsgelder in Höhe von circa 1,4 Millionen Euro festgesetzt hat“, teilte die Behörde mit. Die Messstellenbetreiber hätten die Einbauquote für intelligente Messsysteme (iMSys) auch nach einer Nachfrist verfehlt.

Mit dem Zwangsgeld ist die Sache für die betroffenen Unternehmen aber bei Weitem nicht erledigt. Die Unternehmen müssen nun spätestens bis zum 30. Juni 2027 mindestens 20 Prozent der gesetzlich ausgewiesenen Messstellen in ihrem jeweiligen Zuständigkeitsgebiet mit Smart Metern ausstatten. Andernfalls droht jeweils ein neues Zwangsgeld in fünffacher Höhe des bereits festgesetzten Betrags.

Die gesetzliche Frist für die 20-Prozent-Quote war bereits am 31. Dezember 2025 abgelaufen (wir berichteten). So sollten den Vorgaben zufolge mindestens 20 Prozent der Messstellen von Letztverbrauchern mit einem Smart Meter ausgestattet sein.

Mehr als 80 Prozent der Unternehmen hielten Nachfrist ein

Darunter fallen Verbraucher mit einem Jahresstromverbrauch zwischen 6.000 und 100.000 kWh sowie mit einer Vereinbarung nach Paragraf 14a des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG), etwa Betreibern von Wärmepumpen oder privaten Ladeeinrichtungen. Geregelt ist das im Messstellenbetriebsgesetz (MsbG).

Seit März hatte die Behörde nach eigenen Angaben gegen insgesamt 438 Messstellenbetreiber Aufsichtsverfahren eröffnet. Sie setzte den 30. September 2026 als Nachfrist und drohte Zwangsgelder an. Mehr als 80 Prozent der Unternehmen erfüllten die Quote fristgerecht. 72 Messstellenbetreiber gelang dies allerdings nicht und sie müssen nun ein Zwangsgeld zahlen.

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

Anders als Bußgelder dienen Zwangsgelder dabei nicht der Bestrafung eines Rechtsverstoßes, sondern der Durchsetzung gesetzlicher Pflichten. Sie können bei anhaltender Nichterfüllung wiederholt festgesetzt und erhöht werden.

Bundesweite Erfüllungsquote liegt bei über 26 Prozent

Wie unterschiedlich fix die Unternehmen beim Rollout sind, zeigen die jüngsten veröffentlichten Zahlen der Bundesnetzagentur. Zum 30. Juni waren bundesweit 1,26 Millionen der 4,83 Millionen Messstellen in der Pflichteinbaugruppe mit intelligenten Messsystemen ausgestattet. Das entsprach 26,1 Prozent. Im bundesweiten Durchschnitt war das Zwischenziel damit erfüllt, entscheidend ist aber die Quote bei jedem einzelnen Messstellenbetreiber.

Der Verband kommunaler Unternehmen (VKU) sieht vor allem regulatorische und praktische Hindernisse für einen raschen Einbau der intelligenten Messsysteme. „Der Smart-Meter-Ausbau ist in Deutschland noch immer zu kompliziert, bürokratisch und teuer geregelt“, sagte VKU-Hauptgeschäftsführer Ingbert Liebing Ende Oktober (wir berichteten).

Der Verband fordert einfachere Informations- und Terminprozesse, längere Eichfristen für moderne Messeinrichtungen sowie Erleichterungen bei der Anbindung mehrerer Zähler an ein Smart-Meter-Gateway. Zudem kritisiert der VKU, dass gesetzliche Preisobergrenzen steigende Kosten nicht ausreichend abdeckten. Zusätzliche Sanktionen lehnt er ab und fordert stattdessen Anreize für einen schnelleren Rollout.

Nächste Frist bis Ende 2026

Die Energiewende-Digitalisierungs-Allianz (EDA), ein Zusammenschluss von 17 in der Regel neuen Energieanbietern wie Enpal, Lichtblick, Naturstrom und Octopus Energy, fordert genau das Gegenteil: nämlich zusätzliche Sanktionen bei Verstößen gegen die gesetzlichen Smart-Meter-Einbauquoten.

Intelligente Messsysteme sollen Viertelstundenwerte bereitstellen und damit dynamische Stromtarife sowie die Steuerung von Verbrauchern und Erzeugungsanlagen ermöglichen.

Und es geht gleich weiter. Beim sogenannten Steuer-Rollout steht bereits die nächste Frist an: Bis Ende 2026 müssen die Messstellenbetreiber mindestens 90 Prozent der installierten Leistung bestimmter neuer Erzeugungsanlagen wie bestimmte PV-Anlagen mit intelligenter Mess- und Steuerungstechnik erfassen. Auch bei Verstößen gegen diese gesetzliche Verpflichtung kann die Bundesnetzagentur aufsichtsrechtliche Maßnahmen ergreifen und Zwangsgelder androhen. (sag) // VON STEFAN SAGMEISTER

^ Zum Inhalt

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

POLITIK & RECHT



Quelle: Shutterstock / Thampapon

Bund bietet Rückgabe für Projekte an

WINDKRAFT . Das Bundeswirtschaftsministerium will Offshore-Projektierer entlasten. Ein Eckpunktepapier sieht die einmalige Rückgabe von Flächen und Zahlungsaufschübe bei Lizenzgebühren vor.

Das Bundeswirtschaftsministerium (BMWE) will die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für Offshore-Windparks verbessern. Dazu sollen Unternehmen bestimmte Projekte einmalig zurückgeben können. Projektierer, die an ihren Vorhaben festhalten, sollen zudem mehr Zeit für die Zahlung milliardenschwerer Lizenzgebühren erhalten. Die Vorschläge sollen in die geplante Novelle des Windenergie-auf-See-Gesetzes (WindSeeG) einfließen, die derzeit im parlamentarsichen Verfahren ist, wie das Ministerium gegenüber der Redaktion bestätigte.

Hintergrund sind wirtschaftliche Schwierigkeiten bei mehreren Offshore-Projekten. Unternehmen hatten in den Jahren 2023 und 2024 Flächen ersteigert, für die sie Milliardenbeträge geboten hatten. Inzwischen sehen sie die Wirtschaftlichkeit ihrer Vorhaben durch gestiegene Kosten und wiederholt verschobene Netzanschlüsse gefährdet. Insgesamt geht es um Flächen, auf denen Windparks mit einer installierten Leistung von 9.500 MW entstehen sollen. Das würde die derzeitige Offshore-Windenergiekapazität in Deutschland nahezu verdoppeln.

Betroffen sind Projekte von BP, Total Energies, RWE, EnBW und Luxcara. Die Unternehmen verweisen darauf, dass sich die wirtschaftlichen Voraussetzungen seit den Auktionen erheblich verschlechtert hätten. Neben den Investitionskosten belasten vor allem die Unsicherheiten bei den Netzanschlussterminen die Kalkulationen.

Rückgabe gegen Einbehalt der Sicherheiten

Nach dem Vorschlag des Ministeriums sollen Projektierer Anfang 2027 für einen begrenzten Zeitraum die Möglichkeit erhalten, ihre Flächen freiwillig zurückzugeben. Das Angebot soll für Flächen gelten, die 2023 und 2024 versteigert wurden und die das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) zuvor nicht voruntersucht hatte.

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

Bei einer Rückgabe dürfte der Bund bereits geleistete Anzahlungen und hinterlegte Sicherheiten behalten. Dabei handelt es sich laut dem Bericht um mehrere hundert Millionen Euro je Projekt. Im Gegenzug sollen die Unternehmen die Kosten für bereits durchgeführte Voruntersuchungen erstattet bekommen in Höhe von bis zu neun Millionen Euro.

Der Bund will die frei werdenden Flächen anschließend möglichst schnell erneut ausschreiben. Die neuen Projektierer sollen die Windparks innerhalb von fünf Jahren entwickeln. Unternehmen, die eine Fläche zurückgeben, sollen sich später nicht erneut um dieselbe Fläche bewerben dürfen.

Künftige Ausschreibungen sollen zunächst eine rein marktliche Realisierung ermöglichen und den Markt für langfristige Stromlieferverträge stärken, so das Ministerium. Wo dies ohne Förderung wirtschaftlich nicht möglich ist, können zweiseitige Differenzverträge Investoren gegen nicht kostendeckende Strompreise absichern. „Bei hohen Marktpreisen fließen entsprechende Mehrerlöse an den Staat zurück“, heißt es.

Zahlungsaufschub für verbleibende Projekte

Auch Unternehmen, die an ihren Vorhaben festhalten, sollen profitieren. Das Ministerium schlägt vor, die Fälligkeit der Lizenzgebühren aufzuschieben. Dadurch könnten Projektentwickler zunächst Einnahmen aus der Stromerzeugung erzielen, bevor größere Zahlungen an den Bund anstehen. Das soll die Finanzierung der milliardenschweren Investitionen erleichtern.

Ein weiteres Problem bleibt jedoch die Anbindung der Windparks an das Stromnetz. Nach den Plänen des Ministeriums sollen Projektierer künftig bereits dann Entschädigungen verlangen können, wenn ein verbindlich zugesagter Netzanschlusstermin nicht eingehalten wird. Das beseitigt allerdings nicht das Risiko, dass sich die Termine bereits im Vorfeld mehrfach verschieben.

Bei den derzeit betroffenen Projekten liegt bislang kein verbindlicher Netzanschlusstermin vor. In der mehr als zwei Jahre dauernden Planungsphase wurden die vorgesehenen Anschlüsse wiederholt nach hinten verschoben. Für die Projektierer ist diese Unsicherheit ein wesentlicher Grund dafür, dass sich die ursprünglich kalkulierten Investitionen inzwischen vielfach nicht mehr wirtschaftlich darstellen lassen.

Längere Betriebsdauer bleibt Thema

Eine weitere Forderung der Offshore-Branche greift das Eckpunktepapier bislang nicht auf. Die Unternehmen wollen die reguläre Betriebsdauer von Offshore-Windparks von derzeit 25 auf 35 Jahre verlängern. Allerdings können Betreiber bereits nach geltendem Recht eine Verlängerung der Laufzeit beantragen. Branchenintern dürften viele Projektierer deshalb schon heute mit einer Betriebsdauer von 35 Jahren kalkulieren.

Der Bund überarbeitet derzeit die Flächenentwicklungsplanung. Ein Entwurf sieht vor, Offshore-Windparks künftig weniger dicht zu bebauen. Dadurch könnten sich die Anlagen weniger gegenseitig abschatten und höhere Stromerträge erzielen. Ob die geplanten Änderungen ausreichen, um die gefährdeten Projekte tatsächlich zu realisieren, bleibt offen. (sh) // VON SUSANNE HARMSEN

Zum Inhalt

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

Eile bei der EEG-Novelle gefragt



Teilnehmer der 8. Energieministerkonferenz in Göttingen. Quelle: EnMK

REGENERATIVE. Die Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) drängt, weil es zum Jahresende ausläuft. Länderminister und Verbände machen Druck, erste Zeichen der Koalition stehen auf Einigung.

Die Bundesregierung will mit der EEG-Novelle 2027 den weiteren Ausbau erneuerbarer Energien mit einer stärkeren Kostenorientierung verbinden. Eine abschließende Einigung zwischen Union und SPD über beide Vorhaben steht aber noch immer aus. Die Gespräche innerhalb der Koalition zum EEG 2027 und zum Netzanschlusspaket seien konstruktiv vorangekommen. „In einzelnen Punkten des EEG und des Netzanschlusspakets konnten bereits Verständigungen erzielt werden“, so ein Sprecher des Bundeswirtschaftsministeriums (BMWE) am 16. November.

Der Sprecher betonte, dass EEG-Novelle und Netzanschlusspaket inhaltlich zusammengehören. Ziel sei eine Gesamtlösung, die den Ausbau erneuerbarer Energien mit einer sicheren und bezahlbaren Stromversorgung verbindet. „Der Entwurf hält am Ziel fest, bis 2030 80 Prozent des Bruttostromverbrauchs aus erneuerbaren Energien zu decken. Dafür wird die ambitionierte Förderung nach dem EEG fortgeführt, die Ausschreibungsmengen für Biomasse und Windenergie an Land werden angehoben“, so der BMWE-Sprecher.

Druck aus den Ländern

Die Energieministerinnen und Energieminister der Länder hatten bei ihrer Herbstkonferenz am 13. November in Göttingen parteiübergreifend weitere Maßnahmen für die Energiewende gefordert. Im Mittelpunkt standen niedrigere Energiepreise, der Ausbau erneuerbarer Energien und der Stromnetze sowie der Schutz kritischer Infrastruktur. Zudem verlangen die Länder von der Bundesregierung finanzielle Entlastungen für Unternehmen und private Haushalte.

Der Vorsitzende der Energieministerkonferenz (EnMK), Niedersachsens Umweltminister Christian Meyer (Grüne), bekräftigte das gemeinsame Bekenntnis der Länder zum Ausbau erneuerbarer Energien und zur Wasserstoffwirtschaft. Fossile Energien seien teuer und verursachten zusätzliche Klimafolgekosten für Länder und Kommunen. Zugleich müsse Deutschland seine Energieinfrastruktur besser vor Angriffen schützen. Dafür seien gemeinsame Konzepte von Bund und Ländern erforderlich.

Niedrigere Stromkosten gefordert

Angesichts der anhaltend hohen Energiepreise verlangen die Länder von der Bundesregierung ein Maßnahmenpaket zur Entlastung von Unternehmen und privaten Haushalten. Der saarländische Energieminister Jürgen Barke (SPD) nannte dabei insbesondere drei Maßnahmen: Die Stromsteuer solle für alle Verbrauchergruppen auf das europäische Mindestmaß sinken, der Bundeszuschuss zu den Übertragungsnetzentgelten dauerhaft fortgeführt werden und der bestehende Direktzahlungsmechanismus für ein einkommensabhängiges Klimageld schnell einsatzbereit sein.

Berlins Wirtschaftssenatorin Franziska Giffey (SPD) sprach sich für klare Zuständigkeiten, eine gemeinsame Krisenvorsorge und einen angepassten Rechtsrahmen aus. Ziel müsse es sein, Angriffe auf Energieinfrastruktur möglichst zu verhindern und im Schadensfall die Energieversorgung schnell wiederherzustellen. Die Länder wollen dazu gemeinsam mit dem Bund Konzepte entwickeln. Eine zuverlässige Stromversorgung sei Teil der öffentlichen Daseinsvorsorge und zugleich ein entscheidender Standortfaktor für die Wirtschaft, betonte Giffey.

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

Ein weiteres Thema waren die Rahmenbedingungen für den Ausbau der erneuerbaren Energien. Baden-Württembergs Umwelt- und Energieministerin Thekla Walker (Grüne) forderte vom Bund unter anderem Erleichterungen bei Genehmigungen für Schwertransporte von Windenergieanlagen, weniger Einschränkungen durch militärischen Luftverkehr und geringere Abstände zu Bahngleisen. Zudem müsse die Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) rechtzeitig abgeschlossen werden, damit die Förderung Anfang 2027 nicht unterbrochen werde.

Netzinvestitionen und EEG-Novelle

Die Bedeutung leistungsfähiger Verteilnetze hob auch der Bundesverband Erneuerbare Energie (BEE) hervor. Der Verband begrüßte das gemeinsame Eckpunktepapier der Länder zur Finanzierung der notwendigen Investitionen in die Stromverteilnetze. BEE-Präsidentin Ursula Heinen-Esser verwies darauf, dass die Netze nicht nur zusätzliche erneuerbare Erzeugung aufnehmen, sondern auch neue Verbraucher wie Wärmepumpen, Elektroautos und Rechenzentren integrieren müssten.

Mit Blick auf das geplante Netzanschlusspaket und die EEG-Novelle forderte Heinen-Esser eine abgestimmte Energiepolitik. Während die Länder bessere Voraussetzungen für Netzinvestitionen schaffen wollten, dürfe der Bund den Ausbau erneuerbarer Energien nicht durch zusätzliche Anschlussrisiken und unsichere Investitionsbedingungen erschweren. (sh) // VON SUSANNE HARMSEN

Diesen Artikel können Sie teilen: Zum Inhalt

Grüne Energieministerin in Mecklenburg-Vorpommern



Mecklenburg-Vorpommerns neue Energieministerin Claudia Müller. Quelle: Stefanie-Auer

PERSONALIE. Claudia Müller, bisher Parlamentarische Geschäftsführerin der Bundestagsfraktion von Bündnis 90/Die Grünen, übernimmt den Posten der Energieministerin in Mecklenburg-Vorpommern.

Das rot-rot-grüne Bündnis in Mecklenburg-Vorpommern steht. Auf 134 Seiten haben SPD, Grüne und Linke die Ziele der neuen Landesregierung formuliert. „Zusammenhalt. Zuversicht. Zukunft“ ist der Koalitionsvertrag für die Periode von 2026 bis 2031 überschrieben. Auf fünf Seiten in dem Papier umreißen die Parteien ihren energiepolitischen Kurs. Das Steuerruder des Fachressorts übernimmt die Grünen-Politikern Claudia Müller.

Die 45-Jährige kehrt von Berlin zurück in ihre Geburtsstadt Roststock. Im Kabinett von Manuela Schwesig (SPD), seit 2017 Regierungschefin in Mecklenburg-Vorpommern, ist Müller künftig zuständig für Energie, Umwelt- und Klimaschutz und Mobilität. Die studierte Betriebswirtin war von 2012 bis 2017 Landesvorsitzende von Bündnis 90/Die Grünen. Dann wechselte sie in den Bundestag, wo sie zuletzt als Parlamentarische Geschäftsführerin der Grünenfraktion fungierte. Mitte Oktober verzichte sie auf ihr Mandat, am 13. November schied sie aus dem Bundestag aus.

Müller übernimmt das Energieressort von Wirtschaftsminister Wolfgang Blank. Das Thema Energie ist bisher im Wirtschaftsministerium angesiedelt gewesen. Blank bleibt an der Spitze des Wirtschaftsministeriums.

„Energiepolitik ist für uns Industrie- und Wirtschaftspolitik“, heißt es im Koalitionsvertrag. Als übergeordnete Ziele nennt Rot-Rot-Grün „Bezahlbare Energie und Dekarbonisierung“.

Ziel: „Aufteilung Deutschlands in Strompreiszonen“

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

Das neue Bündnis will, dass die im Land erzeugten erneuerbaren Energien stärker für regionale Wertschöpfung, industrielle Ansiedlungen und bezahlbare Energiepreise genutzt wird. „Dafür setzen wir uns bei der Europäischen Union und dem Bund für erweiterte Möglichkeiten der gemeinsamen Stromnutzung durch Kundenanlagen, Direktleitungen und Energy Sharing für Menschen, Dörfer und Unternehmen ein“, schreiben die Koalitionäre.

Nicht zuletzt wollen sie Mecklenburg-Vorpommern aus der deutschlandweiten Stromgebotszone herauslösen. „Für eine gerechtere Strompreisbildung stehen die Koalitionspartner einer Aufteilung Deutschlands in Strompreiszonen positiv gegenüber. Wir werden Wege dorthin prüfen“, heißt es. (mf)

// VON MANFRED FISCHER

Zum Inhalt

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

HANDEL & MARKT



Quelle: Jonas Rosenberger

Solarstrom steuert auf 100-Milliarden-Marke zu

PHOTOVOLTAIK. Deutschland dürfte 2026 erstmals mehr als 100 Milliarden kWh Solarstrom erzeugen. Der BSW-Solar verweist auf sinkende Stromkosten und fordert weniger Investitionshürden.

Vor 20 Jahren erzeugten Solaranlagen auf deutschem Boden im gesamten Jahr 2,2 Milliarden kWh. Nun steht Deutschland kurz davor, erstmals innerhalb eines Jahres mehr als 100 Milliarden kWh Solarstrom zu erzeugen. Nach Einschätzung des Bundesverbandes Solarwirtschaft (BSW-Solar) dürfte diese Marke noch im November erreicht werden. Der Verband beruft sich bei seiner Prognose auf die Energy-Charts des Fraunhofer-Instituts für Solare Energiesysteme (ISE).

Die Energy-Charts erfassen sowohl den ins öffentliche Netz eingespeisten als auch den vor Ort verbrauchten Solarstrom. Die Werte für 2026 sind vorläufig. Bereits in den ersten drei Quartalen entfielen 24,1 Prozent der deutschen Bruttostromerzeugung auf Photovoltaik. Diese Zahl stammt aus vorläufigen Berechnungen des Bundesverbandes der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) und des Zentrums für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW).

Solarstrom senkt Beschaffungskosten

Der BSW-Solar verweist zudem auf eine Studie, die das Energieberatungsunternehmen Enervis in seinem Auftrag erstellt hat. Demnach wären die Börsenstrompreise 2025 ohne die bereits installierten Photovoltaikanlagen im Durchschnitt rund 20 Prozent höher ausgefallen. Die Beschaffungskosten für Verbraucher, Gewerbe und Industrie lagen dadurch rechnerisch um 15,7 Milliarden Euro niedriger. Dieser Effekt überstieg laut Studie die staatlichen Förderkosten der Photovoltaik.

Auch Haushalte ohne eigene Solaranlage können von niedrigeren Börsenpreisen profitieren, so Enervis weiter. Für einen typischen Privathaushalt errechnet das Beratungshaus eine indirekte Entlastung von knapp 100 Euro im Jahr 2025.

Nach Berechnungen des BSW-Solar hat die Solarstromerzeugung zwischen 2020 und 2025 zudem rund 270 Millionen Tonnen Treibhausgase vermieden. Auf Grundlage von Kostensätzen des Umweltbundesamtes beziffert der Verband die dadurch vermiedenen Klimaschäden auf bis zu

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

250 Milliarden Euro. Hinzu kommen nach Schätzungen des Verbandes vermiedene Importe fossiler Energieträger im Wert von mehr als 20 Milliarden Euro.

Speicher sollen weitere Kosten senken

Weiteres Potenzial sieht der Verband bei Batteriespeichern. Zusätzliche Speicher mit insgesamt 20.000 MW Leistung und 80 Millionen kWh Kapazität könnten die Stromkosten rein rechnerisch um etwa 3,9 Milliarden Euro pro Jahr senken, so BSW-Solar mit Verweis auf eine Analyse des Fraunhofer-Instituts für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik (IEE).

Der BSW-Solar fordert vor diesem Hintergrund, bei den Reformen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) und der Netzregulierung Investitionshürden abzubauen. Netzanschlüsse müssten schneller möglich sein, der Betrieb kleiner Solaranlagen einfach bleiben und neue Kostenrisiken für Solarparks vermieden werden. Zugleich warnt der Verband vor einer Förderlücke zum Jahreswechsel 2026/2027.

„Jetzt kommt es darauf an, diesen Erfolg nicht durch neue Investitionsbremsen zu gefährden“, sagte BSW-Hauptgeschäftsführer Carsten Körnig. Der Verband sieht im weiteren Ausbau von Solaranlagen und Speichern einen Weg, die Stromkosten zu begrenzen und die Abhängigkeit von Energieimporten zu verringern. (ds) // VON DAVINA SPOHN

Zum Inhalt

WERBUNG



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

Erstes Gas fließt in Stader LNG-Terminal



Anlandung der FSRU Energos Force. Quelle: DET

GAS. Eigentlich sollte in Stade längst Flüssigerdgas fließen. Lange war das Spezialschiff verchartert, nun geht die Einspeisung los.

Das fünfte schwimmende LNG-Terminal in Deutschland ist mit drei Jahren Verspätung in Stade in Betrieb genommen worden. In Anwesenheit von Bundeswirtschaftsministerin Katherina Reiche (CDU) wurde am Nachmittag im Industriehafen der Hansestadt der Startschuss für die Einspeisung gegeben.

Reiche sprach anlässlich der Inbetriebnahme von einem „guten Tag für die deutsche Energieversorgung". „Wir haben bitter gelernt, was es heißt, an einem Lieferanten zu hängen und erpressbar zu sein", sagte die CDU-Politikerin. Die Bundesregierung hatte nach dem russischen Angriff auf die Ukraine mit dem Aufbau von LNG-Terminals begonnen.

Ein Tanker speist das Gas in das Spezialschiff „Energos Force", das als Importterminal für Flüssiggas (LNG) dient. Das 294 Meter lange Schiff war zuvor verchartert worden, nachdem es Streitigkeiten um die Fertigstellung des Terminals gegeben hatte. Der Großteil der deutschen LNG-Importe stammte zuletzt aus den USA. Mit einer Einspeisekapazität von bis zu 3,2 Milliarden Kubikmetern Erdgas im Jahr 2027 werde Stade ein wichtiger Baustein für die Versorgungssicherheit Deutschlands sein, hieß es aus dem Wirtschaftsministerium. Betreiber ist die bundeseigene Betreibergesellschaft Deutsche Energy Terminal Gesellschaft (DET).

An den LNG-Terminals wird das von Tankern bei minus 162 Grad angelieferte, verflüssigte Erdgas in Gas umgewandelt und dann im gasförmigen Zustand an Land gepumpt. Die Bundesregierung hatte den Aufbau der milliardenschweren Infrastruktur nach dem russischen Angriff auf die Ukraine forciert, um unabhängig von russischen Gaslieferungen zu werden.

Viertes staatlich betriebenes Terminal in Deutschland

Das LNG-Terminal in Stade ist das vierte von der DET betriebene LNG-Terminal. Daneben gibt es noch zwei schwimmende Terminals in Wilhelmshaven und eines in Brunsbüttel. Das Rügener LNG-Terminal in Mukran wird von der Deutschen Regas betrieben.

Neben dem schwimmenden Terminalschiff wird in Stade ein landseitiges Terminal zum Import von flüssigem Erdgas geplant. Das wesentlich größere Terminal soll das schwimmende ersetzen und nach früheren Angaben laut Genehmigung bis Ende 2043 mit fossilem Erdgas betrieben werden.

Flüssigerdgas machte 2025 einen Anteil von rund zehn Prozent an den deutschen Gasimporten aus. Nach Angaben der DET kommt durch das Stader Terminal jetzt ein Viertel der Menge hinzu. Die deutlich größere Importmenge von Gas erreicht Deutschland über Pipelines. Auch die Deutsche Regas will in Mukran zusätzlich zu dem vorhandenen Terminalschiff ein zweites stationieren. Das Unternehmen ließ aber offen, wann.

Die Bundesregierung hatte den Aufbau von LNG-Terminals an Nord- und Ostsee nach dem russischen Angriff auf die Ukraine forciert. Zuvor verfügte Deutschland nicht über solche Terminals, mit denen per Schiff geliefertes verflüssigtes Erdgas angelandet werden kann, und bezog sein Gas nur über Pipelines, vor allem aus Russland. Mittlerweile kommt das meiste Erdgas per Pipeline aus Norwegen. // VON DPA

Diesen Artikel können Sie teilen:

Zum Inhalt

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

Pelletpreise bleiben stabil



Quelle: Shutterstock / tchara

WÄRME. Nach dem Anstieg in den vergangenen Monaten haben sich die Preise für Holzpellets im November kaum verändert. Das Deutsche Pelletinstitut verweist auf die bislang milde Witterung.

Der Preis für Holzpellets ist im November gegenüber dem Vormonat leicht gesunken. Wie das Deutsche Pelletinstitut (Depi) mitteilte, kostet eine Tonne Pellets bei einer Abnahmemenge von sechs Tonnen bundesweit durchschnittlich 461,82 Euro. Das sind rund 0,6 Prozent weniger als im Oktober.

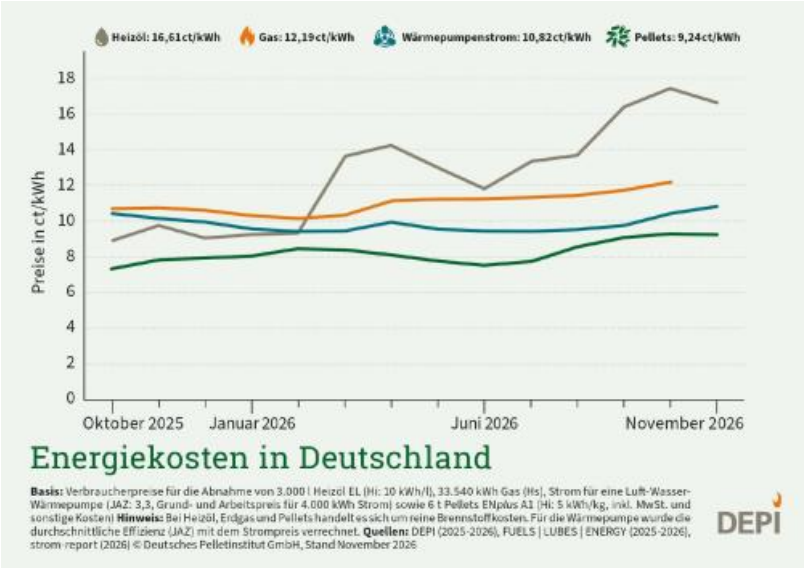
Nach Angaben des Depi kostet die kWh Wärme aus Pellets derzeit 9,24 Cent. Gegenüber Heizöl ergibt sich damit ein Preisvorteil von rund 44 Prozent, gegenüber Erdgas von etwa 24 Prozent. Diese Werte beruhen auf den Preisvergleichen des Instituts.

Dass sich die Preise derzeit kaum verändern, führt das Institut auch auf die Witterung zurück. Ein stärkerer Kälteeinbruch sei bislang ausgeblieben. Gleichzeitig bleibe die Versorgung mit dem Rohstoff Restholz angespannt. Wegen der schwachen Bautätigkeit produzierten die Sägewerke weniger Schnittholz, wodurch auch weniger Restholz für die Pelletproduktion anfalle. Der daraus resultierende Kostendruck werde derzeit durch die verhaltene Nachfrage ausgeglichen.

Regional zeigen sich im November weiterhin Preisunterschiede. In Mitteldeutschland kosten Pellets bei einer Abnahmemenge von sechs Tonnen durchschnittlich 454,42 Euro pro Tonne. In Nord- und Ostdeutschland sind es 461,61 Euro und in Süddeutschland 467,15 Euro.

Bei größeren Bestellmengen von 26 Tonnen liegen die Preise niedriger. In Mitteldeutschland werden durchschnittlich 440,75 Euro pro Tonne verlangt, in Nord- und Ostdeutschland 445,13 Euro und in Süddeutschland 452,95 Euro. Der bundesweite Durchschnittspreis für diese Abnahmemenge beträgt 447,10 Euro pro Tonne. Sämtliche Preise verstehen sich einschließlich Mehrwertsteuer.

Der Depi-Pelletpreis wird seit 2011 monatlich veröffentlicht. Er bezieht sich auf Pellets der Qualitätsklasse „ENplus A1“ und berücksichtigt die Lieferung im Umkreis von 50 Kilometern einschließlich aller Nebenkosten und Mehrwertsteuer. Im August 2026 wurde die Methodik der Preiserhebung nach Angaben des Instituts geringfügig angepasst. (sag)



(Zur Vollansicht auf die Grafik klicken)

Quelle: Depi

// VON STEFAN SAGMEISTER

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

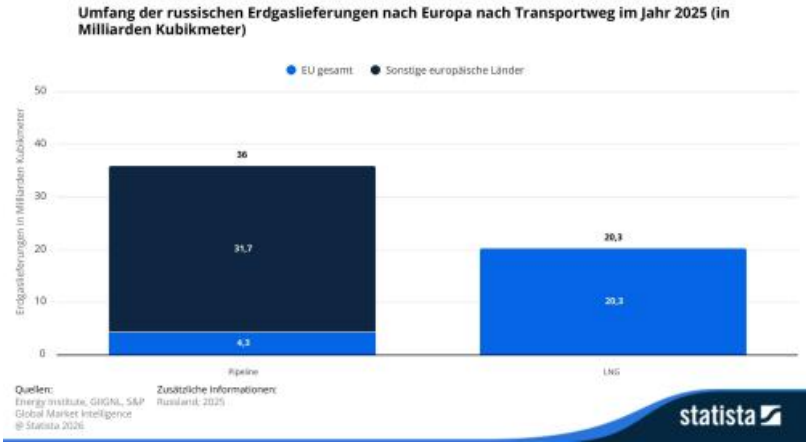
Zum Inhalt

Russischen Erdgaslieferungen nach Europa nach Transportweg 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

Im Jahr 2025 lieferte Russland insgesamt rund 36 Milliarden Kubikmeter Erdgas per Pipelines nach Europa. Die Anlandungen russischen Flüssigerdgases (LNG) in Europa beliefen sich auf etwa 20,3 Milliarden Kubikmeter. // VON REDAKTION

Zum Inhalt

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

TECHNIK



Quelle: EnBW / Alexander Vogel

EnBW ergänzt Pumpspeicher um Batterie

STROMSPEICHER. EnBW baut den Kraftwerksstandort Forbach im Nordschwarzwald weiter aus. Ein Batteriespeicher soll ab 2029 das derzeit entstehende Pumpspeicherkraftwerk ergänzen.

Ein Batteriespeicher und ein Pumpspeicherkraftwerk sollen künftig am selben Standort Energie speichern und bei Bedarf Strom ins Netz einspeisen. Die Energie Baden-Württemberg AG (EnBW) hat die Investitionsentscheidung für den Batteriespeicher in Forbach im Nordschwarzwald getroffen. Wie der Karlsruher Energiekonzern am 16. November in einer Mitteilung bekannt gibt, soll die Anlage eine Leistung von 46 MW und eine Speicherkapazität von 170 MWh erhalten.

Damit könnte der Speicher bei voller Leistung rechnerisch rund 3,7 Stunden lang Strom abgeben. Die gespeicherte Energiemenge entspricht laut EnBW dem durchschnittlichen Tagesverbrauch von etwa 17.700 Drei-Personen-Haushalten. Den Baubeginn sieht der Energiekonzern für 2028 vor, die Inbetriebnahme für 2029. Nach Angaben des Unternehmens kommt das Projekt ohne staatliche Förderung aus. Es soll sich über Erlöse aus der Stromvermarktung finanzieren. Eine Investitionssumme nennt EnBW bislang nicht.

Für den Batteriespeicher will der Konzern eine bestehende, terrassenartig angelegte Fläche am Kraftwerksstandort ausbauen. Zudem soll vorhandene Infrastruktur des bisherigen Murgwerks zum Einsatz kommen. Das Murgwerk ist eines von vier Wasserkraftwerken des Rudolf-Fettweis-Werks in Forbach. Im Zuge des Umbaus wird seine bisherige Kraftwerkstechnik durch neue Anlagen im Berg ersetzt. EnBW will unter anderem bestehende Kabelwege, die Transformatorenfläche und das Schaltanlagengebäude weiter nutzen.

Pumpspeicher entsteht im Inneren des Berges

Parallel dazu baut EnBW das rund 100 Jahre alte Rudolf-Fettweis-Werk zum Pumpspeicherkraftwerk aus (wir berichteten). Dafür entstehen im angrenzenden Berg zwei große Kavernen. Eine nimmt die neue Kraftwerkstechnik auf. Die andere dient als unterirdischer Wasserspeicher mit einem Fassungsvermögen von 200.000 Kubikmetern. Zusammen mit dem bestehenden Ausgleichsbecken stehen künftig rund 400.000 Kubikmeter Wasser als unterer Speicher zur Verfügung.

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

Als oberer Speicher dient die Schwarzenbachtalsperre. Ist überschüssiger Strom vorhanden, pumpt die Anlage Wasser aus dem unteren Speicher dorthin. Bei hohem Strombedarf fließt es wieder bergab und treibt die Turbine an.

Herzstück ist eine neue Pumpturbine. Sie soll im Turbinenbetrieb bis zu 53,8 MW erzeugen und im Pumpbetrieb bis zu 55,9 MW aufnehmen. Aus dem Stillstand erreicht sie laut EnBW die volle Turbinenleistung in 48 Sekunden. Für das Hochfahren auf die volle Pumpenleistung benötigt sie 38 Sekunden. Der direkte Wechsel von voller Stromerzeugung zur vollen Stromaufnahme soll innerhalb von 42 Sekunden möglich sein.

Die Inbetriebnahme des Pumpspeicherkraftwerks plant EnBW für Herbst 2027. Im Tagesspeicherbetrieb soll es rund 456 MWh pro Zyklus speichern können. Das entspricht etwa acht Stunden Turbinenbetrieb. Hinzu kommt die Schwarzenbachtalsperre, die weiterhin zur längerfristigen Wasserspeicherung dient.

Zwei Speicher mit unterschiedlichen Aufgaben

Mit dem zusätzlichen Batteriespeicher erhält Forbach eine zweite Speichertechnologie. Während die Batterie mit ihren 170 MWh rechnerisch knapp vier Stunden lang ihre volle Leistung abgeben kann, nennt EnBW für den Tagesspeicherbetrieb des Kraftwerks rund 456 Wh pro Zyklus und etwa acht Stunden Turbinenbetrieb.

Beide Technologien sollen Schwankungen bei der Stromerzeugung aus Wind und Sonne ausgleichen. „Batteriespeicher reagieren in Sekunden und gleichen Schwankungen über einige Stunden aus. Pumpspeicher können Strom über viele Stunden bereitstellen und so auch längere Phasen überbrücken“, erklärt Peter Heydecker, Vorstand für Nachhaltige Erzeugungsinfrastruktur bei EnBW.

Für längere Phasen ohne ausreichende Wind- und Solarstromerzeugung hält Heydecker zusätzlich wasserstofffähige Gaskraftwerke für notwendig. Alle drei Technologien würden einander ergänzen. Forbach werde künftig zwei Arten steuerbarer Speicherleistung an einem Standort vereinen.

Der geplante Batteriespeicher ist Teil des weiteren Ausbaus dieses Geschäftsbereichs bei EnBW. Nach Unternehmensangaben betreibt der Konzern derzeit 20 Batteriespeicher mit einer installierten Gesamtkapazität von mehr als 100 MWh. Weitere Anlagen mit zusammen 3.000 MWh befinden sich in der Entwicklung.

Neue Solarparks stattet EnBW nach eigenen Angaben standardmäßig mit Batteriespeichern aus. Auch am ehemaligen Kernkraftwerksstandort Philippsburg in Baden-Württemberg entsteht derzeit ein Speicher. Dort plant EnBW eine Leistung von rund 400 MW und eine Kapazität von etwa 1.000 MWh. (ds)

// VON DAVINA SPOHN

^ Zum Inhalt

WERBUNG

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



Gasturbine erzeugt Strom und Dampf aus Wasserstoff


Quelle: Fotolia / alphaspirit

F&E. In einer französischen Papierfabrik ist eine KWK-Anlage mit reinem Wasserstoff betrieben worden. Das Forschungsprojekt „HyCoFlex“ soll die Umrüstung bestehender Anlagen ermöglichen.

In der Industrie sollen künftig auch bestehende Gasturbinen zur Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) mit Wasserstoff statt Erdgas arbeiten können. Wie das technisch funktionieren kann, untersucht das europäische Forschungsprojekt „HyCoFlex“. In einer Papierfabrik in Saillat-sur-Vienne im französischen Zentralmassiv haben die Projektpartner nun eine Gasturbine über ihren gesamten Betriebsbereich mit 100 Prozent grünem Wasserstoff betrieben. Dabei erzeugte die Anlage bei Volllast gleichzeitig Strom und Prozessdampf. Das gab der Hersteller der Gasturbine, Siemens Energy in einer Mitteilung vom 16. November bekannt.

Der Projektname „HyCoFlex“ steht für „**Hy**drogen for **Co**generation in **Flex**ible Operation“. Sinngemäß bedeutet dies Wasserstoff für die flexible Kraft-Wärme-Kopplung. Dahinter steht das Ziel, bestehende KWK-Anlagen so nachzurüsten, dass sie mit bis zu 100 Prozent Wasserstoff betrieben werden können. Damit sollen Industrieunternehmen fossile Brennstoffe ersetzen können, ohne ihre gesamte Energieversorgung neu aufbauen zu müssen.

Gasturbine läuft auch beim Start mit Wasserstoff

Für die Versuche nutzten die Partner eine Gasturbine des Typs SGT-400 von Siemens Energy aus München. Die Turbine kann bis zu 12 MW elektrische und 20 MW thermische Leistung bereitstellen. Sie ist am Standort mit einem Abhitzedampferzeuger verbunden. Dieser nutzt die heißen Abgase der Turbine, um Dampf für industrielle Prozesse zu erzeugen.

Nach Angaben von Siemens Energy gelang es erstmals im Rahmen des Projekts, das gesamte integrierte KWK-System bei Volllast mit reinem Wasserstoff zu betreiben. Frühere Versuche hatten sich vor allem auf die Stromerzeugung konzentriert.

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

Die Forscher untersuchten zudem, ob die Turbine während eines vollständigen Betriebszyklus zuverlässig mit Wasserstoff funktioniert. Dazu gehörten die Zündung, das Hochfahren, die Synchronisierung mit dem Stromnetz und der Volllastbetrieb. Auch die anschließende Leistungsreduzierung und das Abschalten erfolgten mit reinem Wasserstoff.

Ein weiterer Schwerpunkt lag auf der Verbrennungstechnik. Zum Einsatz kam ein sogenanntes Dry-Low-Emissions-System (DLE). Die Technologie soll die Entstehung von Stickoxiden (NOx) bei der Verbrennung begrenzen. Laut Siemens Energy blieben die Emissionen auch bei Volllast niedrig. Konkrete Emissionswerte nennt das Unternehmen allerdings nicht.

Flexibilität für wechselnde Brennstoffe

Die Projektpartner erprobten außerdem unterschiedliche Mischungen aus Wasserstoff und Erdgas. Selbst bei schnellen Änderungen des Wasserstoffanteils und der Turbinenleistung lief die Anlage laut Siemens Energy stabil. Die Versuche lieferten zudem Daten zum Betriebsverhalten und zu den Emissionen.

Diese Flexibilität ist für die spätere industrielle Nutzung wichtig. Denn eine nachgerüstete Anlage soll auch dann betrieben werden können, wenn Wasserstoff nicht durchgehend in ausreichender Menge zur Verfügung steht. Unternehmen könnten damit schrittweise von Erdgas auf Wasserstoff umsteigen.

„Mit dem HyCoFlex-Forschungsprojekt haben wir gezeigt, dass wasserstoffbetriebene Kraft-Wärme-Kopplung mit Gasturbinen sowohl zur Dekarbonisierung als auch zu mehr betrieblicher Flexibilität im industriellen Maßstab beitragen kann“, erklärt Ertan Yilmaz, Projektkoordinator bei Siemens Energy.

Forschung baut auf Vorgängerprojekt auf

Das Forschungprojekt knüpft an das ebenfalls in Saillat-sur-Vienne durchgeführte und von der EU geförderte Projekt „HYFLEXPOWER“ an. Dort hatten die Partner bereits nachgewiesen, dass sich die Wasserstofferzeugung vor Ort und die anschließende Rückverstromung in eine KWK-Anlage integrieren lassen.

„HyCoFlex“ erweitert diesen Ansatz auf die gleichzeitige Bereitstellung von Strom und industrieller Prozesswärme. Die aktuellen Versuche belegen nach Einschätzung der Projektpartner die technische Machbarkeit unter realen Betriebsbedingungen. Eine wirtschaftliche Bewertung des dauerhaften Wasserstoffbetriebs enthält die Mitteilung nicht.

Siemens Energy koordiniert das Forschungskonsortium. Beteiligt sind außerdem der französische Energiekonzern Engie, der Verpackungshersteller Smurfit Westrock, der norwegische Energiekonzern Equinor und der Gasturbinenspezialist Centrax. Hinzu kommen das Deutsche Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), die Nationale Technische Universität Athen (NTUA) sowie PNO Innovation. (ds)

// VON DAVINA SPOHN

^ Zum Inhalt

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

UNTERNEHMEN



Quelle: Photocase / Markus Imorde

Ifo: Kraftwerksbetreiber verdienten Milliarden in der Energiekrise

WIRTSCHAFT. Große Stromerzeuger haben nach Berechnungen des Ifo-Instituts während der Energiekrise bis zu 20,5 Milliarden Euro zusätzlich eingenommen. Rechtlich kann das nicht beanstandet werden.

Eine jetzt vorgelegte Untersuchung des wirtschaftsnahen Münchner Ifo-Instituts zeigt: Die hohen Strompreise während der Energiekrise 2021 und 2022 waren nicht allein auf die gestiegenen Gaspreise zurückzuführen. Die Marktmacht der großen Stromerzeuger habe erheblich zu den Preissteigerungen beigetragen.

Untersucht wurde der Zeitraum vom 14. September 2021 bis zum 31. Dezember 2022. Die fünf größten Stromkonzerne erzielten demnach „zusätzlichen Kosten von 10,7 bis 20,5 Mrd. Euro im betrachteten Zeitraum von rund 15 Monaten“, heißt es in der Untersuchung. „Die Rekordstrompreise waren nicht allein eine Folge des Gaspreisschocks, sondern auch einer Struktur, welche den Missbrauch von Marktmacht zulässt“, sagt Ifo-Forscher Till Fladung. Gemeinsam mit Anna Saile von der Universität Bayreuth hat er die Preisbildung am deutschen Strommarkt untersucht. Die Ergebnisse sind im aktuellen Ifo-Schnelldienst 11/26 veröffentlicht.

Für ihre Untersuchung simulierten die Wissenschaftler die stündlichen Strompreise der Jahre 2021 und 2022 unter der Annahme eines vollständig wettbewerblichen Marktes. Dabei berücksichtigten sie unter anderem die Brennstoff- und CO2-Preise, die Wirkungsgrade der Kraftwerke sowie die Stromnachfrage. Die Ergebnisse verglichen sie mit den tatsächlich erzielten Preisen am Day-Ahead-Markt.

„Bis September 2021 bildet die Simulation bei vollkommenem Wettbewerb die beobachteten Preise gut ab“, heißt es in der Untersuchung. Mit Beginn der Energiekrise änderte sich das Bild. Die tatsächlichen Großhandelspreise lagen während der Krise durchschnittlich rund 45 Euro/MWh über den simulierten Wettbewerbspreisen. Selbst unter vorsichtigeren Annahmen zu den Erzeugungskosten blieb eine Differenz von rund 20 Euro/MWh.

Ein zweites Modell, dass das strategische Verhalten der großen Stromerzeuger berücksichtigte, konnte die tatsächlichen Preise dagegen wesentlich besser erklären. Es wich während der Krise im Durchschnitt nur um rund 4 Euro/MWh von den beobachteten Preisen ab.

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

Große Erzeuger in vielen Stunden unverzichtbar

Die Forscher führen dies auf die hohe Konzentration im konventionellen Kraftwerkspark zurück. RWE, Leag, EnBW, Uniper und Vattenfall verfügen zusammen über rund 56 Prozent der konventionellen Erzeugungskapazitäten in Deutschland. Allein auf RWE entfällt etwa ein Fünftel.

Bei hoher Stromnachfrage können einzelne Unternehmen unverzichtbar werden, weil die verbleibenden Kraftwerke den Bedarf nicht mehr decken könnten. In solchen Situationen haben große Erzeuger die Möglichkeit, durch das Zurückhalten günstiger Kapazitäten oder höhere Gebote den Börsenpreis zu beeinflussen. Aufgrund des Merit-Order-Prinzips erhalten dann auch ihre übrigen Kraftwerke einen höheren Preis. Der mögliche Mehrerlös kann den Verlust durch die nicht eingespeiste Strommenge übersteigen.

Nach Berechnungen des Bundeskartellamts war RWE im Zeitraum Mai 2024 bis April 2025 in 11,1 Prozent der Stunden unverzichtbar, Leag in 7,6 Prozent. Damit überschritten beide Unternehmen die von der Behörde verwendete Schwelle von 5 Prozent. Für EnBW lag der entsprechende Wert bei 4,1 Prozent.

Die Simulationen der Forscher liefern allerdings keinen Nachweis für einen konkreten Rechtsverstoß einzelner Unternehmen. Sie zeigen, dass sich die beobachteten Preisaufschläge mit strategischem Verhalten der großen Erzeuger erklären lassen.

Die Forscher warnen in dem Zusammenhang, dass die staatliche Förderung neuer Kraftwerke die Marktkonzentration verschärfen könnte. In der ersten Ausschreibungsrunde für die neuen Gaskraftwerke gingen 94 Prozent der geförderten Kapazitäten an RWE und Leag. Eine vom Bundeskartellamt vorgeschlagene Zuschlagsbegrenzung je Bieter fehlt. Die Forscher fordern daher eine breitere Eigentümerstruktur sowie mehr Speicher, Flexibilität und Transparenz bei Kraftwerksgeboten.

Die Unterschung „Marktmacht in der Energiekrise“ kann auf der Webseite des Ifo-Instituts heruntergeladen werden. (sag) // VON STEFAN SAGMEISTER

^ Zum Inhalt

WERBUNG

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



RWE bei Uniper offenbar aus dem Rennen



Quelle: OpenAI/KI-generierte Abbildung

SPECULANTIUS. In der Rubrik „Speculantius“ veröffentlicht die Redaktion für den Markt relevante Gerüchte, Meinungen und unbestätigte Berichte.

Das Bieterrennen um den verstaatlichten Energiekonzern Uniper geht in die nächste Runde – offenbar ohne RWE. Wie die Nachrichtenagenturen Reuters und Bloomberg unter Berufung auf Insider berichteten, sind nur noch drei Interessenten im Rennen: Der norwegische Energiekonzern Equinor, der britische Versorger Centrica sowie ein Konsortium der kanadischen Investoren Brookfield und Canada Pension Plan Investment Board (CPPIB).

Nach Informationen des Handelsblatts wurden die drei Bieter von der Bundesregierung eingeladen, verbindliche Angebote für den Düsseldorfer Konzern abzugeben. Ein Insider soll dies der Wirtschaftszeitung bestätigt haben.

Ausgeschieden sein soll dagegen das Konsortium aus RWE und dem US-Finanzinvestor KKR. Das wäre neu. Erst Anfang November hatte RWE-Chef Markus Krebber auf der Energiekonferenz Adipec in Abu Dhabi die Beteiligung seines Unternehmens am Bieterverfahren indirekt bestätigt (wir berichteten).

Ebenfalls nicht mehr berücksichtigt wird nach übereinstimmenden Berichten von Reuters, Bloomberg und Handelsblatt die EP-Gruppe des tschechischen Unternehmers Daniel Kretinsky, zu der auch der Lausitzer Energie- und Braunkohlekonzern Leag gehört. Die Gründe für das Ausscheiden der beiden Bieter sind nicht bekannt. Das Bundesfinanzministerium äußerte sich nicht zum Stand des Verfahrens.

Noch ist auch offen, ob die verbliebenen Interessenten eigenständig bieten werden. Bereits am 6. November hatte das Handelsblatt berichtet, dass Equinor einen Zusammenschluss mit dem kanadischen

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

Konsortium erwäge.

Der Bund hatte Uniper während der Energiekrise 2022 vor der Insolvenz bewahrt und hält derzeit 99,12 Prozent der Anteile. Bis 2028 muss der Bund aufgrund europäischer Beihilfeauflagen seine Beteiligung deutlich reduzieren. Geplant ist, langfristig rund 25 Prozent in Staatsbesitz zu behalten.

Parallel zum Verkaufsverfahren wird eine Rückkehr an die Börse geprüft. Uniper hat für den 16. November zu einem Kapitalmarkttag nach London eingeladen. Management und Betriebsrat bevorzugen diesen Weg der Reprivatisierung gegenüber einer Übernahme durch einen anderen Energiekonzern. // VON REDAKTION

Zum Inhalt

Sokratherm übernimmt BHKW-Geschäft von Carrier



Quelle: Sokratherm

KWK. Der BHKW-Hersteller Sokratherm übernimmt die „Viessmann Kraft-Wärme-Kopplung GmbH“. Verkäufer ist die Carrier Climate Solutions Europe.

Sokratherm hat eine Vereinbarung zur Übernahme der Viessmann Kraft-Wärme-Kopplung GmbH mit Sitz in Landsberg am Lech unterzeichnet, teilte der BHKW-Hersteller Sokratherm am 16. November mit. Carrier Climate Solutions Europe verkauft damit sein BHKW-Fertigungs- und Servicegeschäft. Der Vollzug der Transaktion wird bis Ende 2026 erwartet.

Mit der geplanten Akquisition will Sokratherm seine Marktpräsenz weiter ausbauen, seine Serviceorganisation und die installierte Anlagenbasis vergrößern. „KWK ist ein dauerhafter Baustein eines effizienten, dezentralen Energiesystems“, sagt Johannes Meinhold, geschäftsführender Gesellschafter von Sokratherm. „Mit dieser Übernahme investieren wir in die langfristige Zukunft der Kraft-Wärme-Kopplung. Das Zusammenführen der beiden Unternehmen schafft eine stärkere Plattform für hervorragende Servicequalität und nachhaltiges Wachstum.“

Höchste Priorität hat laut Sokratherm während des gesamten Prozesses die Geschäftskontinuität. Alle bestehenden Liefer-, Service- und Wartungsverträge einschließlich Ersatzteilversorgung und Gewährleistungspflichten für die installierte Anlagenbasis in Deutschland werden nach Unternehmensangeben ohne Unterbrechung weiterlaufen.

Darüber hinaus sichert ein umfangreiches OEM-Abkommen die Belieferung der Carrier-Kunden mit BHKW-Modulen sowie die fortlaufende Betreuung, Unterstützung und Ersatzteilversorgung für bestehende Anlagen in Europa. Kunden und Partner in der Lieferkette werden sowohl während der Übergangsphase als auch nach dem Vollzug der Transaktion weiterhin von bekannten Ansprechpartnern in Landsberg am Lech betreut.

Viessmann hatte im Jahr 2023 sein Kerngeschäft mit Heizungen und Wärmepumpen größtenteils (Geschäftsbereich Viessmann Climate Solutions) an den US-Konzern Carrier verkauft, an dem die Familie nun noch einen Minderheitsanteil hält.

Sokratherm ist ein Hersteller von Blockheizkraftwerken (BHKW) mit Sitz im nordrhein-westfälischen Hiddenhausen. Die anschlussfertigen BHKW-Kompaktmodule decken elektrische Leistungen von 50 kW bis 1 MW ab und können mit Erdgas, Propangas, Biomethan, Biogas, Klärgas, Deponiegas oder Wasserstoff betrieben werden. Ergänzt wird das Programm durch Großwärmepumpen. Der BHWK-Hersteller bietet

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

darüber hinaus Projektierung, Inbetriebnahme, Full-Service Wartung, Ersatzteilversorgung und Fernüberwachung. (hr) // VON HEIDI ROIDER

Zum Inhalt

Baukonzern beteiligt sich an Ladeinfrastrukturbetreiber



Quelle: Pixabay / Gerd Altmann

BETEILIGUNG. Der Baukonzern Strabag übernimmt 50 Prozent des Ladeinfrastrukturunternehmens „R:loaded“. Beide Unternehmen arbeiten bereits zusammen.

Die Strabag AG hat 50 Prozent der Anteile an der „R:loaded SE“ erworben. Verkäufer ist die Beteiligungsgesellschaft „econX. Capital GmbH“. Das teilte die deutsche Strabag AG mit Sitz in Köln mit, die zum österreichischen Baukonzern Strabag SE gehört. Über den Kaufpreis machten die Beteiligten keine Angaben.

„Mit der Beteiligung steigt Strabag gezielt in den Betrieb von Ladeinfrastruktur für Pkw, Lkw und Betriebsflotten ein“, heißt es in der Mitteilung. Bisher war der Konzern vor allem beim Bau von Ladeinfrastruktur tätig. Mit der Beteiligung erweitert Strabag seine bisherigen Aktivitäten beim Bau von Ladeinfrastruktur um das Geschäft mit deren Betrieb und Management.

Hintergrund für den Erwerb ist die Bündelung von Projektaufgaben. Die ermöglicht es der Strabag, bei öffentlichen Ausschreibungen sowie bei Projekten für Industrie- und Logistikkunden Planung, Bau und Betrieb aus einer Hand anzubieten.

Rloaded wurde 2022 gegründet und hat seinen Sitz in Erkner bei Berlin. Laut dem Unternehmensprofil auf Linkedin beschäftigt es zwischen zwei und zehn Mitarbeitern. Das Unternehmen entwickelt und betreibt Schnellladestandorte unter anderem an Rastanlagen, in Logistikdepots, Wohnquartieren und Gewerbeparks. Nach eigenen Angaben setzt es dabei auf Gleichstrom-Ladeinfrastruktur mit Leistungen von bis zu 1.000 kW. In die Standortkonzepte sollen auch Photovoltaikanlagen, Windkraft und Batteriespeicher eingebunden werden.

Ladeinfrastruktur für Schwerlastverkehr

Die Strabag und Rloaded arbeiten bereits beim Ausbau der Ladeinfrastruktur für den elektrischen Schwerlastverkehr zusammen. Gemeinsam mit dem Technologiepartner „eLoaded“ erhielen die Partner im Sommer 2026 den Zuschlag für ein Los des bundesweiten Lkw-Schnellladenetzes der Autobahn GmbH (wir berichteten).

Der Auftrag umfasst 140 Ladepunkte an 25 unbewirtschafteten Autobahnparkplätzen in Süd- und Westdeutschland. Rloaded ist innerhalb der Bietergemeinschaft für den Betrieb und das Standortmanagement verantwortlich. Der entsprechende Vertrag läuft bis Mitte 2034.

Bei den gemeinsamen Ladeinfrastrukturprojekten übernimmt Strabag vor allem die bauliche Umsetzung, während das 2017 gegründete deutsch-österreichische Unternehmen Eloaded mit Sitz in Innsbruck die technische Planung und Ausrüstung verantwortet. Eloaded ist auf Schnellladetechnik, Gleichstromnetze und Energiemanagementsysteme spezialisiert. Rloaded übernimmt beim Auftrag für das bundesweite Lkw-Schnellladenetz den Betrieb und das Standortmanagement. (sag) // VON STEFAN SAGMEISTER

Zum Inhalt

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

Drogeriemarktkette bekommt PV-Anlagen aufs Dach


Quelle: Pixabay / Max

AUFTRAG. Tengelmann Energie Renewables installiert an 28 Standorten der Drogeriemarktkette „dm“ PV-Anlagen. Sie sollen im Schnitt rund 50 Prozent des Strombedarfs der Filialen decken.

Die Projektentwicklungsgesellschaft Tengelmann Energie Renewables errichtet und betreibt nach eigener Aussage an 28 Standorten des Drogeriewarenhändlers „dm“ Photovoltaikanlagen mit einer Gesamtleistung von rund 2,2 MW. Die Anlagen sollen im Durchschnitt rund 50 Prozent des jeweiligen Strombedarfs der Märkte liefern. Die Umsetzung erfolgt über „On-Site Power Purchase Agreements“ (PPA), heißt es.

Dieses Modell richtet sich insbesondere an Unternehmen, die ihre Immobilien angemietet haben und dennoch vor Ort erzeugten Solarstrom nutzen möchten, schreibt Tengelmann. Das Unternehmen übernimmt Planung, Finanzierung, Bau und Betrieb der Anlagen. Mit den Mietern werden Dachnutzungs- und Stromlieferverträge abgeschlossen.

Die 28 Anlagen und dm-Märkte werden in ein gemeinsames „Multi-Site-Konzept“ integriert, heißt es weiter. Auf dieser Basis sollen das standortübergreifende Projektmanagement sowie die Prozesse für Monitoring, Messstellenbetrieb und Abrechnung gebündelt werden. Das soll es ermöglichen, Verträge und operative Abläufe standardisiert und zentral zu steuern.

„Erneuerbare Energien sind dezentral und überall schlummern Potentiale – wie auf den Dächern vieler unserer mehr als 2.150 deutschen Märkte“, kommentiert Markus Trojansky, „dm“-Geschäftsführer für das Ressort Expansion, das Projekt. (mf) // VON MANFRED FISCHER

Zum Inhalt

MAN Engines baut sein Erzeugungsgeschäft weiter aus


Jiang Min, Chairman & CEO Hangzhou Zheng Mann Automobile Sales Co., Ltd. und Daniel Strucks, Head of MAN Engines. Quelle: MAN Engines

VERTRIEB. MAN Engines baut sein Geschäft mit Diesel- und Gasmotoren zur Energieerzeugung und Kraft-Wärme-Kopplung in China weiter aus. Dazu hat der Konzern einen neuen Vertriebspartner.

Die „Hangzhou ZhengMann Automobile Sales Co., Ltd.“ wird offzieller Importeur für MAN Diesel- und Gasmotoren zur Stromerzeugung und Kraft-Wärme-Kopplung in China. Das teilt MAN Engines jetzt mit. Das Unternehmen verantwortet künftig für MAN Engines Vertrieb und Kundenservice. Mit der neuen Zusammenarbeit will MAN Engines sein „Vertriebs- und Servicenetzwerk in einem der weltweit wichtigsten Märkte für
Energieerzeugung“ stärken, wie der Konzern mit Sitz in München erklärt.

Die Hangzhou Zheng Mann Automobile Sales ist dabei kein unbekanntes Unternehmen für MAN. Die chinesische Gesellschaft vertritt MAN bereits als Importeur im chinesischen Lkw-Markt. „China ist für uns ein bedeutender Markt im Bereich der Energieerzeugung. Mit Zheng Mann gewinnen wir einen erfahrenen Partner, der sowohl den Markt als auch die Anforderungen unserer Kunden kennt“, sagte Daniel Strucks, Head of MAN Engines.

MAN Engines ist ein Geschäftsbereich von MAN Truck & Bus SE. MAN Truck & Bus ist ein

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

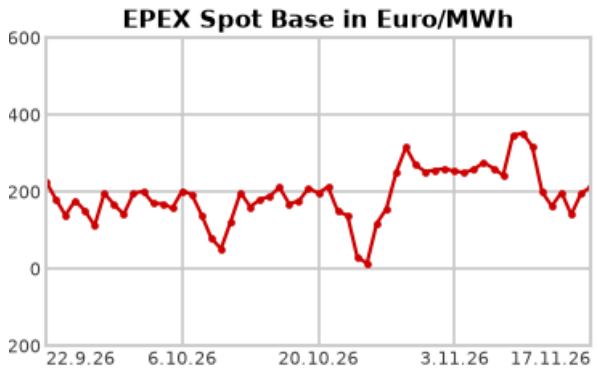
Nutzfahrzeughersteller und Anbieter von Transportlösungen mit jährlich rund 14,1 Milliarden Euro Umsatz (2025). Das Produktportfolio umfasst Lkw und Busse mit Diesel- und Zero Emission-Antrieben, Transporter, Diesel- und Gasmotoren sowie Dienstleistungen rund um Personenbeförderung und Gütertransport. MAN Truck & Bus ist ein Unternehmen der TRATON GROUP und beschäftigt weltweit rund 32.000 Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter. (hr) // VON HEIDI ROIDER

^ Zum Inhalt

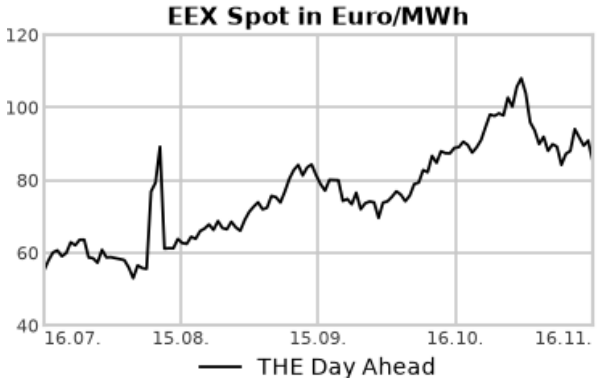
© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

MARKTBERICHTE

STROM



GAS



Entspannung lässt Gaspreise deutlich sinken



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

Quelle: E&M

Schwächer haben sich die Energiemärkte zum Wochenauftakt präsentiert. Marktbeobachter brachten die Abgaben auf einen Abbau von Risikoprämien zurück. Weder prognostizieren die Wetterdienste eine deutliche Abkühlung in Europa, was die Gas- und Strompreise treiben könnte, noch hat sich in den vergangenen Tagen eine Verschärfung in der Auseinandersetzung mit Iran ergeben. Doch dies muss nicht so bleiben.

Der vor Wochen in den Nahen Osten geschickte dritte US-Flugzeugträger ist Medienberichten zufolge inzwischen in der Region eingetroffen. Das Schiff habe am Sonntag das dortige Zuständigkeitsgebiet des US-Regionalkommandos Centcom erreicht, schrieb der für das US-Nachrichtenportal Axios berichtende Journalist Barak Ravid auf der Plattform X. Der arabische Nachrichtensender Al Jazeera meldete ebenfalls unter Berufung auf einen US-Regierungsvertreter, das Schiff sei zu zwei bereits in der Region stationierten Flugzeugträgern hinzugestoßen.

Strom: Überwiegend schwächer hat sich der deutsche OTC-Strommarkt zum Start in die neue Woche gezeigt. Strom reagierte damit auf die Abgaben der Energieträger Gas, Kohle sowie von CO2. Der Dienstag wurde mit 211,75 Euro je Megawattstunde im Base und 223,00 Euro je Megawattstunde im Peak gehandelt. An der Börse wurde der Base mit 211,58 Euro und der Peak mit 222,63 Euro gesehen. Am Freitag war der Montag selbst im OTC-Geschäft mit 128,50 Euro je Megawattstunde gehandelt worden.

Ausschlaggebend für die Preissteigerungen vom Montag auf Dienstag ist die geringere Erneuerbareneinspeisung. Für den Dienstag erwarten die Meteorologen von Eurowind 26,4 Gigawatt an Beiträgen von Wind und Solar. Für den Montag hatte der Wetterdienst noch 35,6 Gigawatt ermittelt. An den Folgetagen ab Mittwoch sollen Wind und Solar zwischen 40,2 und 23,2 Gigawatt beitragen.

Am langen Ende verlor das Cal 27 bis zum Nachmittag um massive 6,56 auf 144,75 Euro je Megawattstunde.

CO2: Die CO2-Preise haben sich am Montag etwas leichter gezeigt. Der Dec 26 verlor bis gegen 13.55 Uhr 0,49 auf 87,66 Euro je Tonne. Umgesetzt wurden bis zu diesem Zeitpunkt 11,3 Millionen Zertifikate. Das Hoch lag bei 88,45 Euro, das Tief bei 86,35 Euro. Ein Schluss unterhalb von 87,53 Euro könnte beim Dec 26

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

den Weg zur nächsten Unterstützung bei 86,48 Euro freimachen. Widerstand findet sich bei 90,86 Euro.

Erdgas: Schwächer haben sich die Gaspreise am Montag gezeigt. Der richtungsweisende Frontmonat am niederländischen TTF verlor bis gegen 13.50 Uhr 5,072 auf 85,880 Euro je Megawattstunde. Am deutschen THE sank der Day-ahead um 4,410 auf 87,335 Euro je Megawattstunde.

Händler sprechen von einer Korrektur nach den vorangegangenen Gewinnen. Eine weitere Verschlechterung der geopolitischen Lage ebenso wie ein durchgreifender Kältevorstoß in Europa zeichneten sich derzeit nicht ab, hieß es. Nach sehr milden Tagen zu Beginn dieser Woche sollen die Temperaturen laut den Wetterdiensten zwar spürbar zurückgehen und sich auf spätherbstlich kühle Werte einpendeln.

Für einen frühen Wintereinbruch bis ins Flachland gibt es jedoch in den kommenden 14 Tagen keine Anhaltspunkte. Trotz der Abkühlung bleibt die Wetterlage für die Jahreszeit durchschnittlich bis leicht zu mild. Unterdessen belaufen sich die Gasexporte aus Norwegen für den Berichtstag auf mäßig umfangreiche 328,1 Millionen Kubikmeter. (cdg) // VON CLAUS-DETLEF GROSSMANN

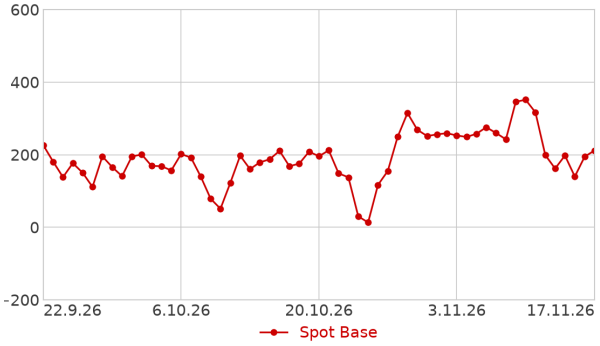
Zum Inhalt

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

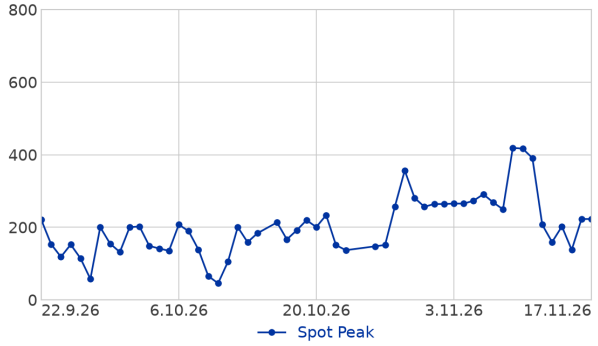
ENERGIEDATEN:

Strom Spotmarkt

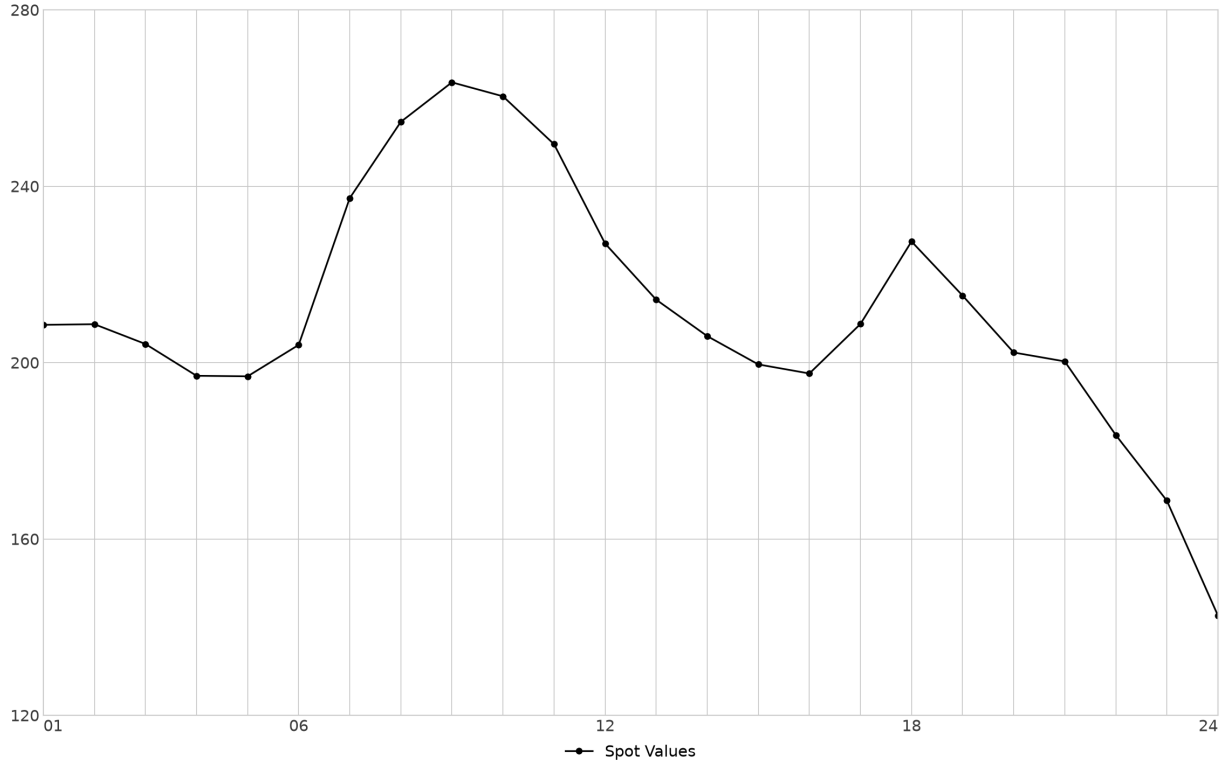
EPEX Spot Base in Euro/MWh (EEX)



EPEX Spot Peak in Euro/MWh (EEX)



EPEX Spot Stundenverlauf in Euro/MWh (EEX)



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

Strom Terminmarkt

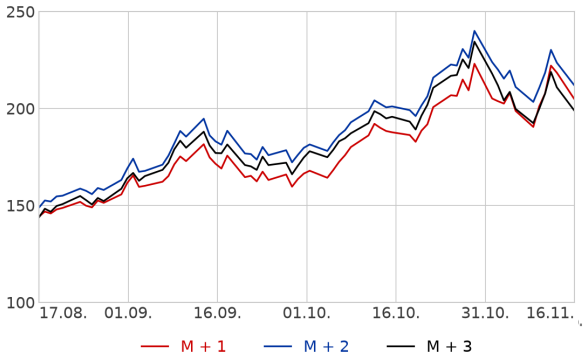
Terminmarktpreise Base in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	16.11.26	German Power Dec-2026	204,70
M2	16.11.26	German Power Jan-2027	211,81
M3	16.11.26	German Power Feb-2027	198,79
Q1	16.11.26	German Power Q1-2027	187,06
Q2	16.11.26	German Power Q2-2027	119,16
Q3	16.11.26	German Power Q3-2027	128,33
Y1	16.11.26	German Power Cal-2027	143,81
Y2	16.11.26	German Power Cal-2028	102,21
Y3	16.11.26	German Power Cal-2029	88,86

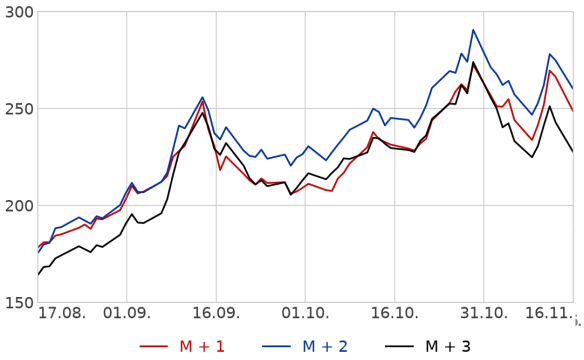
Terminmarktpreise Peak in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	16.11.26	German Power Dec-2026	248,50
M2	16.11.26	German Power Jan-2027	259,96
M3	16.11.26	German Power Feb-2027	227,48
Q1	16.11.26	German Power Q1-2027	213,01
Q2	16.11.26	German Power Q2-2027	99,63
Q3	16.11.26	German Power Q3-2027	118,11
Y1	16.11.26	German Power Cal-2027	152,15
Y2	16.11.26	German Power Cal-2028	112,36
Y3	16.11.26	German Power Cal-2029	98,55

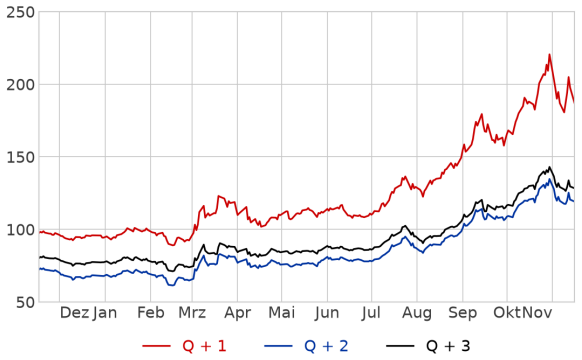
Frontmonate Base in Euro/MWh (EEX)



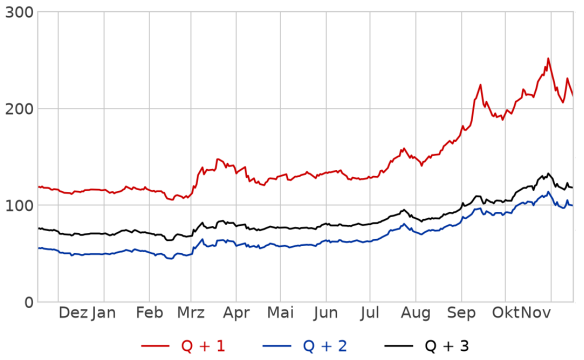
Frontmonate Peak in Euro/MWh (EEX)



Frontquartale Base in Euro/MWh (EEX)



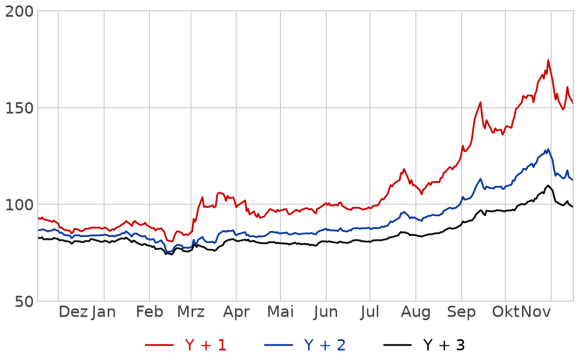
Frontquartale Peak in Euro/MWh (EEX)



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

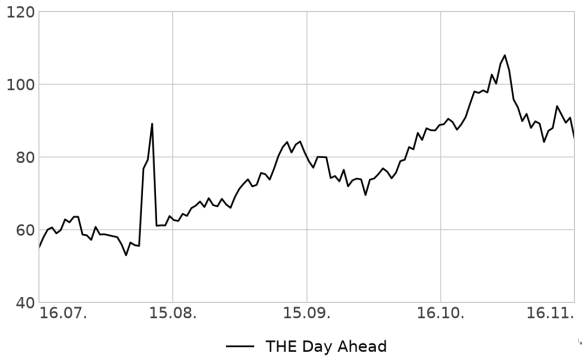
Terminmarktpreise THE in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	16.11.26	German THE Gas Dec-2026	86,08
M2	16.11.26	German THE Gas Jan-2027	86,07
Q1	16.11.26	German THE Gas Q1-2027	84,75
Q2	16.11.26	German THE Gas Q2-2027	68,07
S1	16.11.26	German THE Gas Sum-2027	65,77
S2	13.11.26	German THE Gas Win-2027	63,05
Y1	16.11.26	German THE Gas Cal-2027	69,46
Y2	16.11.26	German THE Gas Cal-2028	42,53

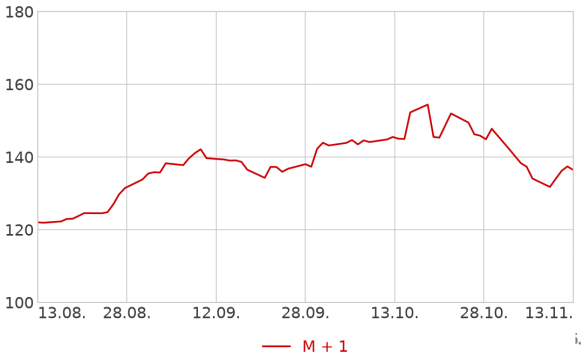
Strom, CO2, und Kohle

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
Germany Spot base	16.11.26	211,58	EUR/MWh
Germany Spot peak	16.11.26	222,63	EUR/MWh
EUA Dezember 2026	16.11.26	87,28	EUR/tonne
Coal API2 Dezember 2026	13.11.26	136,40	USD/tonne

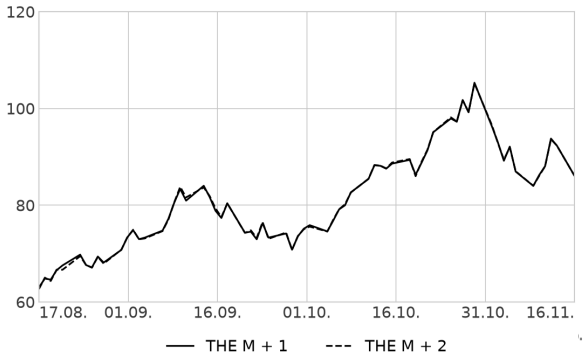
EEX Spot in Euro/MWh



Frontmonat Kohle API2 in USD/t (ICE)



Frontmonate THE in Euro/MWh (EEX)



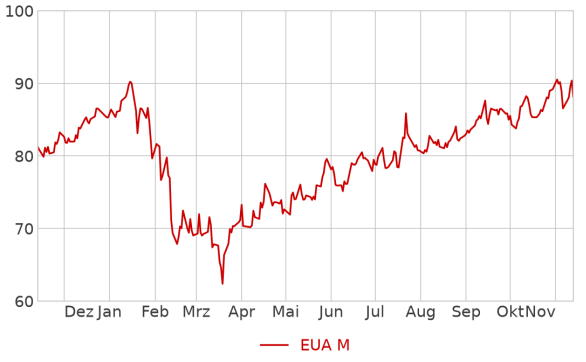
Gas und Öl

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
German THE Gas Day Ahead	16.11.26	85,14	EUR/MWh
German THE Gas Dec-2026	16.11.26	86,08	EUR/MWh
German THE Gas Cal-2027	16.11.26	69,46	EUR/MWh
Crude Oil Brent Jan-2027	16.11.26	92,44	USD/bbl

Frontjahre THE in Euro/MWh (EEX)



EUA in Euro/t (EEX)



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

E&M STELLENANZEIGEN

Sachbearbeiter (m/w/d) Logistik und Bestände

Sachbearbeiter (m/w/d) im Bereich Logistik und Bestände beim Erdölbevorratungsverband in Hambur...

in Hamburg

10.11.2026

Angestellter · Festanstellung · Betr. Altersvorsorge / Flexible Arbeitszeit

Professur W 2 Gebäudeenergiesysteme und -automation

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

in Amberg

05.11.2026

Festanstellung

Pflegefachperson (m/w/d) für die gastroenterologische Station

Wir suchen zum ab sofort in Voll- oder Teilzeit für unser Klinikum in Winnenden eine Pflegefachperson...

in Winnenden

vor 2 h

Weiterbildung / Kantine

Pflegefachperson (m/w/d) für die gastroenterologische Station - Winnenden

Wir suchen zum ab sofort in Voll- oder Teilzeit für unser Klinikum in Winnenden eine Pflegefachperson...

in Winnenden

vor 2 h

Weiterbildung / Kantine

Teamleiter*in Service & Sicherheit (Fahrgastmanagement)

Als Teamleitung bei der KVB gestaltest du den Einsatz deines Teams vor Ort für mehr Sicherheit, Saub...

in Cologne

vor 2 h

Festanstellung · Weiterbildung / Betriebsarzt

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: