E&M daily
DIE TAGESZEITUNG FÜR DEN ENERGIEMARKT

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

STROM

251,42 €/MWh

Epex Spot DE-LU Day Base

GAS

105,62 €/MWh

EEX Spot THE (End of Day)

ZAHL DES TAGES

55

Energyfische mit einer durchschnittlichen Leistung von je 1,8 kW dürfen als Schwarmkraftwerk im Rhein installiert werden. Das hat das Oberverwaltungsgericht Koblenz entschieden.

WINDKRAFT ONSHORE
Windverbände fordern mehr Transparenz bei Radarregeln

KLIMASCHUTZ
Fraunhofer berechnet Kosten für CO2-Pipelinenetz

STROMNETZ
Batteriespeicher stecken hinter dem Minutenrätsel

Inhalt

TOP-THEMA
→ **STROMNETZ:** Agora sieht hohes Einsparpotenzial bei Verteilnetzen

POLITIK & RECHT
→ **WINDKRAFT ONSHORE:** Windverbände fordern mehr Transparenz bei Radarregeln
→ **POLITIK:** Neue Sicherheitsregeln für kritische Infrastruktur
→ **WASSERKRAFT:** Strom aus der Strömung: Energyfische dürfen in den Rhein
→ **STATISTIK DES TAGES:** Anzahl der Stromnetzbetreiber in Deutschland 2015 bis 2025

HANDEL & MARKT
→ **KLIMASCHUTZ:** Fraunhofer berechnet Kosten für CO2-Pipelinenetz

TECHNIK
→ **STROMNETZ:** Batteriespeicher stecken hinter dem Minutenrätsel
→ **F&E:** Alte Bergwerke als Speicher für die Wärmewende

UNTERNEHMEN
→ **SOLARTHERMIE:** Sonnenenergie soll fossile Wärme in Mahle-Werk ersetzen
→ **PERSONALIE:** Sanierer Böddeker geht in den Ruhestand

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

→ **VERTRIEB:** 2G Energy und Einskommafünfgrad kooperieren
→ **PERSONALIE:** Neuer Finanzvorstand bei Everllence
→ **BETEILIGUNG:** Veolia will Mehrheit an BS Energy verkaufen
→ **PERSONALIE:** Energiedienstleister mit neuen Geschäftsführerinnen

MARKTBERICHTE

→ **MARKTKOMMENTAR:** Gaspreis überspringt die 100-Euro-Marke

SERVICE

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

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

★ TOP-THEMA

Agora sieht hohes Einsparpotenzial bei Verteilnetzen



Studie zum kosteneffizienten Ausbau des Verteilnetzes von FfE und Consentec. Quelle: Agora Energiewende

STROMNETZ. Eine Studie von Agora Energiewende zeigt, wie Verteilnetzbetreiber bis 2045 rund 66 Milliarden Euro an Ausbaukosten einsparen können, indem sie die Netze effizienter nutzen.

Die Verteilnetzbetreiber könnten die Kosten für den Ausbau ihrer Stromnetze bis 2045 um mehr als ein Viertel senken. Das geht aus einer Studie des Thinktanks Agora Energiewende hervor. Demnach lassen sich rund 66 Milliarden Euro einsparen, wenn die Betreiber innovative Betriebsmöglichkeiten stärker nutzen und in ihre Netzausbauplanung einbeziehen.

Ohne solche Maßnahmen würden sich die Kosten laut der Modellierung auf rund 250 Milliarden Euro belaufen. Den größten Hebel sehen die Studienautoren darin, bestehende Leitungen besser auszulasten und seltene Belastungsspitzen gezielt abzufangen. Dafür könnten Netzbetreiber die Flexibilität von Wärmepumpen, Elektroautos und Stromspeichern stärker nutzen.

Bislang berücksichtigen sie diese Möglichkeiten bei der Planung allerdings noch weitgehend unzureichend. Das führe dazu, dass sie mehr Leitungen, Transformatoren und Umspannwerke einplanen, als tatsächlich erforderlich wären. Die zusätzlichen Investitionen wirkten sich über die Netzentgelte auf die Strompreise aus. Anfang November veröffentlichen die Verteilnetzbetreiber zum zweiten Mal ihre Netzausbaupläne.

Moderne Nutzung der Netze

Voraussetzung für einen kostengünstigeren Netzausbau sei ein angepasster Regulierungsrahmen, der den Betreibern verlässliche Anreize für innovative Lösungen gebe. Agora nennt dafür unter anderem differenzierte Preissignale, die sich an der lokalen Netzauslastung orientieren. Auch kleinere Netzanschlüsse könnten helfen. Bei ihnen müsste das Netz nicht die gesamte maximale Leistung bereitstellen, wenn beispielsweise Speicher Lastspitzen abfangen können. Darüber hinaus benötigten die Betreiber Möglichkeiten, um die Netze in kritischen Situationen gezielt zu entlasten.

„Die neue Generation von Stromverbrauchern und -erzeugern erfordert auch eine moderne Nutzung der Stromnetze“, sagt Julia Bläsius, Direktorin von Agora Energiewende Deutschland. Für die Netzplanung solle deshalb gelten: „Innovation, wo möglich, Ausbau, wo nötig.“ Die Bundesregierung, die Bundesnetzagentur und die Netzbetreiber müssten parallel zum Netzausbau günstigere Alternativen voranbringen und in der

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

Planung verankern. Eine Verzögerung des Netzausbaus durch eine Einschränkung der Energiewende verschiebe die Herausforderungen lediglich, so Bläsius.

Größter Ausbaubedarf ab Mitte der 2030er Jahre

Nach den Berechnungen von Agora steigt der Bedarf an zusätzlichen Stromnetzen vor allem ab Mitte der 2030er Jahre. Treiber ist die wachsende Stromnachfrage durch Elektroautos, Wärmepumpen sowie strombasierte Prozesse in Industrie und Gewerbe. Mit der Elektrifizierung verlagerten sich die Anforderungen an die Energieinfrastruktur zunehmend von fossilen Energieträgern auf die Stromnetze.

Kurz- und mittelfristig könnten vor allem Maßnahmen auf der Einspeiseseite den Ausbaubedarf begrenzen. Dazu zählt beispielsweise die gemeinsame Installation von Speichern und großen Erneuerbaren-Anlagen (Co-Location). Auch eine Überbauung von Netzanschlüssen könne helfen. Dabei wird die Anschlussleistung nicht auf die maximale Erzeugungsleistung ausgelegt.



Einsparpotenzial von drei Maßnahmen im Verteilnetzausbau.
(Für Vollbild auf die Grafik klicken)
Quelle: Agora Energiewende

Langfristig müssten die Netzbetreiber dagegen vor allem Lösungen für den Umgang mit steigenden Lasten entwickeln. Welche Maßnahmen sinnvoll seien, hänge von der jeweiligen Netzsituation ab. An kalten Winterabenden mit hoher Nachfrage durch Wärmepumpen und ladende Elektroautos seien andere Instrumente erforderlich als an sonnigen Sommertagen mit hohen Einspeisespitzen aus Photovoltaikanlagen, erklärt Bläsius.

Durch den Einsatz innovativer Maßnahmen könnten die Netzbetreiber laut Agora ab 2030 jährlich mindestens zwei Milliarden Euro und ab 2035 mindestens fünf Milliarden Euro einsparen. Zum Vergleich: Die Bundesregierung hat 2026 nach Angaben der Studie 6,5 Milliarden Euro für die Senkung der Netzentgelte bereitgestellt.

Modellierung auf Basis deutscher Typnetze

Für die Studie haben das Beratungsunternehmen Consentec und die Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE) im Auftrag von Agora Energiewende das deutsche Stromverteilnetz modelliert. Grundlage waren Typnetze der Nieder-, Mittel- und Hochspannung, die über Deutschland verteilt wurden. Die Forscher untersuchten anschließend, wie sich die Lastflüsse im Zuge der Energiewende und der zunehmenden Elektrifizierung entwickeln.

Die Modellierung vergleicht zwei Szenarien: eines, in dem Netzüberlastungen ausschließlich durch zusätzlichen Ausbau behoben werden, und eines, in dem die Betreiber zusätzlich innovative Maßnahmen einsetzen. Die Ergebnisse sollen auch in die anstehenden Netzausbauplanungen einfließen.

Die Agora-Studie zur Kostensenkung im Verteilnetzausbau steht kostenlos zum Download bereit. (sh)

// VON SUSANNE HARMSEN

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

Zum Inhalt

WERBUNG



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

POLITIK & RECHT



Quelle: Shutterstock / Blue Planet Studio

Windverbände fordern mehr Transparenz bei Radarregeln

WINDKRAFT ONSHORE. BWE und BDEW verlangen mehr Transparenz und Beteiligung bei der Anwendung neuer Radarregeln. Sie sehen den Windenergieausbau durch mögliche pauschale Flächenausschlüsse gefährdet.

Der Bundesverband WindEnergie (BWE) und der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) fordern ein transparentes Verfahren bei der Anwendung neuer Regelungen für Windenergieanlagen im Umfeld von Luftverteidigungsradaren (LVR). Die Verbände kritisieren insbesondere die fehlende Beteiligung von Ländern, Fachkreisen und Branchenvertretern sowie methodische Mängel in einer Studie der Bundeswehr. Sie warnen davor, dass die Neuregelungen den Ausbau der Windenergie auf großen Teilen der Landesfläche einschränken könnten.

Seit Februar 2026 gilt Paragraf 18a Absatz 1 des Luftverkehrsgesetzes (LuftVG) auch für stationäre Luftverteidigungsradare. Wenn die Bundeswehr eine erhebliche Beeinträchtigung eines Radars durch eine geplante Windenergieanlage feststellt, darf diese nicht errichtet werden. Die zuständigen Genehmigungsbehörden sind an die Entscheidung der Bundeswehr gebunden.

Allerdings knüpft Paragraf 73 Absatz 5 LuftVG die Anwendung der Neuregelung an mehrere Voraussetzungen. Zunächst muss eine wissenschaftliche Studie vorliegen. Außerdem müssen betroffene Akteure beteiligt werden. Das Bundeswirtschaftsministerium (BMWE) und das Bundesumweltministerium (BMUKN) müssen in einer Folgenabschätzung zu dem Ergebnis kommen, dass die Auswirkungen auf den Windenergieausbau vertretbar sind.

Verbände bemängeln methodische Mängel

Nach Einschätzung von BWE und BDEW läuft die Umsetzung dieser Voraussetzungen bislang nicht transparent ab. Es fehle an einer Beteiligung von Verbänden, Ländern und Fachkreisen. Auch einen klaren Zeitplan für das weitere Verfahren gebe es nicht.

Zudem sei die Studie der Bundeswehr aus fachlicher Sicht problematisch. Laut den Verbänden haben Experten erhebliche methodische Mängel festgestellt. So seien Gelände und Rotorblätter unrealistisch modelliert worden. Auch die radarinterne Signalverarbeitung und das Zusammenwirken mehrerer

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

Radaranlagen seien unberücksichtigt geblieben. Dadurch werde der Einfluss von Windenergieanlagen auf die Radarsysteme möglicherweise überschätzt.

Kritisch sehen die Verbände außerdem, dass externe Sachverständige keinen ausreichenden Einblick in die Studie und die Bewertungsverfahren erhalten. Auch Schwellenwerte, ab denen eine Störung als nicht hinnehmbar gilt, seien bislang nicht benannt worden.

Pauschale Ausschlüsse befürchtet

Nach Ansicht von BWE und BDEW fehlt auch BMWE und BMUKN der notwendige Einblick in die Bewertungsprozesse der Bundeswehr. Damit bestehe die Gefahr, dass Windenergieprojekte pauschal ausgeschlossen werden, statt die Auswirkungen im Einzelfall zu prüfen.

Die Verbände verlangen deshalb, dass externe Sachverständige unter Wahrung der Sicherheitsanforderungen vollständigen Einblick in die wissenschaftlichen Grundlagen und Bewertungsverfahren erhalten. Zudem müssten die fachlichen Mängel der Studie beseitigt und Verbände, Fachkreise sowie Länder an der Folgenabschätzung beteiligt werden.

BWE-Präsidentin Bärbel Heidebroek betont, dass Windenergie und Landesverteidigung gemeinsam betrachtet werden müssten. „Windenergie ist ein tragender Pfeiler einer resilienten, dezentralen Stromversorgung und entscheidend für Sicherheit und Energieunabhängigkeit. Windenergieausbau und Landesverteidigung müssen zusammengedacht werden, statt legitime Anliegen gegeneinander auszuspielen“, erklärt sie.

Die Branche sei zu einem lösungsorientierten Austausch mit der Bundeswehr und dem Verteidigungsministerium bereit. Voraussetzung dafür sei eine belastbare wissenschaftliche Grundlage unter Einbeziehung unabhängiger Experten, so Heidebroek.

Das Positionspapier „Windenergie und Luftverteidigungsradaranlagen“ von BWE und BDEW steht im Internet bereit. (sh) // VON SUSANNE HARMSEN

^ Zum Inhalt

WERBUNG

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



Neue Sicherheitsregeln für kritische Infrastruktur


Bundeskanzleramt in Berlin. Quelle: Georg Eble

POLITIK. Die Bundesregierung will kritische Infrastruktur besser vor Sabotage schützen. Das Kabinett hat dazu zwei Verordnungen beschlossen, die zusätzliche Sicherheitsüberprüfungen vorsehen.

Die Bundesregierung verschärft den Schutz kritischer Infrastrukturen vor Sabotage. Das Bundeskabinett hat dazu zwei Verordnungen beschlossen. Sie sollen die Sicherheitsüberprüfungen auf weitere Wirtschaftszweige und Einrichtungen ausweiten. Zudem sollen künftig auch technische Beschäftigte, die an der Warninfrastruktur für Krisen und Katastrophen arbeiten, einer Sicherheitsüberprüfung unterzogen werden.

Hintergrund ist die verschärfte Sicherheitslage in Deutschland. Seit dem russischen Angriffskrieg gegen die Ukraine habe die Bedrohung durch hybride Angriffe zugenommen. Damit steige auch das Risiko von Sabotage durch sogenannte Innentäter, also Personen, die aufgrund ihrer beruflichen Tätigkeit Zugang zu besonders schützenswerten Einrichtungen und Systemen haben, heißt es seitens der Bundesregierung. Man messe dem Schutz kritischer Infrastruktur deshalb eine sehr hohe Bedeutung bei.

Mit der Verordnung zur Neufassung der Sicherheitsüberprüfungs-Feststellungsverordnung als Sabotageschutzverordnung des Bundes nimmt die Bundesregierung weitere Wirtschaftszweige und Anwendungsfälle lebenswichtiger Einrichtungen in die bestehenden Regelungen auf. Damit soll der Schutz vor potenziellen Sabotagehandlungen aus dem Inneren von Organisationen verbessert und die Widerstandsfähigkeit kritischer Infrastruktur gestärkt werden.

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

Eine weitere Änderung betrifft die Warninfrastruktur für Krisen und Katastrophen. Die Erste Verordnung zur Änderung der Sicherheitsüberprüfungsfeststellungsverordnung sieht vor, dass künftig auch technisches Personal der Landesrundfunkanstalten sicherheitsüberprüft wird, das mit dieser Infrastruktur befasst ist.

Bundesnetzagentur als Bundeslastverteiler

Auch die Stromversorgung steht im Fokus staatlicher Vorsorgemaßnahmen. Wie aus einer Antwort der Bundesregierung auf eine Kleine Anfrage der AfD-Fraktion hervorgeht, liegt die abschließende Entscheidung über die betroffenen Stromverbraucher bei einer möglichen Lastreduzierung bei der Bundesnetzagentur. Sie übernimmt im Fall einer Energiemangellage die Funktion des sogenannten Bundeslastverteilers.

Die Bundesregierung setzt die Bundesnetzagentur dafür im Bedarfsfall per Verordnung auf Grundlage des Energiesicherungsgesetzes (EnSiG) ein. Die Behörde entscheidet dann, welche Verbraucher von einer Lastreduktionsverfügung betroffen sind.

Zur Vorbereitung auf schwere Strommangellagen und großflächige Stromausfälle baut die Bundesnetzagentur seit einigen Jahren die Sicherheitsplattform Strom auf. Das digitale Instrument soll es ermöglichen, den Stromverbrauch gezielt zu reduzieren oder einzelne Verbraucher vom Netz zu nehmen. Betroffen sein können Stromnetzbetreiber sowie Stromverbraucher mit einem Jahresstromverbrauch von mehr als acht Gigawattstunden.

Der ursprünglich für Januar 2026 geplante Start der Plattform hat sich allerdings verzögert. Nach Angaben der Bundesregierung plant die Bundesnetzagentur die Einführung nun im Laufe des Winters 2026/2027.

Weitere Informationen zur Reform des Sicherheitsüberprüfungssystems stehen beim BMI bereit. (sh)

// VON SUSANNE HARMSEN

Zum Inhalt

Strom aus der Strömung: Energyfische dürfen in den Rhein



Energyfische bei der Arbeit. Quelle: Energyminer Gmbh

WASSERKRAFT. Eine schwimmende Kleinstwasserkraftanlage mit 55 Strömungsturbinen darf im Rhein errichtet und betrieben werden. Der Ausbau der erneuerbaren Energie habe Vorrang, so ein Urteil.

Das Oberverwaltungsgericht Rheinland-Pfalz verpflichtete die Bundesrepublik zur Erteilung der dafür beantragten strom- und schifffahrtspolizeilichen Genehmigung. Es wies damit die Berufung des Bundes gegen ein entsprechendes Urteil des Verwaltungsgerichts Koblenz zurück.

Nach Einschätzung des Gerichts beeinträchtigt die Anlage den Berufs- und den motorisierten Freizeitschiffsverkehr nicht, wenn sie wie geplant 30 Meter außerhalb der Fahrrinne errichtet und ausreichend gekennzeichnet wird. Für nicht-motorisierte Freizeitboote wie Kanus und Ruderboote blieben dagegen Einschränkungen bestehen.

Dennoch müsse die Genehmigung erteilt werden. Die Anlage diene der Erzeugung erneuerbarer Energien, deren Ausbau nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz im überragenden öffentlichen Interesse liege. Dieses Interesse überwiege im konkreten Fall die Belange der nicht-motorisierten Freizeitschifffahrt, entschied das Gericht. Eine möglicherweise zusätzlich erforderliche wasserrechtliche Genehmigung war nicht

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

Gegenstand des Verfahrens.

Das aus 55 sogenannten Energyfischen mit einer durschnittlichen Leistung von je 1,8 kW bestehende Schwarmkraftwerk wird von der Firma Energyminer mit Sitz bei München in der Nähe von St. Goar errichtet. Die Redaktion hat mehrfach über das Projekt berichtet. // VON DPA

Zum Inhalt

Anzahl der Stromnetzbetreiber in Deutschland 2015 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

Im Jahr 2025 wurden in Deutschland insgesamt 851 Stromnetzbetreiber gezählt. Gegenüber dem Jahr 2014 ist die Zahl der genannten Betreiber um 33 zurückgegangen. // VON REDAKTION

Zum Inhalt

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

HANDEL & MARKT



Quelle: Pixabay / Gerd Altmann

Fraunhofer berechnet Kosten für CO2-Pipelinenetz

KLIMASCHUTZ. Forscher des Fraunhofer CINES haben ein bundesweites CO2-Pipelinenetz modelliert. Für rund 7.000 Kilometer Leitungen veranschlagen sie Investitionen von 17 Milliarden Euro.

Ein bundesweites Pipelinenetz könnte künftig CO2 aus Industrieanlagen und der Müllverbrennung zu Speicher- oder Verwertungsstandorten transportieren. Welche Leitungen dafür erforderlich wären und welche Kosten entstehen könnten, hat eine Forschungsgruppe des Fraunhofer-Exzellenzclusters „Integrierte Energiesysteme“ (CINES) untersucht. Das Ergebnis: Für ein rund 7.000 Kilometer langes Netz wären Investitionen von etwa 17 Milliarden Euro notwendig.

Die Berechnungen stammen aus einer Fallstudie für ein klimaneutrales Deutschland im Jahr 2045, die im Fachjournal „Journal of CO2 Utilization“ erschienen ist. Die Forschenden halten das modellierte Netz demnach für technisch realisierbar. Es soll vor allem schwer vermeidbare CO2-Emissionen aus Zement- und Kalkwerken sowie Müllverbrennungsanlagen aufnehmen. Die Leitungen würden überwiegend entlang bestehender Erdgastrassen verlaufen.

Die Untersuchung ist Teil einer neuen Planungsmethode, die mehrere Fraunhofer-Institute gemeinsam entwickelt haben. Sie soll Unternehmen und potenziellen Netzbetreibern helfen, künftige CO2-Transportinfrastrukturen technisch und wirtschaftlich zu bewerten.

Standorte und Transportbedarf als Grundlage

Nach Einschätzung von Mehrnaz Anvari, Erstautorin der Studie, steht die strategische Planung von CO2-Pipelines in Deutschland und Europa noch am Anfang. Damit Unternehmen investieren können, müssten sie unterschiedliche Entwicklungsszenarien einschließlich der technischen Anforderungen und Kosten vergleichen können.

Genau hier setze die neue Methode an. Dafür haben Forschende der Fraunhofer-Institute für Algorithmen und Wissenschaftliches Rechnen (SCAI), für System- und Innovationsforschung (ISI) sowie für Energieinfrastrukturen und Geotechnologien (IEG) fünf Planungsebenen miteinander verknüpft.

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

Zunächst untersuchen sie, wie sich das Energiesystem langfristig entwickelt und an welchen Standorten künftig CO2 anfällt oder benötigt wird. Als mögliche Quellen berücksichtigen sie beispielsweise Zementwerke, Kalkwerke und Müllverbrennungsanlagen. Auf der Abnehmerseite fließen unter anderem Raffinerien, Standorte der Grundstoffchemie und Häfen für den Weitertransport zu Offshore-Speichern in die Berechnungen ein.

Aus diesen Standortdaten ermitteln die Forschenden den Transportbedarf und mögliche Leitungsverläufe. Dabei berücksichtigen sie bestehende Gasleitungen, die Bevölkerungsdichte und den Naturschutzstatus der betroffenen Gebiete.

Simulation bestimmt Leitungsdurchmesser

Anschließend berechnet ein angepasster Netzwerksimulator, wie sich das CO2 innerhalb der Pipelines verhält. Er bildet die physikalischen Strömungsverhältnisse beim Transport von CO2 in dichter Phase ab. Daraus leiten die Forschenden die erforderlichen Rohrdurchmesser sowie die Anzahl der Pumpen ab, um die vorgesehenen Druck- und Temperaturbereiche einzuhalten.

Für das modellierte bundesweite Netz ergeben sich auf den Haupttransportwegen Leitungen mit einer Nennweite von DN 700. Für Abzweigungen sehen die Berechnungen kleinere Durchmesser von DN 500 beziehungsweise DN 400 vor. Diese technische Auslegung bildet die Grundlage für die Abschätzung des Investitionsbedarfs.

Die Methode ist nach Angaben des Fraunhofer CINES nicht auf bundesweite Netze beschränkt. Sie lässt sich ebenso für einzelne Industriestandorte, regionale CO2-Cluster oder grenzüberschreitende Transportinfrastrukturen einsetzen.

Darüber hinaus können die Forschenden unterschiedliche Transportmittel miteinander kombinieren. Neben Pipelines lassen sich auch Schiffe, Züge und Lastwagen in die Analysen einbeziehen. Damit können Unternehmen beispielsweise untersuchen, wie sich veränderte CO2-Mengen, zusätzliche Industriestandorte oder grenzüberschreitende Transporte auf den Infrastrukturbedarf auswirken.

Auf dieser Grundlage sollen mögliche Betreiber und Industrieunternehmen unterschiedliche Ausbauvarianten vergleichen, Investitionsrisiken bewerten und Maßnahmen identifizieren können, die sich auch bei veränderten Rahmenbedingungen als sinnvoll erweisen.

Am 9. November stellt das Fraunhofer CINES die Methode in einem Webinar vor. Anhand eines multimodalen CO2-Transportsystems in Nordrhein-Westfalen wollen die Forschenden ihre Berechnungen erläutern. Außerdem präsentieren sie ein Online-Werkzeug, mit dem sich mögliche CO2-Transportwege innerhalb Deutschlands überschlägig modellieren lassen. (ds) // VON DAVINA SPOHN

^ Zum Inhalt

WERBUNG

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


FEBRUARY 16 – 18, 2027
ESSEN | GERMANY
E-world
energy & water
UNITE + CONNECT
THE PLACE
TO BE
IN ENERGY

TECHNIK



Quelle: Katia Meyer-Tien

Batteriespeicher stecken hinter dem Minutenrätsel

STROMNETZ. Seit Jahren sinkt die Netzfrequenz jede Minute kurz ab. Forschende aus Jülich haben nun die Ursache gefunden: Große Batteriespeicher fragen ihren Ladezustand synchron ab.

Der Übertragungsnetzbetreiber Tennet beobachtet seit mehreren Jahren ein auffälliges Phänomen: Die Frequenz im europäischen Stromnetz sinkt alle 60 Sekunden kurzzeitig ab. Die Abweichungen sind nicht sicherheitskritisch, aber deutlich messbar und ungewöhnlich regelmäßig. Woher sie kommen, war lange unklar. Nun hat ein Team um Dirk Witthaut vom Forschungszentrum Jülich die Ursache identifiziert, gemeinsam mit Forschenden der Universität Köln und des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT). Über die Ergebnisse berichten die Wissenschaftler auf dem Webportal Nature Energy.

Detektivarbeit mit der Stopuhr

„Das war wirklich jahrelange Detektivarbeit“, sagte Witthaut. Im Verlauf der Netzfrequenz überlagern sich nämlich viele Einflüsse, etwa der Stromhandel, durch den Kraftwerke abrupt an- oder abgeschaltet werden, schwankende Einspeisungen aus erneuerbaren Energien oder andere vielfältige Störungen. Die exakte Periodizität von 60 Sekunden ließ sich jedoch nur mit etwas erklären, das von der Uhr gesteuert wird. Zudem musste der Effekt viele Geräte betreffen, die zum gleichen Zeitpunkt Strom verbrauchen. Ein einzelner Verbraucher oder Erzeuger schied daher aus.

Die entscheidenden Hinweise lieferte der Living Lab Energy Campus, eine Forschungsinfrastruktur auf dem Jülicher Campus, in der hochintegrierte Energieversorgungssysteme entwickelt und erprobt werden. An insgesamt 80 Stellen installierte das Team Messpunkte an Endgeräten. Dort, wo große Batteriespeicher angeschlossen waren, zeigte sich dasselbe periodische Muster im Verbrauch. Bei einem dieser Speicher fand sich schließlich zu Beginn jeder Minute eine Stromspitze durch die Leistungsabfrage.

Verbindliche Standards für solche Abfragen gibt es nicht. Witthaut vermutet, dass die meisten Hersteller ein 60-Sekunden-Intervall für sinnvoll hielten und schlicht den Beginn jeder Minute als Testzeitpunkt festlegten. Batteriespeicher könnten dabei nur ein Teil des Problems sein: „Es ist nicht ausgeschlossen, dass auch andere digital gesteuerte Verbraucher – etwa Klimaanlagen, Wärmepumpen, Waschmaschinen, Geschirrspüler – ähnliche Muster zeigen.“

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

Zufällige Abfragen als Lösung

Schon jetzt wirken sich die periodischen Schwankungen auf Wasserkraftwerke aus. Der kurzzeitig höhere Bedarf bremst die Turbinen kurz ab, anschließend werden sie wieder auf ihre ursprüngliche Drehgeschwindigkeit beschleunigt, was den Verschleiß erhöht.

Da die Zahl der Batteriespeicher in den letzten Jahren weltweit stark zugenommen hat, handelt es sich nicht um ein deutsches oder europäisches, sondern um ein globales Phänomen. Mit dem forcierten Ausbau der Speicherkapazität, der gerade im Gange ist, dürfte das Problem weiter zunehmen. In Irland etwa, wo Rechenzentren mit großen Batteriespeichern rund ein Fünftel des nationalen Strombedarfs ausmachen, hat sich die Amplitude des Ein-Minuten-Signals zwischen 2016 und 2021 vervierfacht.

Die Abhilfe wäre einfach: „Man müsste die Abfragen schlicht zufällig verteilen, statt sie immer zum gleichen Zeitpunkt zu starten“, so Witthaut. Weniger Gleichzeitigkeit würde das Netz entlasten und könnte die Stromversorgung robuster machen. (gd)

Der Artikel „One-minute frequency disturbances from unintended synchronization in cyber–physical power systems“ ist auf der Webseite von Nature Energy zu finden. // VON GÜNTER DREWNITZKY

Diesen Artikel können Sie teilen:

Zum Inhalt

WERBUNG



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

Alte Bergwerke als Speicher für die Wärmewende



Quelle: Fotolia / alphaspirit

F&E. In Bochum haben Fraunhofer Forschende vier Bohrungen in ein geflutetes Kohlebergwerk abgeschlossen. Sie wollen prüfen, ob sich dort Wärme speichern und nutzen lässt.

Ehemalige Kohlebergwerke könnten künftig zur Wärmeversorgung von Gebäuden und Gewerbebetrieben beitragen. Das Fraunhofer-Institut für Energieinfrastrukturen und Geotechnologien (IEG) mit Sitz in Aachen hat dafür einen Schritt gemacht. Im europäischen Forschungsprojekt „PUSH-IT“ gelang es den Forschenden in Bochum, mit vier Bohrungen gezielt die wassergefüllten Hohlräume eines stillgelegten Bergwerks zu erreichen. „PUSH-IT“ steht für „**p**iloting **u**nderground **s**torage of **h**eat **i**n geo**t**hermal reservoirs“.

Die Herausforderung bestand darin, in rund 120 Metern Tiefe nur wenige Meter breite Grubenstollen zu treffen. Dafür setzte das Institut seine mobile Bohranlage „BO.REX“ ein. Laut Fraunhofer IEG zeigen die Ergebnisse, dass sich auch nicht mehr zugängliche Bergwerke mit herkömmlicher Geothermie-Bohrtechnik erschließen lassen. Aufwendigere Richtbohrverfahren, wie sie etwa die Erdöl- und Erdgasindustrie einsetzt, seien dafür nicht zwingend erforderlich.

„Der Untergrund ist eine bisher zu wenig beachtete Ressource in der Wärmetransformation“, erklärt Florian Hahn, Leiter des Kompetenzzentrums Bergbaufolgenutzung am Fraunhofer IEG. Vor allem in ehemaligen Bergbauregionen sieht er Potenzial: Die unterirdischen Anlagen liegen häufig in dicht besiedelten Gebieten und damit in der Nähe möglicher Wärmeabnehmer.

Grubenwasser als Wärmequelle und Speicher

Nach dem Ende des Bergbaus füllen sich viele stillgelegte Gruben mit Wasser. Dieses kann Wärme aus dem umgebenden Gestein aufnehmen und über längere Zeiträume speichern. Das eröffnet laut den Forschenden zwei Nutzungsmöglichkeiten: Zum einen lässt sich die vorhandene Wärme mithilfe von Wärmepumpen für die Gebäudeheizung oder gewerbliche Anwendungen nutzen. Zum anderen könnten die unterirdischen Hohlräume überschüssige Wärme aufnehmen und bei Bedarf wieder abgeben.

Als mögliche Wärmequellen für eine solche Speicherung nennt das Fraunhofer IEG unter anderem Rechenzentren. Deren Abwärme könnte in das Grubenwasser übertragen und zeitversetzt genutzt werden. Ein Vorteil gegenüber manchen natürlichen Grundwasservorkommen liegt laut Institut darin, dass ehemalige Bergwerke häufig größere Wassermengen für die Förderung bereitstellen können.

Für Stadtwerke und Kommunen könnte sich daraus die Möglichkeit ergeben, lokale Wärmequellen zu erschließen und in Versorgungskonzepte einzubinden. Voraussetzung sei allerdings, dass die Gruben ausreichend Wasser führen und die technischen sowie wirtschaftlichen Bedingungen am Standort stimmen.

Mobile Bohranlage für beengte Standorte

Die Bochumer Arbeiten liefern zunächst Erkenntnisse über den Zugang zu den unterirdischen Hohlräumen. Die eingesetzte Bohranlage besitzt eine Zugkraft von 40 Tonnen und einen mehr als zwölf Meter hohen Mast. Mit einer Breite von 2,5 Metern lässt sie sich auch auf kleineren Freiflächen zwischen Gebäuden einsetzen.

Damit die Bohrungen ihr Ziel erreichten, nutzte das Forschungsteam detaillierte Untergrundkenntnisse und speziell angepasste Beschwerungsgewichte am Bohrgestänge. Die genaue Planung sollte verhindern, dass

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

der Bohrmeißel an den schmalen Stollen vorbeigeführt wird.

Die neuen Zugänge ermöglichen es, Grubenwasser an die Oberfläche zu fördern und nach der thermischen Nutzung an anderer Stelle wieder einzuleiten. Welche Wassermengen und Temperaturen sich dabei dauerhaft nutzen lassen, ist Gegenstand weiterer Untersuchungen.

Speichertest soll Wirtschaftlichkeit klären

Unter der Projektleitung von Stefan Klein hat das Forschungsteam Messsensoren in den Bohrungen installiert. Außerdem untersuchten die Wissenschaftler die gefluteten Hohlräume mit einer Unterwasserdrohne. Deren Aufnahmen zeigen unterschiedliche Wasserschichten und die seitlichen Felswände. Sie bestätigen laut Institut, dass die Bohrungen die vorgesehenen Bereiche getroffen haben.

Als nächster Schritt ist ein Speichertest geplant. Er soll Aufschluss darüber geben, welche Wärmemengen das Bergwerk aufnehmen und wieder abgeben kann. Erst danach lässt sich beurteilen, ob der Standort künftig Gebäude oder Rechenzentren im Bochumer Süden mit Wärme versorgen beziehungsweise als Speicher für die Abwärme dienen kann. Auch die Wirtschaftlichkeit der notwendigen Infrastruktur ist noch nicht geklärt.

Im Rahmen von „PUSH-IT“ werden an sechs europäischen Standorten drei Arten unterirdischer Wärmespeicher erprobt. Den Bochumer Standort entwickeln das Fraunhofer IEG und die Ruhr-Universität Bochum gemeinsam.

Das Projekt läuft seit Januar 2023 und soll im Dezember dieses Jahres enden. Es verfügt über ein Gesamtbudget von 17,9 Millionen Euro. Auf die Förderung des Fraunhofer IEG entfallen nach Institutsangaben 3,8 Millionen Euro aus EU-Mitteln. (ds) // VON DAVINA SPOHN

^ Zum Inhalt

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

UNTERNEHMEN



PVT-Module auf dem Dach des Mahle-Hauptgebäudes in Vaihingen an der Enz Quelle: Mahle

Sonnenenergie soll fossile Wärme in Mahle-Werk ersetzen

SOLARTHERMIE. Der Autozulieferer Mahle hat in Vaihingen an der Enz eine PVT-Anlage mit über 1.000 Modulen in Betrieb genommen. Sie soll den Wärmebedarf des Werks nahezu vollständig solar decken.

Deutschlands derzeit größte photovoltaisch-thermische (PVT)-Anlage hat der Automobilzulieferer Mahle vollständig in Betrieb genommen. Die Anlage kombiniert die Erzeugung von Solarstrom und Solarwärme in den Modulen. Damit will das Unternehmen in Vaihingen an der Enz den bislang überwiegend fossil gedeckten Wärmebedarf des Standorts nahezu vollständig durch erneuerbare Energie ersetzen.

Die Anlage erstreckt sich über eine Fläche von 2.000 Quadratmetern und umfasst mehr als 1.000 Hybridmodule des Dresdner Start-ups Sunmaxx, ein Erdsondenfeld und eine Wärmepumpe. Die elektrische Leistung liegt bei mehr als 430 kW. Die prognostizierte thermische Energieerzeugung beträgt jährlich 1.086 MWh. Damit soll die Anlage nahezu den gesamten Wärmebedarf des Werks decken.

Eine zentrale Rolle übernimmt das Erdsondenfeld als saisonaler Wärmespeicher. Im Sommer wird überschüssige Wärme aus den PVT-Modulen in den Erdsonden gespeichert. Im Winter dient sie der Wärmepumpe als Wärmequelle. Auf diese Weise lässt sich die solar erzeugte Wärme zeitversetzt nutzen.

Automobiltechnik für die Energieerzeugung

Bei dem Projekt bringt Mahle erstmals seine Thermomanagement-Expertise aus dem Automobilbereich in die Energietechnik ein. Das Unternehmen entwickelte spezielle Kühlplatten für die Rückseite der PVT-Module. Sie nehmen die Wärme auf, die bei der Stromerzeugung in den Solarzellen entsteht, und führen sie einem Wärmeträgerfluid zu. Gleichzeitig begrenzen sie temperaturbedingte Leistungsverluste der Solarzellen.

Die Kühlplatten sind vollflächig thermisch mit den Photovoltaikmodulen verbunden. Nach Angaben von Mahle verbessert das den Wärmeübergang gegenüber herkömmlichen PVT-Modulen, bei denen rückseitige Lamellenwärmetauscher nur punktuell mit dem PV-Modul verbunden sind. Durch den deutlich besseren Wärmeübergang gelingt eine effizientere Nutzung der in den Solarzellen entstehenden Wärme.

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

Die Technologie basiert auf Komponenten, die Mahle bereits in der Serienproduktion für Elektrofahrzeuge einsetzt. In Vaihingen kommt sie erstmals zur Temperierung von PVT-Modulen zum Einsatz.

„Mit unserer PVT-Anlage in Vaihingen schaffen wir einen einzigartigen Brückenschlag von ausgereifter Automobiltechnologie hin zu wegweisender Energietechnik und unterstreichen damit die konsequente Umsetzung unserer Nachhaltigkeitsstrategie“, erläuterte Martin Wellhöffer, Mitglied der Mahle Konzern-Geschäftsführung und verantwortlich für den Geschäftsbereich Thermal and Fluid Systems.

Auch die Umsetzung am Standort sieht das Unternehmen als Beispiel für die industrielle Integration erneuerbarer Energien. „Wir sind besonders stolz, diese zukunftsweisende Technologie hier am Standort aufgebaut zu haben – und das auf bestehenden Strukturen ohne Unterbrechung des laufenden Betriebs“, so Werkleiter Joachim Wulff.

Interesse aus der regionalen Wirtschaft

Die Anlage soll als Referenzprojekt für die industrielle Versorgung mit Solarstrom und Solarwärme dienen. Nach Angaben von Mahle haben bereits Unternehmen aus der Region Interesse an der Technologie gezeigt.

Das Werk in Vaihingen an der Enz wurde 1979 gegründet und beschäftigt rund 200 Mitarbeiter. Es ist der einzige europäische Mahle-Standort für Visco-Produkte wie Lüfter und Pumpen. Die Komponenten regulieren die Motorkühlung abhängig vom tatsächlichen Kühlbedarf. (sh) // VON SUSANNE HARMSEN

Diesen Artikel können Sie teilen: Zum Inhalt

WERBUNG



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

Sanierer Böddeker geht in den Ruhestand



Von links: Morris May, Michael Böddeker, Dirk Lohmeyer. Quelle: Stadtwerke Neumünster

PERSONALIE. Der Sprecher der Geschäftsführung der Stadtwerke Neumünster gibt Ende des Jahres seinen Posten ab. Michael Böddeker hatte den Versorger aus den roten Zahlen geführt.

Michael Böddeker gibt Ende Dezember die Position des Sprechers der Geschäftsführung der Stadtwerke Neumünster in Schleswig-Holstein auf. Das kündigte Böddeker in einem Beitrag auf seinem Linkedin-Account an. Der Jurist geht in den Ruhestand.

„Nach fast acht Jahren bei den SWN Stadtwerke Neumünster ist für mich zum Jahresende der richtige Zeitpunkt gekommen, ein neues Kapitel aufzuschlagen“, schreibt Böddeker. Auch außerhalb des Berufs gebe es noch zahlreiche Pläne, für die in den vergangenen Jahren wenig Zeit geblieben sei.

Mit seinen Geschäftsführerkollegen Morris May und Dirk Lohmeyer, die seit 2024 mit in der Verantwortung sind, sieht Böddeker die künftige Führung des Unternehmens gut aufgestellt. Der Übergang sei gemeinsam und mit längerem Vorlauf vorbereitet worden.

Böddeker kam im Mai 2019 nach Neumünster. Damals befand sich das Unternehmen in wirtschaftlichen Schwierigkeiten. Die Stadtwerke hatten sich beim Breitbandausbau finanziell übernommen. Hinzu kamen Verluste aus dem Energiehandel. 2017 hatten die SWN einen Verlust von 5,5 Millionen Euro verbucht, 2018 waren es 4,4 Millionen Euro.

Unter Böddekers Führung gelang die Rückkehr in die Gewinnzone. Bereits 2019 erwirtschafteten die Stadtwerke wieder einen Überschuss von 1,6 Millionen Euro. Im Jahr darauf stieg der Gewinn trotz der Corona-Pandemie auf rund 4,1 Millionen Euro. Dazu trugen insbesondere das Energiegeschäft und Fortschritte in den Bereichen Erzeugung, Telekommunikation und technischer Service bei.

Erfahrungen mit der Sanierung kommunaler Versorger hatte Böddeker bereits zuvor im Saarland gesammelt. Im Oktober 2015 übernahm er die Geschäftsführung der Stadtwerke-Holding in Völklingen. Das Unternehmen war durch ein gescheitertes Projekt zur Meeresfischzucht in erhebliche finanzielle Schwierigkeiten und überregional in die Schlagzeilen geraten.

Mit der Zucht von Doraden, Wolfsbarschen und Stören wollten die Stadtwerke ein neues Geschäftsfeld erschließen. Technische Probleme, fehlende Absatzmöglichkeiten und Finanzierungsfehler führten das Projekt jedoch in die Krise. Die Stadtwerke konnten 2014 nur durch einen Kredit der Landesbank Saar über 20 Millionen Euro vor der Insolvenz bewahrt werden. Insgesamt hatten sich Schulden von rund 35 Millionen Euro angehäuft.

Böddeker leitete anschließend die Sanierung ein. Er reduzierte Kosten, ordnete die Finanzierungsstrukturen neu und verhandelte Lieferverträge nach. 2018 berichtete er im Gespräch mit E&M, dass die Stadtwerke Völklingen nach einer Umschuldung wieder regulären Zugang zum Kapitalmarkt hätten. (sag)

// VON STEFAN SAGMEISTER

Zum Inhalt

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

2G Energy und Einskommafünfgrad kooperieren


Quelle: Shutterstock / Rido

VERTRIEB. Das Betriebssystem „Heartbeat AI“ von „1KOMMA5°“ steuert künftig die KWK- und Gas-to-Power-Anlagen der 2G Energy AG. Die Partnerschaft adressiert Rechenzentren und Industrie.

Der BHKW- und Wärmepumpenhersteller 2G Energy ist eine Partnerschaft mit dem Hamburger Energietechnik-Anbieter Einskommafünfgrad eingegangen, teilten beide Unternehmen am 30. Oktober mit. Künftig soll die Energiemanagementsoftware Heartbeat AI von Einskommafünfgrad die KWK- und Gas-to-Power-Anlagen von 2G Energy in die Steuerung dezentraler Energiesysteme einbinden.

Die Software soll Gasmotoren, Photovoltaikanlagen, Batteriespeicher und Netzstrom unter Berücksichtigung des jeweiligen Strombedarfs und der Börsenstrompreise in Echtzeit koordinieren. Damit wollen die Partner die Stromversorgung von Rechenzentren und Industriebetrieben optimieren, die Strombezugskosten senken und bestehende Netzanschlüsse besser auslasten.

Die Unternehmen reagieren mit ihrer Kooperation auf den steigenden Strombedarf von Rechenzentren, insbesondere für Anwendungen der künstlichen Intelligenz. Nach ihrer Einschätzung werden große Rechenzentren künftig Anschlussleistungen von mehreren Hundert Megawatt benötigen. Zugleich erschweren Engpässe in den Stromnetzen und lange Wartezeiten auf Netzanschlüsse die Realisierung neuer Projekte.

Heartbeat AI soll weitere Erzeugungstechnologien integrieren

Die dezentrale Stromerzeugung soll den Leistungsbezug aus dem öffentlichen Netz reduzieren. Dabei können die Gasmotoren von 2G sowohl die Grundlastversorgung übernehmen als auch Lastspitzen abdecken. Heartbeat AI soll ihren Betrieb mit der lokalen PV-Erzeugung, den Batteriespeichern und dem Strombezug aus dem Netz abstimmen.

„Wir wollen den Einsatz fossiler Energieträger verringern“, erklärte Philipp Schröder, Mitgründer und CEO von Einskommafünfgrad. Dafür müssten Gas-to-Power-Anlagen möglichst effizient in das Energiesystem eingebunden werden. Die steigende Stromnachfrage durch KI-Anwendungen lasse sich nach seiner Einschätzung nicht allein durch den Ausbau der Stromnetze decken. Das Unternehmen setzt deshalb auf eine standortbezogene Steuerung von Erzeugung, Speichern und Verbrauch.

Die Technologiepartnerschaft ist Teil der Strategie von Einskommafünfgrad, Heartbeat AI als herstellerübergreifende Steuerungsplattform auszubauen. Das Unternehmen hatte kürzlich angekündigt, im kommenden Jahr mehr als 100 Millionen Euro in die Weiterentwicklung seiner KI-Anwendungen, zusätzliche Softwarefunktionen und den Marktzugang zu investieren (wir berichteten).

„Einskommafünfgrad und 2G verbindet die gemeinsame Überzeugung, dass eine nachhaltige Energieversorgung intelligente Technologien und das Zusammenspiel unterschiedlicher Systeme erfordert“, erklärte Frank Grewe, CTO der 2G Energy. Die flexibel einsetzbaren Energieanlagen von 2G würden erneuerbare Energien genau dort, wo zusätzliche, verfügbare Leistung benötigt werde. Grewe: „So zeigen wir wie das Energiesystem der Zukunft Nachhaltigkeit, Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit miteinander vereint.“ (hr) // VON HEIDI ROIDER

Diesen Artikel können Sie teilen:

Zum Inhalt

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

Neuer Finanzvorstand bei Everllence



Quelle: Everllence

PERSONALIE. Dr. Fabian Kley ist der neue Finanzvorstand bei Everllence. Zuvor hatte sein Vorgänger Rainer Seidl das Amt nur wenige Monate inne.

Dr. Fabian Kley ist ab dem 1. November 2026 Mitglied des Vorstands bei Everllence. Er übernimmt das Ressort Finanzen, das er bereits seit März 2026 als Vertreter des Vorstands operativ leitet, teilte der Augsburger Motorenhersteller am 29. Oktober mit. Kley gehört dem Unternehmen seit dem Jahr 2019 an und verantwortete zuletzt den Bereich Unternehmensstrategie und M&A.

Kley folgt auf Rainer Seidl, der das Unternehmen im März dieses Jahres verlassen hatte. Seidl war erst im September 2025 in das Augsburger Unternehmen eingetreten und hatte die Nachfolge von CFO Jürgen Klöpffer übernommen, der sich in den Ruhestand verabschiedet hatte. Seidl wechselte jedoch nach wenigen Monaten zurück zum Volkswagen-Konzern.

Nach verschiedenen Führungspositionen im Strategiebereich verantwortete der 46-jährige Fabian Kley zuletzt als Senior Vice President die Unternehmensstrategie sowie die M&A-Aktivitäten bei Everllence. Seit März 2026 leitet er als Finance Director und Vertreter des Vorstands das Finanzressort. Vor seinem Eintritt bei Everllence war Kley für die Strategieberatung Booz & Company sowie den Energietechnologiekonzern Schlumberger tätig. Er promovierte in Energiewirtschaft am Karlsruher Institut für Technologie (KIT) und verfügt über einen MBA der University of North Carolina.

Kley soll in seiner neuen Rolle insbesondere „die Modernisierung des Finanzbereichs sowie die Weiterentwicklung von Reporting und Steuerungsinstrumenten konsequent vorantreiben“, sagte Hauke Stars, Aufsichtsratsvorsitzende der Everllence SE.

„Fabian Kley hat die strategische Weiterentwicklung von Everllence in den vergangenen Jahren maßgeblich mitgestaltet. Als Leiter der Strategie-Abteilung hat er wichtige Weichen für die Transformation unseres Unternehmens gestellt und den Eigentümerwechsel zu Bain Capital auf Seiten von Everllence operativ federführend begleitet,“ ergänzte Vorstandsvorsitzender Uwe Lauber. (hr) // VON HEIDI ROIDER

Zum Inhalt

Veolia will Mehrheit an BS Energy verkaufen



Quelle: BS Energy

BETEILIGUNG. Der französische Konzern will sich nach mehr als 20 Jahren aus Braunschweig zurückziehen und empfiehlt die Kommune und Thüga als Käufer der Anteile.

Der französische Energie- und Wasserkonzern Veolia plant, seine Mehrheitsbeteiligung am Braunschweiger Energieversorger BS Energy abzugeben. Das geht aus einer Pressemitteilung der Stadt Braunschweig hervor. Veolia hält 50,1 Prozent der Anteile. Ein Verkaufspreis oder Zeitplan wurde nicht genannt.

„Eine Veräußerung der Beteiligung an BS Energy an die Stadt und die Thüga AG wird von Veolia als bevorzugter Weg genannt“, heißt es in dem Statement der Stadtverwaltung weiter. Die Kommune hält 25,1 Prozent an BS Energy, die Stadtwerke-Holding Thüga 24,8 Prozent. Beide verbleibenden Partner könnte die Anteil übernehmen, denkbar wäre auch, dass nur einer den Anteil übernimmt. Allerdings: Veolia bereitet sich laut Mitteilung ebenso auf „andere Konstellationen“ vor.

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

Die Stadt will zeitnah mit Veolia verhandeln. Braunschweigs Oberbürgermeister Thorsten Kornblum bedauert den Rückzug. Die Zusammenarbeit sei partnerschaftlich und erfolgreich gewesen, etwa bei der Umstellung der Erzeugungsanlagen im Heizkraftwerk Mitte. Zugleich sagte er: „Aber wir müssen auch akzeptieren, wenn sich ein langjähriger Partner strategisch neu aufstellt." Die Gespräche dürften einige Zeit in Anspruch nehmen. Über Zwischenstände werde die Stadt die Öffentlichkeit wegen der Vertraulichkeit der Angelegenheit nicht informieren.

Konkrete Gründe für den Ausstieg werden nicht genannt. Veolia betont aber, dass „diese Entscheidung ausschließlich auf einer Weiterentwicklung der strategischen Ausrichtung des Konzerns beruhe", heißt es in der Mitteilung. Veolia hatte vor Monaten ein Verkaufsprogramm angekündigt.

Ende 2025 hieß es aus Paris, das Unternehmen wolle Geschäftsaktivitäten im Umfang von rund zwei Milliarden Euro veräußern. Mit dem Strategieprogramm „GreenUp" richtet der Konzern sein Portfolio stärker auf internationale und technologieorientierte Geschäfte aus, darunter Wassertechnologien. Ob die Braunschweiger BS Energy zu dem Verkaufsprogramm gehört, ist allerdings nicht bekannt.

Für die künftigen Eigentümer stehen erhebliche Aufgaben an: BS Energy will sein Fernwärmenetz ausbauen und die Wärmeerzeugung bis 2040 dekarbonisieren. Der im Mai 2026 veröffentlichte Transformationsplan sieht vor, den Fernwärmeanteil in Braunschweig von derzeit mehr als 30 Prozent weiter zu erhöhen. Rund 60.000 Haushalte, Einrichtungen und Unternehmen beziehen bereits Fernwärme. Das Netz ist mehr als 280 Kilometer lang. Allein der Kohleausstieg und der Umbau des Heizkraftwerks Mitte kosteten rund 250 Millionen Euro.

Die heutige Gesellschafterstruktur geht auf die Privatisierung des kommunalen Versorgers im Jahr 2002 zurück. Damals verkaufte die Stadt 74,9 Prozent an den US-Energieversorger TXU. Dieser zog sich kurz darauf aus Europa zurück. Anfang 2005 übernahm Veolia das Anteilspaket. Das Engagement umfasste Strom-, Gas-, Wärme- und Wasserversorgung; Ende 2005 kam ein Auftrag in der Abwasserwirtschaft hinzu.

2018 gab es erneut eine Änderung in der Beteiligungsstruktur. Mit der Neuvergabe der Konzessionen hatte die Stadt eine stärkere kommunale Beteiligung angestrebt. Veolia erklärte sich bereit, Anteile abzugeben, wollte die operative Führung aber behalten. Die Thüga erhielt nach Zustimmung des Stadtrats 24,8 Prozent, Veolia behielt mit 50,1 Prozent die Mehrheit. (sag) // VON STEFAN SAGMEISTER

Zum Inhalt

Energiedienstleister mit neuen Geschäftsführerinnen



Josefine Rosenau (l.) und Katarina Solisch.
Quelle: Marty Lauchart

PERSONALIE. Katarina Solisch und Josefine Rosenau übernehmen die Leitung der „Ad hoc best Services GmbH" zum 1. November.

Der Energiedienstleister „Ad hoc best Services GmbH" mit Sitz im thüringischen Gera erhält eine neue Unternehmensspitze. Zum 1. November übernehmen Katarina Solisch und Josefine Rosenau gemeinsam die Geschäftsführung, teilte das Unternehmen mit.

Die beiden Geschäftsführerinnen folgen auf Saskia Beyer, Michael Topf und Mike Neumeister, die sich künftig auf ihre Vorstandsaufgaben und die strategische Weiterentwicklung konzentrieren werden, heißt es weiter. Mit den beiden setze das Unternehmen auf Führungskräfte aus den eigenen Reihen.

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

Solisch war bislang für das operative Geschäft verantwortlich. Ihre Laufbahn im Unternehmen startete bereits während des Studiums. Anschließend übernahm sie verschiedene Aufgaben in der Qualitätssicherung sowie in der Projekt- und Bereichsleitung, bevor sie die Verantwortung für das operative Geschäft erhielt.

Rosenau ist bereits seit den Anfangsjahren für das Unternehmen tätig. Sie war Vertriebsleiterin und in dieser Funktion insbesondere für den Aufbau von Kundenbeziehungen und die Positionierung des Unternehmens am Markt zuständig.

Die 2013 gegründete „Ad hoc best Services GmbH“ mit rund 400 Mitarbeitern übernimmt für Energieunternehmen unter anderem die Kundenbetreuung, das Abrechnungs- und Forderungsmanagement, die Marktkommunikation sowie Aufgaben im Messstellen- und Einspeisemanagement. Hinzu kommen Dienstleistungen für die Wohnungswirtschaft.

„Katarina und Josefine kennen die ad hoc best services und das Team von innen. Sie haben das Unternehmen mitgeprägt und längst gezeigt, dass sie Verantwortung übernehmen. Sie haben unser vollstes Vertrauen“, erklärte die bisherige Geschäftsführerin Saskia Beyer.

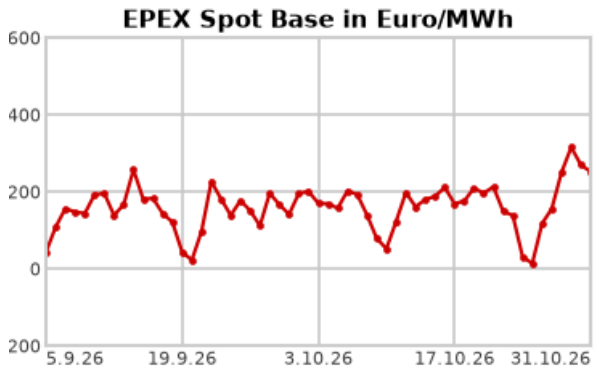
Das Unternehmen zählt zur Ad-hoc-Gruppe. Diese hat ihren Hauptsitz in Jena. Zur Gruppe gehören unter anderem Unternehmen für Bau und Sanierung, Gebäudeplanung, Immobilienverwaltung, Telekommunikation, Datenschutz und Marketing. Insgesamt beschäftigt die Gruppe nach eigenen Angaben mehr als 700 Mitarbeitende an elf Standorten in Deutschland. (sag) // VON STEFAN SAGMEISTER

^ Zum Inhalt

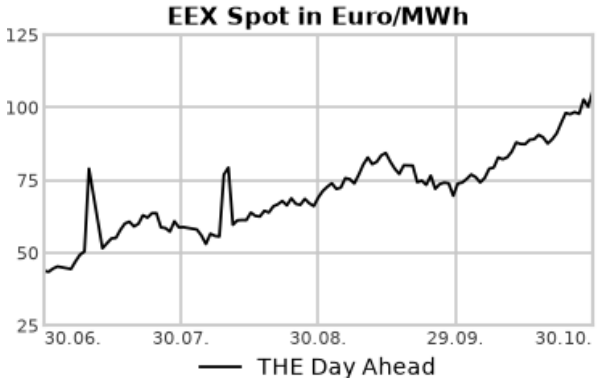
© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

MARKTBERICHTE

STROM



GAS



Gaspreis überspringt die 100-Euro-Marke

E&M MARKT KOMMENTAR
Strom +++ Gas +++ CO2

Quelle: E&M

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

Sehr fest haben sich die Energiemärkte am Freitag gezeigt. In der Straße von Hormus ist es zuletzt wieder vermehrt zu Zwischenfällen gekommen. Zudem informierte dem Wall Street Journal zufolge US-Präsident Trump einige Golfstaaten über eine mögliche „kurze, schnelle" Angriffswelle gegen den Iran nach den Zwischenwahlen. Trump hatte zuvor schon häufiger über mögliche Angriffe nach den Midterms gesprochen.

Zuletzt gab es allerdings die Meldung, dass sich die USA und der Iran in Friedensgesprächen befinden. Bislang ist aber noch nichts weiter dazu bekannt, möglicherweise fahren die USA eine Doppelstrategie. Gas und Strom reagieren zudem bullish auf neue Wetterprognosen über eine fast schon frühwinterliche Witterung in Nordwesteuropa und Deutschland.

Strom: Fest hat sich der deutsche OTC-Strommarkt am Freitag präsentiert. Im Base wurde der Montag gegen 13.30 Uhr mit 263,00 Euro je Megawattstunde gehandelt. Am Donnerstag hatte der Freitag selbst im außerbörslichen Handel 268,75 Euro in der Grundlast gekostet. An der Börse wurde der Montag am Freitag kurz nach 14.00 Uhr mit 265,00 Euro je Megawattstunde in der Grundlast bewertet.

Händler begründeten die Aufschläge einerseits mit den sich wieder verschärfenden Spannungen am Persischen Golf, andererseits aber auch mit neuen Wetterprognosen für Nordwesteuropa und Deutschland. „Gegenüber den bisherigen Prognosen wurde noch einmal Wind aus den Vorhersagen herausgenommen", berichtete ein Händler. Aber auch der vermeintlich bereits ad acta gelegte Kältevorstoß taucht in den Wetterkarten wieder auf. „Es drohen Nachtfröste mit dem entsprechenden Heizbedarf und frühen Entnahmen aus den Gasspeichern", so der Händler weiter. Wetterbedingt verteuerte sich vor allem das kurze Ende. Der November-Kontrakt gewann an seinem letzten Handelstag 16,62 auf 239,97 Euro. Am langen Ende legte das Cal 27 im Einvernehmen mit den Nachbarmärkten um 5,42 auf 163,41 zu.

CO2: Die CO2-Preise haben sich am Freitag fester gezeigt. Der Dec 26 gewann bis gegen 13.53 Uhr 0,54 auf 89,74 Euro je Tonne. Umgesetzt wurden bis zu diesem Zeitpunkt 11,3 Millionen Zertifikate. Das Hoch lag bei 90,15 Euro, das Tief bei 88,83 Euro.

Der Preis für ein Zertifikat ist seit März mehr oder weniger in einem linearen Trend gestiegen, dürfte aber

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

bei der Marke von 90 Euro auf einen starken Widerstand stoßen, so Analysten. Die anstehende Reform des europäischen Emissionshandels bleibt im Fokus des Markts. Zuletzt warnte der EU-Parlamentsabgeordnete Peter Liese, Umweltsprecher der EVP-Fraktion, vor anhaltender Uneinigkeit im EU-Parlament.

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

Erdgas: Die europäischen Erdgaspreise haben sich am Freitag massiv aufwärts bewegt. Der Frontmonat am niederländischen TTF gewann bis gegen 14.00 Uhr 5,975 auf 104,525 Euro je Megawattstunde.

Händler verwiesen auf Spekulationen über einen neuen Militärschlag der USA gegen Iran nach den Zwischenwahlen. Anders als am Ölmarkt gibt es beim Gasmarkt zudem keine alternativen Transportrouten für LNG-Tanker, die im Persischen Golf festhängen. Die LNG-Exporte aus dem Mittleren Osten liegen seit Kriegsbeginn bei etwa 20 bis 30 Prozent der Produktionskapazität, da der einzige Weg die Straße von Hormus bleibt. Eine neuerliche Eskalation im Iran-Konflikt nach den Midterms könnte also zu einem nochmals stärkeren Anstieg des europäischen Gaspreises führen.

Hinzu kommt, dass die Heizperiode bereits dieses Wochenende offiziell startet und die Temperaturen in weiten Teilen Europas laut Bloomberg-Prognosen in der kommenden Woche deutlich unter dem Normalniveau liegen dürften. Der europäische Gasspeicherfüllstand hat sich mittlerweile bei etwa 75 Prozent eingependelt und seit einer Woche kaum verändert. Bei einem normalen Winter und LNG-Importen in Höhe des Vorkriegsniveaus (etwa 11 Milliarden Kubikmeter) dürften die Gasspeicher Ende März des kommenden Jahres bei 22 Prozent liegen, was erhebliche Risiken mit sich bringt, sollten der Winter kälter oder die LNG-Importe niedriger ausfallen. (cdg) // VON CLAUS-DETLEF GROSSMANN

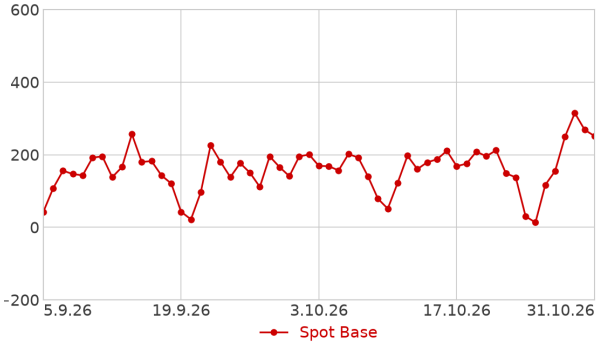
^ Zum Inhalt

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

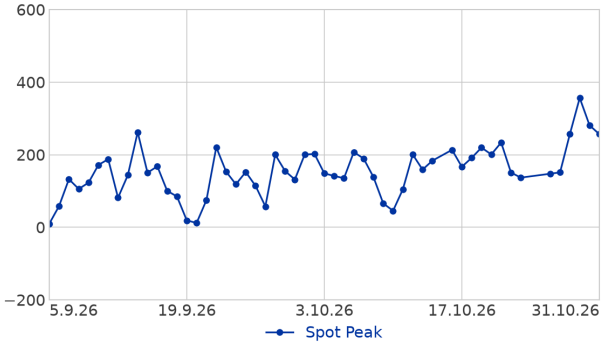
ENERGIEDATEN:

Strom Spotmarkt

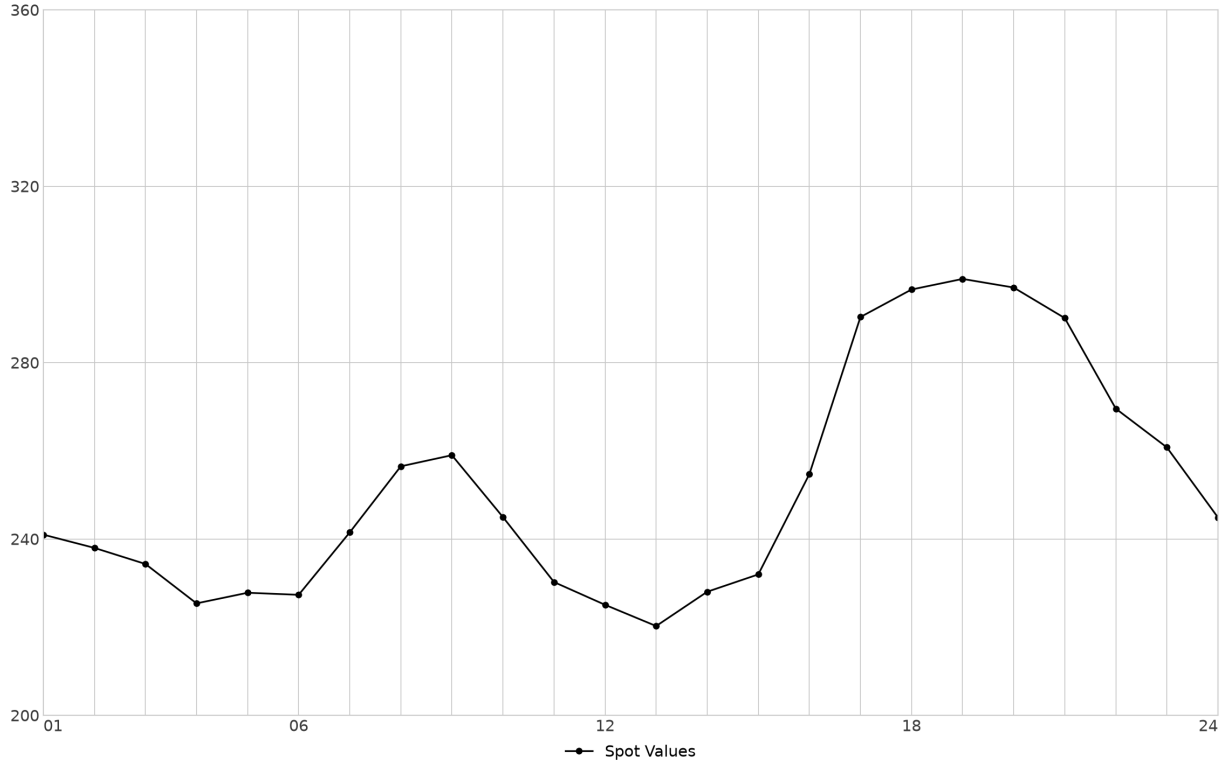
EPEX Spot Base in Euro/MWh (EEX)



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

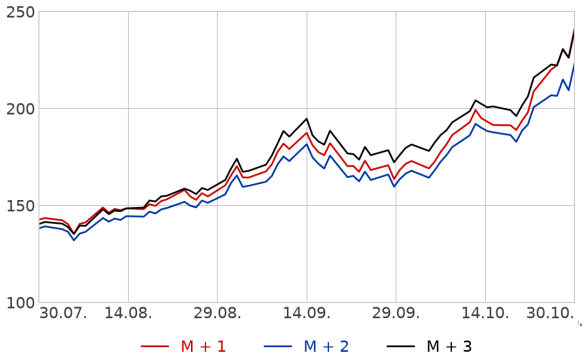
Terminmarktpreise Base in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	30.10.26	German Power Nov-2026	241,05
M2	30.10.26	German Power Dec-2026	223,04
M3	30.10.26	German Power Jan-2027	240,00
Q1	30.10.26	German Power Q1-2027	220,59
Q2	30.10.26	German Power Q2-2027	134,72
Q3	30.10.26	German Power Q3-2027	143,02
Y1	30.10.26	German Power Cal-2027	164,27
Y2	30.10.26	German Power Cal-2028	117,24
Y3	30.10.26	German Power Cal-2029	100,18

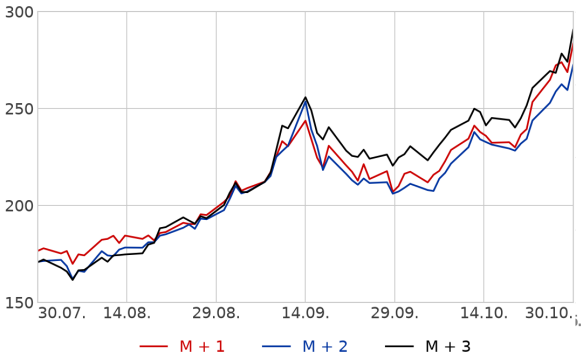
Terminmarktpreise Peak in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	30.10.26	German Power Nov-2026	283,50
M2	30.10.26	German Power Dec-2026	272,46
M3	30.10.26	German Power Jan-2027	290,57
Q1	30.10.26	German Power Q1-2027	251,81
Q2	30.10.26	German Power Q2-2027	114,02
Q3	30.10.26	German Power Q3-2027	132,86
Y1	30.10.26	German Power Cal-2027	174,49
Y2	30.10.26	German Power Cal-2028	128,55
Y3	30.10.26	German Power Cal-2029	109,73

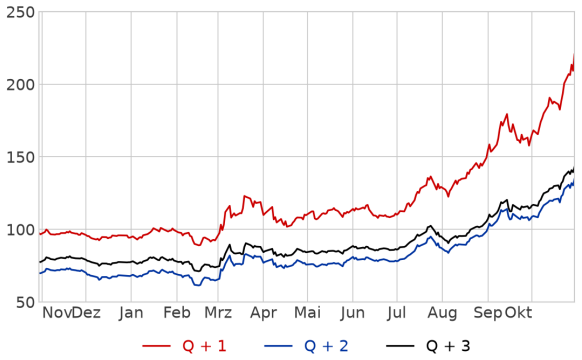
Frontmonate Base in Euro/MWh (EEX)



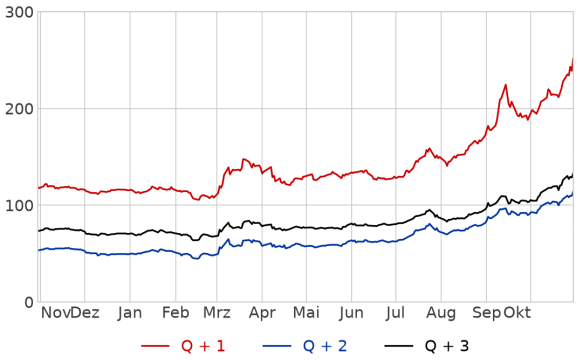
Frontmonate Peak in Euro/MWh (EEX)



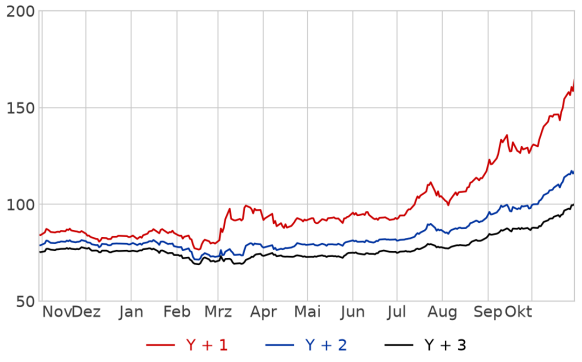
Frontquartale Base in Euro/MWh (EEX)



Frontquartale Peak in Euro/MWh (EEX)



Frontjahre Base in Euro/MWh (EEX)



Frontjahre Peak in Euro/MWh (EEX)



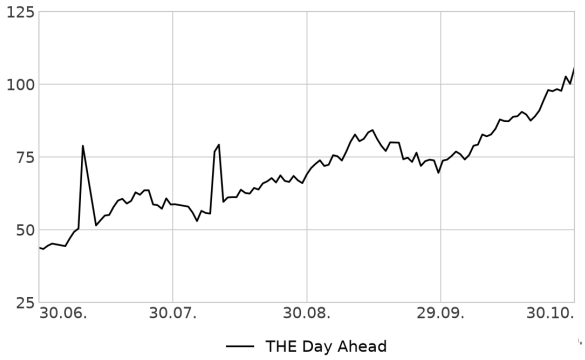
© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

Gas Spot- und Terminmarkt

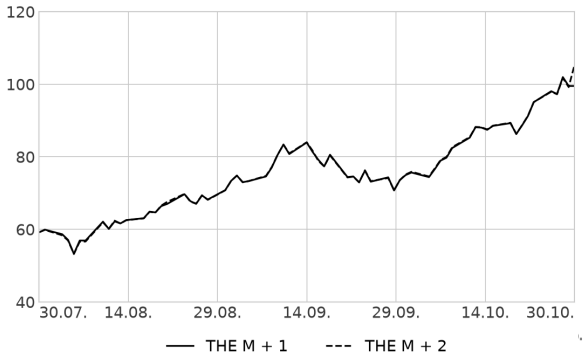
Terminmarktpreise THE in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	30.10.26	German THE Gas Nov-2026	99,51
M2	30.10.26	German THE Gas Dec-2026	105,31
Q1	30.10.26	German THE Gas Q1-2027	103,50
Q2	30.10.26	German THE Gas Q2-2027	80,53
S1	30.10.26	German THE Gas Sum-2027	77,60
S2	30.10.26	German THE Gas Win-2027	71,84
Y1	30.10.26	German THE Gas Cal-2027	82,97
Y2	30.10.26	German THE Gas Cal-2028	51,89

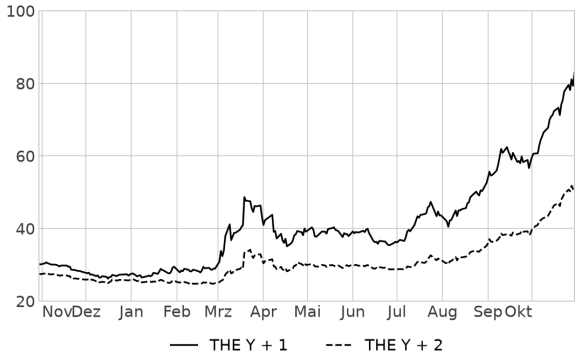
EEX Spot in Euro/MWh



Frontmonate THE in Euro/MWh (EEX)



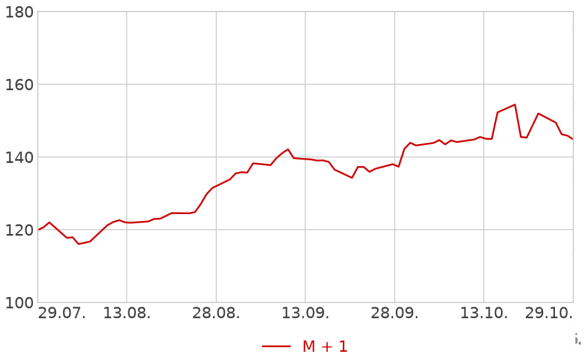
Frontjahre THE in Euro/MWh (EEX)



Strom, CO2, und Kohle

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
Germany Spot base	30.10.26	251,42	EUR/MWh
Germany Spot peak	30.10.26	256,42	EUR/MWh
EUA Dezember 2026	30.10.26	89,19	EUR/tonne
Coal API2 November 2026	29.10.26	144,85	USD/tonne

Frontmonat Kohle API2 in USD/t (ICE)



Gas und Öl

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
German THE Gas Day Ahead	30.10.26	105,62	EUR/MWh
German THE Gas Nov-2026	30.10.26	99,51	EUR/MWh
German THE Gas Cal-2027	30.10.26	82,97	EUR/MWh
Crude Oil Brent Dec-2026	30.10.26	117,64	USD/bbl

EUA in Euro/t (EEX)



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

E&M STELLENANZEIGEN

Praktikum Supply Chain - Wertstrom-Management International

Deine Aufgaben Unterstütze uns bei der Optimierung der Kommunikation entlang der Wertstrom-Proz…

in Neckarsulm

vor 45 Min.

Freie Mitarbeit

Flexibler Nebenjob als Biologie - Nachhilfelehrer*in (w/m/d)

Du suchst einen bedeutungsvollen Nebenjob mit flexibler Zeiteinteilung? Dann bist du hier genau richti…

in Chemnitz

vor 46 Min.

Minijob Flexible Arbeitszeit

Flexibler Nebenjob als Biologie - Nachhilfelehrer*in (w/m/d)

Du suchst einen bedeutungsvollen Nebenjob mit flexibler Zeiteinteilung? Dann bist du hier genau richti…

in Gelsenkirchen

vor 46 Min.

Minijob Flexible Arbeitszeit

Dialoger*in für NGOs in der Schweiz - Arbeit mit Sinn für CHF 200 pro Tag

Arbeite in der Schweiz und verdiene so richtig gut im Einsatz als Dialoger*in für den WWF, Amnesty Int…

in Deutschland

vor 46 Min.

Ausbildung / Freie Mitarbeit

Praktikum Wertstrom-Management - Sortiment in Neckarsulm

Deine Aufgaben Bring Frische in unsere Prozesse: Unterstütze uns bei der Analyse wertschöpfender A…

in Vogtei (+1 weiterer Standort)

vor 46 Min.

Freie Mitarbeit

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:

