E&M daily
DIE TAGESZEITUNG FÜR DEN ENERGIEMARKT

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

STROM

316,65 €/MWh

Epex Spot DE-LU Day Base

GAS

87,18 €/MWh

EEX Spot THE (End of Day)

ZAHL DES TAGES

13,390

Cent/kWh betrug der Marktwert für Strom aus Solaranlagen im Oktober. Das war ein Anstieg um rund 64 Prozent im Vergleich zum September.

KRAFTWERKE
Leag will bei nächster Kraftwerksauktion wieder bieten

STROMSPEICHER
Batteriespeichermarkt 2026 fast verdoppelt

BILANZ
Hohe Energiepreise beeinflussen Uniper-Ergebnis erheblich

Inhalt

TOP-THEMA
→ **WÄRME:** Wärmepumpenbranche erwartet bis zu 400.000 verkaufte Geräte

POLITIK & RECHT
→ **KRAFTWERKE:** Leag will bei nächster Kraftwerksauktion wieder bieten
→ **GAS:** Bund sichert Mukran-Anbindung mit Milliarden-Garantie ab
→ **SPECULANTIUS:** Klaus Müller soll weitere fünf Jahre bleiben

HANDEL & MARKT
→ **SMART METER:** Octopus hofft auf Smart Meter Light in MsbG-Novelle
→ **GASMARKT:** Ines warnt vor Gasengpässen bei Extremkälte
→ **GASNETZ:** H2-Kernnetz erhält einheitliche Reservierungsgebühr
→ **REGENERATIVE:** Marktwerte ziehen kräftig an

TECHNIK
→ **STROMSPEICHER:** Batteriespeichermarkt 2026 fast verdoppelt
→ **STROMNETZ:** Energy Sharing scheitert an der Umsetzung
→ **PHOTOVOLTAIK:** Lehrter Wohnungsbau setzt auf Solarstrom

UNTERNEHMEN

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

→ **BILANZ:** Hohe Energiepreise beeinflussen Uniper-Ergebnis erheblich
→ **PERSONALIE:** Stadtwerke Wasserburg auf der Suche nach neuer Führungskraft
→ **STADTWERKE:** Meiningens Lokalpolitik will keinen anderen Stadtwerke-Chef
→ **PERSONALIE:** Langenhagens Wärmeversorger wieder mit Alleingeschäftsführer
→ **PERSONALIE:** Stadtwerke Emmendingen erweitern Geschäftsführung
→ **STATISTIK DES TAGES :** Industriestrompreise in Deutschland von 1998 bis 2026

MARKTBERICHTE

→ **MARKTKOMMENTAR:** Mehr Wind in Sicht lässt Strompreise sinken

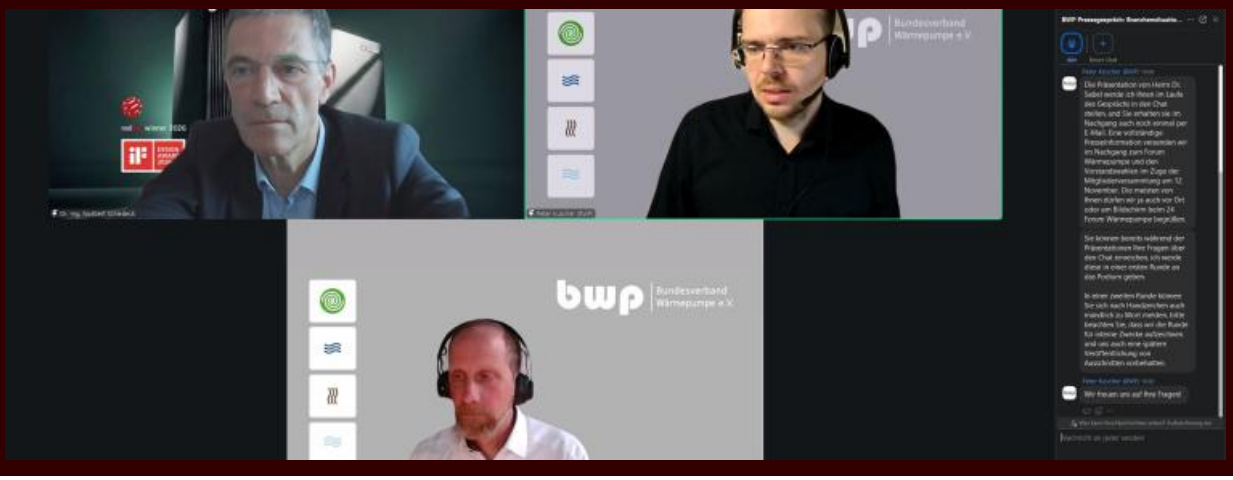
SERVICE

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

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

★ TOP-THEMA

Wärmepumpenbranche erwartet bis zu 400.000 verkaufte Geräte



Quelle: Heidi Roider

WäRME. Der Wärmepumpenmarkt hierzlande entwickelt sich weiter positiv. Der Bundesverband Wärmepumpe (BWP) mahnt allerdings, dass der eingeschlagene Förderweg konsequent ausgebaut werden muss.

Die Wärmepumpe gewinnt auf dem deutschen Heizungsmarkt weiter an Bedeutung. Für das Jahr 2026 erwartet der Bundesverband Wärmepumpe (BWP) einen Absatz von bis zu 400.000 Geräten. Damit könnte die Branche den bisherigen Höchstwert aus dem Jahr 2023 übertreffen. Die Prognose stellte der BWP bei einem Pressegespräch am 10. November anlässlich des 24. Forums Wärmepumpe vor, das am 11. und 12. November in Berlin stattfindet.

Damit dürfte der Marktanteil der Technologie erstmals deutlich über 50 Prozent liegen. Allerdings sieht der Verband Risiken für die weitere Entwicklung. Dazu zählen die sinkende Heizungsförderung, das Preisverhältnis zwischen Strom und Gas sowie offene energiepolitische Entscheidungen. „Ein wesentlicher Treiber ist die BEG-Förderung“, sagte BWP-Geschäftsführer Martin Sabel. Die Reform im Sommer habe dazu geführt, dass viele Hauseigentümer ihre Investitionen vorgezogen hätten.

Nach der Hochrechnung des Verbandes könnten Wärmepumpen 2026 einen Anteil von 55 bis 60 Prozent am gesamten Heizungsmarkt erreichen. Im vergangenen Jahr lag dieser Wert noch bei 48 Prozent. Die Entwicklung spiegelt sich auch in den Geschäftszahlen der Hersteller wider.

Norbert Schiedeck, Vorsitzender der Geschäftsführung der Vaillant Group, sagte bei dem Pressegespräch: „Unser Umsatz mit Wärmepumpen ist hierzulande und auch in vielen anderen europäischen Ländern mittlerweile höher als mit Gasgeräten.“ Die Wachstumsraten seien zweistellig. Schiedeck geht davon aus, dass sich diese „Transformation hin zu Wärmepumpen fortsetzen“ wird.

Sabel und Schiedeck berichteten zudem von einer steigenden Nachfrage nach Wärmepumpen mit Kühlfunktion. Die Möglichkeit, Gebäude im Sommer nicht nur zu heizen, sondern auch zu kühlen, sei ein zusätzlicher Vorteil der Technologie.

Auswirkungen der Degression noch nicht klar

Die Marktentwicklung zeigt demnach eine deutliche Erholung nach dem Einbruch im Jahr 2024. Nach den

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

vom BWP vorgelegten Zahlen sank der Wärmepumpenabsatz damals auf 193.000 Geräte, nachdem die Branche 2023 noch 355.600 Anlagen verkauft hatte. Im Jahr 2025 stieg der Absatz wieder auf 299.000 Wärmepumpen. Sollte die aktuelle Prognose von 400.000 Geräten eintreten, entspräche dies einem deutlichen Zuwachs.

Ein Unsicherheitsfaktor für die weitere Marktentwicklung bleibt die Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG). Mit der Reform vom Juli dieses Jahres hat die Bundesregierung die Förderbedingungen für den Heizungstausch verändert. Bei Einfamilienhäusern sank der maximale Betrag der förderfähigen Kosten von 30.000 auf 28.000 Euro. Gleichzeitig reduzierte sich der Klimageschwindigkeitsbonus von 20 auf 16 Prozent.

Die Veränderungen haben nach Einschätzung des BWP bislang nicht zu einem Einbruch der Nachfrage geführt. Allerdings zeigen die monatlichen Förderzahlen seit dem Sommer einen Rückgang. Der Verband verweist dabei auf Vorzieheffekte im Umfeld der Reform. Viele Hauseigentümer hätten ihre Förderanträge bereits in den Sommermonaten gestellt.

Laut Sabel sei unklar, wie sich die beschlossene Degression der BEG-Förderung künftig auf die Nachfrage auswirken werde. Ab Februar 2027 reduzieren sich alle sechs Monate die förderfähigen Kosten um jeweils 750 Euro. „Dieser Schritt ist klug und richtig“, sagte Sabel und betonte, dass der BWP diesen Schritt ebenfalls befürworte.

Schiedeck fügte hinzu, dass der Industrie bewusst sei, dass diese auf „Dauer ohne Förderung auskommen muss.“ Und dies auch sicher werde. Schieck: „Wir sind eine hoch-konkurrenzfähige Industrie.“

Stromsteuer und CO2-Preis beeinflussen Wirtschaftlichkeit

Eine weitere offene Frage sei, „wie es mit der Stromsteuer weitergeht“, sagte Sabel. Die Politik müsse ihre Zusagen zur Entlastung bei der Stromsteuer einlösen. Diese habe erheblichen Einfluss auf die Betriebskosten von Wärmepumpen.

Entscheidend ist dabei aus Sicht des BWP das Preisverhältnis zwischen Strom und Erdgas. Dieses beeinflusst die Wirtschaftlichkeit einer Wärmepumpe im Vergleich zu einer Gasheizung. Eine niedrigere Stromsteuer könnte die laufenden Kosten strombetriebener Heizsysteme senken und ihre Wettbewerbsposition gegenüber fossilen Heizungen verbessern.

Ebenso wichtig sei die konsequente Fortsetzung der CO2-Bepreisung, damit Verbraucherinnen und Verbraucher sowie Unternehmen die künftige Kostenentwicklung einschätzen könnten. Zum derzeit diskutierten Europa-Bonus bei der Heizungsförderung erklärte Sabel, dass der BWP einen solchen Bonus grundsätzlich befürworte. Allerdings müsse ein solcher Bonus europaweit einheitlich und praktikabel ausgestaltet werden. (hr) // VON HEIDI ROIDER

Zum Inhalt

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

POLITIK & RECHT



Quelle: Fotolia / Ralf Urner

Leag will bei nächster Kraftwerksauktion wieder bieten

KRAFTWERKE. Nach Kritik an der ersten Ausschreibung für Backup-Kraftwerke will das Bundeswirtschaftsministerium die Investitionsanforderungen verschärfen.

Das Bundeswirtschaftsministerium (BMWE) will die Bedingungen für die zweite Ausschreibungsrunde nach dem Strom-Versorgungssicherheits- und Kapazitätengesetz (StromVKG) verschärfen. Geplant sind höhere und präzisere Mindestinvestitionen, die Betreiber nach einem Zuschlag nachweisen müssen.

Damit will das Ministerium insbesondere günstige Umrüstungen bestehender Kohlekraftwerke auf Erdgas weniger attraktiv machen. Eine Änderung des Gesetzes oder eine Verschiebung der zweiten Ausschreibung ist jedoch nicht vorgesehen.

Hintergrund sind die Ergebnisse der ersten Ausschreibungsrunde. Von 41 eingereichten Geboten erhielten elf Projekte einen Zuschlag. (Wir berichteten.) Die durchschnittlichen Zuschlagswerte lagen bei rund 155.000 Euro pro MW und damit unter dem Höchstpreis von 244.000 Euro.

Bundeswirtschaftsministerin Katherina Reiche (CDU) bewertete den Wettbewerb deshalb als Erfolg. Die Ausschreibung sei bewusst technologieoffen gestaltet worden. Die sogenannten Fuel-Switch-Projekte der Lausitz Energie Kraftwerke (Leag) seien zulässig gewesen und hätten die Kosten deutlich gesenkt.

Überzahl der Kraftwerke im 50-Hertz-Netzgebiet

Allerdings entfielen sieben der elf Zuschläge auf den Leag-Konzern mit Sitz in Cottbus. Sechs davon betreffen ehemalige Braunkohlestandorte. Der energiepolitische Sprecher der Unionsfraktion, Andreas Lenz (CSU), kritisierte diese Verteilung und forderte eine Überarbeitung der Kriterien. Neue Kraftwerke müssten dort entstehen, wo sie aus Sicht des Stromsystems benötigt würden. Andernfalls drohten zusätzliche Redispatch-Kosten durch notwendige Eingriffe in den Kraftwerksbetrieb.

Auch die Übertragungsnetzbetreiber Transnet BW, Amprion und Tennet sehen zu wenig gesicherte Leistung in ihren Netzgebieten. Amprion-Chef Christoph Müller kritisierte insbesondere die unzureichende Wirkung des Südbonus. „Der Kapazitätsmarkt muss deshalb Investitionen in gesicherte Leistung dort anreizen, wo sie Netz und System am wirksamsten entlastet“, forderte er.

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

Höhere Investitionen als neue Hürde

Die geplanten Änderungen sollen über präzisere Vorgaben zu den Mindestinvestitionen erfolgen. Betreiber müssen spätestens bis 2031 nachweisen, dass sie den geforderten Betrag tatsächlich investiert haben. Andernfalls verfällt der Zuschlag und es droht eine Vertragsstrafe. Die Bundesnetzagentur soll die konkreten Anforderungen über Festlegungen umsetzen.

Besonders betroffen wären Projekte, bei denen Betreiber lediglich einzelne Komponenten bestehender Kohlekraftwerke austauschen. Bei solchen Fuel-Switch-Vorhaben bleiben beispielsweise Kessel, Dampfturbine und Generator erhalten, während die Anlage künftig Erdgas statt Braunkohle nutzt.

An der Pflicht, mindestens zehn Stunden am Stück Strom liefern zu können, hält das Ministerium fest, was Batteriespeicher praktisch ausschließt. Ungeachtet der geplanten Verschärfungen will sich die Leag auch an der zweiten Ausschreibung beteiligen.

Vorstandschef Adi Roesch kündigte dies bei einer Betriebsversammlung in Jänschwalde an. „Wir werden jetzt natürlich wieder die Bleistifte spitzen“, sagte er. Das Unternehmen wolle erneut wirtschaftliche Angebote für die Standorte Schwarze Pumpe in Brandenburg und Lippendorf in Sachsen vorlegen.

Kritik am Fuel-Switch kommt unter anderem aus Baden-Württemberg. Energieministerin Thekla Walker (Grüne) bemängelte, dass umgerüstete Kohlekraftwerke einen geringeren Wirkungsgrad als neue Gaskraftwerke hätten. Roesch widersprach und verwies zudem darauf, dass die Kraftwerke zur Absicherung der Stromversorgung nur „ein paar hundert Betriebsstunden“ im Jahr laufen würden.

Der Verband kommunaler Unternehmen (VKU) kritisiert ebenfalls die Marktkonzentration. Hauptgeschäftsführer Ingbert Liebing sieht nun insbesondere bei der Novelle des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes Handlungsbedarf.

Zweite Runde startet im November

Die Bundesnetzagentur will die zweite Ausschreibungsrunde am 10. November 2026 bekannt machen. Gebote können bis zum 29. Dezember eingereicht werden, die Zuschläge sollen spätestens am 23. Februar 2027 feststehen. Das ursprüngliche Ausschreibungsvolumen beträgt 4.500 MW. Es reduziert sich allerdings um die Leistung, die in der überzeichneten ersten Runde zusätzlich bezuschlagt wurde. Eine weitere Ausschreibung über 2.000 MW ist für den 18. Mai 2027 geplant.

Dort sollen auch Batteriespeicher und andere Flexibilitätsoptionen bessere Chancen erhalten, weil die Zehn-Stunden-Vorgabe entfällt. Laut dem Versorgungssicherheitsbericht der Bundesnetzagentur werden bis 2035 mindestens 22.000 MW gesicherte Leistung benötigt. Die Zahlungen für die Kapazitäten sollen ab 2031 über eine neue Umlage von den Stromverbrauchern getragen werden. (sh) // VON SUSANNE HARMSEN

^ Zum Inhalt

Bund sichert Mukran-Anbindung mit Milliarden-Garantie ab



Quelle: Shutterstock / aerial motion

GAS. Der Bund hat den Bau der Ostsee-Anbindungsleitung mit einer Garantie abgesichert. Diese verbindet das privat betriebene LNG-Terminal Mukran mit dem Gasfernnetzanschluss in Lubmin.

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

Die Bundesregierung hat für den Bau der Ostsee-Anbindungsleitung (OAL) zwischen Lubmin und Mukran eine staatliche Garantie zugunsten der Gascade Gastransport GmbH über mehr als eine Milliarde Euro ausgestellt. Damit sicherte der Bund die Finanzierung der rund 50 Kilometer langen Pipeline ab, die das LNG-Terminal im Hafen Mukran auf Rügen an das deutsche Gasfernleitungsnetz anschließt.

Das geht aus der Antwort der Bundesregierung auf eine Kleine Anfrage der AfD-Fraktion hervor. Die konkrete Höhe der Garantie nennt die Bundesregierung in der Antwort nicht. Ein finanzielles Risiko für den Bund im Zusammenhang mit dem Betrieb des LNG-Terminals sieht die Bundesregierung nach eigenen Angaben nicht. Das Terminal werde seit seiner Inbetriebnahme im Frühsommer 2024 von der Deutsche Regas GmbH privatwirtschaftlich betrieben.

Keine Angaben zu Auslastung und Wirtschaftlichkeit

Zu wesentlichen wirtschaftlichen Kennzahlen des LNG-Terminals könne die Bundesregierung keine Auskunft geben. Das betrifft sowohl die Auslastung im ersten und zweiten Halbjahr 2026 als auch bestehende langfristige Abnahmeverträge und deren tatsächliche Inanspruchnahme. Auch zu den Gründen für mögliche Auslastungsschwankungen lägen keine Informationen vor.

Einen Vergleich der Wirtschaftlichkeit des LNG-Terminals mit Pipeline-Gasimporten nimmt die Bundesregierung ebenfalls nicht vor. Die dafür notwendigen Informationen lägen ihr nicht vor. Die Anbindungsleitung werde über die üblichen Netzentgelte finanziert, erklärt die Bundesregierung.

Rechtsstreit um Betriebskosten der Pipeline

Ungeklärt bleibt aus Sicht der Bundesregierung auch der aktuelle Stand des Rechtsstreits zwischen Deutsche Regas und Gascade über die Betriebskosten der OAL. Das Oberlandesgericht Düsseldorf hatte die Deutsche Regas nach Angaben der Fragesteller zur Zahlung von rund 70 Millionen Euro verurteilt. Über den weiteren Verfahrensstand habe das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie keine Kenntnisse.

Auch zu möglichen Umweltfolgen verweist die Bundesregierung auf die Zuständigkeit anderer Behörden. Eine Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) war nach ihrer Darstellung weder im immissionsschutzrechtlichen Genehmigungsverfahren für das LNG-Terminal noch im Planfeststellungsverfahren für die Offshore-Anbindungsleitung erforderlich. Sie verweist dazu auf das LNG-Beschleunigungsgesetz und ein Urteil des Bundesverwaltungsgerichts vom 25. April 2024.

Die Ergebnisse des Umweltmonitorings sowie die Bewertung möglicher Auswirkungen auf Fauna und Flora im Greifswalder Bodden lägen in der Zuständigkeit der Fachbehörden Mecklenburg-Vorpommerns. Auch zu möglichen Folgen für den Tourismus auf Rügen könne die Bundesregierung keine Angaben machen. Dafür seien die Länder zuständig.

Bund förderte Hafenausbau

Finanziell beteiligt hat sich der Bund nach eigenen Angaben an Infrastrukturmaßnahmen in Mukran. So stellte er dem Land Mecklenburg-Vorpommern rund 18,4 Millionen Euro für die Vertiefung der Fahrrinne und rund 8,6 Millionen Euro für den Ausbau des Hafens Mukran zur Verfügung. Ob und in welchem Umfang der Stadt Sassnitz und dem Landkreis Vorpommern-Rügen weitere finanzielle oder infrastrukturelle Belastungen entstanden sind, sei der Bundesregierung nicht bekannt.

Eine dauerhafte Abhängigkeit von einem einzelnen privaten Betreiber bewertet die Bundesregierung vor dem Hintergrund der weiteren LNG-Infrastruktur. Neben Mukran gebe es vier weitere LNG-Terminals in

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

Deutschland. Diese würden von der bundeseigenen Gesellschaft Deutsche Energy Terminal (DET) betrieben. (sh) // VON SUSANNE HARMSEN

Zum Inhalt

Klaus Müller soll weitere fünf Jahre bleiben



Quelle: OpenAI / KI-generierte Abbildung

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

Klaus Müller soll weitere fünf Jahre Präsident der Bundesnetzagentur bleiben. Darüber berichtete unter anderem das Handelsblatt unter Berufung auf den CDU-Bundestagsabgeordneten Mark Helfrich, der zugleich Vorsitzender des Beirats der Behörde ist. Eine offizielle Bestätigung der Personalentscheidung steht allerdings noch aus. Bereits zuvor hatten weitere Medien über eine mögliche zweite Amtszeit Müllers berichtet.

Nach Angaben Helfrichs soll der Beirat am 23. November über die Personalie entscheiden. Das Gremium, dem Mitglieder des Bundestages und Vertreter der Bundesländer angehören, schlägt den Präsidenten vor. Die endgültige Entscheidung liegt bei der Bundesregierung. Deren Zustimmung gilt nach Informationen des Handelsblatts als wahrscheinlich. Insbesondere die Bundesministerien für Wirtschaft, Verkehr und Digitales sollen eine weitere Amtszeit unterstützen.

Dass sich ausgerechnet die Union für den Grünen-Politiker Müller ausspricht, war keineswegs selbstverständlich. Der heute 55-Jährige war im März 2022 auf Vorschlag des damaligen Bundeswirtschaftsministers Robert Habeck (Grüne) an die Spitze der Bonner Behörde gerückt. Seine reguläre Amtszeit endet im Februar 2027.

Innerhalb der Union gab es Vorbehalte gegen eine Verlängerung. Unter anderem hatte der stellvertretende Unionsfraktionsvorsitzende Sepp Müller (CDU) die weitreichenden Befugnisse des Behördenpräsidenten kritisiert. Helfrich räumte gegenüber dem Handelsblatt ein: „Eine zweite Amtszeit für Klaus Müller war kein Automatismus.“ Inzwischen gebe es jedoch breite Zustimmung innerhalb der Regierungsfraktionen.

Unter Müllers Führung hat die Bundesnetzagentur zahlreiche Reformen der Strom- und Gasnetzregulierung angestoßen. Dazu zählen die Verfahren zur Neugestaltung der Anreizregulierung und der Netzentgeltsystematik. Durch die Umsetzung eines Urteils des Europäischen Gerichtshofs verfügt die Behörde inzwischen über größere regulatorische Unabhängigkeit von der Politik.


Klaus Müller
Quelle: Bundesnetzagentur

// VON REDAKTION

Zum Inhalt

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

HANDEL & MARKT



Quelle: Shutterstock / Shcherbakov Ilya

Octopus hofft auf Smart Meter Light in MsbG-Novelle

SMART METER. Octopus Energy wirbt erneut für einen Smart Meter Light als Ergänzung zum Pflichtrollout und verweist auf mögliche Kostenvorteile.

Mit Blick auf die anstehende Novelle des Messstellenbetriebsgesetzes (MsbG) setzt Octopus Energy auf die Einführung eines Smart Meter Light. Sebastian Schaule, Leiter Political und Public Affairs des Energieversorgers, rechnet kurzfristig mit Eckpunkten des Bundeswirtschaftsministeriums.

Nach seinen Informationen soll die vereinfachte Messtechnik darin zumindest thematisiert werden. Als mögliche Ergebnisse sieht Schaule entweder die Einführung eines Smart Meter Light, eine stärkere Fokussierung auf die sogenannte 1:n-Lösung, bei der mehrere Zähler an ein Smart Meter Gateway angebunden werden, oder eine Kombination beider Ansätze.

Octopus Energy hat nach Schaules Angaben mehr als eine Million Kunden in Deutschland. Der Großteil falle nicht unter den verpflichtenden Einbau intelligenter Messsysteme (iMSys). Für diese Kundengruppe wirbt das Unternehmen für eine kostengünstigere Alternative. Eine von Octopus initiierte und von der Horizonte Group erstellte Machbarkeitsstudie vom 28. September beziffert das theoretische Potenzial in diesem Segment für 2032 auf bis zu 36 Millionen Zählpunkte bundesweit.

Schaule betonte in einem Gespräch mit Journalisten, dass der Smart Meter Light ausschließlich für optionale Einbaufälle vorgesehen sei. Die intelligenten Messsysteme beim gesetzlich definierten Pflichtrollout stünden nicht infrage – insbesondere nicht beim Steuern von Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen.

Für das Geschäftsmodell von Octopus steht zunächst nicht die Bündelung und Vermarktung vieler kleiner Flexibilitäten im Mittelpunkt. Entscheidend sei vielmehr, den eigenen Kunden zeitvariable Stromtarife anbieten zu können. „Die Vermarktung der Flexibilität steht zunächst einmal nicht im Vordergrund."

Den Smart Meter Light siedelt Schaule zwischen der modernen Messeinrichtung und dem intelligenten Messsystem an. Technisch soll das Konzept auf einem Basiszähler mit zusätzlichem Kommunikationsmodul aufbauen. Als Übertragungswege kommen unter anderem Mobilfunk oder Powerline-Technologien infrage. Ein späteres Aufrüsten zum intelligenten Messsystem soll durch

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

Ergänzung eines Smart-Meter-Gateways möglich sein.

Für einen grundzuständigen Messstellenbetreiber mit 100.000 Zählpunkten errechnet die Studie jährliche Nettokosten von 51 bis 73 Euro je Smart Meter Light. Beim intelligenten Messystem sind es rund 105 Euro mit eigenem Gateway und 88 Euro bei gemeinsamer Gateway-Nutzung. Für eine moderne Messeinrichtung werden rund 15 Euro angesetzt. Gegenüber dem intelligenten Messsystem ergibt sich damit je nach Szenario ein Kostenvorteil von 15 bis 54 Euro jährlich. Bei wettbewerblichen Messstellenbetreibern hält die Studie noch niedrigere Kosten für möglich.

Die Autoren knüpfen die Einsparungen allerdings an mehrere Voraussetzungen. Das günstigste Szenario setzt etwa eine preiswerte, gemeinsam nutzbare Funkinfrastruktur und weitgehend vorhandene IT-Systeme voraus. Außerdem nimmt die Studie für den Smart Meter Light eine Nutzungsdauer von zwölf Jahren an, für das intelligente Messsystem hingegen acht Jahre.

Die Kostenrechnung beruht teilweise auf Marktinformationen, teilweise auf Annahmen zur künftigen technischen Ausgestaltung. Die Autoren halten eine weitere Validierung für erforderlich. Insbesondere die zuverlässige Datenübertragung und Messwertqualität müssen noch unter realen Einsatzbedingungen nachgewiesen werden.

Schaule schlägt auf Grundlage der Studie eine jährliche Preisobergrenze von 60 Euro für den Smart Meter Light vor. Davon sollen 30 Euro auf den Anschlussnutzer entfallen, fünf Euro mehr als bei einer modernen Messeinrichtung. Weitere 30 Euro sollen vom Netzbetreiber getragen und über die Netzentgelte finanziert werden.

Eine solche Preisobergrenze von insgesamt 60 Euro brutto gilt nach § 30 Absatz 3 MsbG bereits für den optionalen Einbau intelligenter Messsysteme. Die Studie kalkuliert allerdings mit Nettokosten, die nicht unmittelbar mit der Brutto-Preisobergrenze vergleichbar sind.

VDE FNN hatte bereits im August frühere Smart-Meter-Light-Vorschläge kritisiert. Zusätzliche Geräte- und Kommunikationsarchitekturen könnten die System-Komplexität und -Kosten erhöhen. Eine Studie der Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE), an der auch Octopus beteiligt war, hält beide Wege grundsätzlich für denkbar.

Schaule räumte ein, dass es Vorbehalte gebe: „Wir können die Kritik, die es von mancher Seite gibt, durchaus nachvollziehen. Aber wir glauben, dass wir hier eine Möglichkeit aufgezeigt haben, wie das Smart Meter Light auf den Markt gebracht werden kann, ohne dass zusätzlicher Aufwand verursacht wird.“
Für eine Markteinführung veranschlagt Octopus einen Zeitraum von etwa 24 Monaten ab Schaffung der notwendigen rechtlichen Rahmenbedingungen. (fw) // VON FRITZ WILHELM

^ Zum Inhalt

WERBUNG

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



Ines warnt vor Gasengpässen bei Extremkälte


Quelle: Shutterstock / Visionsi

GASMARKT. Deutschlands Gasspeicher waren am 1. November nur zu 61 Prozent gefüllt. Laut neuen Ines-Szenarien drohen bei extremer Kälte Versorgungsengpässe.

Ein extrem kalter Winter könnte zu Engpässen bei der deutschen Gasversorgung führen. Das geht aus den neuen Gas-Szenarien der Initiative Energien Speichern (Ines) hervor, die der Verband am 10. November veröffentlicht hat. Nach seinen Berechnungen kann bei einem Temperaturverlauf wie im Referenzjahr 2010 der Gasbedarf von Januar bis März 2027 nicht vollständig gedeckt werden. Für einen normalen oder warmen Winter erwartet die Initiative dagegen keine Versorgungslücken.

Die deutschen Gasspeicher waren am 1. November zu 61 Prozent gefüllt. Damit verfehlten sie die gesetzliche Füllstandsvorgabe von 70 Prozent um neun Prozentpunkte. Auf Grundlage dieses tatsächlichen Füllstands hat Ines untersucht, ob die vorhandenen Gasvorräte bei unterschiedlichen Wintertemperaturen ausreichen.

Ein Jahr zuvor waren die deutschen Gasspeicher Anfang November noch zu 75 Prozent gefüllt. Im Laufe des Winters sank der Füllstand auf 21 Prozent Anfang März 2026. Danach setzte die Wiederbefüllung ein. Laut Ines blieb sie 2026 hinter allen vergleichbaren Vorjahren zurück.

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



Die deutschen Gasspeicher waren Anfang November nur zu 61 Prozent gefüllt. Die gesetzliche Vorgabe lag bei 70 Prozent
(zum Vergrößern bitte auf die Grafik klicken)
Quelle: Ines

Noch am 8. September dieses Jahres hatte Ines in seinem Szenarien-Update einen Speicherfüllstand von 77 Prozent zum 1. November als technisch erreichbar eingestuft. Als Gründe für die nun festgestellte geringere Befüllung nennt der Verband hohe Gasentnahmen am Ende des Winters 2025/26 und zu geringe wirtschaftliche Anreize zum Einspeichern. Auf die fehlenden Anreize hatte Ines bereits im Juli hingewiesen (wir berichteten).

Bei extremer Kälte könnten Milliarden kWh fehlen

Für das November-Update hat Ines die tatsächlichen Füllstände zum 1. November sowie neue Temperatur- und Verbrauchsdaten berücksichtigt. Die Modelle vergleichen die Temperaturverläufe der europäischen Wetterjahre 2010 (kalt), 2016 (normal) und 2020 (warm).

Bei normalen Wintertemperaturen würde der Füllstand der deutschen Gasspeicher von 61 Prozent Anfang November auf 38 Prozent Anfang Februar und 29 Prozent Anfang März sinken. Bei extremer Kälte könnten die Speicher dagegen bereits im Februar leer sein.



Bei normalen Wintertemperaturen reicht das gespeicherte Gas laut Ines aus. Bei extremer Kälte drohen ab Januar Versorgungslücken
(zum Vergrößern bitte auf die Grafik klicken)
Quelle: Ines

Für einen extrem kalten Winter berechnet Ines im Januar eine Versorgungslücke von 6,6 Milliarden kWh. Im Februar könnten 6,2 Milliarden kWh Gas fehlen, im März 5,9 Milliarden kWh. An einzelnen Januartagen könnte die Fehlmenge bis zu 1,7 Milliarden kWh erreichen. Die Zahlen stammen, wie die Initiative betont, aus Modellrechnungen und sind keine Wetterprognose.

Die Modellierung berücksichtigt bereits zusätzliche Lieferungen aus besser gefüllten Speichern europäischer Nachbarländer. Auch die buchbaren Kapazitäten der Terminals für verflüssigtes Erdgas (Liquefied Natural Gas, LNG) setzt Ines als vollständig genutzt voraus. Deren technische Einspeisekapazität liegt laut der Initiative bei höchstens 800 Millionen kWh pro Tag. „Importe über die verfügbaren Pipelines und LNG-Terminals allein können die hohen Verbrauchsspitzen an kalten Wintertagen nicht decken“, erklärt Ines-Geschäftsführer Sebastian Heinermann.

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

Zudem kann bei niedrigen Speicherfüllständen die verfügbare Ausspeicherleistung sinken. Die Speicher müssten auch gegen Ende der Heizperiode noch genügend Gas in kurzer Zeit bereitstellen können, erklärt Ines.

Verband fordert neue Vorsorgeregeln

Die bisherigen Marktmechanismen gewährleisteten keine ausreichend verlässliche Speicherbefüllung, kritisiert Ines. Heinermann fordert: „Deutschland benötigt einen langfristig verlässlichen Rahmen, der die Vorhaltung ausreichender Gasmengen für den Winter wirtschaftlich ermöglicht und verbindlich absichert."

Neben der vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWE) angekündigten staatlichen Gasreserve schlägt der Verband einen Ausgleich zwischen Marktwert und Kosten der Speicherung oder eine Verpflichtung der Marktakteure zur Nutzung von Speichern vor. Auch eine Kombination sei möglich.

Der Verband aktualisiert seine Gas-Szenarien alle zwei Monate. Das nächste Update ist für den 12. Januar 2027 angekündigt. (ds) // VON DAVINA SPOHN

Zum Inhalt

H2-Kernnetz erhält einheitliche Reservierungsgebühr



Wasserstoffleitungen beim BHKW Puchkirchen, Österreich. Quelle: Davina Spohn

GASNETZ. Für Reservierungen im Wasserstoff-Kernnetz gelten seit dem 5. November bundesweit einheitliche Entgelte. Zugleich melden die Netzbetreiber weitere Vertragsabschlüsse.

Wer sich frühzeitig Transportkapazitäten im deutschen Wasserstoffkernnetz sichern will, zahlt dafür seit dem 5. November ein bundesweit einheitliches Reservierungsentgelt. Die beteiligten Wasserstoff-Kernnetzbetreiber haben sich auf eine gemeinsame Berechnungsgrundlage verständigt. Darüber informierten sie mit ihrem vierten Marktinformationspaket. Die Veröffentlichung erfolgte über die Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas (FNB Gas) mit Sitz in Berlin.

Das Reservierungsentgelt beträgt demnach ein Fünfundzwanzigstel des jeweils gültigen Hochlaufentgelts für die spätere Nutzung des Wasserstoffkernnetzes. Das Hochlaufentgelt liegt 2026 bei 25,55 Euro je kWh/h und Jahr.

Für eine vorherige Reservierung dieser Kapazität beträgt das Entgelt dagegen 1,02 Euro/kWh/h/a. Unabhängig von der Höhe der reservierten Transportleistung haben die Wasserstoff-Kernnetzbetreiber zudem einen jährlichen Mindestbetrag von 9.000 Euro pro Reservierung festgelegt. Liegt das errechnete jährliche Reservierungsentgelt darunter, müssen Unternehmen dennoch 9.000 Euro zahlen.

Das Hochlaufentgelt hatte die Bundesnetzagentur für 2025 auf 25 Euro/kWh/h/a festgelegt. Seitdem wird es anhand des Verbraucherpreisindex an die Inflation angepasst. Es soll langfristig zur Finanzierung des Wasserstoffkernnetzes beitragen. Anfängliche Finanzierungslücken werden über ein Amortisationskonto zwischenfinanziert (wir berichteten). Sie sollen später durch höhere Netzentgelterlöse ausgeglichen werden. Für verbleibende Fehlbeträge besteht eine staatliche Absicherung.

Die rechtliche Grundlage für das Hochlaufentgelt schuf die Bundesnetzagentur 2024 mit der Festlegung WANDA (Netzentgelte und Amortisationsmechanismus im Wasserstoff-Kernnetz). Im Dezember 2025 ergänzte sie diese mit KOSMO (Kosten bestimmter Transportleistungen und Modifikation der Netzentgelte)

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

um differenzierte Entgelte für verschiedene Transportprodukte (wir berichteten). Die jetzt vereinheitlichte Gebühr betrifft dagegen die vorgelagerte Reservierung von Kapazitäten.

Bestandskunden können Entgeltmodell wechseln

Auch Unternehmen mit bestehenden Reservierungsverträgen können auf das neue Entgelt wechseln, teilen die Wasserstoff-Kernnetzbetreiber mit. Dafür haben sie zwei Monate nach Veröffentlichung des Marktinformationspakets Zeit. Die Umstellung gilt frühestens ab Beginn des Folgemonats nach Ausübung des Wahlrechts und nur für die verbleibende Vertragslaufzeit. Eine automatische Anpassung bestehender Verträge gibt es nicht.

Seit dem Vermarktungsstart im März 2026 können Marktteilnehmer Transportkapazitäten im Wasserstoffkernnetz reservieren. Zum Stichtag 7. Oktober waren laut dem vierten Marktinformationspaket mehr als 3.500 MW Einspeisekapazität und 2.500 MW Ausspeisekapazität vertraglich gesichert. Hinzu kommen rund 550 MW für den Transport zwischen verschiedenen Netzclustern.

Gegenüber dem dritten Marktinformationspaket sind die Reservierungen damit weiter gestiegen. „Der Reservierungsprozess schreitet voran. Dass über immer mehr Regionen hinweg Kapazitäten nachgefragt werden, ist ein gutes Signal für den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft“, so Barbara Fischer, Geschäftsführerin von FNB Gas.

Nach Angaben der Netzbetreiber konnten bislang alle Reservierungsanfragen mit einem Angebot beantwortet werden. Bei Übernachfrage optimierten sie die verfügbaren Kapazitäten innerhalb einzelner Angebotszonen, verteilten diese zwischen Netzgebieten neu und prüften zusätzliche technische Maßnahmen.

Weitere Reservierungsanfragen befinden sich noch in Prüfung. Die vertraglich gesicherten Kapazitäten könnten deshalb weiter steigen. Die Reservierungen lassen allerdings keine unmittelbaren Rückschlüsse auf die spätere tatsächliche Netznutzung zu.

Marktinformationen künftig auf einer Plattform

Die Kernnetzbetreiber wollen ihre bisherigen Marktinformationspakete durch eine gemeinsame Internetplattform ersetzen. Dort sollen Informationen zu Netzclustern, deren Verbindungen und verfügbaren Transportkapazitäten erscheinen. Später ist eine Veröffentlichung über eine zentrale Datenaustauschplattform vorgesehen. Damit setzen die Betreiber regulatorische Vorgaben um.

Die Angaben zum künftigen Kapazitätsangebot beruhen laut den Netzbetreibern auf dem aktuellen Planungsstand. Inbetriebnahmetermine, technische Konzepte und regulatorische Rahmenbedingungen könnten sich noch ändern. (ds) // VON DAVINA SPOHN

Zum Inhalt

Marktwerte ziehen kräftig an


Quelle: Shutterstock / PopTika

REGENERATIVE. Der Preis für pflichtvermarkteten Solarstrom stieg im Oktober um mehr als 60 Prozent. Auch die Marktwerte für Strom aus Windkraftanlagen legten zu.

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

Herbstaufschwung bei den Marktwerten von Ökostrom: Wie die neuen Zahlen auf der Transparenzplattform der Übertragungsnetzbetreiber zeigen, brachte Strom aus Solaranlagen im Oktober durchschnittlich 13,390 Cent/kWh. Das war ein Anstieg um rund 64 Prozent im Vergleich zum September, als die Kilowattstunde im Schnitt 8,177 Cent erzielte.

Mit kürzeren Tagen im Herbst und geringerer Solarstromproduktion während der Mittagsstunden nimmt der preisdämpfende Effekt einer hohen Solareinspeisung um diese Zeit ab. Im Oktober vergangenen Jahres hatte der Marktwert von Solarstrom 6,980 Cent/kWh betragen, im September war er bei 4,307 Cent/kWh gelandet.

Der Marktwert für Windenergie an Land erhöhte sich von 10,940 auf 12,202 Cent/kWh, ein Plus von 11,5 Prozent. Vor einem Jahr hatte sich eine umgekehrte Entwicklung eingestellt. Im September 2025 hatten die ÜNB mit Strom aus Onshore-Anlagen 6,276 Cent/kWh erlöst, im Oktober 5,579 Cent/kWh.

Bei Windenergie auf See nahm der Marktwert von 11,974 auf 14,562 Cent/kWh zu – ein Plus von 21,6 Prozent. Im Jahr 2025 war der Marktwert von Offshore-Windstrom von September auf Oktober nahezu unverändert geblieben (September: 6,748 Cent/kWh; Oktober: 6,867 Cent/kWh).

Keine Ausschläge in den negativen Bereich

Graustrom verteuerte sich am Spotmarkt im Schnitt von 14,482 auf 16,927 Cent/kWh. Während sieben Viertelstunden lag der Börsenstrom mit 0,001 Cent im Minusbereich. In 64 Viertelstunden verharrte der Preis auf der Nullmarke. Zum Vergleich: Im September stand während 142 Viertelstunden ein Minusvorzeichen vor dem Preis, bei null lag in 40 Viertelstunden.

Die höchsten Werte stellten sich am 29. Oktober ein: Zwischen 17.15 Uhr und 17.30 Uhr kostete Graustrom 57,428 Cent/kWh, in der folgenden Viertelstunde lag der Preis bei 57,372 Cent/kWh. In 110 Viertelstunden überschritt der Preis die Marke von 30 Cent/kWh.

Die Marktwerte sind eine Grundlage für die Berechnung der Marktprämie. Sie gleicht bei geförderten Anlagen grundsätzlich die Differenz zwischen dem Marktwert und dem gesetzlich festgelegten anzulegenden Wert aus. Sinkt der Marktwert, steigt bei geförderten Anlagen prinzipiell die vom Netzbetreiber gezahlte Marktprämie – und umgekehrt. (mf) // VON MANFRED FISCHER

Diesen Artikel können Sie teilen:

Zum Inhalt

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

TECHNIK



Quelle: Fotolia / malp

Batteriespeichermarkt 2026 fast verdoppelt

STROMSPEICHER. Der Batteriespeicherausbau wächst rapide. Der Bundesverband Solarwirtschaft fordert 15 Reformen, um den Zubau zu beschleunigen und die Stromsystemkosten zu senken.

Der Ausbau von Batteriespeichern in Deutschland hat Fahrt aufgenommen. In den ersten neun Monaten des Jahres 2026 gingen mehr als 500.000 neue Batteriespeicher mit einer Gesamtkapazität von rund 8,2 Millionen kWh in Betrieb. Das entspricht einem Zuwachs von 91 Prozent gegenüber dem Vorjahreszeitraum.

Besonders stark entwickelte sich das Segment der Großspeicher, deren Zubau sich mehr als vervierfachte. Das geht aus einer Auswertung des Marktstammdatenregisters der Bundesnetzagentur durch den Bundesverband Solarwirtschaft (BSW-Solar) hervor.

Der Verband rechnet für das Gesamtjahr 2026 mit einem Zubau von deutlich mehr als zehn GWh. Haupttreiber der Entwicklung sind Großspeicher. In den ersten neun Monaten kamen sie auf rund 3,8 Millionen kWh neu installierte Kapazität. Das entspricht einem Plus von rund 350 Prozent gegenüber dem Vorjahreszeitraum. Damit entfiel etwa die Hälfte des gesamten Kapazitätszubaus auf dieses Marktsegment.

Auch die übrigen Speichersegmente verzeichneten Zuwächse. Bei Heimspeichern stieg die neu installierte Kapazität um 20 Prozent auf 3,2 Millionen kWh. Gewerbespeicher legten um 67 Prozent auf rund 0,7 GWh zu. Bei Kleinstspeichern betrug das Wachstum 33 Prozent auf etwa 0,5 Millionen kWh. Die Zahlen beruhen auf dem Datenstand vom 12. Oktober 2026. Nachmeldungen könnten die Werte noch erhöhen.

BSW-Solar legt 15 Reformvorschläge vor

Um den Ausbau weiter zu beschleunigen, hat der BSW-Solar ein Positionspapier mit 15 Reformvorschlägen veröffentlicht. Damit will der Verband Investitionshemmnisse abbauen, die vorhandenen Stromnetze besser auslasten und zusätzliche Kosten für Netzausbau und Förderung erneuerbarer Energien vermeiden.

Im Mittelpunkt stehen drei Forderungen. Erstens sollen Batteriespeicher einfacher gemeinsam mit Solar-

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

und Windkraftanlagen sowie an Verbrauchsstandorten betrieben werden können. Dafür verlangt der Verband einen verbindlichen Anspruch auf faire und flexible Netzanschlussvereinbarungen.

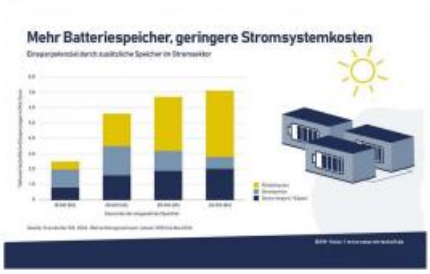
Zweitens sollen Verteilnetzbetreiber verpflichtet werden, gezielt netzdienliche Batteriespeicher an Umspannwerken auszuschreiben. Diese könnten Netzengpässe verringern und vorhandene Netzkapazitäten besser nutzbar machen.

Drittens fordert der Verband Änderungen beim Redispatch. Künftig soll die Steuerung am Netzverknüpfungspunkt statt an der einzelnen Erzeugungsanlage ansetzen. Dadurch könnte überschüssiger Solarstrom bei vorübergehenden Netzengpässen in Batteriespeichern zwischengelagert werden, anstatt Photovoltaikanlagen abzuregeln.

Speicher sollen Stromsystemkosten senken

Neben der Integration erneuerbarer Energien sieht der Verband in Batteriespeichern ein erhebliches Potenzial zur Kostensenkung. Nach Berechnungen des Fraunhofer-Instituts für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik (IEE) hätten zusätzliche Batteriespeicherkapazitäten von 80 Millionen kWh allein im vergangenen Jahr Verbraucher und Bundeshaushalt um nahezu vier Milliarden Euro entlasten können.

Nach Einschätzung von Fraunhofer-Wissenschaftlern müsste die jährlich zusätzlich erschlossene Flexibilität bis 2030 auf das Vier- bis Fünffache steigen, damit sich der geplante Ausbau erneuerbarer Energien möglichst kostengünstig in das Stromsystem integrieren lässt. Eine weitere Studie des Fraunhofer IEE zeige zudem, dass Batteriespeicher an Umspannwerken bislang ungenutzte Netzreserven erschließen können.



Entwicklung der Speicherkapazität in Deutschland -
für Vollbild auf die Grafik klicken
Quelle: BSW-Solar

BSW-Solar-Hauptgeschäftsführer Carsten Körnig sieht deshalb politischen Handlungsbedarf. „Batteriespeicher entwickeln sich zu einem Wachstumstreiber und Effizienz-Hebel der Energiewende. Sie helfen, das Stromsystem effizienter zu machen und Kosten in Milliardenhöhe einzusparen. Jetzt müssen wir den Speicher-Boom mit einem Speicher-Booster weiter anfeuern“, sagt er.

Der Verband kritisiert, dass es innerhalb der Bundesregierung bislang an einer klaren Zuständigkeit, verbindlichen Ausbauzielen und einer übergreifenden Speicherstrategie fehle. „Batteriespeicher müssen Chefsache werden“, fordert Körnig.

Das BSW-Solar Positionspaper zum Speicherhochlauf steht im Internet bereit. (sh) // VON SUSANNE HARMSEN

^ Zum Inhalt

WERBUNG

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



Energy Sharing scheitert an der Umsetzung



Forderungen zum Energy Sharing. Quelle: SFV Redaktion

STROMNETZ. Ein Bündnis aus acht Organisationen fordert rasche Maßnahmen, um bürokratische, technische und wirtschaftliche Hürden beim Energy Sharing abzubauen.

Seit Juni 2026 verpflichtet der Gesetzgeber Netzbetreiber dazu, die gemeinsame Nutzung erneuerbaren Stroms innerhalb ihres Bilanzierungsgebiets zu ermöglichen. In der Praxis kommt dieses Energy Sharing jedoch nur schleppend voran. Ein Bündnis aus Verbänden, Unternehmen und Genossenschaften fordert deshalb in einem gemeinsamen Thesenpapier elf konkrete Maßnahmen, um die Umsetzung zu erleichtern.

Die rechtliche Grundlage bildet Paragraf 42c des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG). Er ermöglicht es Bürgerinnen und Bürgern, erneuerbaren Strom gemeinsam zu nutzen, beispielsweise aus Photovoltaikanlagen in der Nachbarschaft. Allerdings fehlen nach Einschätzung der Energy Sharing Allianz bislang massentaugliche Abwicklungsprozesse. Auch der verzögerte Smart-Meter-Rollout, hohe Kosten für Bilanzierung und Direktvermarktung sowie fehlende Entlastungen bei den Stromnebenkosten erschwerten die Umsetzung.

Das Bündnis warnt davor, dass Energy Sharing unter diesen Bedingungen zu einer Alibi-Lösung werde. Insbesondere für Energiegenossenschaften und andere Bürgerenergieakteure sei das Modell häufig zu kompliziert oder wirtschaftlich nicht tragfähig.

Netzbetreiber stärker in die Pflicht nehmen

Ein Schwerpunkt der Forderungen betrifft die Verteilnetzbetreiber. Die Unterzeichner des Thesenpapiers verlangen verbindliche Bearbeitungsfristen für Anfragen sowie finanzielle Konsequenzen, wenn Netzbetreiber diese Fristen überschreiten. Zudem soll die Bundesnetzagentur säumige Unternehmen aktiver beaufsichtigen. Auch alternative Modelle für die Abwicklung des Energy Sharings sollen zugelassen werden.

Weitere Vorschläge betreffen die Kombination mehrerer Erzeugungsanlagen, den Zugang zu Messdaten

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

und die Vergütung von Stromüberschüssen. Ziel ist es, die organisatorischen und wirtschaftlichen Voraussetzungen für eine breitere Nutzung zu schaffen.

„Wer seinen Solarstrom mit der Nachbarschaft teilen will, hängt heute nicht am Gesetz fest, sondern an fehlenden Abläufen bei den Netzbetreibern“, sagt Susanne Jung, Geschäftsführerin des Solarenergie-Fördervereins Deutschland (SFV). Solange Verzögerungen folgenlos blieben, ändere sich daran nichts. „Fristen mit Konsequenzen sind der Hebel, der Energy Sharing in die Fläche bringt.“
Auch die Kosten sehen die Unterzeichner als wesentliches Hindernis.

„Bürgerenergie lebt davon, dass sich gemeinsames Engagement für alle Beteiligten lohnt“, betont Harald Uphoff, Vorstand des Bündnis Bürgerenergie (BBEn). Wenn die Teilnehmenden die Einführungskosten tragen müssten, werde Energy Sharing zu einem Nischenmodell für wenige Engagierte. Die Vorteile müssten bei den Menschen vor Ort ankommen.

Frank Späte, Präsident der Deutschen Gesellschaft für Sonnenenergie (DGS), verweist auf die Möglichkeit, auch ohne eigenes Dach an der Energiewende teilzuhaben. „Ein Recht, das in der Praxis nicht funktioniert, schafft aber keine Teilhabe, sondern Frust. Gesetzgeber und Bundesnetzagentur müssen jetzt nachbessern.“

Bundesnetzagentur soll kurzfristig handeln

Kurzfristig sieht das Bündnis vor allem die Bundesnetzagentur in der Verantwortung. Für Änderungen am gesetzlichen Rahmen müsse dagegen der Gesetzgeber tätig werden. Die beteiligten Organisationen bieten nach eigenen Angaben Unterstützung bei der praktischen Umsetzung an.

Das Thesenpapier haben acht Organisationen unterzeichnet: das Bündnis Bürgerenergie, der Bundesverband Neue Energiewirtschaft (bne), die Bürgerwerke, der Deutsche Genossenschafts- und Raiffeisenverband (DGRV), die Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie, die Deutsche Umwelthilfe, die Energiegenossenschaft Fünfseenland und der Solarenergie-Förderverein Deutschland.

Das Thesenpapier: Energy Sharing in die Praxis bringen steht im Internet bereit. (sh) // VON SUSANNE HARMSEN

^ Zum Inhalt

Lehrter Wohnungsbau setzt auf Solarstrom


Mehrfamilienhäuser der Lehrter Wohnungsbau. Quelle Marclay GmbH

PHOTOVOLTAIK. In Lehrte bei Hannover sind 91 Mehrfamilienhäuser mit Photovoltaikanlagen ausgestattet worden. Das Projekt ermöglicht nun 862 Wohnungen den Zugang zu günstigem Solarstrom.

Rund 70 Prozent der Wohnungen der Lehrter Wohnungsbau GmbH können inzwischen Solarstrom vom eigenen Gebäudedach beziehen. Seit dem Projektstart im Sommer 2025 hat das Wohnungsunternehmen in Zusammenarbeit mit dem Energiedienstleister Marcley 91 Mehrfamilienhäuser mit Photovoltaikanlagen ausgestattet. Dies geht aus einer Mitteilung von Marcley mit Sitz in Hannover hervor.

Die Anlagen verfügen demnach über eine Gesamtleistung von rund 1.328 kW. Ursprünglich sollten weniger als halb so viele Wohnungen einbezogen werden. Marcley ist ein 2022 gegründetes Unternehmen, das sich auf Photovoltaiklösungen für Mehrfamilienhäuser spezialisiert hat. Nach eigenen Angaben hat es bundesweit bereits mehr als 400 Anlagen ans Netz gebracht. Das Unternehmen übernimmt bei den Projekten Planung, Finanzierung, Bau und Betrieb sowie die Abrechnung des Solarstroms.

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

Solarstrom ergänzt bisherigen Stromvertrag

In Lehrte kommt das Modell der gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung – kurz GGV – zum Einsatz. Es ermöglicht Mietern, Solarstrom aus einer Anlage auf ihrem Wohngebäude zu nutzen, ohne ihren bisherigen Stromliefervertrag aufgeben zu müssen. Dafür schließen die Bewohner einen zusätzlichen Vertrag über den Solarstrom ab. Reicht dessen Erzeugung nicht aus, beziehen sie die benötigte Reststrommenge weiterhin von ihrem bisherigen Energieversorger. Auch der Allgemeinstrom, etwa für die Treppenhausbeleuchtung, kann vom Dach kommen.

Die GGV ist seit Mai 2024 im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) geregelt. Anders als beim klassischen Mieterstrommodell muss der Betreiber der Solaranlage keine vollständige Stromversorgung der teilnehmenden Haushalte sicherstellen. Voraussetzung sind unter anderem die viertelstündliche Messung der Erzeugung und des Verbrauchs sowie eine vertraglich geregelte Aufteilung des Solarstroms.

Wohnungsunternehmen muss nicht investieren

Die Finanzierung der Photovoltaikanlagen übernimmt Marcley selbst. Für die Lehrter Wohnungsbau entfällt damit der Investitionsaufwand. Auch den laufenden Betrieb und die Abrechnung übernimmt der Energiedienstleister. „Wir wollten günstigen Solarstrom für möglichst viele Mieterinnen und Mieter“, sagt Geschäftsführer Frank Wersebe. Für die Lehrter Wohnungsbau habe sich im Alltag kaum etwas geändert.

Für die Mieter beziffert Marcley die mögliche Ersparnis bei den Stromkosten auf bis zu 166 Euro pro Wohnung und Jahr. Welche Annahmen zu Stromverbrauch, Solarstrompreis und bisherigem Stromtarif dieser Berechnung zugrunde liegen, nennt das Unternehmen nicht. Die tatsächliche Ersparnis hängt unter anderem davon ab, wie viel Solarstrom ein Haushalt unmittelbar nutzen kann.

Auch zum Klimaschutz sollen die Anlagen beitragen. Marcley gibt eine rechnerische CO2-Vermeidung von rund 435 Tonnen jährlich an. Angaben zur Berechnungsgrundlage fehlen allerdings. (ds) // VON DAVINA SPOHN

Zum Inhalt

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

UNTERNEHMEN



Quelle: Rosenberger / E&M

Hohe Energiepreise beeinflussen Uniper-Ergebnis erheblich

BILANZ. Uniper hat in den ersten neun Monaten 2026 sein operatives Ergebnis deutlich gesteigert. Aufgrund von Bewertungseffekten steht aber ein Konzernfehlbetrag in der Bilanz.

Der Energiekonzern Uniper hat eine ungewöhnliche Performance in den ersten drei Quartalen hingelegt. Bilanzierungsregeln machen das möglich: So stieg in den ersten neun Monaten der bereinigte Gewinn vor Zinsen und Steuern (bereinigte Ebitda) um rund 60 Prozent von 641 Millionen Euro auf 1,024 Milliarden Euro. Gleichzeitig wies Uniper einen Konzernfehlbetrag von 502 Millionen Euro aus. Das klingt widersprüchlich, ist aber korrekt.

Wie das Unternehmen mitteilte, entstand der Konzernfehlbetrag durch bilanzielle Bewertungseffekte infolge gestiegener Strom- und Gaspreise. Die internationalen Rechnungslegungsvorschriften (IFRS) besagen, dass Wertverluste aus Absicherungsgeschäften unmittelbar ergebniswirksam erfasst werden müssen, während Wertsteigerungen bei Kraftwerken und Lieferverträgen zunächst nicht bilanziert werden dürfen. Uniper bezeichnet dies als vorübergehenden Effekt.

Das bereinigte Ebitda entwickelte sich dagegen deutlich positiv, weil Uniper die bilanziellen Bewertungseffekte aus dieser Kennzahl herausrechnet. Der Anstieg um rund 60 Prozent ist vor allem auf die Erholung des Gasgeschäfts zurückzuführen. Belastungen aus früheren Optimierungsgeschäften, die das Vorjahresergebnis geschmälert hatten, entfielen 2026. Dagegen gingen die Ergebnisbeiträge aus der Wasser- und Kernkraft sowie der flexiblen Stromerzeugung zurück.

Der Umsatz stieg in den ersten neun Monaten um rund 25 Prozent von 44,83 Milliarden auf 56,16 Milliarden Euro. Ausschlaggebend waren vor allem höhere durchschnittliche Energiepreise. Gleichzeitig gingen die Handelsvolumina im Strom- und Gasgeschäft sowie die Stromerzeugungsmengen zurück.

Unterschiedliche Entwicklung der Geschäftsfelder

Auch die drei Geschäftsfelder entwickelten sich unterschiedlich. Im Segment Green Generation, das die Stromerzeugung aus Wasserkraft, schwedischer Kernenergie und erneuerbaren Energien umfasst, sank

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

das bereinigte Ebitda von 540 Millionen auf 350 Millionen Euro.

Ursache waren insbesondere ungeplante Ausfälle schwedischer Kernkraftwerke sowie niedrige Wasserzuflüsse in Deutschland. Die deutsche Wasserkraft litt zudem unter geringeren Ergebnisbeiträgen aus Absicherungsgeschäften. In Schweden konnten höhere Strompreise die geringeren Wasserkraftmengen teilweise ausgleichen.

Das Segment Flexible Generation umfasst vor allem die steuerbare Stromerzeugung aus Gas- und Kohlekraftwerken sowie deren Vermarktung. Hier ging das bereinigte Ebitda leicht von 459 Millionen auf 427 Millionen Euro zurück. Ausschlaggebend waren unter anderem weggefallene Einmaleffekte aus beigelegten Rechtsstreitigkeiten und temporäre Bewertungsbelastungen bei CO2-Zertifikaten. Höhere Erlöse aus dem britischen Kapazitätsmarkt und zusätzliche Handelsmargen wirkten dem entgegen.

Deutlich verbessert hat sich dagegen Greener Commodities. Das Geschäftsfeld bündelt insbesondere den internationalen Gas- und LNG-Handel, die Beschaffung, Vermarktung und Speicherung von Erdgas sowie das Stromhandelsgeschäft. Das bereinigte Ebitda stieg von minus 196 Millionen auf plus 494 Millionen Euro.

Entscheidend war der Wegfall von Ergebnisbelastungen aus früheren Optimierungsgeschäften im Gasbereich, die noch 2025 angefallen waren. Das Geschäft mit verflüssigtem Erdgas (LNG) lieferte ebenfalls einen positiven Beitrag, allerdings weniger als im Vorjahr, da profitable Preisunterschiede zwischen den Märkten nicht im gleichen Umfang genutzt werden konnten.

Für das Gesamtjahr 2026 bestätigt Uniper seine Prognose eines bereinigten Ebitda zwischen 1,1 Milliarden und 1,3 Milliarden Euro. Die Erwartung für das bereinigte Konzernergebnis wurde dagegen um 50 Millionen Euro angehoben. Uniper rechnet nun mit 550 Millionen bis 650 Millionen Euro. // VON STEFAN SAGMEISTER

Zum Inhalt

WERBUNG



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

Stadtwerke Wasserburg auf der Suche nach neuer Führungskraft


Quelle: Shutterstock / Andrii Yalanskyi

PERSONALIE. Eine Übergangsphase am Inn ist vorbei. Die Stadtwerke Wasserburg verabschieden zum Jahresende ihren aktuellen Werkleiter und haben die Stelle neu ausgeschrieben.

Uwe Horn verlässt verabredungsgemäß Ende Dezember die Stadtwerke Wasserburg am Inn. Der kommunale Eigenbetrieb der bayerischen Stadt hatte den Werkleiter Anfang 2025 für zwei Jahre bestellt und eine Übergangsphase ausgerufen. Nun hat die Nachfolgesuche begonnen.

Der Strom- und Wasserversorger besetzt ab kommendem Jahr die Position der Werkleitung neu, die verantwortliche Führungskraft für etwa 90 Mitarbeitende sein wird. Laut Stellenausschreibung zählt neben der kaufmännischen Leitung auch die Weiterentwicklung der Stadtwerke zu den Aufgaben.

Uwe Horn übernahm am Inn interimsweise das Ruder, weil sein Vorgänger Robert Pypetz sich für einen anderen Karriereweg entschieden hatte. Er war vier Jahre in Wasserburg verantwortlich und wechselte dann als Vorstand zu den Gemeindewerken Ruhpolding.

Laut Wirtschaftsplan für 2026 beliefern die Stadtwerke Wasserburg, zugleich Stromnetzbetreiber, rund 7.700 Kundinnen und Kunden mit Strom. Die 2020er-Jahre begannen auch für den Versorger vom Inn nicht ganz rund. Ein Kostenfaktor ist üblicherweise das Freizeitbad, das zum Großteil für das negative Ergebnis von gut 800.000 Euro im Jahr 2021 verantwortlich war.

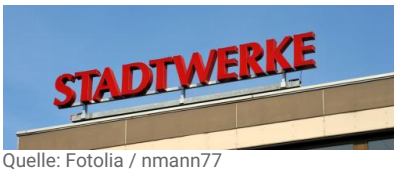
2022 summierte sich das Minus der Stadtwerke auf rund 1,3 Millionen Euro. 2023 waren es noch mehr als 860.000 Euro, diese jüngste verfügbare Zahl ist seit April 2026 gutachterlich bestätigt. Laut jüngsten Wirtschaftsplänen hat sich die Lage beim Versorger inzwischen wieder entspannt. Für 2025 erwarteten die Stadtwerke ein Plus von 685.000 Euro, das im laufenden Jahr auf 1,4 Millionen Euro ansteigen soll.

Der Wasserburger Stadtrat hatte eine strategische Neuausrichtung beschlossen, die die neue Führungskraft nun mit Leben füllen soll. Dazu zählt laut Stellenannonce, die kaufmännischen Prozesse und Steuerungsinstrumente weiter zu entwickeln, finanzwirtschaftliche Kennzahlen und Abläufe zu analysieren, Optimierungspotenziale zu identifizieren und Verbesserungsmaßnahmen umzusetzen. Ferner steht die bereichsübergreifende Digitalisierung der Stadtwerke auf der Agenda der neuen Werkleitung. (vs)

// VON VOLKER STEPHAN

Zum Inhalt

Meiningens Lokalpolitik will keinen anderen Stadtwerke-Chef



Quelle: Fotolia / nmann77

STADTWERKE. Die Lokalpolitik in Meiningen stützt den Chef der dortigen Stadtwerke. Ein Abwahlversuch ist gescheitert. Die Verluste des thüringischen Versorgers für 2025 sind nun beziffert.

Die Situation bei den Stadtwerke Meiningen entspannt sich nur allmählich. Nach Verlusten, die zu betriebsbedingten Entlassungen und einem Sparprogramm geführt haben (wir berichteten), hatte die Lokalpolitik nun über die Zukunft von Stadtwerke-Geschäftsführer Lars Weber zu entscheiden.

Wie Aufsichtsratsvorsitzender Fabian Giesder (SPD), Bürgermeister der thüringischen Kreisstadt, auf

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

Anfrage dieser Redaktion mitteilt, habe der Stadtrat in nicht-öffentlicher Sitzung Weber „mit überwältigender Mehrheit ausdrücklich das Vertrauen ausgesprochen“. Der Antrag richtete sich an den Aufsichtsrat, der Webers Entlassung herbeiführen sollte. Weber ist seit Anfang 2024 im Amt.

Bürgermeister Giesder qualifizierte den Antrag eines fraktionslosen Ratsmitglieds, der aus der AfD-Fraktion ausgeschlossen worden und nicht mehr in die Ausschuss- und Gremienarbeit eingebunden sei, ab. Er begründete sich „vor allem aus Irritationen von Hörensagen“.

Allerdings, so Giesder weiter, habe es in der jüngsten Sitzung eine „sehr intensive, aber auch informative Debatte“ über die Situation bei den Stadtwerken gegeben. Dies wird mit der angespannten finanziellen Situation zu tun haben, womöglich auch mit atmosphärischen Verstimmungen beim Versorger.

Klar ist nun, dass die Stadtwerke, die Versorger in den Bereichen Energie, Wärme und Wasser sind, im Jahr 2025 etwa 600.000 Euro Verluste gemacht haben. Diese werde der bald zu veröffentlichende Jahresabschluss ausweisen, so Giesder. Die Stadtwerke verfügten demgegenüber über eine Kapitalrücklage von 22,3 Millionen Euro und eine Eigenkapitalquote von 45 Prozent. Mit dem Abbau von zwölf Stellen (etwa 8 Prozent der Belegschaft) und dem Reduzieren operativer Kosten solle die wirtschaftliche Gesundung weitergehen.

Örtliche Medien berichten, dass es auf Leitungsebene nicht immer harmonisch zugegangen sei. In der Folge habe Andreas Berger, Gesamtbetriebsleiter Kraftwerke und Leitstelle, inzwischen seine Kündigung eingereicht. Aufsichtsratschef Giesder wollte dies nicht kommentieren. Er bestätigte lediglich den angekündigten Rückzug eines technischen Betriebsleiters, der an den technischen Leiter berichtet. Die Lücke habe das Unternehmen mit den vier weiteren technischen Betriebsleitern und der Meisterebene „problemlos“ gefüllt.

Giesder dankte noch einmal den Mitarbeitenden, die eine Kündigung erhalten hatten oder aus eigenen Stücken ausscheiden, für ihre Tätigkeit. Er warb dafür, dass die Trennungen Teil des „notwendigen Prozesses einer zukunftsfähigen Aufstellung unseres Stadtwerks“ seien. Es gelte, „die Marktpositionierung unseres kommunalen Stadtwerkes im Sinne unserer Kunden wieder zu verbessern“. (vs)

// VON VOLKER STEPHAN

^ Zum Inhalt

Langenhagens Wärmeversorger wieder mit Alleingeschäftsführer



Quelle: Pixabay / Gerd Altmann

PERSONALIE. Ein gemeinsames Wärmeunternehmen von Enercity und der Stadt Langenhagen hat die Führungsebene neu strukturiert. Die EPL steht wieder unter Leitung eines Alleingeschäftsführers.

Die Energie-Projektgesellschaft Langenhagen mbH (EPL) steht nun unter der Leitung von Dr. Niklas Wehbring. Der 33-Jährige führt den niedersächsischen Wärmeerzeuger und -versorger seit November in alleiniger Verantwortung.

An dem Unternehmen sind seit der Gründung 1994 die Stadt Langenhagen und die Hannoveraner Enercity AG jeweils zur Hälfte beteiligt. Ende Oktober war der langjährige Geschäftsführer Dr. Manfred Schüle in den Ruhestand getreten. Er hatte seinen Nachfolger seit Mai des laufenden Jahres einarbeiten können, in dieser Zeit verfügte die EPL über eine Doppelspitze.

Wehbring stammt aus dem westfälischen Minden und ist promovierter Wirtschaftsingenieur. Er kommt

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

vom EPL-Anteilseigner Enercity, wo er drei Jahre lang das Strategische Assetmanagement verantwortete und dabei das Strom-, Gas-, Trinkwasser- und Fernwärmenetz in Hannover langfristig plante. Er stand zudem der Abteilung vor, die den Kohleausstieg in Hannover vorbereitet und dabei das Fernwärmeportfolio ausbaut.

Mit der Aufgabe, die kommunale Wärmeplanung als bundesweites Dienstleistungsangebot für Enercity zu etablieren, hatte Wehbring bereits Verantwortung für den Ausbau auch im 54.000 Menschen zählenden Langenhagen, das direkt an Hannovers Norden grenzt. Die EPL verfolgt als Ziele, die Kommune wirtschaftlich und effizient mit Energie zu versorgen und dabei die verbrauchsbedingten Emissionen zu reduzieren.

Das Unternehmen betreibt nach eigenen Angaben sechs Nahwärmenetze mit 1.238 Anschlüssen. Die 14 eigenen BHKW des Unternehmens haben – Stand: Januar 2026 – eine thermische Leistung von 4,8 MW (thermische Gesamtleistung: 28 MW) und eine elektrische Leistung von 4 MW. Der Wärmeabsatz beträgt rund 45 Millionen kWh, davon 37 Prozent regenerativ erzeugt. Die Stromeinspeisung beläuft sich auf rund 25 Millionen kWh, der regenerative Anteil liegt hier bei 77 Prozent. (vs) // VON VOLKER STEPHAN

Zum Inhalt

Stadtwerke Emmendingen erweitern Geschäftsführung



Björn Michel (links) leitet die Stadtwerke Emmendingen künftig gemeinsam mit Andreas Kutz. . Quelle: Stadtwerke Emmendingen

PERSONALIE. Die Stadtwerke Emmendingen bekommen zum 1. Januar einen zweiten Geschäftsführer: Andreas Kutz übernimmt die Verantwortung für den technischen Betrieb.

Die Stadtwerke Emmendingen im Süden Baden-Württembergs stellen ihre Geschäftsführung neu auf und verteilen die Zuständigkeiten für den kaufmännischen und technischen Bereich künftig auf zwei Geschäftsführer.

Geschäftsführer Björn Michel wird sich bei den Stadtwerken Emmendingen künftig auf Verwaltung, Vertrieb, Freibad und öffentlichen Personennahverkehr (ÖPNV) konzentrieren. Für den technischen Bereich ist ab Anfang 2027 Andreas Kutz zuständig.

Mit der Erweiterung der Geschäftsführung reagiert der kommunale Energieversorger, wie er in einer Mitteilung vom 10. November bekannt gibt, vor allem auf die wachsenden Anforderungen durch die Energiewende und den Netzausbau.

Kutz ist Ingenieur für Energietechnik und absolvierte sein Studium an der Hochschule Offenburg. Seit Frühjahr 2024 leitet er bei der Syna GmbH den Bereich Planung und Bau Süd. Er verantwortet bei dem Netzbetreiber den Ausbau und die Modernisierung der Strom- und Gasnetze in mehreren Regionen. Zuvor arbeitete er bei der Netze BW GmbH in verschiedenen Führungspositionen.

Zu den technischen Herausforderungen der Stadtwerke zählen die zunehmende dezentrale Stromerzeugung sowie die wachsende Zahl von Wärmepumpen und Ladestationen für Elektrofahrzeuge.

Gleichzeitig müssen die Stadtwerke die Versorgungssicherheit gewährleisten und die Wirtschaftlichkeit im Blick behalten. „Wir müssen unsere Netze zukunftssicher ausbauen und gleichzeitig die gewohnt hohe Versorgungssicherheit für die Bürgerinnen und Bürger garantieren“, erklärte Kutz anlässlich seiner Berufung.

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

Die Stadtwerke Emmendingen bestehen seit 2005 und sind unter anderem in der Strom-, Gas-, Wärme- und Wasserversorgung tätig. Die Stadt Emmendingen hält 50,1 Prozent der Anteile, die übrigen 49,9 Prozent liegen bei der EnBW Kommunale Beteiligungen GmbH. (ds) // VON DAVINA SPOHN

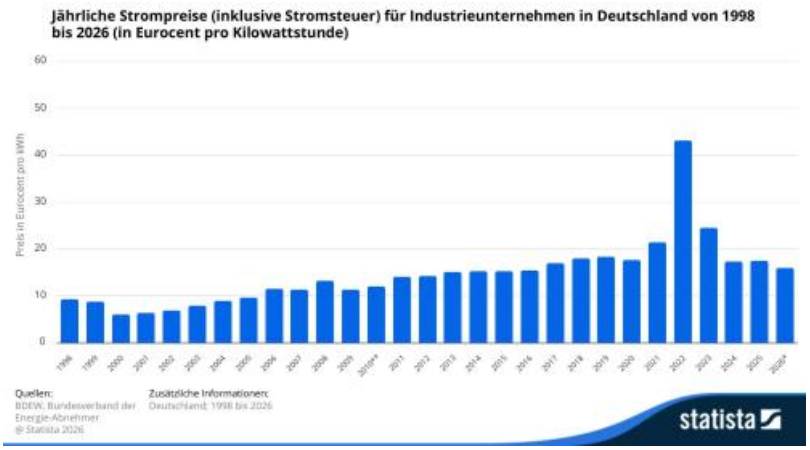
Zum Inhalt

Industriestrompreise in Deutschland von 1998 bis 2026



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

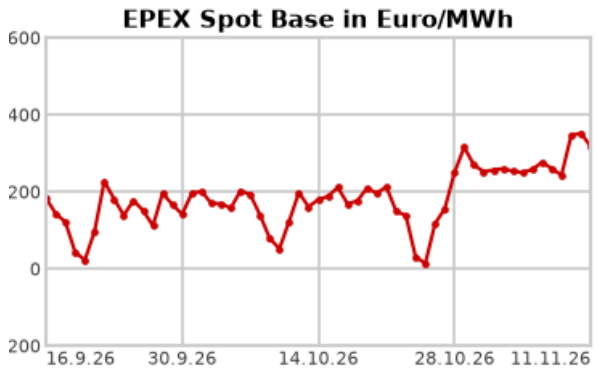
Die Industrie-Strompreise inklusive Stromsteuer lagen Stand Januar 2026 bei 16 Cent pro Kilowattstunde in Deutschland. Die Werte schwankten im angegebenen Zeitraum. Der größte Anteil der Stromkosten für die Industrie entfiel auf Energiebeschaffung, Netzentgelte und Verteilung. // VON REDAKTION

Zum Inhalt

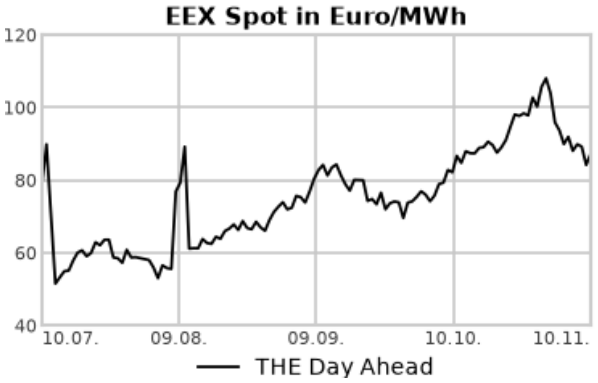
© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

MARKTBERICHTE

STROM



GAS



Mehr Wind in Sicht lässt Strompreise sinken



Quelle: E&M

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

Ohne klare Tendenz haben sich die Energiemärkte am Dienstag präsentiert. Strom und Öl gaben überwiegend nach, dagegen legten Gas und CO2 etwas zu. Kohle zeigte sich kaum verändert. Marktbeobachter nannten vielfach technische Gründe für die Kursbewegungen.

Fundamental hat sich an der Situation für die Energiemärkte gegenüber dem Vortag weder politisch noch meteorologisch viel geändert. Mit den jetzt anlaufenden Gesprächen über den Ukrainekrieg in Abu Dhabi dürfte sich für einige Marktteilnehmer auch die Hoffnung auf ein wieder verstärktes Angebot von russischem Öl und Gas an den Weltmärkten verbinden, was einen bearishen Effekt auslösen dürfte.

Strom: Überwiegend schwächer hat sich der deutsche OTC-Strommarkt am Dienstag präsentiert. Der Day-ahead verlor im Base 34,75 auf 317,00 Euro je Megawattstunde, im Peak zeigte sich der Preis mit einem Minus von 26,00 auf 391,25 Euro je Megawattstunde.

Händler begründeten den Preisrückgang mit den höheren Beiträgen von Wind und Solar, die für den Mittwoch erwartet werden. Die Meteorologen von Eurowind rechnen für den Mittwoch mit 6,2 Gigawatt an Erneuerbaren-Einspeiseleistung in Deutschland, am Berichtstag sollen mit 5,7 Gigawatt noch weniger anfallen. Der Donnerstag hingegen macht einen Satz auf 19,2 Gigawatt und befreit sich damit aus der Dunkelflaute. Laut dem amerikanischen Wettermodell stellt sich ab Beginn der kommenden Woche eine ausgesprochene Westwetterlage ein mit viel Wind und milden Temperaturen. Das kurze Ende des Strommarkts dürfte damit weiter unter Druck bleiben.

Am langen Ende verlor das Stromfrontjahr 2,09 auf 139,83 Euro je Megawattstunde.

CO2: Etwas fester haben sich die CO2-Preise am Dienstag gezeigt. Der Dec 26 gewann bis gegen 13.28 Uhr 0,32 auf 87,97 Euro je Tonne und setzte damit die Aufschläge vom Vortag gedämpft fort. Umgesetzt wurden bis zu diesem Zeitpunkt 13,2 Millionen Zertifikate. Das Hoch lag bei 88,36 Euro, das Tief bei 87,14 Euro. Das höhere Primärmarktangebot in der laufenden Woche wirkt etwas belastend.

Erdgas: Die europäischen Erdgaspreise haben sich am Dienstag im volatilen Nachmittagshandel etwas fester gezeigt. Der richtungsweisende Frontmonat am niederländischen TTF gewann bis gegen 13.28 Uhr

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

0,345 auf 82,595 Euro je Megawattstunde. Der Day-ahead am deutschen THE legte um 1,025 auf 85,000 Euro zu.

Damit machten die Notierungen einen Teil ihrer Vortagesverluste in technisch geprägtem Handel wieder wett. Übergeordnet zeigte sich jedoch erneut eine eher abwärtsgerichtete Tendenz. Händler verwiesen auf Signale aus dem Weißen Haus, die auf eine Entspannung im Irankonflikt hindeuteten und die am Nachbarmarkt Öl ebenfalls zu massiven Abgaben geführt haben.

Zudem scheint sich für den November in Mitteleuropa kein Kälteeinbruch abzuzeichnen. Laut den Wetterdiensten soll sich allenfalls um den 13. November herum eine Kaltluftzunge nach Mitteleuropa vorschieben. Der Gasflow aus Norwegen beträgt für den Berichtstag robuste 333,3 Millionen Kubikmeter. (cdg) // VON CLAUS-DETLEF GROSSMANN

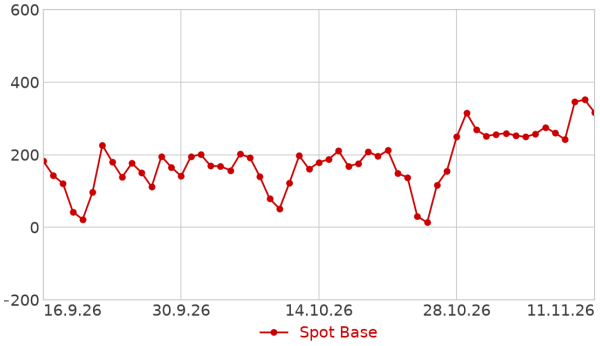
Zum Inhalt

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

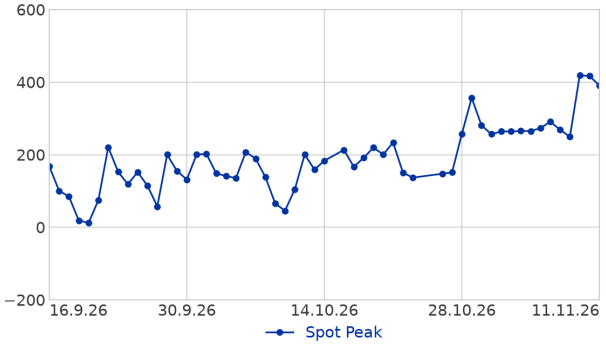
ENERGIEDATEN:

Strom Spotmarkt

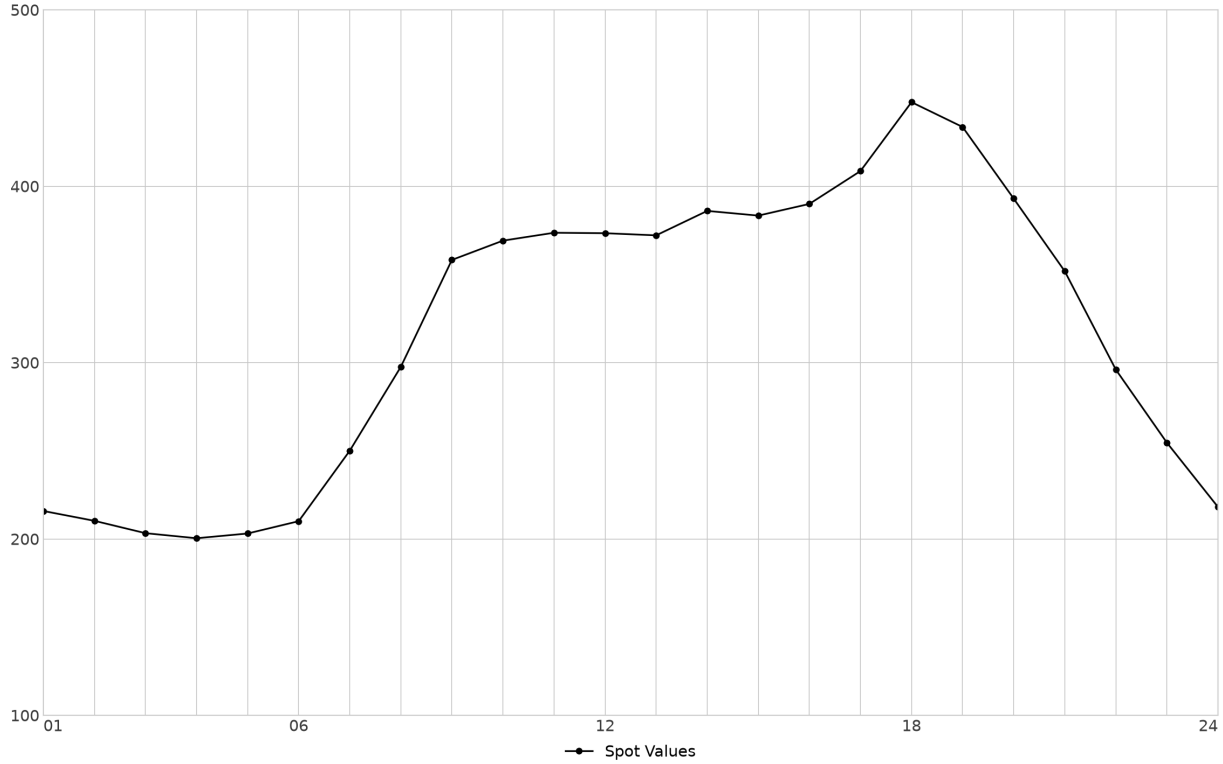
EPEX Spot Base in Euro/MWh (EEX)



EPEX Spot Peak in Euro/MWh (EEX)



EPEX Spot Stundenverlauf in Euro/MWh (EEX)



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

Strom Terminmarkt

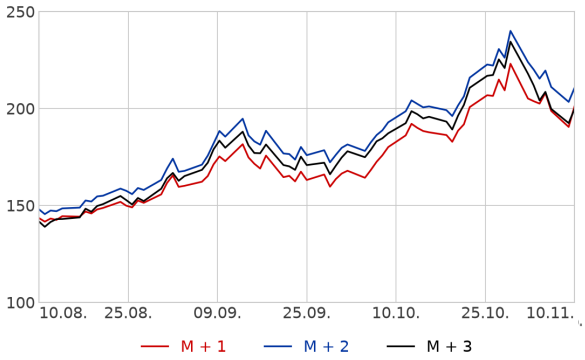
Terminmarktpreise Base in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	10.11.26	German Power Dec-2026	201,10
M2	10.11.26	German Power Jan-2027	210,61
M3	10.11.26	German Power Feb-2027	199,75
Q1	10.11.26	German Power Q1-2027	187,38
Q2	10.11.26	German Power Q2-2027	117,56
Q3	10.11.26	German Power Q3-2027	126,44
Y1	10.11.26	German Power Cal-2027	142,60
Y2	10.11.26	German Power Cal-2028	103,64
Y3	10.11.26	German Power Cal-2029	90,31

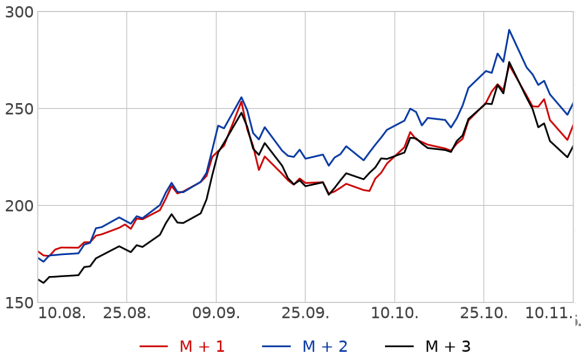
Terminmarktpreise Peak in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	10.11.26	German Power Dec-2026	241,45
M2	10.11.26	German Power Jan-2027	252,80
M3	10.11.26	German Power Feb-2027	230,63
Q1	10.11.26	German Power Q1-2027	210,83
Q2	10.11.26	German Power Q2-2027	97,34
Q3	10.11.26	German Power Q3-2027	116,00
Y1	10.11.26	German Power Cal-2027	150,10
Y2	10.11.26	German Power Cal-2028	113,55
Y3	10.11.26	German Power Cal-2029	99,80

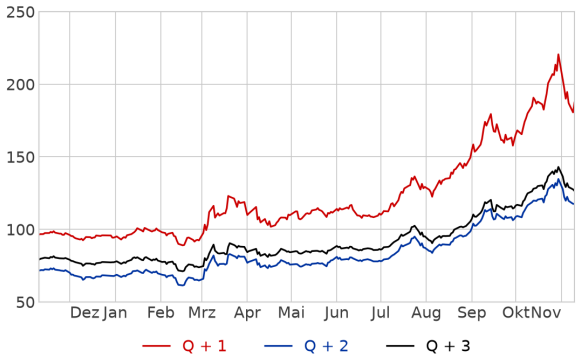
Frontmonate Base in Euro/MWh (EEX)



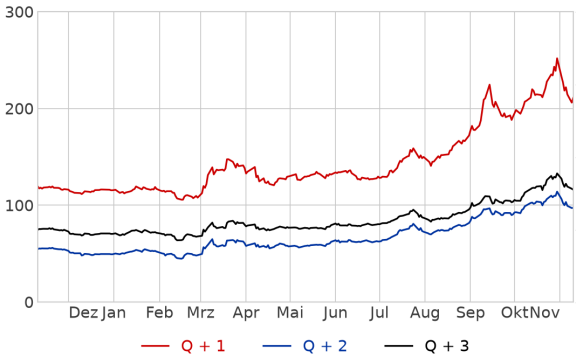
Frontmonate Peak in Euro/MWh (EEX)



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

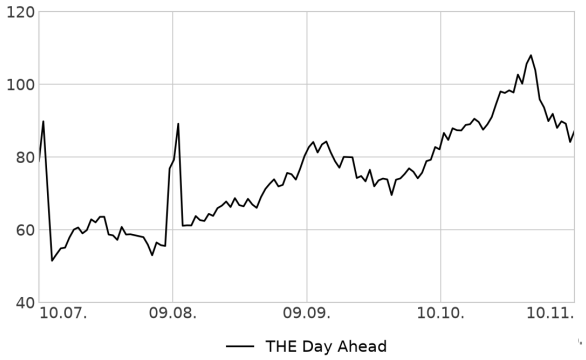
Terminmarktpreise THE in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	10.11.26	German THE Gas Dec-2026	86,23
M2	10.11.26	German THE Gas Jan-2027	86,06
Q1	10.11.26	German THE Gas Q1-2027	84,63
Q2	10.11.26	German THE Gas Q2-2027	66,70
S1	10.11.26	German THE Gas Sum-2027	64,60
S2	09.11.26	German THE Gas Win-2027	60,50
Y1	10.11.26	German THE Gas Cal-2027	68,70
Y2	10.11.26	German THE Gas Cal-2028	42,73

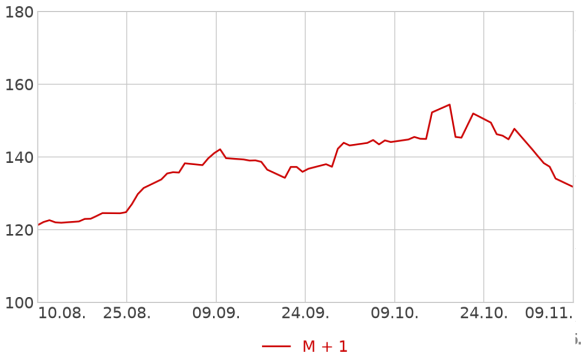
Strom, CO2, und Kohle

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
Germany Spot base	10.11.26	316,65	EUR/MWh
Germany Spot peak	10.11.26	390,71	EUR/MWh
EUA Dezember 2026	10.11.26	88,07	EUR/tonne
Coal API2 Dezember 2026	09.11.26	131,75	USD/tonne

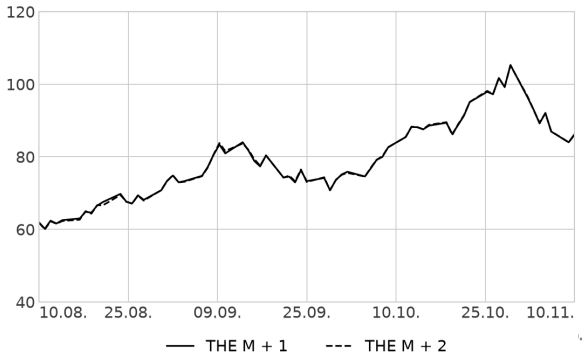
EEX Spot in Euro/MWh



Frontmonat Kohle API2 in USD/t (ICE)



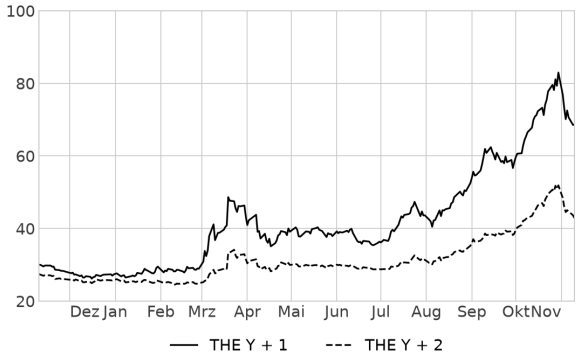
Frontmonate THE in Euro/MWh (EEX)



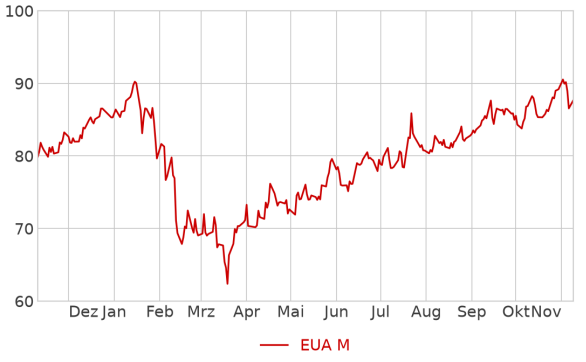
Gas und Öl

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
German THE Gas Day Ahead	10.11.26	87,17	EUR/MWh
German THE Gas Dec-2026	10.11.26	86,23	EUR/MWh
German THE Gas Cal-2027	10.11.26	68,70	EUR/MWh
Crude Oil Brent Jan-2027	10.11.26	91,49	USD/bbl

Frontjahre THE in Euro/MWh (EEX)



EUA in Euro/t (EEX)



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

E&M STELLENANZEIGEN

Sachbearbeiter (m/w/d) Logistik und Bestände

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

in Hamburg

vor 15 h

Angestellter · Festanstellung · Betr. Altersvorsorge / Flexible Arbeitszeit

Professur W 2 Gebäudeenergiesysteme und -automation

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

in Amberg

05.11.2026

Festanstellung

Ingenieur Elektrotechnik Netzsteuerung Stromnetz (m|w|d)

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

in Taucha

vor 2 h

Parkplatz / Betriebsarzt / Mitarbeiterrabatte

Gasspürer M/W/D

Job DescriptionDie SPIE Gastechnischer Service GmbH, Teil von SPIE Deutschland & Zentraleuropa, is...

in Erfurt

vor 2 h

Festanstellung / Ausbildung / Freie Mitarbeit · Weiterbildung

Gärtner oder Landschaftsgärtner (m/w/d) Gärtner/in - Garten- und Landschaftsbau

Faire Vergütung: Entgelt nach Tarifvertrag (TVöD), Weihnachtsgeld, leistungsbezogene Prämien und G...

in Frankenthal (Pfalz) (+2 weitere Standorte)

vor 2 h

Ausbildung · Weiterbildung / Flexible Arbeitszeit / Kantine

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: