E&M daily
DIE TAGESZEITUNG FÜR DEN ENERGIEMARKT

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

STROM

248,99 €/MWh

Epex Spot DE-LU Day Base

GAS

93,62 €/MWh

EEX Spot THE (End of Day)

ZAHL DES TAGES

319

MW haben bei der jüngsten Biomasseausschreibung einen Zuschlag erhalten. Ausgeschrieben waren ursprünglich 617 MW.

STROMNETZ
Milliarden-Investitionen ins Verteilnetz

STROMNETZ
Hamburg fehlen Kapazitäten für Großkunden

VERTRIEB
Zocker-Strom bringt Stadtwerk neue Kunden

Inhalt

TOP-THEMA
→ **GASKRAFTWERKE:** Erste Kraftwerksausschreibung fast dreifach überzeichnet

POLITIK & RECHT
→ **GASTURBINEN:** Kritik von Umweltschützern an elf neuen Gaskraftwerken
→ **REGULIERUNG:** Zuschläge für Aufdach-PV und Biomasseanlagen publiziert
→ **POLITIK:** Industrieverbände fordern weiter günstige Netzentgelte
→ **KLIMASCHUTZ:** DUH sieht Greenwashing beim LNG-Terminal Wilhelmshaven

HANDEL & MARKT
→ **STROMNETZ:** Milliarden-Investitionen ins Verteilnetz
→ **BIOGAS:** Biomethanmarkt wächst trotz Investitionshürden
→ **GAS:** IEA erwartet auch 2027 angespannte Lage auf dem Gasmark
→ **STATISTIK DES TAGES :** Europäische und asiatische Importmenge von LNG im Vergleich bis 2024

TECHNIK
→ **STROMNETZ:** Hamburg fehlen Kapazitäten für Großkunden
→ **WÄRME:** Power-to-Heat-Anlage in Hannover für 15 Millionen Euro

UNTERNEHMEN
→ **VERTRIEB:** Zocker-Strom bringt Stadtwerk neue Kunden

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

→ **SPECULANTIUS:** RWE zeigt erneut Interesse an Uniper
→ **STROMNETZ:** Playmobil-Mutter plant 100-MW-Rechenzentrum
→ **WIRTSCHAFT:** VW-Ladetochter Elli stellt Geschäft neu auf
→ **FUSION:** Baywa Energie Dienstleistungs GmbH wird zu „FASTR Kommunal“
→ **PERSONALIE:** Neue Doppelspitze bei „Enervie Vernetzt“

MARKTBERICHTE

→ **MARKTKOMMENTAR:** Gaspreise sinken trotz neuer US-Angriffe

SERVICE

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

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

★ TOP-THEMA

Erste Kraftwerksausschreibung fast dreifach überzeichnet



Quelle: Fotolia / Ralf Urner

GASKRAFTWERKE. Die Bundesnetzagentur hat in der ersten Ausschreibung für Langzeitkapazitäten Zuschläge für rund 5.160 MW reduzierte Leistung vergeben. Der Zuschlagswert liegt unter dem Höchstpreis.

Die Bundesnetzagentur hat die erste Ausschreibung für Langzeitkapazitäten nach dem Gesetz zur Sicherung der Versorgungssicherheit Strom und zur Bereitstellung neuer Kapazitäten (StromVKG) abgeschlossen. Zum Gebotstermin am 8. September 2026 gingen 41 Gebote mit einem Gesamtvolumen von rund 11.958 MW reduzierter Leistung (rMW) ein. Das Ausschreibungsvolumen lag bei 4.500 MW. Damit war die Ausschreibung fast dreifach überzeichnet.

Die Behörde erteilte elf Geboten Zuschläge mit einem Gesamtvolumen von rund 5.160 MW. Dass die bezuschlagte Menge über dem ausgeschriebenen Volumen liegt, ist auf die Zuschlagsregelung zurückzuführen: Auch das Gebot, mit dem das Ausschreibungsvolumen erstmals überschritten wurde, erhielt einen Zuschlag. Sieben weitere Gebote schloss die Behörde aus, weil beispielsweise gesetzlich vorgeschriebene Angaben oder Nachweise fehlten.

Der durchschnittliche mengengewichtete Zuschlagswert beträgt 155.296 Euro je MW und Jahr. Damit liegt er deutlich unter dem festgelegten Höchstpreis von 244.000 Euro. Der Präsident der Agentur Klaus Müller wertete den Wettbewerb zwischen Kraftwerken und Stromspeichern als wesentlichen Faktor für die vergleichsweise niedrigen Zuschlagswerte. „Die Ergebnisse sind ein wichtiger erster Schritt, um die Stromversorgung langfristig und kosteneffizient abzusichern“, sagte Müller.

Erdgaskraftwerke setzen sich durch

Aus dem ergänzenden Hintergrundpapier des Bundeswirtschaftsministeriums geht hervor, dass sich in der Ausschreibung ausschließlich Erdgaskraftwerke durchgesetzt haben. Die bezuschlagten Projekte umfassen demnach Gas- und Dampfturbinenkraftwerke (GuD) mit rund 2.000 MW sowie weitere Gaskraftwerkstechnologien wie Gasturbinen und Gasmotoren mit rund 3.000 MW. Auch Fuel-Switch-Vorhaben für Braunkohleanlagen, deren Stilllegung vor 2031 vorgesehen ist, befinden sich unter den erfolgreichen Projekten.

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

Neben Kraftwerken hatten auch Batteriespeicher-Projektierer Gebote eingereicht. Sie konnten sich im Preiswettbewerb allerdings nicht durchsetzen. Die Ausschreibung stand grundsätzlich verschiedenen Technologien offen, sofern sie die Anforderungen an die Bereitstellung gesicherter Leistung erfüllten.

Regional entfällt das größte Zuschlagsvolumen auf Nordrhein-Westfalen mit rund 2.118 MW aus drei Zuschlägen. Es folgen Brandenburg mit rund 1.819 MW aus vier Zuschlägen und Sachsen mit rund 910 MW aus zwei Zuschlägen. Jeweils einen Zuschlag erhielten Projekte in Bayern mit rund 269 MW und Baden-Württemberg mit rund 45 MW.

Das Bundeswirtschaftsministerium bewertet die regionale Verteilung auch mit Blick auf die Netzstabilität positiv. Laut Hintergrundpapier entfallen 53 Prozent der bezuschlagten Leistung auf den netztechnischen Norden und 47 Prozent auf den netztechnischen Süden. Zu Letzterem zählt das Ministerium auch Nordrhein-Westfalen.

Neue Kapazitäten sollen ab 2031 Strom liefern

Die Ausschreibung ist Teil des StromVKG, das im Juli 2026 in Kraft getreten ist und eine beihilferechtliche Genehmigung der Europäischen Kommission erhalten hat. Durch das Gesetz soll zusätzliche gesicherte Leistung ab 2031 bereitstehen.

Hintergrund sind erwartete Versorgungslücken zu Beginn der 2030er-Jahre, die unter anderem durch den Ausstieg aus der Kernenergie und Kohle, den steigenden Anteil erneuerbarer Energien und Veränderungen der Stromnachfrage entstehen.
Die neuen Kraftwerke sollen insbesondere in längeren Dunkelflauten einspringen, wenn Wind- und Solarenergie nicht ausreichend Strom erzeugen.

Für die zweite Ausschreibungsrunde will die Behörde nun die Vorbereitungen treffen. Die Bekanntmachung des nächsten Gebotstermins ist für den 10. November 2026 vorgesehen. Der zweite Gebotstermin soll am 29. Dezember 2026 stattfinden. Insgesamt sieht das StromVKG für die beiden Ausschreibungen von Langzeitkapazitäten ein Volumen von 9.000 MW vor.

Daneben sind weitere Ausschreibungen geplant. Im Mai 2027 sollen 2.000 MW an Erzeugungskapazitäten ausgeschrieben werden. Weitere Kapazitätsausschreibungen sind für Dezember 2027 und Oktober 2029 vorgesehen. Parallel bereitet die Bundesregierung einen dauerhaften Kapazitätsmarkt für die Zeit ab 2032 vor. Die entsprechenden gesetzlichen Regelungen sollen 2027 beschlossen werden.

Auch gesonderte Ausschreibungen zur Umstellung von Kraftwerksleistung auf Wasserstoff sind ab 2027 geplant. Langfristig sollen bis 2040 zunächst 2.000 MW und bis 2043 weitere 2.000 MW Kraftwerksleistung auf Wasserstoff umgestellt werden. Bis 2045 soll die deutsche Stromerzeugung ohne Treibhausgasemissionen erfolgen.

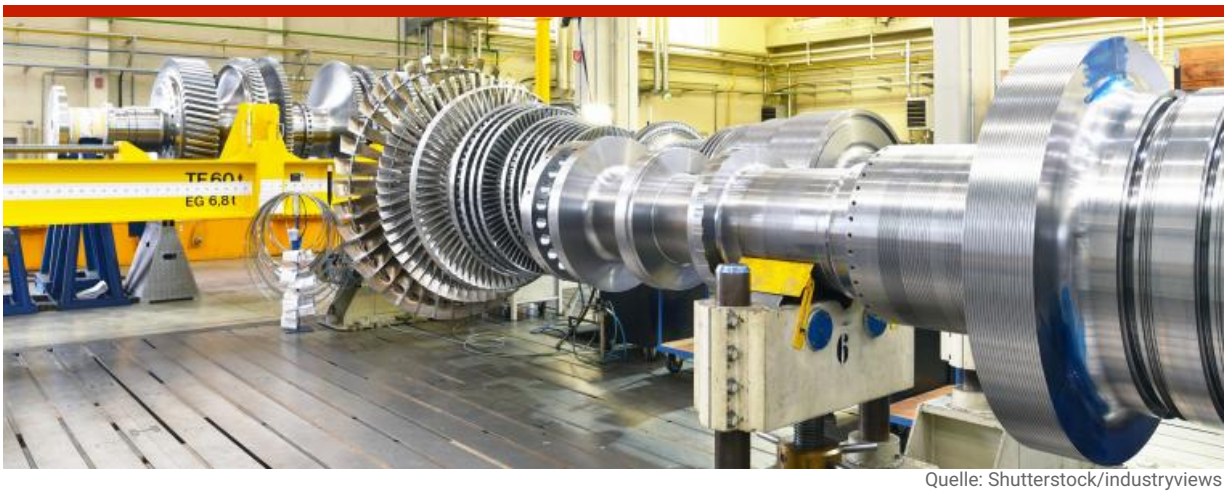
Die Ergebnisse der ersten Ausschreibung für Langzeitkapazitäten stehen im Internet bereit. (sh)

// VON SUSANNE HARMSEN

Zum Inhalt

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

POLITIK & RECHT



Quelle: Shutterstock/industryviews

Kritik von Umweltschützern an elf neuen Gaskraftwerken

GASTURBINEN. In der ersten Ausschreibung für neue Kraftwerke waren elf Projekte erfolgreich. RWE und Leag erhalten den Großteil der Zuschläge, doch auch die Stadtwerke Karlsruhe sind dabei.

Die Bundesnetzagentur hat die erste Ausschreibungsrunde für neue gesicherte Kraftwerkskapazitäten nach dem Strom-Versorgungssicherheits- und Kapazitätsgesetz (StromVKG) abgeschlossen (wir berichteten). Dabei erhielten elf Gaskraftwerke Zuschläge. Die bezuschlagten Unternehmen verpflichten sich, ihre Kapazitäten jeweils 15 Jahre lang bereitzuhalten. Dafür erhalten sie eine jährliche Vergütung. Die Förderung soll ab 2031 über eine Umlage auf den Strompreis finanziert werden.

Der Verband kommunaler Unternehmen (VKU) sieht in dem Ergebnis seine Kritik bestätigt: „Wir sehen eine Marktkonzentration, die für den Wettbewerb bei der Stromerzeugung keine gute Nachricht ist“, sagte VKU-Hauptgeschäftsführer Ingbert Liebing. Nun komme es für die Stadtwerke auf die Novelle des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes (KWKG) an.

RWE erhielt Zuschläge für drei wasserstofffähige Gaskraftwerke in Nordrhein-Westfalen. Die Anlagen in Voerde, Weisweiler und Werne sollen eine Gesamtleistung von rund 2.130 MW bereitstellen. Die Bundesnetzagentur berücksichtigt in der Ausschreibung allerdings nur 85 Prozent der installierten Leistung von Gaskraftwerken. Daraus ergibt sich eine bezuschlagte Leistung von rund 2.100 reduzierten MW (rMW). RWE plant, innerhalb weniger Wochen mit dem Bau der ersten Anlage zu beginnen.

Leag bekommt Löwenanteil

Die Leag erhielt Zuschläge für sieben Kraftwerksblöcke mit einer installierten Gesamtleistung von 3.680 MW beziehungsweise 2.998 rMW. Vier Blöcke mit jeweils 560 MW sollen am Standort Jänschwalde in Brandenburg entstehen, zwei weitere in Boxberg in Sachsen. In Leipheim in Bayern ist ein wasserstofffähiges Kraftwerk mit 320 MW geplant. Sie ersetzen aktuelle Kohlekraftwerkskapazitäten und müssen spätestens Ende 2031 in Betrieb gehen.

Die Leag setzt bei den Vorhaben in Jänschwalde und Boxberg auf ihr sogenanntes FuelSwitch-Konzept. Dabei will das Unternehmen vorhandene Kraftwerksinfrastruktur für neue Gaskraftwerke nutzen. Nach

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

Unternehmensangaben lassen sich dadurch unter anderem bestehende Netzanschlüsse und technische Komponenten weiterverwenden. Die Investitionen für alle sieben Anlagen beziffert die Leag auf insgesamt 1,5 bis zwei Milliarden Euro.

Netzbetreiber für bessere regionale Verteilung

Der CEO des Übertragungsnetzbetreibers Amprion, Christoph Müller bedauerte: „Versorgungssicherheit ist immer auch eine Frage der regionalen Verfügbarkeit gesicherter Leistung und ihrer effizienten Verortung im Stromnetz. Es hat sich gezeigt, dass die Ausgestaltung des Südbonus im StromVKG nicht ausgereicht hat, um eine aus Systemsicht effiziente Nord-Süd Verteilung gesicherter Leistung zu erzielen."

Mehr notwendige Eingriffe in den Stromnetzbetrieb erzeugten Redispatch-Kosten, was die Energiewende unnötig teuer macht. „Der Kapazitätsmarkt muss deshalb Investitionen in gesicherte Leistung dort anreizen, wo sie Netz und System am wirksamsten entlastet", forderte Müller.

Stadtwerke Karlsruhe ebenfalls erfolgreich

Neben den beiden großen Energiekonzernen erhielt auch ein kommunales Unternehmen einen Zuschlag. Die Stadtwerke Karlsruhe können damit ihr geplantes Gasmotorenkraftwerk auf dem Gelände des Heizkraftwerks West umsetzen. Insgesamt sind damit 54 MW elektrische und 54 MW thermische Leistung vorgesehen.

Das Kraftwerk soll zunächst mit Erdgas laufen, aber von Beginn an für eine spätere Umstellung auf Wasserstoff ausgelegt sein. Die Stadtwerke planen den Baubeginn für 2027, die Inbetriebnahme für das zweite Halbjahr 2029. Geschäftsführer Michael Homann bezeichnete den Zuschlag als wichtigen Schritt, um die Wärmeversorgung während längerer Phasen mit wenig Wind und Sonne abzusichern.

Kritik an Ausschreibungen von Umweltverbänden

Die Ergebnisse stoßen bei Umweltverbänden auf Kritik. Die Deutsche Umwelthilfe (DUH) bemängelt, dass sich kein Batteriespeicher durchsetzen konnte und ausschließlich fossile Gaskraftwerke Zuschläge erhielten. Sie fordert für künftige Ausschreibungen faire Wettbewerbsbedingungen für unterschiedliche Technologien.

Auch Greenpeace kritisiert die Förderung neuer Gaskraftwerke. Die Energie- und Klimaexpertin Noemi Mundhaas sieht darin eine langfristige Bindung an fossiles Gas. Die Bundesregierung schaffe damit nach ihrer Einschätzung neue Abhängigkeiten von fossilen Energieträgern und bremse den Ausbau von Alternativen wie Batteriespeichern und erneuerbaren Energien.

Zustimmung der Branche

Der Verband Die Gas- und Wasserstoffwirtschaft bewertet die hohe Beteiligung an der Ausschreibung dagegen als positives Signal. Vorstand Timm Kehler betont, dass Deutschland nach dem Atom- und Kohleausstieg zusätzliche regelbare Kraftwerkskapazitäten benötige. Laut dem Versorgungssicherheitsbericht der Bundesnetzagentur werden bis 2035 mindestens 22.000 MW gesicherte Leistung benötigt.

Für weitere Ausschreibungsrunden fordert Kehler deshalb, neben hocheffizienten GuD-Kraftwerken auch Batteriespeicher und wasserstofffähige Gasmotoren stärker zu berücksichtigen. Zudem müsse der Wasserstoffhochlauf vorankommen, damit die spätere Umstellung der Kraftwerke wirtschaftlich tragfähig werde. (sh) // VON SUSANNE HARMSEN

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

Zum Inhalt

WERBUNG



Zuschläge für Aufdach-PV und Biomasseanlagen publiziert



Quelle: Shutterstock / nitpicker

REGULIERUNG. Wenig Beteiligung an Biomasseausschreibungen, halbwegs eine Deckung des Volumens für Aufdach-PV konstatiert die Bundesnetzagentur bei den Ausschreibungen zum 1. Oktober.

Die Bundesnetzagentur hat die Zuschläge der Ausschreibungen für Solaranlagen auf Gebäuden und Lärmschutzwänden sowie Biomasseanlagen zum Gebotstermin 1. Oktober 2026 veröffentlicht. Demnach gab es wieder zu wenige Bewerber für Biomasseanlagen.

„Der Umfang an eingereichten Geboten ist bei der Ausschreibung für Aufdach-Solaranlagen gegenüber der Vorrunde deutlich gestiegen. Das ausgeschriebene Volumen konnte annähernd gedeckt werden“, sagte der Präsident der Behörde Klaus Müller.

Biomasseförderung kaum nachgefragt

„Bei der Biomasseausschreibung lag das eingereichte Gebotsvolumen erneut unter dem Ausschreibungsvolumen“, stellte Müller zugleich fest. Bei einer ausgeschriebenen Menge von 617 MW wurden 328 Gebote mit einer Gebotsmenge von 442 MW eingereicht. Aufgrund der Unterzeichnung musste die Bundesnetzagentur das Ausschreibungsvolumen nach den gesetzlichen Vorgaben reduzieren. Das bedeutet, dass Zuschläge nur im Umfang von 80 Prozent des Volumens der zugelassenen Gebote erteilt werden konnten.

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

Daher konnte die Bundesnetzagentur 244 Geboten mit einer Zuschlagsmenge von 319 MW einen Zuschlag erteilen. 39 Gebote mussten vom Zuschlagsverfahren ausgeschlossen werden. Die im Gebotspreisverfahren ermittelten Zuschlagswerte liegen zwischen 13,95 ct/kWh und 19,80 ct/kWh. Der durchschnittliche mengengewichtete Zuschlagswert liegt bei 18,75 ct/kWh.

Das größte Zuschlagsvolumen ergibt sich für Gebote für Standorte in Niedersachsen (85 MW, 66 Zuschläge), gefolgt von Standorten in Bayern (61 MW, 46 Zuschläge), Schleswig-Holstein (40 MW, 21 Zuschläge) und Nordrhein-Westfalen (33 MW, 15 Zuschläge). 24 Prozent des bezuschlagten Volumens wurde für Neuanlagen und 76 Prozent für Bestandsanlagen, die eine Anschlussförderung erhalten, erteilt. In den letzten Gebotsrunden sei der Umfang an Neuanlagen spürbar angestiegen, so die Behörde.

Mehr Gebote für Aufdach-Solaranlagen

Bei einer ausgeschriebenen Menge von 296 MW wurden 177 Gebote mit einer Gebotsmenge von 347 MW für Dach-PV-Anlagen eingereicht. Im Vergleich zur Vorrunde im Juni 2026 mit einer Gebotsmenge von 238 MW ist die eingereichte Gebotsmenge damit deutlich gestiegen.

Die Bundesnetzagentur musste in dieser Runde 34 Gebote mit einem Volumen von 58 MW vom Zuschlagsverfahren ausschließen. Es wurden 143 Gebote mit einem Volumen von 288 MW zum Zuschlagsverfahren zugelassen und bezuschlagt.

Die im Gebotspreisverfahren ermittelten Zuschlagswerte reichen von 8,50 ct/kWh bis 10 ct/kWh. Der mengengewichtete durchschnittliche Zuschlagswert liegt mit 9,67 ct/kWh auf dem Niveau des Wertes der Vorrunde (9,72 ct/kWh).

Die meisten Zuschläge entfallen auf Gebote für Standorte in Nordrhein-Westfalen (66 MW, 38 Zuschläge), gefolgt von Hessen (30 MW, 11 Zuschläge), Brandenburg (28 MW, 14 Zuschläge), Niedersachsen (27 MW, 16 Zuschläge) und Rheinland-Pfalz (19 MW, 6 Zuschläge).

Informationen zu den Aufdach-PV-Anlagen und Biomasseausschreibungen stehen im Internet bereit. (sh)

// VON SUSANNE HARMSEN

Diesen Artikel können Sie teilen: Zum Inhalt

Industrieverbände fordern weiter günstige Netzentgelte


Quelle: Georg Eble

POLITIK. Sechs Wirtschaftsverbände wollen die geplante Kürzung des Bundeszuschusses zu den Übertragungsnetzentgelten nicht hinnehmen und haben einen Appell verfasst.

In einem Appell fordern sechs Industrie- und Wirtschaftsverbände den Bundestag auf, die geplante Kürzung des Zuschusses des Bundes zu den Netzentgelten Rückgängig zu machen. Stattdessen soll der Zuschuss auch in den kommenden Jahren unverändert 6,5 Milliarden Euro betragen, so die Forderung. Die Bundesregierung will den Zuschuss zu den Übertragungsnetzentgelten ab 2027 um knapp eine Milliarde Euro reduzieren.

Die Energieverbände VEA und VIK, der Elektroverband ZVEI, die Wirtschaftsvereinigung Metalle und die Wirtschaftsvereinigung Stahl sowie die Deutsche Industrie- und Handelskammer haben den Apell unterzeichnet. Für sie ist „das Strompreisniveau in Deutschland zu hoch – weit höher als in anderen

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

Ländern wie den USA und China, aber auch im innereuropäischen Vergleich“, heißt es darin. Zum Hintergrund: Die Bundesregierung hat einen Gesetzentwurf vorgelegt, der den Zuschuss für die Jahre 2027 bis 2029 auf jährlich 5,525 Milliarden Euro festschreibt. Das wären 975 Millionen Euro weniger als 2026. Die Mittel sollen aus dem Klima- und Transformationsfonds kommen. Der Bundestag hat den Gesetzentwurf am 8. Oktober in erster Lesung beraten und anschließend an den Wirtschaftsausschuss überwiesen.

Die Bundesregierung begründet die Kürzung mit der notwendigen Konsolidierung des Bundeshaushalts. Gleichzeitig will sie energieintensive Unternehmen über die Strompreiskompensation und den geplanten Industriestrompreis entlasten.

Kürzung würde Entlastung „teilweise zurückdrehen“

Die Verbände argumentieren, dass die Übertragungsnetzkosten auch in den kommenden Jahren hoch bleiben oder weiter steigen werden. Der Bundeszuschuss habe die Netzentgelte 2026 nach einem starken Anstieg wieder auf das Niveau von 2023 gesenkt.

Eine Kürzung würde die Entlastung von Unternehmen und privaten Verbrauchern „teilweise zurückdrehen“, heißt es ind dem Appell. Angesichts der angespannten Energiemärkte und der im internationalen Vergleich hohen deutschen Strompreise sei dies das falsche Signal.

Die Verbände warnen ausdrücklich vor Folgen für die Wettbewerbsfähigkeit der Industrie und die Elektrifizierung. Die Kürzung würde zudem die Planungssicherheit der Unternehmen beeinträchtigen.

Bereits am 16. Oktober hatte der Bundesrat beschlossen, eine Fortführung des Zuschusses in voller Höhe zu verlangen. Die Bundesregierung hat die Forderung des Bundesrates in ihrer Gegenäußerung allerdings bereits zurückgewiesen.

Bundesrat contra Bundestag

Da es sich um ein nicht zustimmungspflichtiges Gesetz handelt, kann der Bundesrat die Kürzung nicht unmittelbar verhindern. Er könnte nach einem Bundestagsbeschluss allerdings den Vermittlungsausschuss anrufen und gegebenenfalls Einspruch einlegen. Diesen könnte der Bundestag wiederum überstimmen.

Die Übertragungsnetzentgelte werden 2027 voraussichtlich deutlich steigen. Nach den vorläufigen Berechnungen der vier Übertragungsnetzbetreiber erhöhen sie sich durchschnittlich um knapp 24 Prozent von 2,86 auf 3,54 Cent/kWh. Dabei ist der geplante Bundeszuschuss von 5,525 Milliarden Euro bereits berücksichtigt. Der Anstieg ist sowohl auf höhere Netzkosten als auch auf den gegenüber 2026 um knapp eine Milliarde Euro reduzierten Bundeszuschuss zurückzuführen.

Der Bundestag muss in den kommenden Wochen über die Höhe des Bundeszuschusses entscheiden. Die Übertragungsnetzbetreiber benötigen spätestens am 7. Dezember Rechtssicherheit über die Finanzierung. Andernfalls müssen sie nach eigenen Angaben voraussichtlich höhere endgültige Netzentgelte für 2027 veröffentlichen. (sag) // VON STEFAN SAGMEISTER

^ Zum Inhalt

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

DUH sieht Greenwashing beim LNG-Terminal Wilhelmshaven



Studie zum LNG-Terminal Wilhelmshaven.
Quelle: Fossil Exit Gruppe

KLIMASCHUTZ. Eine Studie im Auftrag der Deutschen Umwelthilfe (DUH) bewertet den geplanten Import von synthetischem Methan über ein LNG-Terminal in Wilhelmshaven als wirtschaftlich unrealistisch.

Die Deutsche Umwelthilfe (DUH) fordert die Stadt Wilhelmshaven auf, die Pläne für ein neues Flüssigerdgasterminal im EU-Vogelschutzgebiet Voslapper Groden-Nord endgültig aufzugeben. Eine von der Umweltorganisation in Auftrag gegebene 33-seitige Studie kommt zu dem Ergebnis, dass der angekündigte spätere Import von synthetischem Methan (e-NG beziehungsweise SNG) über das Terminal bis 2045 unter den absehbaren Marktbedingungen nicht wirtschaftlich darstellbar ist.

Die DUH wirft der Deutschen Grüngas Energieversorgungs GmbH (DGGEV) deshalb vor, mit dem Verweis auf eine künftige Umstellung auf grüne Gase einen langfristigen fossilen Terminalbetrieb zu rechtfertigen. Die DGGEV hat angekündigt, spätestens 2044 statt fossilem Erdgas ausschließlich synthetisches Methan importieren zu wollen.

Dafür müsste das Gas aus erneuerbarem Wasserstoff und CO2 hergestellt werden. Laut der Studie ist dieser Produktions- und Importpfad jedoch mit hohen Energie- und Kostenaufwendungen verbunden. Ein marktgetriebener Wechsel von LNG zu synthetischem Methan vor dem Ende der gesetzlichen Befristung des fossilen LNG-Imports am 31. Dezember 2043 sei daher nicht zu erwarten.

Hohe Kosten und fehlende Marktbedingungen

Die Untersuchung beziffert die notwendigen Vollkosten für e-NG bis zur Einspeisung in das Gasnetz in Wilhelmshaven auf höchstens etwa 90 bis 110 Euro/MWh. Darin enthalten sind Terminalkosten von rund 9 Euro/MWh. Im konservativen Szenario wird diese Schwelle bis 2045 nicht erreicht. Die Kostenlücke beträgt dann noch rund 82 Euro/MWh.

Auch das optimistische Szenario hält die Studie nur unter Voraussetzungen für wirtschaftlich, die derzeit nicht der Marktrealität entsprechen. Insbesondere müssten die Kosten für die direkte Abscheidung von CO2 aus der Luft (Direct Air Capture, DAC) deutlich unter das heute beobachtete Niveau sinken. Werden realistischere DAC-Kosten angesetzt, bleibt auch dieses Szenario oberhalb der erforderlichen Kostenschwelle.


Abbildung 4: Energieflussdiagramm (Sankey) der e-NG-Importkette Wilhelmshaven. Die Bandbreite entspricht der verbleibenden Energie, graue Abzweige den Verlusten je Stufe. Eigene Berechnung aus Einzelwirkungsgraden basierend auf Kreidelmeyer et al. (2023).

Energieverluste durch Umwandlung zwischen Stromerzeugung und -nutzung
(Für Vollbild auf die Grfaik klicken)
Quelle: Fossil Exit Research Group

Zusätzlich wären Strombezugskosten im Exportland von weniger als etwa 25 Euro/MWh und Elektrolyse-Systemkosten von deutlich unter 2.000 Euro/kW erforderlich. Für diese Annahmen sieht die Studie derzeit keine ausreichenden Anhaltspunkte.

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

Neben niedrigeren Produktionskosten wäre ein erheblicher Preisaufschlag gegenüber fossilem Erdgas notwendig. Die Autoren veranschlagen dafür mindestens 60 bis 80 Euro/MWh. Dieser müsste beispielsweise über CO2-Preise von mehr als 300 bis 400 Euro je Tonne, methanspezifische Quoten- und Zertifikatsinstrumente oder eine Förderung über Differenzverträge (Contracts for Difference, CfD) finanziert werden. Ohne solche Instrumente gebe es in Europa kein tragfähiges Geschäftsmodell.

Produktionsmengen und Nachfrage unsicher

Weitere Voraussetzungen betreffen das Angebot und die Abnehmer. Für den Import nach Europa müsste eine zertifizierte Produktionskapazität im hohen zweistelligen TWh-Bereich entstehen. Die derzeitige globale Projektpipeline umfasst laut Studie dagegen überwiegend Einzelprojekte mit einer geplanten Produktion von ein bis zwei TWh pro Jahr. Viele davon sind noch nicht endgültig beschlossen und richten sich vor allem auf den japanischen Markt.

Auf der Nachfrageseite müsste auch nach 2040 ein Bedarf an Methan bestehen bleiben, der sich weder durch Elektrifizierung noch durch Wasserstoff decken lässt. Die Studie sieht dafür mögliche Abnehmer in einzelnen Industriebranchen und gegebenenfalls bei bestehenden Gaskraftwerken. Für den Gebäudewärmemarkt sei ein solcher Bedarf dagegen nicht realistisch.

DUH sieht fossilen Betrieb als wahrscheinlicher an

Sollten diese Voraussetzungen nicht erfüllt werden, drohten laut Studie alternative Nutzungen der Infrastruktur. Als wirtschaftlich attraktivste Möglichkeit nennt sie einen dauerhaften LNG-Import mit blauem Wasserstoff als Nebenprodukt. Klimapolitisch sei dieses Modell jedoch nur begrenzt sinnvoll. Denkbar sei auch eine Umwidmung zu einem reinen CO2-Exportterminal oder eine Nachrüstung für den Import von Ammoniak. Letztere wäre technisch aufwendig, weil Tanks und Kryotechnik für Methan ausgelegt sind.

Sascha Müller-Kraenner, Bundesgeschäftsführer der DUH, sagte: „In Wilhelmshaven wird unter dem Vorwand der Umstellung auf grüne Gase ein Projekt vorangetrieben, über das am Ende doch nur fossiles Flüssigerdgas importiert werden wird." Der weitere Ausbau von LNG-Terminals an der deutschen Küste müsse sofort gestoppt werden. Die Stadt Wilhelmshaven solle die Bebauungspläne für das Vogelschutzgebiet endgültig aufgeben.

Die Studie zum LNG-Terminal Wilhelmshaven der DUH steht im Internet bereit. (sh) // VON SUSANNE HARMSEN

Zum Inhalt

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

HANDEL & MARKT



Umspannwerk. Quelle: Katia Meyer-Tien

Milliarden-Investitionen ins Verteilnetz

STROMNETZ. Bis zum 31. Oktober mussten die Stromverteilnetzbetreiber ihre Ausbaupläne veröffentlichen. Für die Energiewende sind Milliardeninvestitionen nötig.

Ziel der zweijährlichen Netzausbaupläne ist ein transparenter Dialog über die Anforderungen an die Energieinfrastruktur in den kommenden Jahrzehnten. Die Pläne basieren auf Szenarien für die sechs deutschen Planungsregionen, die Energieerzeugung und -verbrauch langfristig abschätzen. Sie unterscheiden Nord, Ost, Mitte, West, Südwest und Bayern. Bis 2024 waren die Pläne zum 30. April fällig, seitdem ist der 31. Oktober der Abgabetermin.

Nicht alle der mehr als 800 Verteilnetzbetreiber in Deutschland müssen einen eigenen Netzausbauplan veröffentlichen. Die größeren Netzbetreiber mit mehr als 100.000 angeschlossenen Kunden beziehen die Informationen der kleineren Betreiber ihrer Region ein.

Die Bayernwerk Netz aus Regensburg schätzt, dass sich die installierte Leistung erneuerbarer Energien in ihrem Netzgebiet bis 2045 gegenüber heute verdreifachen wird, bei einer Verdopplung des Stromverbrauchs. Dafür müsse neben dem klassischen Netzausbau auch eine stärkere Nutzung von Kapazitätssteuerung und Flexibilitäten stattfinden. Dafür plant Bayernwerk Netz Investitionen bis 2030 von rund zwölf Milliarden Euro.

Der Verteilnetzbetreiber Westnetz in Dortmund, ebenfalls aus dem Eon-Konzern, will mehr als 21.000 Kilometer Stromleitungen erneuern, ausbauen oder neu bauen bis 2030. Auch an mehr als 30.000 Ortsnetzstationen sind laut einer aktuellen Mitteilung Arbeiten vorgesehen: Bestehende Anlagen sollen erweitert, erneuert oder durch neue, digitalisierte Stationen ersetzt werden. Ziel sei es, 100 Prozent der Ortsnetze digital abzubilden, um das Netz besser auslasten zu können.

Refinanzierung über die Netzentgelte

Mit den Ausbauplänen verbunden sind die Netzentgelte für die Stromkunden, die zur Refinanzierung des Ausbaus dienen. Wie diese sich entwickeln, hänge davon ab, ob der Bundeszuschuss zu den Übertragungsnetzentgelten von 5,525 Milliarden Euro für 2027 bis 2029 noch in diesem Jahr im Bundeshaushalt abgesichert werde, betonen die Netzbetreiber.

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

Wer selbst Strom erzeugt, beispielsweise mit einer PV-Anlage oder seine Wärmepumpe und die Wallbox netzdienlich betreibt, kann durch flexible Netzentgelte sparen.

Energiewende braucht anderes Netz

„Auf das Bayernwerk-Netz wirken heute rund eine Million Erneuerbare-Energien-Anlagen. Für eine erfolgreiche zweite Halbzeit der Energiewende braucht es daher ein neues Spielsystem“, erläuterte Egon Leo Westphal, Vorstandsvorsitzender der Bayernwerk AG. Dieses Potenzial bilde der Netzausbauplan ab.

Die langfristigen Planungen für das Zielnetz 2045 umfassen bei Bayernwerk Netz nach heutigen Einschätzungen rund 450 neue oder erweiterte Umspannwerke. Hinzu kommen etwa 4.100 Kilometer zusätzliche oder optimierte Hochspannungsleitungen sowie rund 79.000 Kilometer neue Mittel- und Niederspannungsleitungen.

Neben dem Ausbau der Infrastruktur sollen netzdienliche Flexibilitäten an Bedeutung gewinnen wie Speicher sowie bidirektionales Lademanagement. Die könnten den erforderlichen Netzausbau reduzieren oder einzelne Baumaßnahmen ersetzen.

Westnetz plant mit Rechenzentren

Westnetz plant bis 2030 Maßnahmen an rund 250 Umspannanlagen. Grund sei der prognostizierte Leistungsbedarf von Rechenzentren und Elektromobilität, der in ihrem Netzgebiet laut Prognose bis 2030 jeweils auf mehr als das Achtfache des Niveaus von 2024 steigt. Seit 2020 habe die Westenergiegruppe rund 4,5 Milliarden Euro in das regulierte Strom- und Gasnetz investiert, was weitergeführt werden müsse.

„Ein Plan allein schafft noch keinen Netzanschluss. Entscheidend ist, dass wir unsere Netze nicht nur ausbauen, sondern auch technologisch weiterentwickeln“, sagte Robert Denda, CEO und CTO von Westenergie. Deshalb investiere das Unternehmen in leistungsfähigere Leitungen, moderne Umspannanlagen und digitalisierte Ortsnetzstationen. „Am Ende entscheidet nicht die Zahl der geplanten Leitungen über den Erfolg der Energiewende, sondern was wir damit möglich machen“, so Denda.

Avacon baut Netz primär in Niedersachsen aus

Bis 2035 weist der Avacon-Netzausbauplan einen Bedarf an Modernisierung, Verstärkung und Neubau von rund 11.700 Kilometern Stromleitungen aus – bis 2045 rund 16.200 Kilometer. Vom Leitungsbedarf bis 2035 entfallen rund 63 Prozent auf Niedersachsen, 27 Prozent auf Sachsen-Anhalt und 9 Prozent auf Hessen.

Die regionale Verteilung bleibe laut dem Unternehmen der Eon-Gruppe bis 2045 weitgehend unverändert. Bis 2035 sieht die Planung 245 Neubauten und 117 Erweiterungen von Umspannwerken sowie Maßnahmen an rund 5.400 Ortsnetzstationen vor. Sitz der Avacon ist Helmstedt in Niedersachsen.

Der aktuelle Netzausbauplan ist abrufbar auf dem Portal der Verteilnetzbetreiber. (sh)

// VON SUSANNE HARMSEN

Zum Inhalt

WERBUNG

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



Biomethanmarkt wächst trotz Investitionshürden



Branchenbarometer Biomethan. Quelle: Dena

BIOGAS. Die Biomethaneinspeisung in Deutschland steigt 2026 voraussichtlich auf 13 Milliarden kWh. Doch viele Hindernisse bremsen neue Investitionen, so das Dena-Biomethanbarometer.

Der Biomethanmarkt in Deutschland wächst weiter, doch der Ausbau neuer Produktionskapazitäten kommt nur langsam voran. Das zeigt das am 3. November veröffentlichte Branchenbarometer Biomethan 2026 der Deutschen Energieagentur (Dena). Demnach wird die Einspeisung von Biomethan in diesem Jahr voraussichtlich rund 13 Milliarden kWh erreichen. Das entspricht einem Anstieg von sechs Prozent gegenüber 2025, als 12,3 Milliarden kWh eingespeist wurden. Insgesamt speisen dann 280 Produktionsanlagen Biomethan ins Gasnetz ein.

Für 2027 erwartet die Dena die Fertigstellung von weiteren 14 Anlagen mit einer zusätzlichen Einspeiseleistung von 650 Millionen kWh. Damit könnte sich das Wachstum im kommenden Jahr in ähnlicher Größenordnung fortsetzen. Allerdings beruht der aktuelle Zuwachs vor allem auf Projekten, die bereits 2022 und 2023 geplant wurden und nach längeren Bauzeiten ans Netz gegangen sind. Neue Vorhaben kommen dagegen nur schleppend voran.

„Der Biomethanmarkt zeigt eine positive Entwicklung. Doch von einem stabilen Hochlauf sind wir noch entfernt. Dazu braucht es langfristig verlässliche politische Rahmenbedingungen – beispielsweise beim Netzzugang oder bei der künftigen Ausgestaltung der Grüngas- und Grünölquote für die Wärmenutzung im Gebäudesektor“, sagt Corinna Enders, Geschäftsführerin der Dena.

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

Verkehr bleibt wichtigster Absatzmarkt

Derzeit liefert der Verkehrssektor die wichtigsten Nachfrageimpulse. Dort stieg der Biomethanabsatz 2025 nach Angaben der Dena um rund 13 Prozent auf 3,9 Milliarden kWh. Als Gründe nennt die Agentur die anhaltend hohen Preise für Erdgas und Diesel, eine verbesserte Versorgung mit Bio-LNG sowie gestiegene Quotenpreise im Rahmen der Treibhausgasminderungsquote.

Auch die Zulassungszahlen schwerer Lastkraftwagen mit Gasantrieb entwickelten sich bis Mitte 2026 leicht positiv. Für das Gesamtjahr erwartet die Dena deshalb eine stabile bis leicht steigende Biomethannachfrage im Verkehrssektor. Zudem fällt 2026 insbesondere bei Biomethan aus nachwachsenden Rohstoffen die Preisdifferenz zu fossilen Kraftstoffen deutlich geringer aus.

Im Wärmesektor rechnet die Branche erst ab 2028 mit stärkeren Nachfrageimpulsen. Dann soll die im Gebäudemodernisierungsgesetz vorgesehene Biotreppe greifen. Damit könnte die Wärmeversorgung künftig zu einem wichtigen Absatzmarkt für Biomethan werden.



Bandbreite der Bedarfsentwicklung für Biomethan bis 2045
(Für Vollbild auf die Grafik klicken)
Quelle: Dena

Netzzugang erschwert neue Investitionen

Trotz der wachsenden Einspeisemengen bleiben die Rahmenbedingungen für neue Projekte schwierig. Als zentrale Hindernisse nennt die Dena hohe Kosten für den Netzanschluss, personelle Engpässe bei Netzbetreibern und Lieferprobleme bei technischen Komponenten für den Anlagenbau. Hinzu kommen Genehmigungsverfahren, die bis zu zwei Jahre dauern können.

Auch die Perspektiven für die Biomethanverstromung sind unsicher. Zwar erhielten im April 2026 erstmals seit mehreren Jahren wieder sechs Biomethanprojekte Zuschläge in einer Ausschreibung nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG). Der aktuelle Entwurf für das EEG 2027 sieht nach Darstellung der Dena jedoch keine weiteren Ausschreibungen für Biomethananlagen vor. Damit könnte ein wichtiger Investitionsanreiz für flexible Biomethan-Blockheizkraftwerke (BHKW) entfallen.

Die fehlende Planungssicherheit betrifft damit mehrere Absatzbereiche. Neben der unklaren Zukunft der Biomethanverstromung belasten auch Unsicherheiten über die künftige Gasnetzinfrastruktur und die Bedingungen für den Netzzugang die Investitionsentscheidungen.

Geschäftsklima bleibt angespannt

Die Branchenumfrage der Dena zeigt eine leichte Verbesserung der wirtschaftlichen Stimmung. Die Bewertung der allgemeinen Geschäftslage nähert sich wieder einem befriedigenden Niveau. Dennoch beurteilt rund die Hälfte der 31 befragten deutschen und europäischen Unternehmen die aktuelle Situation weiterhin negativ.

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

Die jährliche Erhebung führt die Dena seit 2012 im Rahmen ihrer Biogaspartnerschaft durch. Die Plattform bringt Unternehmen und weitere Akteure entlang der Wertschöpfungskette der Biogaseinspeisung zusammen und soll den Austausch über die Marktentwicklung unterstützen.

Der Dena-Branchenbarometer Biomethan steht im Internet bereit. (sh) // VON SUSANNE HARMSEN

Zum Inhalt

IEA erwartet auch 2027 angespannte Lage auf dem Gasmark


Quelle: Shutterstock

GAS. Die angespannte Lage auf dem Weltmarkt für Erdgas könnte nach Einschätzung der Internationalen Energieagentur (IEA) bis weit ins nächste Jahr hinein anhalten.

Die Experten der IEA gehen davon aus, dass die europäischen Gasreserven im Verlauf des Winters auf ein „rekordtiefes Niveau“ fallen werden. Dies geht aus einem Bericht des Interessenverbands von Industriestaaten hervor, der in Paris veröffentlicht wurde. Nach dem Winter werde die anschließende Wiederauffüllung der Gasspeicher für eine hohe Nachfrage sorgen, die auf eine wegen der Folgen des Iran-Kriegs weiter angespannte Marktlage treffen dürfte.

Simulationen der IEA zeigen, dass die Füllstände der Gasspeicher in der Europäischen Union bis Ende März auf unter 10 Prozent sinken könnten - ein Rekordtief. Dies gelte allerdings im Fall eines „Worst Case“-Szenarios, bei dem es zu weiteren Störungen der Lieferungen von Flüssigerdgas (LNG) durch die strategisch wichtige Straße von Hormus kommt und das Winterwetter zudem ungewöhnlich kalt ist.

Laut IEA wäre der europäische Markt für Erdgas anfällig für Kälteeinbrüche zum Ende des Winters, was bis zum Ende der Heizsaison zu einer noch höheren Preisvolatilität führen könnte. Dies würde „den Bedarf an Einspeisungen bis zum Sommer 2027 erheblich steigern und die angespannte Marktlage möglicherweise bis ins folgende Jahr hinein verlängern“.

Preissprung in den vergangenen Monaten

Wegen der Folgen des Iran-Kriegs mit der Blockade der für den Transport von Flüssigerdgas wichtigen Straße von Hormus hat sich Erdgas im laufenden Jahr stark verteuert. Nachdem der Preis im Oktober bei 70 Euro je Megawattstunde (MWh) gelegen hatte, ist er in den vergangenen Handelstagen zeitweise bis über 100 Euro gestiegen. Seit Beginn des Jahres hat sich der Preis für den Rohstoff mehr als verdreifacht.

Zuletzt ist der Preis für europäisches Erdgas am Dienstag nach Meldungen über erneute Angriffe des US-Militärs auf Ziele im Iran deutlich gestiegen. Im frühen Handel stand der richtungweisende Erdgas-Terminkontrakt TTF zur Lieferung in einem Monat an der Börse in Amsterdam bei 98,26 Euro je MWh. Das waren mehr als drei Prozent über dem Niveau des Vortags. // VON DPA

Zum Inhalt

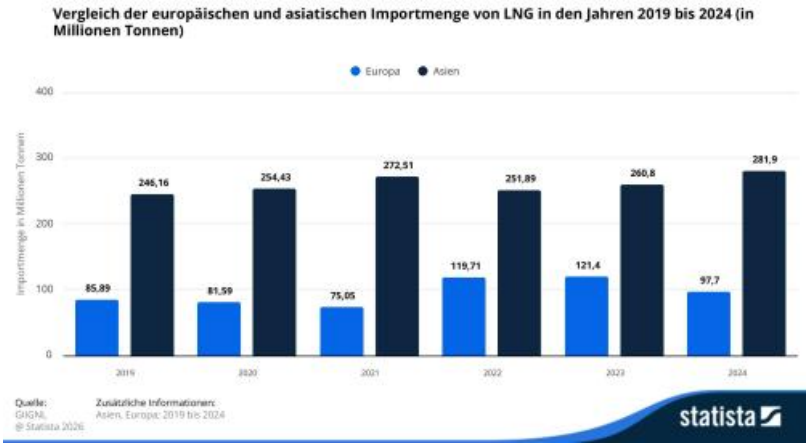
© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

Europäische und asiatische Importmenge von LNG im Vergleich bis 2024



Quelle: E&M / Pixabay

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



Zur Vollansicht auf die Grafik klicken
Quelle: Statista

Im Vergleich zum asiatischen Markt fiel die europäische Importmenge von LNG im dargestellten Zeitraum gering aus. Im Jahr 2024 importierten die europäischen Staaten zusammengenommen circa 97.7 Millionen Tonnen, in Asien waren es rund 281.9 Millionen Tonnen. Zurückzuführen ist diese Differenz insbesondere auf das jährliche Importvolumen von China, Japan und Südkorea, die im Jahr 2023 das meiste LNG weltweit importierten. In Europa sind Frankreich und die Niederlande die größten LNG-Importstaaten.

// VON REDAKTION

Zum Inhalt

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

TECHNIK



Hamburg fehlen Kapazitäten für neue Strom-Großanschlüsse. Der Netzausbau soll Abhilfe schaffen. Quelle: Katia Meyer-Tien

Hamburg fehlen Kapazitäten für Großkunden

STROMNETZ. Hamburg kann derzeit keine regulären Strom-Großanschlüsse mehr vergeben. Der Netzbetreiber Hamburger Energienetze reagiert auf Engpässe mit einem neuen Zuteilungsverfahren.

Für Unternehmen mit hohem Anschlussleistungsbedarf wird ein neuer Stromanschluss in Hamburg vorerst schwierig. Die Hamburger Energienetze können derzeit keine zusätzlichen Anschlüsse mit mehr als 1,5 Megavoltampere (MVA) Bezugsleistung in der Mittel- oder Hochspannung vergeben. Auch Bestandskunden, die ihre Anschlussleistung entsprechend erhöhen wollen, sind betroffen. Das teilte der städtische Strom- und Gasnetzbetreiber mit Sitz in Hamburg am 2. November mit.

Grund seien Verzögerungen beim Ausbau der Übergänge zum Übertragungsnetz von 50 Hertz. Zugleich sei die Nachfrage nach leistungsstarken Netzanschlüssen gestiegen. Im Oktober lagen nach Angaben der Hamburger Energienetze Anfragen mit einer Gesamtleistung von rund 3.000 MW vor. Wie viel dieser Leistung künftig tatsächlich gleichzeitig benötigt wird, sei allerdings offen.

Keine zusätzliche Leistung im ersten Vergabezyklus

Der Netzbetreiber hat deshalb das Zuteilungsverfahren „Fair Grid“ gestartet. Es soll künftig regeln, wie freie Anschlusskapazitäten verteilt werden. Bisher spielte die Reihenfolge der Anträge eine entscheidende Rolle. Nun sollen alle zulässigen Anfragen nach einheitlichen Kriterien bewertet werden.

Im dem neuen Vergabezyklus, der am 2. November begann und bis zum 30. September 2027 läuft, stehen laut der Fair-Grid-Internetseite für reguläre Großanschlüsse keine zusätzlichen festen oder flexiblen Kapazitäten bereit. Das gilt für alle drei Hamburger Teilnetze. Ob danach wieder Leistung verfügbar ist, bleibt offen.

„Um diese große Aufgabe zu meistern, werden wir in der ersten Runde des Fair-Grid-Verfahrens keine zusätzliche Leistung für energieintensive Anlagen bereitstellen können“, sagt Peter Wolffram, Geschäftsführer der Hamburger Energienetze für das Ressort Unternehmen und Kunde.

Ausnahmen für die Daseinsvorsorge

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

Bereits zugesagte Anschlüsse bleiben von dem Verfahren unberührt, wie es weiter aus der Hansestadt heißt. Laut dem Netzbetreiber werden in den kommenden Jahren vertraglich vereinbarte Anschlüsse mit zusammen mehr als 400 MW realisiert. Sie dienen unter anderem Industrie, Wärmeversorgung, Rechenzentren und Elektromobilität. Vorrang erhalten zudem Projekte der örtlichen Daseinsvorsorge. Dazu gehören neue Krankenhäuser und der Ausbau des öffentlichen Nahverkehrs.

Für neue Verbrauchsanlagen mit bis zu 1,5 MVA Bezugsleistung ändert sich dagegen nichts, versichern die Hamburger Energienetze. Das betrifft etwa Wärmepumpen, private Wallboxen, Handwerksbetriebe und neue Wohnquartiere. Bei Batteriespeichern gilt schon ab mehr als 300 Kilovoltampere (kVA) Bezugsleistung die Pflicht zur Teilnahme am Fair-Grid-Verfahren.

Netzausbau soll Engpass beheben

Die Hamburger Energienetze wollen jährlich neu berechnen, welche Leistung sie vergeben können. Freie Reserven sollen dann sowohl neuen Antragstellern als auch Bestandskunden mit Erweiterungswünschen zugutekommen. „Wir werden jedes Jahr aufs Neue analysieren, wie viel Leistung wir in der Mittel- und Hochspannung vergeben können“, erklärt Geschäftsführer Michael Dammann, zuständig für Assetmanagement und Netzbetrieb.

Für mehr Spielraum braucht Hamburg zusätzliche Transformatorenkapazitäten an den Übergängen zum Übertragungsnetz. Der Netzbetreiber und der Hamburger Senat drängen deshalb auf einen schnelleren Ausbau durch 50 Hertz. Parallel arbeiten die Hamburger Energienetze mit 50 Hertz an technischen Lösungen, um vorhandene Kapazitäten besser nutzen zu können. Unternehmen mit größeren Anschlussvorhaben will der Verteilnetzbetreiber Gespräche über Übergangslösungen und mögliche Termine anbieten.

Nach eigenen Angaben investierten die Hamburger Energienetze zwischen 2018 und 2025 rund 2,2 Milliarden Euro in den Netzausbau. Für die kommenden fünf Jahre planen sie rund 3 Milliarden Euro ein.

Weitere Informationen zum neuen Zuteilungsverfahren für Anschlusskapazitäten über 1,5 MVA finden sich auf der Internetseite der Hamburger Energienetze. (ds) // VON DAVINA SPOHN

Zum Inhalt

WERBUNG



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

Power-to-Heat-Anlage in Hannover für 15 Millionen Euro



Auelie Alemany und Belit Onay und mit einer Zeitkapsel in Form eines Miniatur-Elektroheizers bei der Grundsteinlegung. Quelle: Enercity / Philipp Sonnack

WÄRME. Enercity baut in der niedersächsischen Landeshauptstadt eine Power-to-Heat-Anlage mit 100 MW Leistung. Die Inbetriebnahme ist zur Heizsaison 2027/28 geplant.

Enercity investiert nach eigenen Angaben rund 15 Millionen Euro in eine neue Power-to-Heat-Anlage (PtH) in Hannover-Groß-Buchholz. Die Anlage soll einer elektrische Spitzenleistung von 100 MW haben ab der Heizsaison 2027/28 erneuerbaren Strom in grüne Fernwärme umwandeln. Im Beisein von Enercity-Chefin Aurelie Alemany und Hannovers Oberbürgermeister Belit Onay (Grüne) ist jetzt der Grundstein gelegt worden.

Zusammen mit den bestehenden Anlagen steige die installierte Power-to-Heat-Leistung des von Enercity in Hannover auf rund 175 MW, heißt es. Die neue Anlage soll einen Wirkungsgrad von mehr als 99 Prozent erreichen und Vorlauftemperaturen von bis zu 120 Grad Celsius bereitstellen können.

Der Ausbau der PtH-Kapazitäten ist Teil des Umbaus der hannoverschen Wärmeversorgung. Enercity setzt neben dem Ausbau des Fernwärmenetzes auf Fernwärmespeicher und weitere fossilfreie Erzeugungstechnologien.

Das Unternehmen plant, den Kohleausstieg in Hannover vorzuziehen. Der erste Block des Kohlekraftwerks ist 2026 abgeschaltet wordn. Der zweite Block soll 2028 in Reserve gehen. Bis 2040 will Enercity insgesamt rund 1,5 Milliarden Euro in neue Erzeugungsanlagen und den Ausbau der Fernwärme investieren. „Das ist ein bedeutender Schritt in Richtung unseres geplanten vorzeitigen Kohleausstiegs 2028 und ein Beitrag zu einem kosteneffizienten und stabilen Energiesystem in Deutschland“, kommentiert Alemany den Baustart.

Mit dem Bau der neuen Anlage wurde die Energie-Anlagenbau Greifswald GmbH als Generalunternehmen beauftragt. Es hat bereits die beiden bestehenden Power-to-Heat-Anlagen von Enercity errichtet. Die Dechant Hoch- und Ingenieurbau GmbH übernimmt den Gebäudebau. (mf) // VON MANFRED FISCHER

Zum Inhalt

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

UNTERNEHMEN



Quelle: Shutterstock / Syda Productions

Zocker-Strom bringt Stadtwerk neue Kunden

VERTRIEB. Die Stadtwerke Krefeld haben vor einigen Monaten einen Stromtarif für Computerspieler auf den Markt gebracht. Mit Erfolg. Zudem können Streamer über ein Partnerprogramm Geld verdienen.

Strom ist eine Commodity, die aus der Steckdose kommt. Immer gleich, egal von welchem Anbieter sie kommt. Für viele Kunden und Verbraucher ist daher der Preis das entscheidende Kriteriem bei der Wahl des Anbieters. Doch es geht auch anders.

Dass eine ungewöhnliche Vermarktung neue Kunden bringen kann, zeigen derzeit die Stadtwerke Krefeld (SWK). Ihr Stromtarif „meinGAMING“ richtet sich gezielt an Computerspieler. Zudem hat das Unternehmen ein Partnerprogramm aufgeflegt, das sich an Streamer und Content-Creator richtet.

Seit mehreren Monaten gibt es das Angebot für Zocker. Über den ungewöhnlichen Stromtarif berichteten neben deutschen Technikportalen wie Game Star, Computerbase, PC Games Hardware auch internationale Webseiten wie das US-amerikanische „Tom’s Hardware“ sowie die spanischen Plattformen „El Chapuzas Informatico“ und „HardZone“.

Der mediale Erfolg schlage sich mittelweile in handfesten Geschäftszahlen nieder, heißt es dazu aus Krefeld. Nach der Berichterstattung in der Gaming-Szene sei die Zahl der Abschlüsse im Oktober um mehr als das Zehnfache nach oben gestiegen. Zuletzt habe es rund 130 neue Kunden pro Tag gegeben.

„Wir adressieren gezielt die Gaming-Community“, wird SWK-Energie-Geschäftsführer Smail Zarouali in einer Mitteilung des Unternehmens zitiert. „Wir wussten schon, dass die Idee gut ist, aber mit einer derartigen Resonanz und Aufmerksamkeit haben wir wirklich nicht gerechnet.“

Von „Casual Gamern“ bis zu „Gaming Haushalten“

Das Besondere beim Gamerstrom ist die Preisgestaltung. Die SWK setzen auf einen vergleichsweise niedrigen Arbeitspreis bei gleichzeitig höherem monatlichem Grundpreis. Das lohnt sich vor allem für Kunden mit einem hohen Jahresverbrauch. Die SWK empfehlen ihr Angebot ab rund 2.500 kWh Jahresverbrauch.

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

Ein Zahlenbeispiel liefert das Fachportal PC Games Hardware. Für einen Haushalt in Köln mit 3.500 kWh Jahresverbrauch errechnete es Anfang Oktober bei einem Arbeitspreis von 26,08 Cent/kWh und einem monatlichen Grundpreis von 23,67 Euro jährliche Stromkosten von rund 1.197 Euro. Gegenüber der örtlichen Grundversorgung entspricht das einer Ersparnis von rund 168 Euro ohne Neukundenbonus.

Bemerkenswert ist auch die Vermarktung, hier nimmt die SWK eine Differenzierung innerhalb des Tarifs vor. Auf der Website unterscheidet der Tarif „meinGAMING“ zwischen „Casual Gamern“, „Pro Gamern“ und „Gaming Haushalten“. Dahinter stehen Verbrauchsprofile mit 2.500, 3.500 beziehungsweise 5.000 kWh Jahresverbrauch. Die Einteilung soll Computerspielern die Orientierung erleichtern.

Provision für Empfehlungen

Zusätzlich setzt „meinGAMING“ auf ein Partnerprogramm für sogenannte Streamer, die Computerspiele live im Internet übertragen und dabei teilweise Tausende Zuschauer erreichen. Empfehlen sie den Stromtarif und kommt dadurch ein Vertrag zustande, erhalten sie eine Provision von 75 Euro.

Diese können den Stromtarif beispielsweise während einer Liveübertragung auf der Gaming-Plattform Twitch bewerben oder einen persönlichen Empfehlungslink auf YouTube und Instagram veröffentlichen. Streamer, die selbst Kunden von „meinGAMING“ sind, können ab zehn vermittelten Kunden höhere Provisionen erhalten. Damit verbindet die SWK eine auf die Gaming-Szene zugeschnittene Kundenansprache mit einem provisionsbasierten Vertrieb.

„Statt einen weiteren Tarif für alle anzubieten, haben wir ein Produkt konsequent aus der Perspektive einer bestimmten Zielgruppe gedacht. Und die Resonanz gibt uns Recht“, so SWK-Geschäftsführer Zarouali. (sag) // VON STEFAN SAGMEISTER

Zum Inhalt

WERBUNG



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

RWE zeigt erneut Interesse an Uniper



Quelle: OpenAI/KI-generierte Abbildung

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

Das Gerücht verdichtet sich, dass der Essener Energiekonzern RWE erhebliches Interesse an einem Einstieg beim Düsseldorfer Konkurrenten Uniper hat. Der RWE-Vorstandsvorsitzende Markus Krebber hat sich in der Öffentlichkeit positiv zu einem möglichen Einstieg beim verstaatlichten Energiekonzern Uniper geäußert.

Auf der Energiekonferenz Adipec in Abu Dhabi sagte er am 2. November auf die Frage, ob RWE gemeinsam mit dem US-Finanzinvestor KKR ein unverbindliches Angebot abgegeben habe: „It sounds right“. Darüber berichteten die Nachrichtenagentur Reuters und das Handelsblatt.

Eine offizielle Bestätigung des Gebots durch RWE oder KKR liegt nicht vor. Und ganz neu sind die Spekulationen nicht. Bereits am 29. September hatte die Nachrichtenagentur Bloomberg unter Berufung auf „informierte Kreise“ über ein gemeinsames Angebot von RWE und KKR berichtet.

Kurswechsel in Essen

Bemerkenswert ist der Kurswechsel Krebbers: Noch im August hatte er ein Interesse an Uniper verneint. Anfang Oktober erklärte er gegenüber Bloomberg allerdings, RWE würde bei einem möglichen Einstieg nur eine begrenzte Rolle spielen. Eine vollständige Übernahme durch RWE hielt er wegen dessen Position auf dem deutschen Energiemarkt aufgrund von Kartellschranken nicht für möglich.

Das Bieterfeld um den Kauf der Uniper-Anteil ist illuster. Reuters nannte am 7. Oktober neben RWE und KKR auch den norwegischen Energiekonzern Equinor, den Finanzinvestor Apollo Global Management sowie ein Konsortium aus Brookfield und dem kanadischen Pensionsfonds Canada Pension Plan Investment Board (CPPIB).

Bereits am 23. September berichtete E&M in der Rubrik Speculantius über ein unverbindliches Angebot der EP-Gruppe des tschechischen Unternehmers Daniel Kretinsky für den gesamten Uniper-Konzern. Zur EP-Gruppe gehört auch die deutsche Leag mit Sitz in Cottbus. Grundlage waren damals ebenfalls Informationen des Handelsblatts aus Finanzkreisen.

Der Bund hält seit der Rettung Unipers im Jahr 2022 mehr als 99 Prozent der Aktien. Das Bundesfinanzministerium prüft sowohl einen Verkauf als auch einen Börsengang. Bis zu 74,12 Prozent sollen abgegeben werden. Welche Interessenten in die nächste Runde gelangen, ist bislang offen. Auch der endgültige Zuschnitt einer möglichen Transaktion steht noch nicht fest. // VON REDAKTION

Zum Inhalt

Playmobil-Mutter plant 100-MW-Rechenzentrum


Quelle: Horst Brandstätter Group

STROMNETZ. Die Horst Brandstätter Group plant in Dietenhofen einen Rechenzentrums-Campus. Für zunächst 100 MW Leistung habe die N-Ergie Netzkapazitäten zugesichert.

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

Auf dem rund 18 Hektar großen Playmobil-Werksgelände im fränkischen Dietenhofen soll ein Rechenzentrums-Campus entstehen. Die Muttergesellschaft des Spielfiguren-Herstellers, die Horst Brandstätter Group, plant dafür Investitionen im dreistelligen Millionenbereich. Laut einer Mitteilung des Unternehmens wurde mit „Playmobil digital“ ein neuer Geschäftsbereich neben Spielwaren, Funparks und Pflanzgefäßen geschaffen.

Das Areal, auf dem bisher die Spielfiguren hergestellt wurden, verfügt bereits über eine 110-kV-Netzanbindung mit zwei Zuführungen aus unterschiedlichen Richtungen. Geplant sind zunächst 100 MW elektrische Anschlussleistung mit weiterem Ausbaupotenzial. Die erforderlichen Netzkapazitäten habe die N-Ergie zugesichert.
Nutzer des Campus‘ sollen regionale Unternehmen, Rechenzentrumsbetreiber und internationale Hyperscaler sein. Die Gespräche liefen bereits. Der Standort sei an bestehende Daten-Backbones angebunden.

„Wo über Jahrzehnte Playmobil produziert wurde, wollen wir künftig eine der wichtigsten Infrastrukturen der digitalen Zukunft ermöglichen. Wir transformieren ein bestehendes Industrieareal, statt neue Flächen auf der grünen Wiese zu erschließen“, sagt Matthias Fauser, Vorstand der Brandstätter Group.

Vier Nutzungsmodelle vorgesehen

Für den Campus will das Unternehmen vier Nutzungsmodelle anbieten.

- Bei „Land & Power“ pachtet ein Betreiber ein erschlossenes Baufeld mit Stromanschluss und errichtet sein Rechenzentrum selbst.
- Im Modell „Powered Shell und Private Suite“ übernimmt Playmobil Digital Gebäude, Stromversorgung, Kühlung und Sicherheit; der Kunde bringt seine IT-Technik ein.
- „Colocation“ bietet betriebsfertige Flächen vom einzelnen Serverschrank bis zum eigenen Raum.
- Bei „Managed Capacity“ erhalten Kunden fertige Rechenleistung, ohne eigene Hardware anzuschaffen.

Die Angebote sollen kombinierbar und erweiterbar sein. Das Grundstück bleibt im Eigentum der stiftungsgeführten Unternehmensgruppe. Playmobil Digital entwickelt und betreibt den Campus nach eigenen Angaben selbst und finanziert die gemeinsame Energie-, Kühl- und Sicherheitsinfrastruktur. Auf Wunsch könne man auch zusätzliche Gebäude errichten.

„Der Standort steht damit unter deutschem Eigentum und deutschem Recht“, heißt es in der Mitteilung wörtlich. Bisher hätten verschiedene Kostenfaktoren über die Wettbewerbsfähigkeit entschieden – die Brandstätter Group hat schließlich die Playmobil-Produktion komplett ins Ausland verlagert. Für Rechenzentren sei die langfristige Verfügbarkeit hoher elektrischer Anschlussleistungen entscheidend. Damit werde die vorhandene Infrastruktur zum Fundament für eine neue Form der Wertschöpfung.

Das geltende Energieeffizienzgesetz verlangt von neuen Rechenzentren eine bestimmte Energieverbrauchseffektivität. Der Quotient aus Gesamtenergieverbrauch des Rechenzentrums und Energieverbrauch der IT-Technik darf nicht größer als 1,2 sein. Außerdem ist bei Inbetriebnahme ab Juli 2028 grundsätzlich ein Anteil wiederverwendeter Energie – in der Regel Abwärme – von mindestens 20 Prozent vorgeschrieben. Außerdem muss der Stromverbrauch ab 2027 bilanziell vollständig durch erneuerbare Energien gedeckt sein. Die Bundesregierung will allerdings in einer laufenden Gesetzesnovelle die Abwärmeregelungen und Effizienzfristen lockern.

Zweites Rechenzentrum noch ohne Anschlusszusage

Für den Campus kündigt die Brandstätter Group erneuerbaren Strom an, ergänzt durch eigene Photovoltaikanlagen auf Dächern und geeigneten Freiflächen. Perspektivisch seien weitere Erzeugungs-

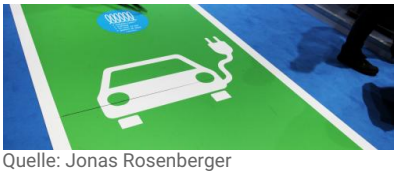
© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

und Speichertechnologien geplant. Die Abwärme soll künftig an Unternehmen oder kommunale Wärmenetze abgegeben werden.

In einem Gewerbegebiet in Neuhof an der Zenn, wenige Kilometer von Dietenhofen entfernt, ist ein weiteres Rechenzentrum geplant. Daran ist Medienberichten zufolge der US-amerikanische KI-Anbieter Anthropic beteiligt. Bürgermeisterin Claudia Wust erklärte Ende Oktober auf der Internetseite ihrer Gemeinde, N-Ergie habe die derzeit verfügbaren Netzkapazitäten zunächst für das Rechenzentrumsprojekt der Brandstätter Group reserviert. Damit fehlt dem Projekt in Neuhof eine verbindliche Anschlusszusage. Wust schlägt deshalb vor, die verfügbaren Kapazitäten zunächst mit jeweils rund 50 MW aufzuteilen, um die jeweiligen Planungen fortführen und die Investitionsentscheidungen treffen zu können. (fw) // VON FRITZ WILHELM

Zum Inhalt

VW-Ladetochter Elli stellt Geschäft neu auf



Quelle: Jonas Rosenberger

WIRTSCHAFT. Die Energie- und Ladefirma Elli mistet aus - und will künftig zum Beispiel keine Wallboxen mehr verkaufen. Der Umbau soll die VW-Tochter profitabel machen.

Die VW-Tochter Elli stellt sich neu auf - und zieht sich unter anderem aus dem Geschäft mit Ladehardware für Elektroautos zurück. Dazu zählen unter anderem Wallboxen für zu Hause, aber auch der Bau von Ladeinfrastruktur für Unternehmen. „Wir richten unser Portfolio neu aus, und konzentrieren uns auf digitale und skalierbare Geschäftsmodelle, mit denen wir mehr Kunden in mehr Märkten erreichen und kontinuierliche Umsätze erzielen können“, sagte Elli-Chef Giovanni Palazzo der Deutschen Presse-Agentur.

Für Kundinnen und Kunden hat der Schritt Palazzo zufolge keine Auswirkungen. Software-Updates, Service und Ersatzteile blieben gesichert. Die Restbestände an Wandladestationen will die Firma noch verkaufen. Elli trennt sich außerdem von der Produktion spezieller Ladesäulen und gibt auch die Zuständigkeit für Volkswagens Batterie-Großspeicher, die als Puffer für Wind- und Solarenergie dienen, ab. Die Anlagen sollen künftig von einem anderen Unternehmen des Konzerns betrieben werden.

Elli konzentriert sich auf bestimmte Felder

Der Schritt ist Teil einer größeren Neuaufstellung der Energie- und Ladefirma. Prozesse und Organisation sollen umgebaut, die Struktur schlanker, schneller und digitaler werden. Von 2027 an bündelt Elli sein Geschäft in den Feldern Energie und Mobilität. Fortgeführt werden das Ladenetz mit mehr als einer Million Punkten in Europa, Tank- und Ladelösungen für Fahrzeugflotten sowie das Ökostrom-Angebot Volkswagen Naturstrom. Teil des neu aufgestellten Geschäftsmodells werden zudem Lösungen sein, bei denen E-Autos nicht nur zum Laden angeschlossen, sondern intelligent in das Stromnetz eingebunden werden. So können sie beispielsweise als Stromspeicher dienen.

Verhandlungen über Stellenabbau

Wie viele der rund 400 Elli-Beschäftigten wegen der Neuaufstellung ihren Job verlieren könnten, ließ Palazzo offen. Die Zahl sei aber nicht unerheblich, da eine große Anzahl von Mitarbeitern in den betroffenen Bereichen arbeite. Auch wie der Stellenabbau ablaufen soll, blieb zunächst unklar. Dem Manager zufolge laufen aber bereits Gespräche mit den Arbeitnehmervertretern. Diese seien konstruktiv. Palazzo hofft auf eine Einigung in den kommenden Wochen. Den Beschäftigten wurden die Pläne am Dienstag präsentiert.

VW-Tochter soll profitabel werden

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

Der Autokonzern aus Wolfsburg hat Elli im Jahr 2018, vor dem Start der E-Auto-Familie ID, als Ladeinfrastruktur- und Stromanbieter aufgelegt. Seitdem kamen weitere Geschäftsfelder hinzu. Mit der Neuaufstellung will Elli die Grundlage für langfristige Wettbewerbsfähigkeit schaffen. Der Lademarkt in Europa wachse schnell und konsolidiere sich zugleich. Die Konkurrenz wird demnach schärfer, die Margen sinken. Das Unternehmen will das Wachstum der vergangenen Jahre daher in nachhaltige finanzielle Stärke umwandeln und die Ressourcen auf den nach eigenen Angaben erfolgreichen Produktkern konzentrieren.

Gemessen am Konzernumsatz ist das Geschäft von Elli zwar winzig - aber es wächst schnell. Im Abschluss 2024, der öffentlich im Unternehmensregister einsehbar ist, wies die VW-Tochter einen Umsatz von 174 Millionen Euro. Das Hardware-Geschäft machte damals rund 15 Prozent aus. Der Nachsteuerverlust betrug rund 54 Millionen Euro. Zu den aktuellen Geschäftszahlen äußerte sich Palazzo nicht. Nach dpa-Informationen aus Konzernkreisen steuert die Tochter beim Umsatz im laufenden Jahr auf ein Mehrfaches des Wertes von 2024 zu.

Der Manager will Elli durch die Neuaufstellung auch in die Gewinnzone führen: „Durch die Senkung der Fixkosten, insbesondere der Personalkosten, wollen wir die Rentabilität steigern“, sagte Palazzo. Der Weg in die schwarzen Zahlen sei relativ kurz. Dadurch dürfte die VW-Tochter auch für Investoren interessant werden. Erste Gespräche gibt es demnach bereits. // VON DPA

^ Zum Inhalt

Baywa Energie Dienstleistungs GmbH wird zu „FASTR Kommunal“



Quelle: Joachim Wendler / Fotolia

FUSION. Der Energiedienstleister Fastr bündelt sein kommunales Wärmegeschäft in einer Tochtergesellschaft.

Die „FASTR GmbH“ firmiert ihre Anfang 2026 übernommene Baywa Energie Dienstleistungs GmbH in „FASTR Kommunal GmbH“ um und richtet das Geschäft stärker auf Stadtwerke und Kommunen aus. Die Gesellschaft mit Sitz in Unterhaching ist eine hundertprozentige Tochter des Energiedienstleisters aus Düsseldorf.

Fastr hatte die Baywa Energie Dienstleistungs GmbH zum 1. Januar 2026 übernommen. Mit dem Zukauf erweiterte die Unternehmensgruppe insbesondere ihre Aktivitäten im Bereich der Biomasse. Die neue Tochtergesellschaft übernimmt die Planung, Finanzierung, Errichtung und den Betrieb dezentraler Energieversorgungsanlagen und Wärmenetze.

Nach Unternehmensangaben betreibt Fastr Kommunal derzeit 25 Heizanlagen für kommunale Auftraggeber. Bestehende Verträge, Konditionen und Serviceleistungen sollen durch die Umfirmierung unverändert bleiben. Mit der neuen Gesellschaft will Fastr sowohl einzelne Wärmeerzeugungsprojekte als auch die Umstellung bestehender Anlagenportfolios begleiten. Neben klassischen Contracting-Modellen sind gesellschaftsrechtliche Kooperationen mit kommunalen Unternehmen vorgesehen. Stadtwerke sollen dabei ihre bestehenden Kundenbeziehungen und ihre Funktion als regionale Wärmeversorger behalten können.

Drei Geschäftsführer leiten Fastr Kommunal

Die Geschäftsführung der Fastr Kommunal besteht aus Jens Goldmund, Jochen Schmitt und Enno Philipps. Goldmund verantwortet bei der Muttergesellschaft den kommerziellen Bereich, Schmitt die Unternehmensentwicklung und Philipps das operative Geschäft. Letzterer führt die Tochtergesellschaft bereits seit der Übernahme Anfang 2026. Die Umfirmierung ist Teil der Neuorganisation der Fastr-Gruppe

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

nach mehreren Unternehmens- und Portfolioübernahmen. Das Unternehmen, das früher unter EGC Energie- und Gebäudetechnik-Control firmierte, führt seine Aktivitäten zunehmend unter einer Marke zusammen.

Nach eigenen Angaben betreut Fastr ein Immobilienportfolio mit mehr als zwei Millionen Quadratmetern Fläche für über 260 Kunden. Das Unternehmen betreibt rund 1.100 Heizzentralen und 75 Arealnetze mit mehr als 3.000 Zählern. Neben dem Hauptsitz Düsseldorf unterhält Fastr Standorte in Aachen, Berlin, Leipzig, Hamburg, München und Mittenwald. (kmt) // VON KATIA MEYER-TIEN

Zum Inhalt

Neue Doppelspitze bei „Enervie Vernetzt“



Kira Berges (2.v.l.) und Arne Lorenz von Reisswitz (2.v.r.) leiten nun die Enervie Vernetzt. Quelle: Enervie/Karen Herrmann

PERSONALIE. Seit dem 1. November ist eine Doppelspitze beim regionalen Verteilnetzbetreiber Enervie Vernetzt für die Geschäftsführung zuständig.

Seit November 2026 leiten Kira Berges und Arne Lorenz von Reisswitz den Verteilnetzbetreiber Enervie Vernetzt GmbH. Beide Geschäftsführer kommen nach Angaben des Unternehmnens von außerhalb. Enervie Vernetzt gehört zur Enervie-Gruppe mit Sitz in Hagen.

Kira Berges übernimmt die Geschäftsführung für den Bereich Netzbetrieb und die regulatorischen Aufgaben, heißt es weiter. Zu ihrem Verantwortungsbereich gehören die Netzwirtschaft, die Netzführung und Netzstrategie sowie die kaufmännischen Dienste. Auch die Bearbeitung von Netzanschlussanfragen und die Netzzugangsprozesse fallen in ihr Ressort.

Berges ist mit der Unternehmensgruppe bereits vertraut. Ihre berufliche Laufbahn begann sie 2004 bei den Stadtwerken Lüdenscheid, die Anteile an der Enervie-Gruppe halten. Anschließend übernahm sie verschiedene Führungspositionen in den Bereichen Regulierung, Controlling, Finanzen und Beteiligungsmanagement. Zuletzt war sie als Bereichsleiterin und als kaufmännische Geschäftsführerin beim Netzbetreiber Donetz in Dortmund tätig. Sie folgt auf Wolfgang Hinz, der nach mehr als 31 Jahren bei der Enervie-Gruppe zum Jahresende in den Ruhestand geht.

Arne Lorenz von Reisswitz verantwortet künftig den Geschäftsbereich Netzservice. Dazu zählen die Planung, der Bau und der Betrieb der Strom-, Gas- und Wassernetze. Ihm sind die Abteilungen Technischer Service, Netztechnik sowie Hochspannung und Zählermanagement zugeordnet. Von Reisswitz war zuvor in leitenden Positionen bei verschiedenen Stadtwerken und Netzgesellschaften beschäftigt. Zuletzt arbeitete er als Leiter Technik und Prokurist bei der Westfalen Weser Netz GmbH in Paderborn.

Er löst Henning Karl ab, der die Geschäftsführungsposition im Januar 2026 übergangsweise übernommen hatte. Karl bleibt dem Unternehmen als Abteilungsleiter Hochspannung und Zähler bei Enervie Vernetzt sowie als Geschäftsführer der Enervie Service GmbH erhalten.

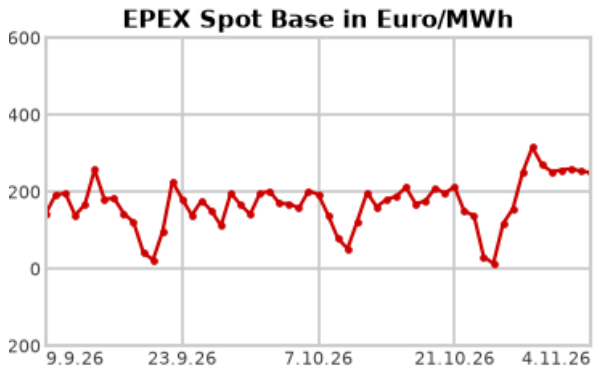
Enervie Vernetzt betreibt die Strom-, Gas- und Wassernetze der Unternehmensgruppe in der Region Hagen und Lüdenscheid in Nordrhein-Westfalen und hat rund 400.000 Netzkunden. (sag) // VON STEFAN SAGMEISTER

Zum Inhalt

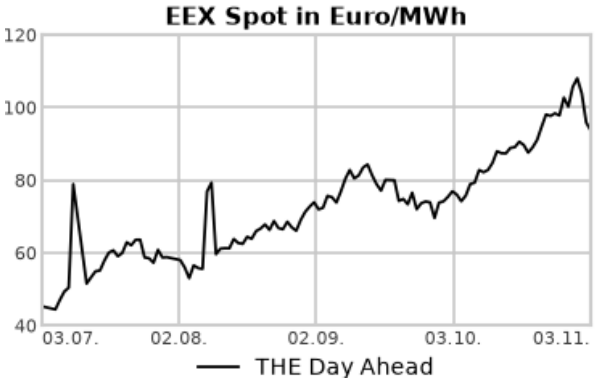
© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

MARKTBERICHTE

STROM



GAS



Gaspreise sinken trotz neuer US-Angriffe



Quelle: E&M

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

Überwiegend schwächer haben sich die Energiemärkte am Dienstag präsentiert. Neben den Entwicklungen im Nahen Osten haben die Marktteilnehmer bei CO2 Inflations- und deutsche Industriedaten im Blick, die Hinweise auf die EUA-Nachfrage liefern dürften. Die Gaspreise setzten ihre Korrektur fort. Der US-Angriff auf die iranische Insel Qeschm sorgte nur kurz für Aufwärtsdruck, bevor Hoffnungen auf eine diplomatische Einigung dominierten. Niedrige Speicherstände und kaltes Wetter halten die Versorgungslage jedoch angespannt.

Auch Kohle und Öl gaben nach. Der Fokus der Marktteilnehmer richtet sich nun zunehmend auf die US-Zwischenwahlen. Nach Einschätzung von Ipek Ozkardeskaya von Swissquote wird entscheidend sein, ob deren Ausgang die politischen Voraussetzungen für eine Normalisierung der Versorgungslage schafft oder eine solche Entwicklung weiter in die Ferne rückt.

Strom: Überwiegend schwächer hat sich der deutsche OTC-Strommarkt am Dienstag präsentiert. Der Day-Ahead verlor im Base 12,50 auf 245,25 Euro je Megawattstunde, im Peak zeigte sich der Preis unverändert bei 265,50 Euro je Megawattstunde.

Die Einspeiseleistung der Erneuerbaren dürfte am Mittwoch etwas höher ausfallen als noch am Dienstag. Für den Donnerstag wird ein weiterer leichter Anstieg erwartet, bevor am Freitag wieder deutlich geringere Werte anfallen dürften. Insgesamt dürfte die Wind-Einspeiseleistung bis ins letzte November-Drittel zumeist deutlich unterdurchschnittlich ausfallen. Die Temperaturen dürften zunächst im unterdurchschnittlichen Bereich verharren, zwischen dem 9. und dem 16. November werden dann wieder etwas mildere Temperaturen erwartet.

Am langen Ende verlor das Cal 27 5,12 auf 154,92 Euro je Megawattstunde.

CO2: Knapp behauptet haben sich die CO2-Preise am Dienstag gezeigt. Der Dec 26 verlor bis gegen 14.00 Uhr 0,05 auf 90,47 Euro je Tonne. Umgesetzt wurden bis zu diesem Zeitpunkt 15,8 Millionen Zertifikate. Das Hoch lag bei 91,2 Euro, das Tief bei 90,11 Euro.

Laut den Analysten von Vertis hängt die kurzfristige Entwicklung am CO2-Markt weiterhin vor allem von den

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

Entwicklungen im Nahen Osten ab. Im Mittelpunkt dürften darüber hinaus in dieser Woche Konjunkturdaten stehen, zum Beispiel die am Mittwoch anstehende vorläufige Inflationsrate für den Euroraum. Analysten erwarten einen Anstieg der Teuerung von 3,8 auf 4,0 Prozent, vor allem aufgrund höherer Energiepreise. Am Donnerstag folgen die deutschen Auftragseingänge in der Industrie und am Freitag die Industrieproduktionsdaten.

Beide Veröffentlichungen dürften Hinweise auf die Entwicklung der industriellen Nachfrage nach Emissionsberechtigungen (EUA) liefern, die durch steigende Energiekosten unter Druck geraten könnte.

Erdgas: Die europäischen Erdgaspreise haben am Dienstag weiter nachgegeben, nachdem sie zwischenzeitlich einen Teil der Vortagesverluste wieder wettgemacht hatten. Der richtungsweisende Frontmonat am niederländischen TTF verlor bis gegen 14.00 Uhr 1,85 auf 92,00 Euro je Megawattstunde.

Berichte über einen US-Angriff auf die iranische Insel Qeschm hatten zunächst neue Sorgen vor einer Eskalation des Konflikts im Nahen Osten geschürt. Im Laufe des Handelstages fokussierte sich der Markt aber wieder auf Hoffnungen auf eine diplomatische Einigung zwischen den USA und Iran sowie auf die US-Zwischenwahlen.

Unterdessen bleibt die Versorgungslage am europäischen Gasmarkt angespannt. Die Gasspeicher waren am 2. November nur zu 74,56 Prozent gefüllt und lagen damit deutlich unter dem langjährigen Durchschnitt. Zusätzlichen Aufwärtsdruck könnten die Wetterprognosen auslösen, die für diese Woche ungewöhnlich niedrige Temperaturen in Nord- und Mitteleuropa erwarten lassen. Dies dürfte die Heiznachfrage erhöhen und die Versorger zu einer frühzeitigen Entnahme von Gas aus den Speichern veranlassen. (cdg) // VON MARIE PFEFFERKORN

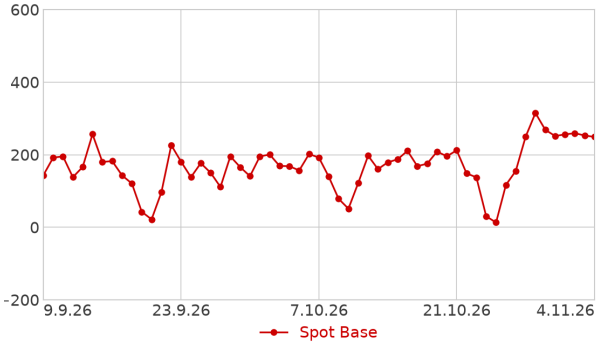
Zum Inhalt

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

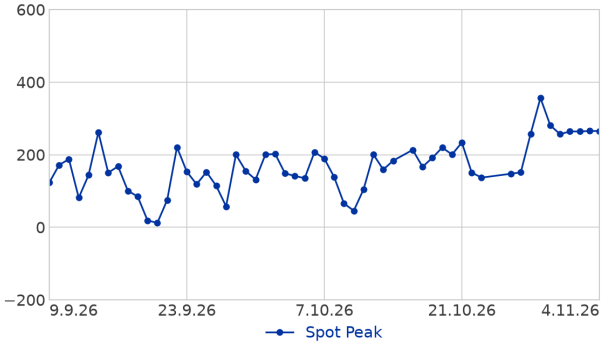
ENERGIEDATEN:

Strom Spotmarkt

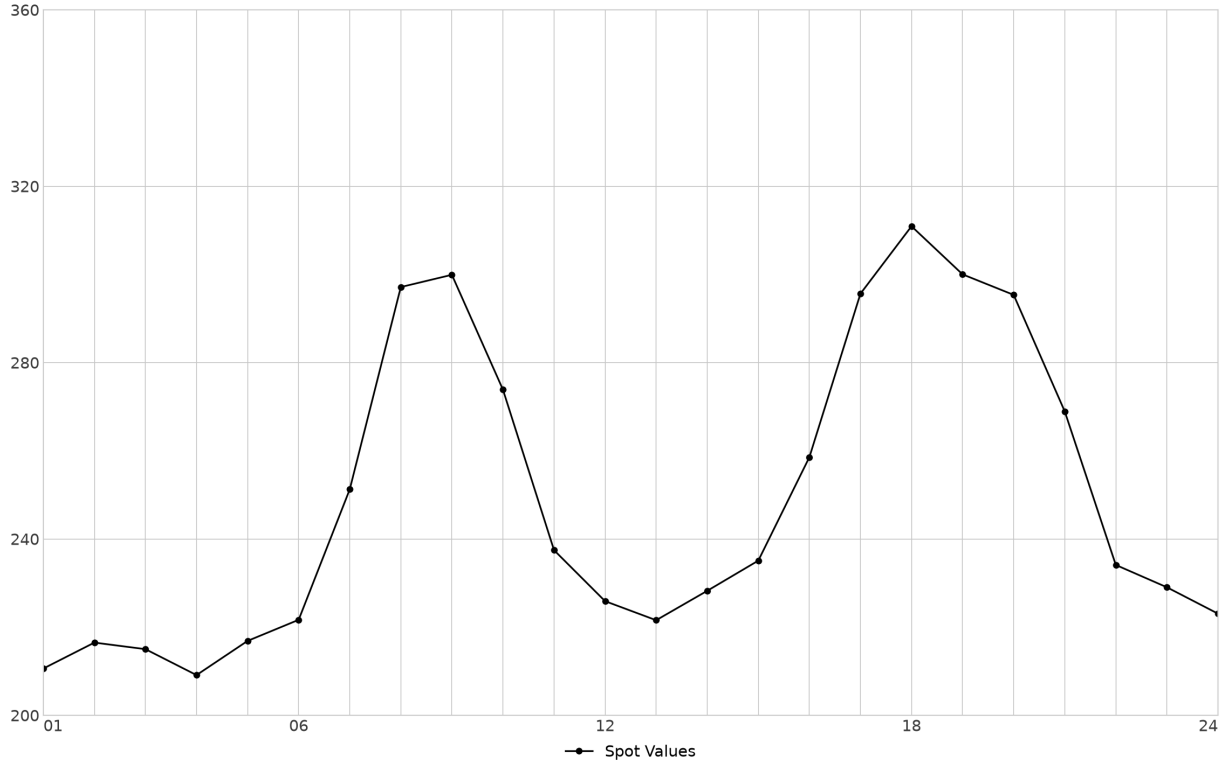
EPEX Spot Base in Euro/MWh (EEX)



EPEX Spot Peak in Euro/MWh (EEX)



EPEX Spot Stundenverlauf in Euro/MWh (EEX)



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

Strom Terminmarkt

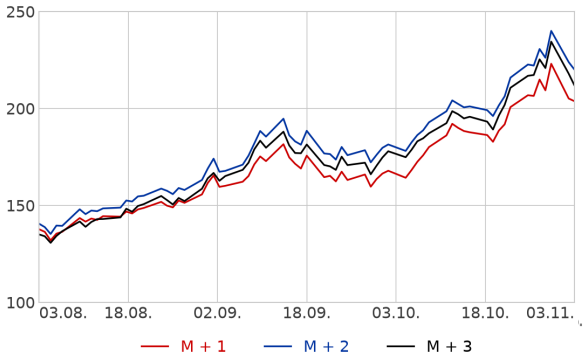
Terminmarktpreise Base in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	03.11.26	German Power Dec-2026	203,73
M2	03.11.26	German Power Jan-2027	220,00
M3	03.11.26	German Power Feb-2027	211,82
Q1	03.11.26	German Power Q1-2027	197,21
Q2	03.11.26	German Power Q2-2027	122,30
Q3	03.11.26	German Power Q3-2027	131,73
Y1	03.11.26	German Power Cal-2027	148,95
Y2	03.11.26	German Power Cal-2028	107,65
Y3	03.11.26	German Power Cal-2029	94,39

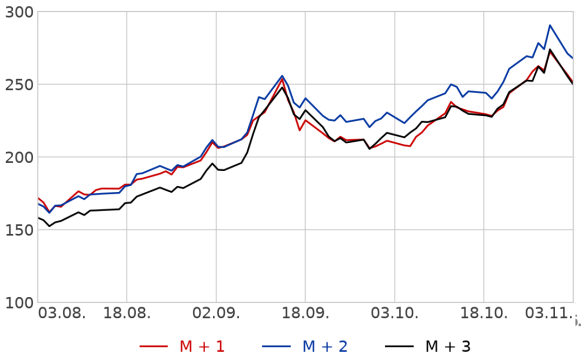
Terminmarktpreise Peak in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	03.11.26	German Power Dec-2026	251,10
M2	03.11.26	German Power Jan-2027	267,65
M3	03.11.26	German Power Feb-2027	249,85
Q1	03.11.26	German Power Q1-2027	226,97
Q2	03.11.26	German Power Q2-2027	102,28
Q3	03.11.26	German Power Q3-2027	122,38
Y1	03.11.26	German Power Cal-2027	158,75
Y2	03.11.26	German Power Cal-2028	117,99
Y3	03.11.26	German Power Cal-2029	103,92

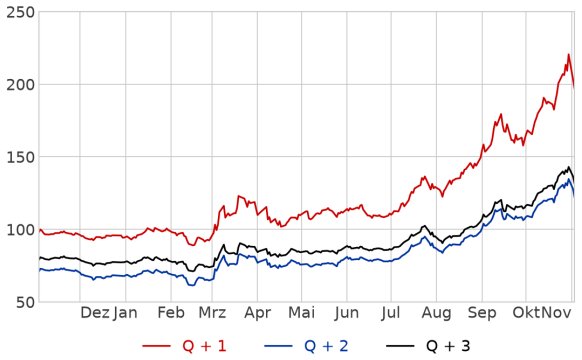
Frontmonate Base in Euro/MWh (EEX)



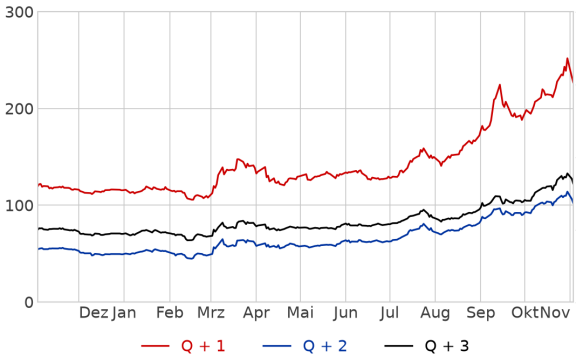
Frontmonate Peak in Euro/MWh (EEX)



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

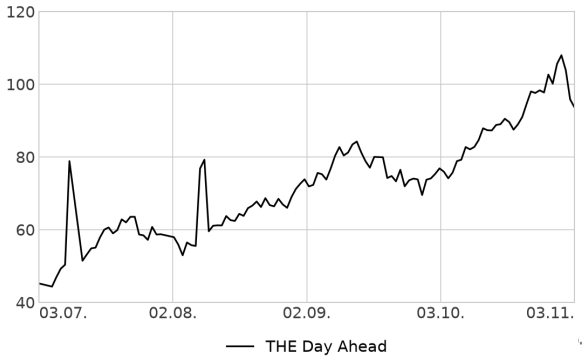
Terminmarktpreise THE in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	03.11.26	German THE Gas Dec-2026	92,92
M2	03.11.26	German THE Gas Jan-2027	92,80
Q1	03.11.26	German THE Gas Q1-2027	91,27
Q2	03.11.26	German THE Gas Q2-2027	70,68
S1	03.11.26	German THE Gas Sum-2027	68,28
S2	02.11.26	German THE Gas Win-2027	67,28
Y1	03.11.26	German THE Gas Cal-2027	73,15
Y2	03.11.26	German THE Gas Cal-2028	45,95

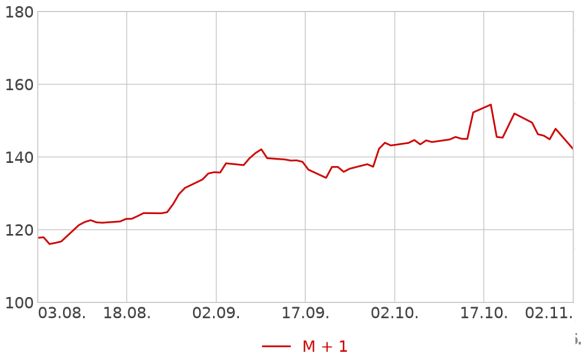
Strom, CO2, und Kohle

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
Germany Spot base	03.11.26	248,99	EUR/MWh
Germany Spot peak	03.11.26	265,20	EUR/MWh
EUA Dezember 2026	03.11.26	89,95	EUR/tonne
Coal API2 Februar 2027	02.11.26	142,15	USD/tonne

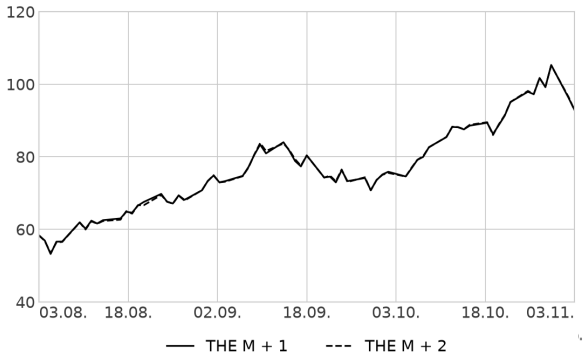
EEX Spot in Euro/MWh



Frontmonat Kohle API2 in USD/t (ICE)



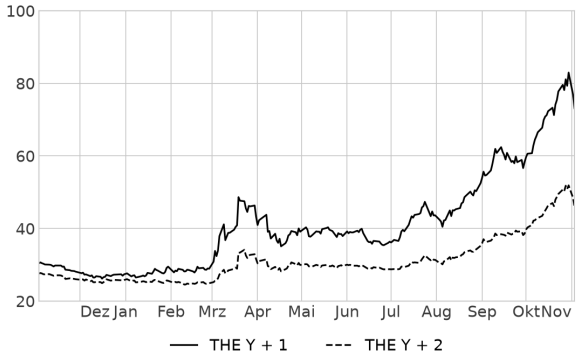
Frontmonate THE in Euro/MWh (EEX)



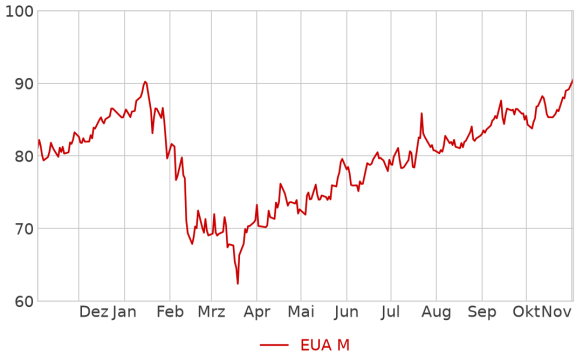
Gas und Öl

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
German THE Gas Day Ahead	03.11.26	93,62	EUR/MWh
German THE Gas Dec-2026	03.11.26	92,92	EUR/MWh
German THE Gas Cal-2027	03.11.26	73,15	EUR/MWh
Crude Oil Brent Jan-2027	03.11.26	103,60	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

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 2 h

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 Halle (Saale)

vor 2 h

Minijob Flexible Arbeitszeit

Sachgebietsleiter:in (w/m/d) Ökologie und Landschaftsplanung

Stadtplanungsamt Ein guter Plan ist das Fundament nachhaltiger Entwicklung. Darum suchen wir Sie …

in Frankfurt am Main

vor 2 h

Freie Mitarbeit

Kaufmännischer Mitarbeiter in der Energiewirtschaft (m/w/d)

Kaufmännischer Mitarbeiter in der Energiewirtschaft (m/w/d) Kaufmännischer Mitarbeiter in der Ener…

in Sondershausen

vor 2 h

Freie Mitarbeit Weiterbildung

Facharzt (m/w/d) mit Interesse an Antibiotic Stewardship (ABS)

Job DescriptionNutzen Sie die Chance, die Zukunft der rationalen Antiinfektivatherapie in einem mode…

in Neuruppin

vor 2 h

Festanstellung / Ausbildung / Freie Mitarbeit Weiterbildung / Mitarbeiterrabatte

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

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

IHRE E&M REDAKTION:

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

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

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

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

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

Heidi Roider (Büro Herrsching)
Schwerpunkte: KWK, Geothermie

Susanne Harmsen (Büro Berlin)
Schwerpunkte: Energiepolitik, Regulierung

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

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

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

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

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

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

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

IMPRESSUM

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

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

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

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

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

Folgen Sie E&M auf: