E&M daily
DIE TAGESZEITUNG FÜR DEN ENERGIEMARKT

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

STROM

314,85 €/MWh

Epex Spot DE-LU Day Base

GAS

102,65 €/MWh

EEX Spot THE (End of Day)

ZAHL DES TAGES

84

Prozent der in einer internationalen Studie befragten deutschen Führungskräfte erwarten, dass mindestens ein Viertel ihrer Energieinfrastrukturprojekte in den kommenden drei Jahren von Verzögerungen oder Kostenüberschreitungen bedroht ist

RECHT
Verdi zieht wegen Netzentgeltregeln vor Bundesverfassungsgeri

GAS
Die Risiken für Europas Gasversorgung

F&E
Fraunhofer testet Wärmepumpe im Papierwerk

Inhalt

TOP-THEMA
→ **BIOGAS:** Flexperten fordern verpflichtende flexible Netzanschlüsse

POLITIK & RECHT
→ **RECHT:** Verdi zieht wegen Netzentgeltregeln vor Bundesverfassungsgericht
→ **REGULIERUNG:** Netzentgelte: 1,6 Milliarden Euro Rabatt für die Industrie
→ **EUROPAEISCHE UNION:** Eurelectric drängt Energieminister zu mehr Elektrifizierung
→ **KLIMASCHUTZ:** EU plant einheitlichen Rahmen für Klimaresilienz
→ **MOBILITÄT:** Schärfere Nachhaltigkeitsregeln für Biokraftstoffe

HANDEL & MARKT
→ **GAS:** Die Risiken für Europas Gasversorgung
→ **KWK:** Stromversorgung als entscheidender Standortfaktor für Rechenzentren
→ **WASSERSTOFF:** Industrieallianz will Wasserstoffinvestitionen ankurbeln
→ **STROMNETZ:** KI-Boom setzt Stromnetze weltweit unter Druck

TECHNIK
→ **F&E:** Fraunhofer testet Wärmepumpe im Papierwerk
→ **IT:** Lime integriert KI-Assistenten in CRM-System

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

UNTERNEHMEN

→ **IT:** Amprion vereinbart Netzanschluss für Rechenzentrum
→ **STROMNETZ:** Lieferengpässe als großes Risiko
→ **REGENERATIVE:** LEE Rheinland-Pfalz/Saarland wählt Vorstand neu
→ **STATISTIK DES TAGES:** Umsatz der größten Energieversorger in Deutschland 2024 und 2025

MARKTBERICHTE

→ **MARKTKOMMENTAR:** Strompreise steigen auf Zweijahreshoch

SERVICE

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

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

★ TOP-THEMA

Flexperten fordern verpflichtende flexible Netzanschlüsse



Quelle: Fotolia / Stephan Leyk

BIOGAS. In Schleswig-Holstein steht der erste volldynamische Netzanschlussvertrag (FCA) für eine Biogasanlage vor dem Abschluss. Das Netzwerk Flexperten favorisiert das Modell.

Flexible Netzanschlussvereinbarungen könnten den Ausbau von Biogasanlagen erleichtern. In Schleswig-Holstein steht nach Angaben des Netzwerks Flexperten der Abschluss eines ersten volldynamischen, regelbasierten Netzanschlussvertrags (FCA) bevor. Der Verteilnetzbetreiber Schleswig-Holstein Netz (SH Netz) hat dafür ein Modell entwickelt, das zusätzliche Einspeiseleistung auch an bereits stark ausgelasteten Netzverknüpfungspunkten ermöglichen soll.

Ein erster Vertrag eines solchen „Flexible Connection Agreements“ (FCA) soll laut den Flexperten in den nächsten Tagen im Beisein des schleswig-holsteinischen Ministerpräsidenten Daniel Günther (CDU) unterzeichnet werden. Schon im Juni dieses Jahre hatte der Energiekonzern Eon angekündigt, das bislang im Netzgebiet der Tochter Schleswig-Holstein Netz eingesetzte Modell für FCA auch konzernweit einführen zu wollen (wir berichteten).

Das Modell soll ein Problem lösen, das nach Einschätzung der Flexperten seit Jahren die Flexibilisierung des Biogasanlagenbestands behindert. Mehr als die Hälfte der geplanten Flexibilisierungen deutscher Biogasanlagen seien aufgegeben oder im Umfang reduziert worden, weil Verteilnetzbetreiber die beantragten Anschlussleistungen nicht bereitstellten. Darauf verwies Uwe Welteke-Fabricius, Gründer der Flexperten, bei einer Veranstaltung des Netzwerks am 28. Oktober. Häufig hätten Netzbetreiber laut Welteke-Fabricius stattdessen Netzverknüpfungspunkte in zehn oder zwölf Kilometern Entfernung angeboten. Die damit verbundenen Anschlusskosten erschweren allerdings Investitionen.

Das von SH Netz entwickelte Modell setzt auf eine regelbasierte Begrenzung der Einspeiseleistung. Dazu legen Netzbetreiber und Anlagenbetreiber Referenzanlagen für Windenergie und Photovoltaik sowie Schwellenwerte für deren Einspeisung fest. Überschreitet die Einspeisung der Referenzanlagen die vereinbarten Grenzen, darf die Biogasanlage ihre Leistung nicht in das Netz einspeisen. Unterschreitet sie diese Werte, steht die vereinbarte Anschlusskapazität zur Verfügung. Als mögliche Schwellenwerte nannte Welteke-Fabricius 30, 50 oder 60 Prozent der installierten Leistung der EE-Referenzanlagen.

Verzicht auf Redispatch-Entschädigungen

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

Anders als bei einer unmittelbaren Steuerung durch den Netzbetreiber soll das Verfahren auf Prognosen und festgelegten Regeln beruhen. Die dafür erforderlichen Informationen könnten unter anderem Direktvermarkter bereitstellen, die bereits Windenergie- und Photovoltaikanlagen in der jeweiligen Region vermarkten. Anlagenbetreiber können damit ihre Fahrweise an die verfügbare Netzkapazität anpassen. Der Bezug auf die Referenzanlage regelt laut dem Experten auch klar die Verantwortung. Es seien damit keine komplizierten Prognosen, Auslastungsmessungen und Abschaltungen nötig.

Ein wesentlicher Bestandteil der Vereinbarung betrifft zudem die Einspeisebeschränkungen. Nach Angaben der Flexperten verzichten die Anlagenbetreiber im Rahmen des regelbasierten Betriebs auf Ersatzleistungen für die vertraglich vereinbarten Einschränkungen. Da sie ihre Anlagen eigenständig nach den festgelegten Regeln steuern, soll der Netzbetreiber keine nachträglichen Redispatch-Maßnahmen mit entsprechenden Entschädigungszahlungen veranlassen müssen.

Die gesetzlichen Grundlagen für flexible Netzanschlussvereinbarungen bestehen bereits, so die Flexperten. In § 8a EEG besteht eine Prüfpflicht für entsprechende Anschlussmöglichkeiten. Für Uwe Welteke-Fabricius ist dieser Schritt in die regelbasierte volldynamischen Netzverknüpfungsvereinbarung „ein großer Schritt vorwärts“. Allerdings reiche das noch nicht. „Die Netzbetreiber müssen prüfen, ob eine flexible Netzanschlussvereinbarung möglich ist. Sie sind aber nicht dazu verpflichtet, das anzubieten. Diese Verpflichtung fehlt noch“, sagte er. Für eine solche Pflicht werde sich das Branchennetzwerk einsetzen.

Netzbetreiber sollen flexible Anschlussmodelle künftig verbindlich anbieten müssen, wenn die technischen Voraussetzungen dafür vorliegen. Die Flexperten wollen damit verhindern, dass Netzanschlussprobleme die Umstellung bestehender Biogasanlagen auf einen flexiblen Betrieb weiterhin verzögern.

Auch der Bundesverband Energiespeicher Systeme (BVES) bewertet FCA grundsätzlich positiv (wir berichteten). Der BVES sieht das in Schleswig-Holstein entwickelte Modell allerdings kritischer als die Flexperten. Aus Sicht vieler Speicherbetreiber seien die vorgesehenen Einschränkungen wirtschaftlich und operativ nicht tragfähig. Zudem bestehe die Gefahr, dass FCA dazu genutzt werden, Defizite bei Digitalisierung, Transparenz und moderner Netzführung auszugleichen. (hr) // VON HEIDI ROIDER

^ Zum Inhalt

WERBUNG

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



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

POLITIK & RECHT



Quelle: Fotolia / vege

Verdi zieht wegen Netzentgeltregeln vor Bundesverfassungsgericht

RECHT. Verdi hält die Regelung, Personalzusatzkosten in den Effizienzvergleich zu nehmen, für rechtswidrig. Sie ruft Beschäftige auf, sich einer Verfassungsbeschwerde anzuschließen.

Brandbrief, Petition, lautstarke Proteste vor der Haustür in Bonn: Seit Februar vergangenen Jahr sieht sich die Bundesnetzagentur der Kritik der Gewerkschaft Verdi gegen „RAMEN“ ausgesetzt. Das Akronym steht für das Verfahren zur Festlegung eines Regulierungsrahmens und der Methode der Anreizregulierung.

Jetzt haben die Arbeitnehmervertreter eine Verfassungsbeschwerde dagegen angekündigt. Am 27. Oktober haben sie Beschäftige von Netzbetreibern aufgerufen, sich an der Beschwerde zu beteiligten. Juristisch vertreten wird Verdi von der Rechtsanwaltskanzlei „Becker Büttner Held“.

Stein des Anstoßes ist, dass nach den RAMEN-Vorgaben Personalzusatzkosten wie tarifliche Sonderzahlungen und Zulagen sowie Aufwendungen für Betriebsratsarbeit, Ausbildung und Betriebskitas in den Effizienzvergleich einfließen. Bis dato sind diese Kosten davon ausgenommen. Gelten sollen die neuen Regel laut Festlegungen der Bundesnetzagentur für Gasnetze ab 2028, für Stromnetze ab 2029.

Lohnzusatz- und Versorgungsleistungen machten nach Gewerkschaftsangaben im Jahr 2023 rund 7,2 Prozent der zulässigen Erlöse aus, etwa 1,7 Milliarden Euro bei Strom und 370 Millionen Euro bei Gas.

Durch die neuen Festlegungen sieht Verdi die vom Grundgesetz geschützte Koalitionsfreiheit und die Berufsfreiheit verletzt. Nach Auffassung der Arbeitnehmervertreter hätte der Gesetzgeber selbst über einen solchen Eingriff in die Tarifautonomie entscheiden müssen. Die Unabhängigkeit der Bundesnetzagentur entbinde die Behörde nicht von der Bindung an die Grundrechte, schreiben sie. Zudem halten sie die Regelungen für unverhältnismäßig. Tarifbedingte Kostenunter-schiede könnten nach Ansicht der Gewerkschaft beim Effizienzvergleich gesondert berücksichtigt oder ausgenommen werden.

Kein anderer Rechtsweg offen

Da gegen die Festlegungen nach Darstellung von Verdi kein anderer Rechtsweg offensteht, soll die Beschwerde direkt beim Bundesverfassungsgericht eingereicht werden. Geschehen soll das bis zum

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

7. Dezember dieses Jahres. Die Gewerkschaft hat auf einer Kampagnen-Internetseite das Formular einer Vollmacht hinterlegt, mit der alle, die bei einem Strom- oder Gasnetzbetreiber arbeiten, dort eine Ausbildung machen oder studieren, sich anschließen können.

Verdi mobilisiert nach eigener Aussage auf breiter Basis. Bis Mitte November werde sich abzeichnen, wie hoch etwa die Beteiligung sein werde, so ein Gewerkschaftssprecher gegenüber E&M. Der Appell richtet sich nicht an Netzbetreiber oder Energiewirtschaftsverbände. Beschwerdeführer seien allein Verdi und die Beschäftigten.

Gleichwohl stehen Branchenverbände in der Sache auf der gleichen Seite. Der Verband kommunaler Unternehmen (VKU) forderte in einer Stellungnahme zu den Pläne der Bundesnetzagentur im Juli 2025, „dass die Kosten für Aus- und Weiterbildung weiterhin nicht dem Effizienzvergleich unterliegen“ sollen. „Eine Umstellung würde zu einer weiteren Verschlechterung der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen führen“.

Ähnlich äußerte sich auch der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft im März des zurückliegenden Jahres: „Ein Abbau von Personalzusatzkosten und eine Erhöhung des Effizienzdrucks auf diese Kosten wären nicht zielführend, da sie die Personalgewinnung, die Personalqualität und damit die Versorgungsaufgabe gefährden könnten.

Die Bundesnetzagentur hat die Festlegungen RAMEN für Strom und Gas am 8. Dezember 2025 getroffen. (mf) // VON MANFRED FISCHER

^ Zum Inhalt

WERBUNG



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

Netzentgelte: 1,6 Milliarden Euro Rabatt für die Industrie



Quelle: Pixabay / Gerd Altmann

REGULIERUNG. Die ÜNB weisen in ihrer Jahresprognose für 2027 „wälzbare Kosten“ in Höhe von 5,1 Milliarden Euro aus. Fast 1,6 Milliarden Euro machen Netzentgelt-Rabatte für die Industrie aus.

Die Prognose für 2027 steht. Die vier Übertragungsnetzbetreiber Amprion, Tennet, 50 Hertz und Transnet BW haben den neuen „Aufschlag für besondere Netznutzung/§ 19 StromNEV-Umlage“ veröffentlicht. Demnach summieren sich ihre „wälzbaren Kosten“ im kommenden Jahr auf rund 5,1 Milliarden Euro. Das ist 1 Milliarde Euro mehr, als sie für das laufende Jahr prognostiziert haben.

Die gesamte Stromabgabe für 2027 taxieren die ÜNB auf 436 Milliarden kWh. Die Schätzung für 2026 beträgt 441 Milliarden kWh.

Die 5,1 Milliarden Euro verteilen sich auf vier Posten. Mit 609 Millionen Euro beziffern die ÜNB den Umlagebetrag nach § 19 Abs. 2 S. 1. Das sind die Erlöse, die nachgelagerten Netzbetreiben voraussichtlich entgehen durch individuelle Netzentgelte für Industriekunden mit eine Benutzungsstundenzahl von mindestens 7.000 Stunden im Jahr. Die ÜNB müssen diese Rabatte den Verteilnetzbetreibern erstatten. Zum Vergleich: Für 2026 haben die ÜNB für diese Verbrauchergruppe 380 Millionen Euro veranschlagt.

Zu den 609 Millionen kommen 946 Millionen Euro Netzentgeltrabatte für Verbraucher, deren Benutzungsstundenzahl mindestens 7.500 Stunden im Jahr erreicht (§ 19 Abs. 2 S. 2 u. 3). Die Hochrechnung für 2026 liegt bei 905 Millionen Euro. Unter dem Strich bedeutet das für Industrieverbraucher, die unter § 19 fallen, 271 Millionen Euro mehr als im laufenden Jahr.

3,5 Milliarden Euro Entlastung für Verteilnetzbetreiber

Auf wie viele Verbraucher sich die Entlastung bei den Netzentgelten verteilt, geht aus der Veröffentlichung der ÜNB nicht hervor. Im Jahr 2024 profitierten nach Angaben der Bundesnetzagentur rund 400 Bandlastkunden (§ 19 Abs. 2 S. 2) und 4.200 atypische Nutzer (§ 19 Abs. 2 S. 1) von individuellen Netzentgelten. „Die Atypiker bilden die größere Gruppe privilegierter Unternehmen, das Gesamtvolumen der Privilegierung ist jedoch kleiner“, so eine Sprecherin der Behörde gegenüber E&M.

Ein deutliches Plus kalkulieren die Netzbetreiber beim „Aufschlag für besondere einspeiseseitige Netznutzung“ ein. Basis für diesen Aufschlag ist die Festlegung „BK8-24-001-A“ der Bundesnetzagentur. Danach sollen Verteilnetzbetreiber entlastet werden, die durch den Ausbau der Erneuerbaren besonders hohe Kosten für die Netzintegration und den Netzausbau tragen. Für 2027 veranschlagen die ÜNB dafür rund 3,5 Milliarden Euro; für das laufende Jahr sind es 2,7 Milliarden Euro.

In einer Aufstellung der Bundesnetzagentur über „Netzbetreiber mit Wälzbeträgen“ rangiert an der erster Stelle Bayernwerk Netz. Der erwartete Wälzungsbetrag für 2027 summiert sich (Stand 23. Oktober 2026) auf 697 Millionen Euro. An zweiter Stelle folgt Edis Netz mit 348 Millionen Euro. Dahinter rangieren die Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom (344 Millionen Euro), Avacon Netz (343 Millionen Euro) und Schleswig-Holstein Netz (323 Millionen Euro). Die Aufstellung der Bonner Behörde enthält Insgesamt 224 Netzbetreiber.

Weiterer Kostenpunkt für den Aufschlag der ÜNB ist Freistellung von den Entgelten für den Netzzugang nach § 118 Abs. 6 des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG). Die Regelung beinhaltet unter anderem H2-Elektrolyseure. Die ÜNB weisen in der Prognose für 2027 eine Umlagebetrag von rund 54 Millionen Euro aus, für 2026 geben sie 52 Millionen Euro an.

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

Für 2027 weisen die ÜNB beim Aufschlag für besondere Netznutzung folgende Sätze aus:

- 2,027Cent/kWh; für Strommengen von Letztverbrauchern für die jeweils ersten 1.000.000 kWh je Abnahmestelle.
- 0,050 Cent/kWh; für zusätzlich zusätzliche Strommengen, die über 1.000.000 kWh hinausgehen,
- 0,025 ct/kWh; für zusätzlich zusätzliche Strommengen, die über 1.000.000 kWh hinausgehen bei Letztverbrauchern, die dem produzierenden Gewerbe, dem schienengebundenen Verkehr oder der Eisenbahninfrastruktur zuzuordnen sind und deren Stromkosten im vorangegangenen Geschäftsjahr 4 Prozent des Umsatzes überstiegen haben.

// VON MANFRED FISCHER

Zum Inhalt

Eurelectric drängt Energieminister zu mehr Elektrifizierung



Quelle: Shutterstock / Lightspring

EUROPAEISCHE UNION. Vor der Sitzung des EU-Energierats fordert Eurelectric niedrigere Stromrechnungen, faire Netzentgelte und ein Elektrifizierungsziel von rund 50 Prozent bis 2040 in der EU.

Eurelectric fordert die EU-Energieminister vor ihrer Sitzung am 29. Oktober auf, die Stromkosten zu senken, ohne die europäischen Strommärkte zu verzerren. In einem Schreiben spricht sich der Verband für gezielte Entlastungen, eine stärkere Elektrifizierung und Reformen bei Netzentgelten und Strombesteuerung aus. Das Schreiben unterzeichneten Eurelectric-Präsident Markus Rauramo, zugleich CEO des finnischen Energieunternehmens Fortum, und Eurelectric-Generalsekretär Kristian Ruby. Der Verband mit Sitz in Brüssel vertritt die Interessen der europäischen Elektrizitätswirtschaft.

Für den kommenden Winter plädiert Eurelectric für zeitlich befristete und zielgerichtete Hilfen für Haushalte und Industrie. Die Unterstützung solle unmittelbar bei den Stromrechnungen ansetzen, etwa über Einkommenshilfen oder einer Entlastung von nicht energiebezogene Kostenbestandteilen.

Eine Subventionierung der Stromerzeugung aus Gas lehnt der Verband ab. Preisobergrenzen für Gas könnten faktisch Gaskraftwerke subventionieren und dadurch die Nachfrage nach dem fossilen Energieträger erhöhen. Außerdem drohten Verzerrungen im grenzüberschreitenden Stromhandel und schwächere Investitionsanreize.

Als Beispiel nennt Eurelectric den sogenannten iberischen Mechanismus, den Spanien und Portugal 2022 zur Begrenzung der Gaskosten für die Stromerzeugung einsetzten. Die Sonderregelung sei aufgrund der geringen grenzüberschreitenden Netzverbindungen gerechtfertigt gewesen. Auf stärker vernetzte Strommärkte lasse sich das Modell jedoch nicht ohne Weiteres übertragen.

Der Verband unterstützt stattdessen die Entlastungsinstrumente der EU-Kommission, darunter den Beihilferahmen für eine saubere Industrie (Clean Industrial Deal State Aid Framework, CISAF) und den befristeten Beihilferahmen im Zusammenhang mit der Krise im Nahen Osten (Middle East Crisis Temporary State Aid Framework, METSAF).

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

Elektrifizierung soll Gasbedarf senken

Langfristig sieht Eurelectric in der Elektrifizierung den zentralen Ansatz, um Europas Abhängigkeit von importierten fossilen Brennstoffen zu reduzieren. Wärmepumpen, Elektrofahrzeuge und elektrifizierte Industrieprozesse könnten Gas und andere fossile Energieträger durch Strom aus europäischer Erzeugung ersetzen. Nach Angaben des Verbands würde die Umsetzung der Elektrifizierungsziele der EU-Kommission den Gasbedarf der Europäischen Union um 70 Prozent senken.

Für den energie- und klimapolitischen Rahmen nach 2030 schlägt Eurelectric deshalb ein Elektrifizierungsziel von rund 50 Prozent bis 2040 vor. Der Verband verweist dabei auf das Ziel von 46 Prozent im Elektrifizierungsaktionsplan der Kommission. Eine verbindliche Orientierung für 2040 könne Investitionen in Stromnetze, saubere Erzeugungskapazitäten und Flexibilitätsoptionen unterstützen.

Darüber hinaus fordert Eurelectric ein verlässliches europäisches Emissionshandelssystem (ETS) mit einem vorhersehbaren CO2-Preis. Das zweite Emissionshandelssystem der EU (ETS2), das unter anderem die Bereiche Verkehr und Wärme erfasst, solle zügig umgesetzt und nicht erneut infrage gestellt werden.

Neben dem Ausbau der Elektrifizierung sollen die Mitgliedstaaten nach Ansicht des Verbands auch Speicher und Flexibilitätslösungen voranbringen sowie kritische Energieinfrastruktur besser vor physischen und hybriden Angriffen schützen. Das reformierte Strommarktdesign, das geplante Netzpaket (Grids Package) und die Initiative AccelerateEU böten bereits Instrumente, die nun umgesetzt werden sollten.

Stromsteuer und Netzentgelte reformieren

Eine weitere Priorität sieht Eurelectric bei der Gestaltung von Netzentgelten und Steuern. Strom dürfe steuerlich nicht stärker belastet werden als Gas. Bei den Netzentgelten spricht sich der Verband für eine stärkere Orientierung an den tatsächlichen Netzkosten aus. Kapazitätsbasierte Bestandteile und zeitabhängige Preissignale sollten an Bedeutung gewinnen, um eine effiziente Netznutzung zu fördern. Standortbezogene Signale sollten nach Auffassung von Eurelectric vor allem bei den Anschlussentgelten berücksichtigt werden, nicht bei den laufenden Netzentgelten.

Sozial- und industriepolitische Ziele sollten die Mitgliedstaaten außerhalb der Netzentgelte verfolgen, um Quersubventionierungen zu vermeiden. Zugleich sollten Netzbetreiber digitale Lösungen ebenso berücksichtigen können wie den Ausbau physischer Infrastruktur.

Um die Elektrifizierung der Industrie zu beschleunigen, fordert Eurelectric außerdem eine Priorisierung bestimmter Anschlussvorhaben sowie den Einsatz langfristiger Stromlieferverträge (Power Purchase Agreements, PPAs).

Der Eurelectric-Brief an die EU-Energieminister steht in englischer Sprache im Internet zur Verfügung. (sh)

// VON SUSANNE HARMSEN

Zum Inhalt

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

EU plant einheitlichen Rahmen für Klimaresilienz


Quelle: Pixabay / Jody Davis

KLIMASCHUTZ. Die EU-Kommission will Bürger, Unternehmen und Infrastruktur besser vor Klimafolgen schützen. Es sollen Grundlagen für die Bewertung von Risiken und für die Vorsorge geschaffen werden.

Die Europäische Kommission will die Mitgliedstaaten besser auf die Folgen des Klimawandels vorbereiten. Dazu plant sie einen neuen Rechtsrahmen, der gemeinsame Grundlagen für die Bewertung von Klimarisiken und die Planung von Schutzmaßnahmen schaffen soll. Die Länder sollen ihre Vorsorge unter anderem gegen Hitze, Dürren, Überschwemmungen und Waldbrände verbessern.

Ziel ist es, Klimarisiken frühzeitig zu erkennen, Schäden zu vermeiden und die Widerstandsfähigkeit von Gesellschaft, Wirtschaft und Infrastruktur zu stärken. Nach dem Willen der Kommission soll Klimaresilienz künftig in allen wichtigen Politikbereichen der Europäischen Union berücksichtigt werden. Darunter versteht sie die Fähigkeit, Klimafolgen standzuhalten, sich an sie anzupassen und sich von Schäden zu erholen.

Einheitliche Grundlagen für die Risikobewertung

Der geplante Rechtsrahmen soll dafür sorgen, dass Deutschland und die anderen EU-Mitgliedstaaten Klimarisiken auf einer vergleichbaren Grundlage bewerten und ihre Vorsorge planen. Wie sie sich konkret gegen die jeweiligen Gefahren schützen, bleibt weitgehend den Ländern überlassen. Die Maßnahmen sollen sich an den nationalen und regionalen Risiken sowie den jeweiligen Prioritäten orientieren.

Die Kommission will zudem die verfügbaren Informationen über Klimarisiken verbessern. Ein sogenannter European Climate Viewer soll Gefahren für bestimmte Orte und Zeiträume sichtbar machen. So könnten beispielsweise Betreiber von Bahnstrecken erkennen, welche Abschnitte besonders hohen Temperaturen oder Starkregen ausgesetzt sind. Auf dieser Grundlage ließen sich Schutzmaßnahmen gezielter planen.

Weitere Plattformen sollen Behörden dabei unterstützen, geeignete und bereits erprobte Maßnahmen gegen bestimmte Klimarisiken zu finden. Die Kommission setzt damit auf ein Zusammenspiel europäischer, nationaler und lokaler Maßnahmen, um Schäden möglichst zu verhindern, bevor sie entstehen. Kommissionspräsidentin Ursula von der Leyen hatte im September einen gesamtgesellschaftlichen Ansatz für die Anpassung an den Klimawandel angekündigt, der auch die lokale Ebene einbeziehen soll.

Wie dringlich die Anpassung ist, zeigen die wirtschaftlichen Folgen von Extremwetterereignissen. Nach Angaben der Kommission beliefen sich die geschätzten Verluste durch wetter- und klimabedingte Ereignisse im Zeitraum von 2022 bis 2025 auf rund 200 Milliarden Euro. Das entspricht durchschnittlich etwa 50 Milliarden Euro pro Jahr.

Für den Zeitraum von 1980 bis 2024 schätzt die Generaldirektion Klimapolitik der Europäischen Kommission (DG Klima) die wirtschaftlichen Verluste durch Ernteausfälle, Hochwasser und beschädigte Ökosysteme auf insgesamt 800 Milliarden Euro. Ein Viertel dieser Kosten entfiel demnach auf die letzten vier Jahre des betrachteten Zeitraums.

Auch die Folgen des Sommers 2025 verdeutlichen die Risiken. Nach Daten des EU-Erdbeobachtungsprogramms Copernicus war es der wärmste Sommer seit Beginn der Aufzeichnungen in Westeuropa. Bis zum 2. September war die von Bränden betroffene Fläche in der EU fast doppelt so groß wie im Durchschnitt der Jahre 2006 bis 2025.

Britische Wissenschaftler schätzten, dass die Hitze in europäischen Städten im Sommer rund 50.000

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

Menschen das Leben kostete. In Deutschland gingen Schätzungen des Robert Koch-Instituts zufolge bis Ende des Sommers rund 16.000 Todesfälle auf Hitze zurück.

Der Entwurf der EU-Kommission zum Klimaresilienzgesetz steht im Internet bereit. (sh)

// VON SUSANNE HARMSEN

Zum Inhalt

Schärfere Nachhaltigkeitsregeln für Biokraftstoffe



Quelle: Shutterstock / ModernNomads

MOBILITÄT. Das Bundeskabinett hat die Novellierung der Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung (BioSt-NachV) und der Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung (Biokraft-NachV) beschlossen.

Damit setzt die Bundesregierung die Vorgaben der EU-Erneuerbaren-Richtlinie 2023/2413 (RED III) im Bereich der nachhaltigen Herstellung von Biomasse zur Stromerzeugung sowie von Biokraftstoffen in nationales Recht um. Und sie zieht Konsequenzen aus dem 2023 öffentlich gewordenen Skandal um gefälschte Klimazertifikate aus China zur Anrechnung auf THG(Treibhausgas)-Quoten im deutschen Verkehrssektor.

Kern der Reform sind strengere Anforderungen an Zertifizierung und Kontrolle. Bei einem begründeten Verdacht auf Betrug sollen Auditoren im Rahmen örtlicher Kontrollen Rohstoff- oder Biokraftstoffproben entnehmen und diese durch ein akkreditiertes Labor analysieren lassen. Anlagenbetreiber müssen entsprechende Unterlagen und Nachweise vorlegen.

Zudem erhält die Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (BLE) in Bonn weitergehenden Zugriff auf Informationen entlang der Lieferkette. Die Behörde kann künftig auch selbst Kontrollen durchführen, wenn ein begründeter Verdacht auf Betrug besteht. Falsch deklarierte Biokraftstoffe sollen von der Anrechnung auf die Treibhausgasquote ausgeschlossen werden.

Die Zertifizierungsstellen müssen von 2028 an über die Deutsche Akkreditierungsstelle (DAkkS) akkreditiert sein. Die Überwachung wird darüber hinaus verdichtet. Dazu gehören eine höhere Kontrollfrequenz und ein erweiterter Probenumfang. Ziel ist, Betrug mit falsch deklarierten Biokraftstoffen zu verhindern und das Vertrauen in nachhaltig zertifizierte Produkte zu stärken.

Der UER-Skandal von 2023

2022 und 2023 waren Biokraftstoffe und Klimazertifikate für die Treibhausgasquote (THG-Quote) mutmaßlich oder nachweislich falsch deklariert worden. Im Zentrum standen Importe aus China, bei denen konventionelles Palmöl angeblich als Biodiesel aus Altspeiseöfen oder Palmöl-Abwasser deklariert wurde, sowie gefälschte UER-Projekte (Upstream Emissions Reduction oder etwa Emissionsminderung am Anfang der Wertschöpfungskette). Das Umweltbundesamt bezifferte den Schadensumfang aus 45 UER-Vorhaben auf 500 Millionen Euro; Branchenverbände sprachen von einem Milliardenschaden.

Die massenhafte Anrechnung fragwürdiger Nachweise ließ die THG-Quote stark übererfüllen und drückte den Quotenpreis von 400 Euro auf zeitweise unter 100 Euro je Tonne CO2-Äquivalent. Das traf vor allem Biogas- und Biokraftstoffanbieter, führte zu Einnahmeverlusten und Insolvenzen – etwa bei Landwärme – und schwächte eine wichtige Finanzierungsquelle für E-Mobilität, grünen Wasserstoff und E-Fuels.

Herstellerverbände begrüßen Reform

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

Die Union zur Förderung von Oel- und Proteinpflanzen (Ufop) bewertet den jetzigen Kabinettsbeschluss als wirksamen Schritt zur Betrugsprävention. Der Verband erwartet, dass die verschärften Kontrollen unfairem Wettbewerb entgegenwirken und die Akzeptanz nachhaltig zertifizierter Biokraftstoffe erhöhen. Die Ufop fordert zugleich eine Vereinheitlichung der umfangreichen Abfall- und Reststoffliste der BLE auf EU-Ebene, sobald die Europäische Kommission ihren Entwurf für eine Neufassung der RED III vorlegt.

Auch der Verband der Deutschen Biokraftstoffindustrie (VDB) begrüßt die Novelle. Geschäftsführer Elmar Baumann betonte, aufgedeckter Betrug müsse wirtschaftliche Konsequenzen haben. Entscheidend sei der reformierte Vertrauensschutz, durch den falsch deklarierte Biokraftstoffe von der Quotenanrechnung ausgeschlossen würden.

Der VDB hatte entsprechende Regelungen seit Anfang 2023 gefordert, ebenso der Mittelstandsverband abfallbasierter Kraftstoffe, der eine Benachteiligung der EU-Produzenten bei der Kontrollintensität beklagt hatte. MVaK-Geschäftsführer Detlef Evers nannte den Kabinettsbeschluss „einen zentralen Schritt hin zum Schutz heimischer Biokraftstoffproduzenten vor Importen fragwürdiger fortschrittlicher Biokraftstoffe aus Drittstaaten."

Angesichts geopolitischer Krisen sieht der VDB Biokraftstoffe zudem als Beitrag zu Versorgungssicherheit und Preisstabilität. Biodiesel könne die Knappheit bei Dieselkraftstoff abmildern; eine Erhöhung der Beimischung von B7 auf B10 könne künftig zusätzlich fossilen Diesel ersetzen. (geo) // VON GEORG EBLE

Zum Inhalt

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

HANDEL & MARKT



Quelle: Shutterstock / sdf_qwe

Die Risiken für Europas Gasversorgung

GAS. Die EU-Energieregulierungsagentur Acer hat in einem Report die Gasversorgung im kommenden Winter untersucht. In Deutschland verursachen die leeren Gasspeicher Sorgen.

Die Erkenntnis ist nun nicht neu, doch deshalb nicht weniger bedeutsam: Die Gasunternehmen in Europa stehen vor einem Winter mit „erheblichen Unsicherheiten bei Beschaffung und Speicherbewirtschaftung“. So steht es in dem am 27. Oktober veröffentlichten Gasmarktbericht von Acer, der Agentur für die Zusammenarbeit der europäischen Energieregulierer. Die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen und regulatorischen Eingriffe in den einzelnen Mitgliedstaaten unterscheiden sich teilweise erheblich.

Besonders deutlich wird dies im Vergleich zwischen Deutschland und Italien. Während hierzulande zum 1. November ein nationaler Speicherfüllstand von 70 Prozent vorgeschrieben ist, gilt in Italien ein Zielwert von 90 Prozent. Am 1. Oktober erreichten die italienischen Speicher bereits 87 Prozent, die deutschen lediglich 58 Prozent. Auch die Niederlande lagen mit 59 Prozent deutlich unter dem italienischen Niveau.

Italien kombiniert regulierte Speicherentgelte mit finanziellen Anreizen zur Einspeicherung. Bei ungünstigen Sommer-Winter-Preisspreads sollen Fördermechanismen die Befüllung unterstützen. Hinzu kommen Sanktionen bei Nichterfüllung und strategische Gasreserven des Speicherbetreibers Snam.

Deutschland verfolgt dagegen einen stärker marktgetriebenen Ansatz. Ungenutzte gebuchte Speicherkapazitäten können entzogen und dem Marktgebietsverantwortlichen Trading Hub Europe (THE) zur Vermarktung übertragen werden. Am 30. September wurde zudem der staatliche Gasimporteur Sefe angewiesen, seine Speicherbestände um 8 Milliarden kWh aufzustocken.

Die Niederlande setzen bei ausbleibender kommerzieller Befüllung auf staatliche Eingriffe. Dort kann Energie Beheer Nederland (EBN) Erdgas einspeichern und strategische Reserven vorhalten. EBN ist ein staatliches Unternehmen, das selbst Gas zur Speicherbefüllung beschaffen kann, wenn wirtschaftliche Anreize für private Marktteilnehmer fehlen. Das nationale Speicherziel liegt bei 64 Prozent zum 1. Dezember.

Ungünstige Sommer-Winter-Spreads

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

Die wesentliche wirtschaftliche Ursache für die zurückhaltende Speicherbefüllung sieht Acer in den ungünstigen Sommer-Winter-Spreads; auch das ist nicht neu. Zeitweise notierten Sommerkontrakte oberhalb der Winterprodukte. Der übliche saisonale Arbitrageanreiz, Gas während der Einspeicherperiode zu kaufen und im Winter zu vermarkten, entfiel damit.

Die Gasversorgung im Winter kann ausreichen, sofern laufende Importe gesichert bleiben. Die niedrigen Speicherstände verringern jedoch die Reserven bei Lieferausfällen und längeren Kälteperioden, so ein erstes Fazit.

Gleichzeitig verteuerten höhere Spotpreise die Beschaffung. Die Nettoeinspeicherung in europäische Speicher erreichte im Sommer 2026 rund 490 Milliarden kWh und lag damit unter dem Zehnjahresdurchschnitt von etwa 540 Milliarden kWh. Die rechnerischen Beschaffungskosten beliefen sich auf rund 27 Milliarden Euro. Nur während der Energiekrise 2022 lagen sie deutlich höher.

Teurer wurde Erdgas unter anderem wegen des Ausfalls katarischer LNG-Lieferungen infolge der weitgehenden Blockade der Straße von Hormus. Die weltweiten LNG-Exporte gingen im Sommer gegenüber dem Vorjahr von 286 auf 274 Milliarden Kubikmeter zurück.

Die europäischen LNG-Importe sanken gegenüber dem Vorjahressommer um 14 Prozent. Zugleich verschärfte sich die Konkurrenz mit asiatischen Staaten um kurzfristig verfügbare Ladungen. Nach Acer-Angaben werden etwa 30 Prozent der europäischen LNG-Importe am Spotmarkt beschafft.

Die europäischen Gaspreise erreichten zeitweise annähernd 90 Euro/MWh. Acer beziffert die zusätzlichen Kosten der europäischen Gasimporte infolge der Nahostkrise auf 18 bis 33 Milliarden Euro.

Mit einem Anteil von 64 Prozent an den europäischen LNG-Importen blieben die USA der wichtigste Lieferant. Bezogen auf sämtliche Gasimporte der EU entfielen etwa 30 Prozent auf amerikanisches LNG. Russisches Pipelinegas und LNG machten im Sommer 2026 weiterhin rund elf Prozent der gesamten Gasimporte der EU aus. Die verbliebenen russischen Pipelinegaslieferungen erfolgen hauptsächlich über die Turkstream-Route.

Regional verlief die Entwicklung unterschiedlich. Während die LNG-Einspeisung in Westeuropa um 14 Prozent sank, stiegen die Mengen in Deutschland. Acer verweist damit auf die wachsende Bedeutung der deutschen LNG-Terminals für die Diversifizierung der Gasversorgung.

Der Report „Key developments in European gas wholesale markets“ steht auf der Acer-Seite zum Download zur Verfügung. // VON STEFAN SAGMEISTER

^ Zum Inhalt

WERBUNG

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



Stromversorgung als entscheidender Standortfaktor für Rechenzentren


Quelle: Everllence

KWK. Der Boom von KI und Cloud-Diensten erhöht den Strombedarf von Rechenzentren. Daher werden Motorenkraftwerke immer häufiger installiert.

Der Ausbau von KI-Anwendungen und Cloud-Diensten lässt den Strombedarf von Rechenzentren steigen. Zugleich begrenzen fehlende Netzkapazitäten an vielen Standorten das Wachstum. Motorenhersteller wie Everllence registrieren deshalb eine steigende Nachfrage nach dezentralen Kraftwerkslösungen. „Inzwischen entfällt ein Großteil des Auftragseingangs bei uns im Kraftwerksgeschäft auf Projekte für Rechenzentren“, sagt Alexander Stöckler, Head of Sales Power bei Everllence, im Gespräch mit der Redaktion.

Der Markt für Stromversorgungslösungen von Rechenzentren hat sich damit weltweit nach Einschätzung des Augsburger Motorenherstellers (ehemals MAN Energy Solutions) innerhalb weniger Jahre verändert. Das Unternehmen beobachtet seit rund drei Jahren einen Anstieg solcher Anfragen. Inzwischen betreffen nach Angaben von Stöckler drei von fünf Anfragen im betrachteten Geschäftsumfeld Rechenzentren.

„Der Markt hat eine hohe Dynamik entwickelt“, sagt Stöckler. „Die Nachfragen kommen derzeit vor allem aus Nordamerika sowie aus Teilen von Europa und seit Kurzem sehen wir auch Anfragen aus der APAC-Region.“

Hinter den Projekten stehen häufig Datacenter-Developer, die Standorte für Hyperscaler entwickeln. Die späteren Nutzer treten gegenüber den Kraftwerkslieferanten deshalb nicht zwangsläufig selbst auf. Stöckler nennt im Gespräch insbesondere die großen Anbieter von Cloud- und IT-Diensten. Sie seien die größten Treiber der Entwicklung. „Neben dem Ausbau von Cloud-Kapazitäten erhöht vor allem die Verbreitung von KI-Anwendungen den Leistungsbedarf der Rechenzentren“, erklärt er die aktuelle Entwicklung.

Netzanschluss wird zum Engpass

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

Entscheidend für den Kraftwerksmarkt ist jedoch nicht allein der steigende Stromverbrauch. In nicht wenigen Regionen könnten die Stromnetze mit dem Tempo beim Ausbau der Rechenzentren schlichtweg nicht Schritt halten. Das betreffe besonders die USA, erläutert Stöckler. Neue Rechenzentren würden dort teilweise ohne ausreichenden Netzanschluss geplant, weil die vorhandene Infrastruktur die zusätzlichen Lasten nicht kurzfristig aufnehmen könne. Betreiber und Entwickler müssten daher eigene Erzeugungskapazitäten errichten, wenn sie ihre Projekte ohne langjährige Verzögerungen in Betrieb nehmen wollen.

Damit verändert sich auch der Markt für Motoren und Anlagentechnik. „Traditionell kamen für große Leistungsblöcke vor allem Gasturbinen infrage. Mit dem Ausbau der Rechenzentren gewinnen jedoch Motorenkraftwerke an Bedeutung“, so Stöckler.
„Ein Grund liegt in der Skalierbarkeit: Statt die gesamte Kraftwerksleistung in einem Block bereitzustellen, lassen sich einzelne Motoren abhängig vom aktuellen Leistungsbedarf zu- oder abschalten.“

Besonders ausgeprägt ist der Bedarf derzeit in den USA. Stöckler verweist auf strukturelle Unterschiede zwischen dem deutschen und dem US-amerikanischen Stromsystem. Insbesondere US-Bundesstaaten wie Texas verfügen über ein weitgehend eigenständiges Stromnetz. Zusätzliche Lasten durch Rechenzentren treffen dort auf ein System, dessen Austauschmöglichkeiten mit anderen Regionen begrenzt sind. Für Entwickler großer Rechenzentren steigt damit der Anreiz, die Stromversorgung zumindest teilweise unabhängig vom öffentlichen Netz auszulegen.

In Deutschland zeigt sich bislang eine andere Entwicklung. Eine von Everllence durchgeführte Marktanalyse komme zu dem Ergebnis, dass es zwar eine „größere Zahl von Rechenzentren gibt, viele davon jedoch vergleichsweise kleine Leistungen von etwa 10 MW aufweisen“, erklärt Stöckler die Situation auf dem Heimatmarkt. Großprojekte nach dem Muster der derzeit in Nordamerika entwickelten Standorte bleiben dagegen die Ausnahme.

„Everllence erhält zwar auch für Deutschland Anfragen“, erzählt Stöckler im Gespräch, „aber hierzulande gibt es bislang keine mit Nordamerika vergleichbare Marktdynamik.“ Als Hemmnisse nennt er Genehmigungsverfahren und die Akzeptanz großer Infrastrukturprojekte. Bei Rechenzentren kommen Fragen des Wasserverbrauchs für die Kühlung sowie der Flächennutzung hinzu. Diese Konflikte beschränken sich allerdings nicht auf Deutschland. Auch in den USA stoßen neue Rechenzentren nach seinen Angaben in dichter besiedelten Regionen zunehmend auf Widerstand.

*Das vollständige Gespräch mit Alexander Stöckler, Head of Sales Power bei Everllence, lesen Sie in der E&M-Zeitungsausgabe vom 1. Novembe*r. (hr) // VON HEIDI ROIDER

Zum Inhalt

Industrieallianz will Wasserstoffinvestitionen ankurbeln



Quelle: Shutterstock / Audio und werbung

WASSERSTOFF. Die European Resilience Alliance hat einen Maßnahmenplan für den Wasserstoffhochlauf vorgelegt. Drei Finanzierungsinstrumente sollen Investitionen in Europa erleichtern.

Nach Einschätzung der „European Resilience Alliance for Clean Hydrogen & Derivatives“ (ERA) kommen viele der in Europa geplanten Wasserstoffprojekte bislang nicht über die Planungsphase hinaus. Um den Aufbau von Produktion, Transport und Nachfrage voranzubringen, hat die europäische Industrieallianz ERA am 27. Oktober das „Clean Hydrogen Value Chain Bankability Playbook“ veröffentlicht. Es enthält drei Vorschläge, wie sich Investitionsrisiken in der Anlaufphase begrenzen lassen.

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

Die ERA gründete sich am 14. April dieses Jahres in Brüssel (wir berichteten). In ihr arbeiten Unternehmen aus Wasserstoffproduktion, Infrastruktur und industrieller Anwendung zusammen. Aus Deutschland sind unter anderem der Essener Industriekonzern Thyssenkrupp, die RWE-Erzeugungsgesellschaft RWE Generation, der Essener Fernleitungsnetzbetreiber Open Grid Europe (OGE) und das Berliner Energieunternehmen Sefe beteiligt. Die Allianz will die Voraussetzungen für Wasserstoffinvestitionen auf europäischem Boden verbessern.

Wie groß der Handlungsbedarf aus ihrer Sicht ist, hatte die ERA bereits im vergangenen April beschrieben: Laut ihrem damaligen Whitepaper gab es für weniger als 7 Prozent der untersuchten Wasserstoffprojekte eine endgültige Investitionsentscheidung. Als Hemmnisse nannte sie hohe Stromkosten, komplexe Vorgaben und fehlende langfristige Abnahmeverträge. Das neue Papier setzt nun bei der Finanzierung an. Die Produzenten von Wasserstoff benötigten kalkulierbare Einnahmen und Abnehmer bezahlbare Lieferungen. Hinzu kämen die Netzbetreiber, die eine Perspektive für die spätere Auslastung ihrer Leitungen bräuchten.

Drei Ansätze zur Risikoteilung

Als erstes Instrument empfiehlt die ERA staatlich unterstützte beidseitige Auktionen. Bei diesen nennen Wasserstoffproduzenten ihre Lieferpreise und potenzielle Kunden geben ihre Zahlungsbereitschaft an. Die Auktionen sollen beide Seiten zusammenbringen und langfristige Verträge ermöglichen. Öffentliche Mittel sollen nur die verbleibende Differenz überbrücken, soweit sie für einen Vertragsabschluss erforderlich ist.

Der zweite Vorschlag betrifft die Einbeziehung sogenannter Midstreamer. Diese Zwischenhändler bündeln Angebote verschiedener Produzenten und die Nachfrage von Industriekunden. Sie können unterschiedliche Liefermengen und Vertragslaufzeiten aufeinander abstimmen und Risiken verteilen. Die ERA schlägt vor, verbleibende Finanzierungslücken über wettbewerblich vergebene Differenzverträge (Contracts for Difference, CfD) abzusichern. Dies soll vor allem dort helfen, wo einzelne Kunden noch keine großen Mengen langfristig abnehmen können.

Drittens fordert die Allianz eine zeitlich gestreckte Verteilung der Kosten für Wasserstofftransportnetze. Leitungen müssen teils bereits entstehen, bevor eine ausreichende Nachfrage vorhanden ist. Würden die ersten Nutzer sämtliche anfallenden Kosten tragen, könnten hohe Netzentgelte den Markthochlauf ausbremsen. Ein Amortisationskonto, eine gesonderte Finanzierungsgesellschaft und eine ergänzende staatliche oder europäische Garantie sollen anfangs bezahlbare Entgelte bei langfristiger Refinanzierung ermöglichen.

Verlässliche Nachfrage bleibt Voraussetzung

Diese drei Instrumente sollen nach Vorstellung der ERA gezielt Risiken auffangen, die einzelne Unternehmen während des Hochlaufs nicht ausreichend selbst tragen können. Dauerhafte Subventionen strebt die Allianz nach eigenen Angaben nicht an. Sie fordert zugleich stabile regulatorische Rahmenbedingungen und verweist auf die Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED III), die unter anderem den Einsatz erneuerbarer Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs in der Industrie vorgibt. Seit ihrem ersten Whitepaper sieht die ERA Fortschritte bei der Umsetzung europäischer Vorgaben und bei Investitionsentscheidungen für weitere Projekte. Für einen breiteren Markthochlauf reiche das aber bislang nicht aus.

Das 32-seitige Papier mit dem Titel „Clean Hydrogen Value Chain Bankability Playbook“ steht auf der Internetseite der European Resilience Alliance zum Download bereit. (ds) // VON DAVINA SPOHN

^ Zum Inhalt

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

KI-Boom setzt Stromnetze weltweit unter Druck



Quelle: Katia Meyer-Tien

STROMNETZ. Die IEA hat untersucht, wie der Ausbau von Rechenzentren weltweit die Stromnetze belastet. Anschlussregeln, eigene Stromversorgung und flexible Tarife könnten Abhilfe schaffen.

Nach Einschätzung der Internationale Energieagentur (IEA) werden die weltweit größten Rechenzentrumsbetreiber, sogenannte Hyperscaler, im Jahr 2026 mehr als 700 Milliarden US-Dollar (rund 630 Milliarden Euro) investieren. Diese Investition aber treffen vielerorts auf begrenzte Netzkapazitäten, lange Anschlusswarteschlangen und verzögerte Genehmigungsverfahren. Hinzu kommen Lieferengpässe bei elektrischen Betriebsmitteln.

Für ihren Bericht „Powering Artificial Intelligence. Strategies for integrating data centres into electricity systems“ hat die IEA daher 134 politische und regulatorische Maßnahmen zur Integration von Rechenzentren in die Stromversorgung erfasst. Dabei berücksichtig die Untersuchung, die im Auftrag der französischen G7-Präsidentschaft entstand, mehr als 34 Länder und Regulierungsräume, auf die rund 90 Prozent der weltweiten Rechenzentrumskapazität entfallen.

In einigen Regionen übersteige die kumulierte Leistung beantragter Netzanschlüsse für Rechenzentren bereits die heutige Spitzenlast. Die IEA nennt unter anderem die US-Bundesstaaten Texas und Virginia sowie Finnland und Großbritannien. Allerdings enthielten die Anschlusswarteschlangen auch doppelte Anmeldungen und spekulative Projekte. Für Netzbetreiber entstehe dadurch ein Investitionsrisiko.

Reform der Anschlussverfahren

Mehrere Länder reformieren deshalb ihre Anschlussverfahren und stellen höhere Anforderungen an die Projektreife, finanzielle Sicherheiten und die schrittweise Freigabe von Netzkapazitäten.Teilweise sollen Projekte nicht mehr ausschließlich nach dem Zeitpunkt ihrer Anmeldung berücksichtigt werden. Stattdessen fließen auch wirtschaftliche Bedeutung, Nachhaltigkeit und Umsetzungsstand in die Priorisierung ein.

Weitere Chancen sieht die IEA in flexiblen Netzanschlussvereinbarungen. Dabei erhalten Rechenzentren keinen uneingeschränkten Anspruch auf die vereinbarte Anschlussleistung. Netzbetreiber können den Strombezug unter bestimmten Bedingungen begrenzen. Nach Berechnungen der IEA könnten so weltweit zusätzliche Netzanschlusskapazitäten von 750 bis 900 GW ermöglicht werden. Diese Schätzung bezieht sich auf das gesamte Stromsystem und nicht ausschließlich auf Rechenzentren.

Die Anpassung der Rechenleistung an den Stromnetzbetrieb bleibe allerdings schwierig. Viele Rechenzentrumsbetreiber stellen lediglich die Infrastruktur für externe Kunden bereit und haben nur begrenzten Einfluss auf deren Rechenprozesse.

Betreiber schließen Stromlieferverträge über 45 Milliarden kWh

Parallel dazu verändern Rechenzentrumsbetreiber ihre Strombeschaffung. Im ersten Halbjahr 2026 schlossen sie langfristige Stromabnahmeverträge, (Power Purchase Agreements, PPA), über insgesamt 45 Milliarden kWh ab. Das waren knapp 20 Prozent mehr als im Vorjahreszeitraum. Rund 70 Prozent des vereinbarten Volumens entfielen auf die USA. Die IEA registriert dabei eine zunehmende Zahl von Vereinbarungen über Geothermie, kleine modulare Kernreaktoren, Langzeitspeicher, Batteriespeicher und virtuelle Kraftwerke.

Auch die eigene Stromerzeugung wird wichtiger. Unter dem Ansatz „Bring Your Own Power“ (BYOP)

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

müssen Rechenzentren in bestimmten Ländern selbst zur gesicherten Stromversorgung beitragen. Irland beispielsweise verlange von bestimmten neuen Rechenzentren, zusätzliche steuerbare Erzeugungskapazitäten zu errichten oder vertraglich abzusichern. In den USA sind zahlreiche Projekte für gasbetriebene Kraftwerke direkt an Rechenzentrumsstandorten geplant.

Der Stromverbrauch von Rechenzentren verursacht nach IEA-Angaben derzeit weltweit rund 150 Millionen Tonnen CO2-Emissionen pro Jahr. Im zentralen Szenario der Energieagentur könnte dieser Wert bis 2035 auf etwa 350 Millionen Tonnen steigen. Das entspräche rund 1,5 Prozent der weltweiten energiebedingten CO2-Emissionen.

Neue Netztarife sollen Kostenrisiken begrenzen

Die IEA untersucht außerdem, wie sich Rechenzentren auf die Stromkosten anderer Verbraucher auswirken und verweist auf spezielle Tarifmodelle für Großverbraucher. Dazu gehören langfristige Zahlungsverpflichtungen, Mindestabnahmeregelungen, finanzielle Sicherheiten und Ausstiegsgebühren. Diese Instrumente sollen verhindern, dass andere Netznutzer die Kosten für Infrastruktur tragen müssen, die aufgrund nicht realisierter oder vorzeitig aufgegebener Rechenzentrumsprojekte errichtet wurde.

Aus der Untersuchung leitet die IEA Empfehlungen für politische Entscheidungsträger ab: Transparentere Angaben zum Strombedarf geplanter Rechenzentren, nachvollziehbare Netzanschlussverfahren und eine gemeinsame Betrachtung von Energie- und Wassereffizienz sowie eine verursachungsgerechte Verteilung von Netzkosten und Investitionsrisiken. Rechenzentren sollen zudem stärker zur Netzflexibilität, Versorgungssicherheit und Systemstabilität beitragen. (kmt) // VON KATIA MEYER-TIEN

^ Zum Inhalt

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

TECHNIK



Quelle: Shutterstock

Fraunhofer testet Wärmepumpe im Papierwerk

F&E. Im sächsischen Weißenborn erprobt ein Fraunhofer-Institut eine Hochtemperatur-Wärmepumpe. Diese soll Abwärme zur Dampferzeugung nutzen und helfen, Erdgas einzusparen.

Wie sich industrielle Abwärme für die Dampferzeugung nutzen lässt, zeigt eine Hochtemperatur-Wärmepumpe im Papierwerk des Spezialpapierherstellers Felix Schoeller in Weißenborn (Sachsen). Die Demonstrationsanlage gehört zum europäischen Forschungsprojekt „PUSH2Heat“, an dem auch das Fraunhofer-Institut für Energieinfrastrukturen und Geotechnologien (IEG) beteiligt ist.

Die zweistufige Wärmepumpe mit einer thermischen Leistung von 1,2 MW nutzt Abwärme mit Temperaturen zwischen 30 und 70 Grad Celsius. Sie hebt, wie die Fraunhofer-Forscher in einer Mitteilung erläutern, das Temperaturniveau auf rund 120 Grad Celsius an. Dabei überwindet die Wärmepumpe einen Temperaturunterschied von bis zu 90 Kelvin. Nach Angaben des Fraunhofer IEG ermöglicht die Technik auch bei schwankenden Wärmequellen einen stabilen Betrieb. Die gewonnene Prozesswärme soll Erdgas im Werk ersetzen.

Erste Ergebnisse aus 300 Betriebsstunden

In den ersten rund 300 Betriebsstunden des Jahres 2026 erreichte die Anlage laut Fraunhofer eine durchschnittliche Dampfleistung von 700 kW. Das entspricht etwa 1,2 Tonnen Dampf pro Stunde bei rund 2,3 bar Druck. Für die Effizienz der Anlage nennt das Fraunhofer IEG eine Jahresarbeitszahl von 2,30. Dieser Wert beschreibt das Verhältnis zwischen bereitgestellter Nutzwärme und eingesetztem Strom. Die Wärmepumpe liefert demnach rechnerisch 2,3 kWh Wärme je verbrauchter Kilowattstunde Strom. Der zusätzliche Energieanteil stammt aus der industriellen Abwärme. Wie sich die Effizienz über ein vollständiges Betriebsjahr entwickelt, soll die weitere Erprobung zeigen.

Eine Modellrechnung der am Forschungsprojekt beteiligten Partner beziffert das Einsparpotenzial bei 4.000 bis 5.000 Betriebsstunden jährlich auf bis zu 600 Tonnen CO2. Voraussetzung ist, dass die Anlage entsprechend die bisherige Dampferzeugung mit Erdgas ersetzt. Bezogen auf die Prozesswärme nennen die beteiligten Partner rund 100 Kilogramm weniger CO2 je MWh als bei der Erzeugung mit Erdgas. Es handelt sich um berechnete Werte, nicht um bereits nachgewiesene Jahreseinsparungen.

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

Integration in bestehende Prozesse

Das Fraunhofer IEG begleitet die Erprobung der Wärmepumpe in Weißenborn wissenschaftlich und hat dafür ein Mess- und Monitoringkonzept entwickelt. Zudem untersuchen die Forschenden, wie sich die Wärmepumpe energetisch, hydraulisch und regelungstechnisch in die bestehende Papierproduktion einbinden lässt. Die Ergebnisse sollen Erkenntnisse für den Einsatz vergleichbarer Anlagen in anderen Industriebetrieben liefern.

„Industrieunternehmen benötigen Lösungen, die Klimaschutz, Versorgungssicherheit und Wettbewerbsfähigkeit zusammenbringen“, sagt „PUSH2Heat“-Projektleiter Reuven Paitazoglou vom Fraunhofer IEG. Die Demonstrationsanlage in Weißenborn schaffe wichtige Voraussetzungen, um diese Technologie künftig in weiteren industriellen Anwendungen einzusetzen – etwa in der Chemie-, Lebensmittel- und Pharmaindustrie.

Im September 2026 begann die Demonstrationsphase unter realen Produktionsbedingungen. Für ein vollständiges Betriebsjahr ist die Erprobung im Volllastbetrieb mit begleitendem Monitoring und Optimierungen vorgesehen. Dabei soll sich zeigen, wie zuverlässig und effizient die Wärmepumpe bei wechselnden Bedingungen arbeitet. (ds)

Das Forschungsprojekt „PUSH2Heat“

Das von der Europäischen Union geförderte Forschungsprojekt „PUSH2Heat“ untersucht Technologien, die industrielle Abwärme auf ein höheres Temperaturniveau bringen. Es soll technische, wirtschaftliche und regulatorische Hemmnisse beim Einsatz solcher Verfahren abbauen. Demonstrationsanlagen in Deutschland, Italien und Belgien richten sich besonders an die Papier- und Chemieindustrie.
Das Projekt läuft laut Fraunhofer insgesamt von 2022 bis 2027. Sein Budget beträgt rund 9,74 Millionen Euro. Davon finanziert die EU rund 7,84 Millionen Euro. Auf die Fraunhofer-Gesellschaft entfallen Projektmittel von etwa 599.000 Euro. Zu den Forschungspartnern gehören neben dem Fraunhofer IEG auch das Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE. Weitere Partner sind die Unternehmen Tecnalia (Spanien), SPH Sustainable Process Heat (Deutschland) und das Flämische Institut für technologische Forschung (Vlaamse Instelling voor Technologisch Onderzoek, „VITO“).

// VON DAVINA SPOHN

Zum Inhalt

WERBUNG

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



Lime integriert KI-Assistenten in CRM-System



Der KI-Assistent von Lime. Quelle: Screenshot E&M

IT. Lime Technologies führt einen KI-Assistenten für sein CRM-System ein. Energieversorger können damit Kundenanfragen bearbeiten und Kundendaten analysieren.

Der Softwareanbieter Lime Technologies hat seinen KI-Assistenten „AI Assist“ für alle Nutzer seines Customer-Relationship-Management-Systems (CRM) freigegeben. Das geht aus einer aktuellen Mitteilung des Unternehmens hervor. Die Anwendung soll Energieversorger und Stadtwerke bei der Bearbeitung von Kundenanfragen sowie bei der Auswertung von Vertriebs- und Marketingdaten unterstützen. Nach einer Testphase, die im April 2026 begann, ist die Funktion nun regulär verfügbar

AI Assist ist direkt in Lime CRM integriert und greift auf die dort gespeicherten Informationen zu. Die Anwendung kann Kundenhistorien und einzelne Vorgänge zusammenfassen, Inhalte übersetzen und Handlungsschritte für die Kundenbetreuung vorschlagen. Darüber hinaus lassen sich Statistiken erstellen und Datenbestände analysieren.

Für Energieversorger sieht Lime insbesondere im Kundenservice mögliche Anwendungsfälle. Bei Fragen zu veränderten Abschlagszahlungen könne der Assistent beispielsweise Verbrauchsdaten, Jahresabrechnungen, Tarifänderungen und frühere Kundenkontakte auswerten. Auf dieser Grundlage erstelle die KI eine Zusammenfassung möglicher Ursachen und könne eine schriftliche Antwort vorbereiten.

Auch im Vertrieb und Marketing soll die Anwendung eingesetzt werden. Mitarbeiter könnten damit unter anderem die Resonanz auf Kampagnen untersuchen, Kundengruppen auswerten oder die Zahl der Anfragen nach einer Preisanpassung ermitteln. Die Auswertung erfolge innerhalb des CRM-Systems.

Anbieter sichert Datenverarbeitung in der EU zu

Nach Angaben von Lime Technologies werden sämtliche Daten innerhalb der Europäischen Union verarbeitet und nicht für das Training von KI-Modellen verwendet. Die bestehenden Zugriffsberechtigungen

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

des CRM-Systems gelten auch für den KI-Assistenten. Nutzer können demnach ausschließlich auf Informationen zugreifen, für die sie bereits eine Berechtigung besitzen.

Filip Arenbo, Chief Product Officer (CPO) bei Lime Technologies, kündigt zudem weitere KI-Funktionen an. Das Unternehmen arbeite an digitalen Assistenten, die künftig bestimmte Aufgaben selbstständig übernehmen sollen. Einen Zeitplan für deren Einführung nennt Lime nicht. (kmt) // VON KATIA MEYER-TIEN

^ Zum Inhalt

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

UNTERNEHMEN



Vertragsschluss v.li.: Florian Hoyndorf (QTS) und Amprion CEO Christoph Müller. Quelle: Amprion / Frank Peterschroeder

Amprion vereinbart Netzanschluss für Rechenzentrum

IT. Amprion und QTS haben einen Rahmenvertrag für den Netzanschluss eines geplanten Rechenzentrum-Campus in Westfalen unterzeichnet. Das Projekt könnte mehrere Milliarden Euro kosten.

Der Übertragungsnetzbetreiber Amprion und QTS haben einen Rahmenvertrag für den Netzanschluss eines geplanten Rechenzentrum-Campus im Industriegebiet Westfalen unterzeichnet. Der Standort liegt nahe Hamm und Lippetal in Nordrhein-Westfalen. Der Anschluss soll über die Umspannanlage Uentrop erfolgen. QTS ist ein international tätiger Betreiber von Rechenzentren und gehört zum Portfolio des US-amerikanischen Investmenthauses Blackstone.

QTS plant, den Campus auf einer rund 27 Hektar großen Fläche zu errichten und zu betreiben. Vorbehaltlich der erforderlichen Genehmigungen und weiterer Projektanforderungen könnte dem Unternehmen zufolge das Vorhaben Investitionen von mehreren Milliarden Euro in die digitale Infrastruktur umfassen.

QTS und Blackstone wollen die erforderlichen Infrastrukturmaßnahmen für den Anschluss an die Umspannanlage und damit an das Übertragungsnetz finanzieren.

„Diese Vereinbarung ist ein wichtiger Meilenstein für den geplanten Campus in Lippetal“, sagt Florian Hoyndorf, Senior Director International Pre Development bei QTS. Das Unternehmen sei entschlossen, die für seine Projekte erforderlichen Infrastrukturmaßnahmen zu finanzieren.

Ohne ein leistungsfähiges Stromnetz ließen sich Investitionen in Rechenzentren, Industrie und neue Technologien nicht realisieren, so Christoph Müller. „Das zeigt, wie eng Energiewende und Digitalisierung miteinander verbunden sind“, betont der Amprion-CEO. Als Übertragungsnetzbetreiber habe Amprion die Aufgabe, die dafür notwendige Infrastruktur bereitzustellen.

Weitere Netzinfrastruktur in Westfalen geplant

Der Bedarf an Netzanschlüssen für Rechenzentren wächst nach Angaben von Amprion dynamisch. Die Anlagen bilden die Grundlage für zahlreiche digitale Anwendungen, darunter Cloud-Dienste, Online-Banking und Video-Streaming. Sie unterstützen zudem die Verarbeitung großer Datenmengen in Forschung,

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

Gesundheitswesen und Wirtschaft. Mit dem Ausbau der Rechenzentrumskapazitäten steigt zugleich der Bedarf an einer zuverlässigen Stromversorgung.

Die Region um Hamm soll auch durch weitere Netzausbauprojekte gestärkt werden. Amprion plant dort einen Konverter als südlichen Abschluss des Erdkabelprojekts Korridor B. Die Gleichstromverbindung soll Windstrom aus der Region Wilhelmshaven nach Westfalen transportieren.

Der geplante Konverter in Hamm soll den Gleichstrom in Wechselstrom umwandeln. Über die Umspannanlage Lippborg soll der Strom anschließend für die regionale Versorgung nutzbar werden. Die zusätzliche Netzinfrastruktur könnte damit auch für die Stromversorgung des geplanten Rechenzentrum-Campus von Bedeutung sein.

Ob und wann das Vorhaben umgesetzt wird, hängt allerdings noch von den erforderlichen Genehmigungen und den weiteren Projektbedingungen ab. (sh) // VON SUSANNE HARMSEN

Zum Inhalt

WERBUNG



Lieferengpässe als großes Risiko


Quelle: Shutterstock / Penofoto

STROMNETZ. Die Regulatorik und lange Genehmigungsverfahren bremsen den Ausbau der deutschen Energieinfrastruktur. Doch auch andere Länder haben laut einer Studie ihre Probleme.

Eigentlich ist alles gerichtet: Deutschland verfügt über Kapital und technische Möglichkeiten für den Ausbau seiner Energieinfrastruktur, so eine Botschaft der internationalen Studie „The Energy Readiness Equation“ von Jacobs.

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

Allerdings drohen zahlreiche Vorhaben durch Verzögerungen und Kostensteigerungen ausgebremst zu werden, so eine weitere Erkenntnis. Demnach erwarten 84 Prozent der befragten deutschen Führungskräfte, dass mindestens ein Viertel ihrer großen Energieinfrastrukturprojekte in den kommenden drei Jahren von Verzögerungen oder Kostenüberschreitungen bedroht ist.

Das US-amerikanische Beratungsunternehmen Jacobs aus Dallas ist unter anderem in der Planung und Umsetzung von Energie- und Verkehrsinfrastruktur tätig. Für die Studie wurden 600 Führungskräfte und Entscheidungsträger der Energiewirtschaft in Deutschland, den USA, Großbritannien, Australien und Singapur befragt. Untersucht wurden Investitionsbedingungen, Projektrisiken und die Widerstandsfähigkeit der Energieversorgung.

In Deutschland sehen die Befragten vor allem politische und regulatorische Unsicherheiten als Hindernis. 73 Prozent zählen diese zu den drei größten Hemmnissen beim Ausbau der Energieinfrastruktur. Genehmigungsverfahren werden von 63 Prozent genannt, begrenzte Lieferkettenkapazitäten von 49 Prozent und fehlende Netzkapazitäten von 48 Prozent.

Auch bei der Umsetzung bestehender Projekte zeigen sich erhebliche Risiken. Von den deutschen Befragten vermuten 62 Prozent, dass zwischen einem Viertel und knapp der Hälfte ihrer großen Vorhaben von Verzögerungen oder Mehrkosten betroffen sein könnten. Weitere 18 Prozent sehen dieses Risiko bei mindestens der Hälfte bis zu knapp drei Vierteln ihrer Projekte. Vier Prozent rechnen sogar mit einem Anteil von mindestens 75 Prozent.

Doch Schwierigkeiten gibt es nicht nur in Deutschland. In den USA sehen sogar 80 Prozent der Befragten Probleme bei Genehmigungen als eines der drei größten Hindernisse. Das ist der höchste Anteil unter den untersuchten Ländern. In Großbritannien stehen dagegen die Stromnetze stärker im Mittelpunkt: 59 Prozent nennen unzureichende Netzkapazitäten, verglichen mit 48 Prozent in Deutschland.

Australien verfügt zwar über erhebliche Investitionsmittel, doch 49 Prozent der dortigen Befragten wissen nicht, wohin mit dem Geld, da es zu wenige investitionsfähige Projekte gebe, heißt es in der Studie weiter. Besonders schwierig ist dort die Abstimmung zwischen neuen Erzeugungsanlagen, Übertragungsnetzen und weiterer Infrastruktur. Deutschland fällt dagegen bei den Lieferkettenrisiken auf. 68 Prozent der deutschen Befragten sehen mögliche Störungen der Lieferketten als operatives Risiko für die kommenden drei Jahre. Das ist der höchste Anteil unter den fünf untersuchten Ländern.

Positiv bewertet Jacobs die Fortschritte beim deutschen Stromnetzausbau. Im Jahr 2025 wurden nach Angaben der Bundesnetzagentur rund 2.000 Kilometer neue Stromleitungen genehmigt, 45 Prozent mehr als im Vorjahr. Auch bei den großen Nord-Süd-Verbindungen Suedlink und Suedostlink wurden weitere Genehmigungsschritte erreicht.

Jacobs empfiehlt Deutschland, Genehmigungsverfahren und technische Anforderungen stärker zu vereinheitlichen. Zudem sollten Stromnetze, Speicher, flexible Kraftwerke und die digitale Netzsteuerung gemeinsam geplant werden. Als Beispiele für eine bessere Koordination nennt Jacobs die langfristige Infrastrukturplanung Großbritanniens und die institutionelle Zusammenarbeit in Singapur.

Der Report „The Energy Readiness Equation“ kann auf der Webseite von Jacobs heruntergeladen werden.

// VON STEFAN SAGMEISTER

Diesen Artikel können Sie teilen:

Zum Inhalt

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

LEE Rheinland-Pfalz/Saarland wählt Vorstand neu



Die Vorstandsmitglieder des LEE RLP-SL (v.li.n.r.): Gabriele Schmidt, Christoph Zeis, Gabriele Rau, Anja Peters und Stefan Lausberg. Quelle: EDG mbH

REGENERATIVE. Der Landesverband Erneuerbare Energie Rheinland-Pfalz/Saarland hat seinen Vorstand neu gewählt. Er fordert bessere Netzanschlüsse für den Ausbau und die regionale Wertschöpfung.

Der Landesverband Erneuerbare Energie Rheinland-Pfalz/Saarland (LEE RLP/SL) hat auf seiner Mitgliederversammlung in Mainz seinen Vorstand neu gewählt. Im geschäftsführenden Vorstand bleiben Christoph Zeis als Vorsitzender, Gabriele Schmidt als stellvertretende Vorsitzende für die Windenergie und Stefan Lausberg als Vertreter der Bioenergie. Gerhard Kopf übernimmt erneut das Amt des Kassenvorstands.

Neu im Vorstand ist Anja Peters, Leiterin Politik und Unternehmenskommunikation beim Energieunternehmen Schoenergie. Sie vertritt künftig den Solarbereich und folgt auf Gerd Schöller, der nicht erneut kandidierte.

Ausbau soll regionale Wirtschaft stärken

Eine zentrale Aufgabe des neu gewählten Vorstands ist es, die Landesregierung bei ihrem Ziel zu begleiten, jährlich 1.500 MW zusätzliche Leistung aus erneuerbaren Energien zu schaffen. Der Verband sieht im Ausbau neben dem Beitrag zur Energieversorgung und zum Klimaschutz einen wichtigen Impuls für die wirtschaftliche Entwicklung in Rheinland-Pfalz.

Eine vom LEE RLP/SL veröffentlichte Wertschöpfungsstudie beziffert die durch erneuerbare Energien erzeugte Wertschöpfung im Land auf rund eine Milliarde Euro. Davon profitiere insbesondere das lokale Handwerk. Zudem flössen rund 100 Millionen Euro direkt in die kommunalen Haushalte. Nach Einschätzung des Verbands verringert die regionale Energieerzeugung zugleich die Abhängigkeit von Energieimporten und damit die Anfälligkeit gegenüber Preisschwankungen.

Fehlende Netzanschlüsse bremsen Projekte

Verbandsvorsitzender Christoph Zeis sieht auf Landes- und Bundesebene Handlungsbedarf. „Fehlende Netzanschlüsse kosteten Rheinland-Pfalz bereits Aufträge und Arbeitsplätze“, erklärte er. Die anstehenden Entscheidungen zum Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) 2027 und zum geplanten Netzanschlusspaket in Berlin seien maßgeblich dafür, ob der Ausbau weiter vorankomme oder Investitionen und Arbeitsplätze verloren gingen.

Der Verband fordert verlässliche Investitionsbedingungen, einen konsequenten Netzausbau und schnellere Netzanschlüsse. Aus seiner Sicht kann die regionale Wirtschaft nur dann vom Ausbau erneuerbarer Energien profitieren, wenn die Anlagen auch tatsächlich an das Stromnetz angeschlossen werden. (sh)

// VON SUSANNE HARMSEN

Zum Inhalt

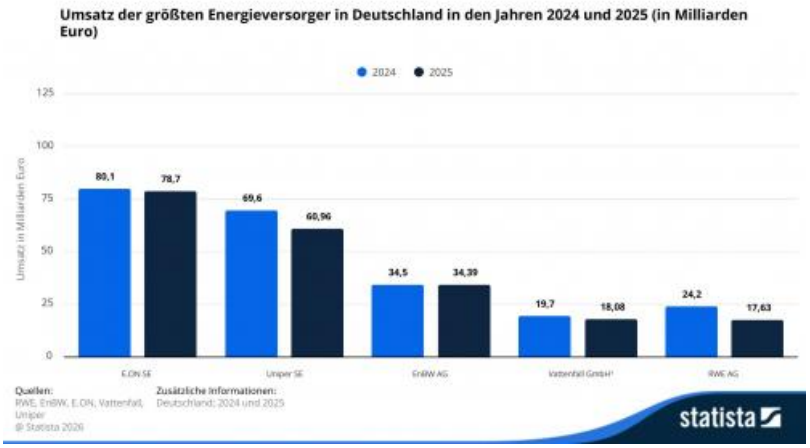
© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

Umsatz der größten Energieversorger in Deutschland 2024 und 2025



Quelle: E&M / Pixabay

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



Zur Vollansicht auf die Grafik klicken
Quelle: Statista

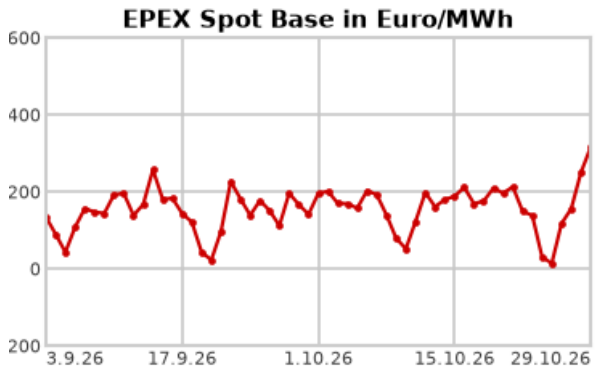
Im Jahr 2025 war Eon mit einem Umsatz von rund 78,7 Milliarden Euro der größte Energieversorger in Deutschland. Uniper folgte mit einem Umsatz von 61 Milliarden Euro auf Platz zwei der größten Energieversorger Deutschlands. Uniper entstand durch die Abspaltung verschiedener Sparten des Energieerzeuger Eon und ist heute eine börsennotierte Gesellschaft. // VON REDAKTION

Zum Inhalt

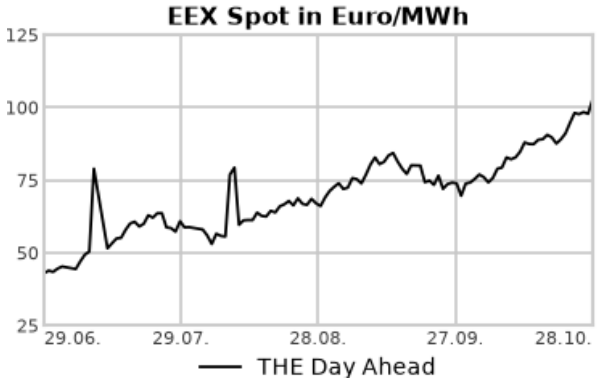
© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

MARKTBERICHTE

STROM



GAS



Strompreise steigen auf Zweijahreshoch



Quelle: E&M

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

Fester haben sich die Energiemärkte am Mittwoch präsentiert. Im Nahen Osten nehmen die militärischen Auseinandersetzungen wieder Fahrt auf. Als weiterer Preistreiber erweisen sich die Prognosen der Wetterdienste, die für Nordwesteuropa und Deutschland Kälte und Windstille vorhergesagt haben. Zwar sollen laut den jüngsten Prognosen die Temperaturen nicht mehr ganz so niedrig ausfallen wie noch am Vortag erwartet, doch dafür stellt sich nun die Flaute noch massiver dar. Nur um den Monatswechsel soll es kurzfristig etwas windiger werden. Die Temperaturen sollen drei bis vier Grad Celsius unter dem saisonalen Durchschnitt liegen.

Strom: Fest hat sich der deutsche OTC-Strommarkt am Mittwoch präsentiert. Der Day-Ahead machte einen Sprung nach oben und legte in der Grundlast um 65,75 auf 315,25 Euro je Megawattstunde zu. In der Spitzenlast ging es gar um 99,50 auf 356,75 Euro pro Megawattstunde bergauf. An der Börse wurde der Base mit 314,85 Euro gesehen, der Peak mit 356,48 Euro. Damit erreichte der Day-ahead den höchsten Wert seit knapp zwei Jahren. Der Frontmonat notierte sogar auf dem höchsten Stand seit knapp vier Jahren. In der Day-Ahead-Auktion wurde für die Viertelstunde ab 17.15 Uhr mit 574,28 Euro der höchste Preis am Berichtstag erzielt.

Ursächlich für die dynamische Strompreisentwicklung waren neben den sehr festen Gaspreisen die schwachen Einspeisemengen für die Erneuerbaren. So sollen am Donnerstag laut den Prognosen von Eurowind nur 11,3 Gigawatt an Beiträgen von Wind und Solar zusammenkommen. Für den Berichtstag hatten die Meteorologen noch 16,7 Gigawatt Erneuerbarenstrom prognostiziert. Bis einschließlich kommenden Sonntag dürfte die gemeinsame Einspeiseleistung von Wind und Solar kaum über 10 Gigawatt liegen.

Am langen Ende kletterte das Cal 27 bis zum frühen Nachmittag 2,83 auf 158,54 Euro je Megawattstunde.

CO2: Die CO2-Preise haben am Mittwoch zugelegt. Der Dec 26 gewann bis gegen 13.39 Uhr 0,64 auf 88,69 Euro je Tonne. Umgesetzt wurden 15,7 Millionen Zertifikate. Das Hoch lag bei 88,83 Euro, das Tief bei 87,87 Euro. Händlern zufolge zeigt sich der Dec 26 dank der festen Energiepreise und des Konflikts am Persischen Golf auf dem derzeitigen Niveau gut unterstützt.

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

Die Nettolongpositionen an der ICE sind nach Börsenangaben bis zum Freitag der Vorwoche um 1,3 Millionen auf 35,8 Millionen Zertifikate zurückgegangen.

Erdgas: Sehr fest haben sich die europäischen Gaspreise am Mittwoch gezeigt. Der Frontmonat am niederländischen TTF gewann bis gegen 13.43 Uhr 3,146 auf 99,671 Euro je Megawattstunde und notierte damit im Bereich eines Vierjahreshochs. Am deutschen THE erhöhte sich der Day-ahead um 3,700 auf 101,650 Euro je Megawattstunde.

Händler verwiesen auf das eingeschränkte Angebot aus dem Persischen Golf als Grund für die massiven Aufschläge. Qatar Energy hat seine Erklärung höherer Gewalt (force majeure) gegenüber dem italienischen Unternehmen Edison bis zum Jahresende verlängert. Zudem haben sich laut Gassco ungeplante Kapazitätseinschränkungen für die Felder Asgard und Oseberg sowie für die Verarbeitungsanlage Kollsnes ergeben. Die norwegischen Gasexporte belaufen sich dennoch für den Berichtstag auf recht umfangreiche 330,2 Millionen Kubikmeter. (cdg) // VON CLAUS-DETLEF GROSSMANN

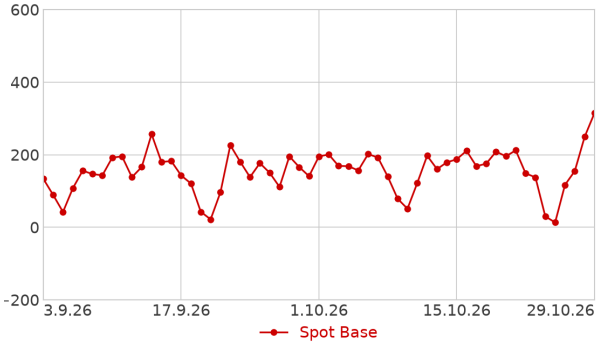
Zum Inhalt

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

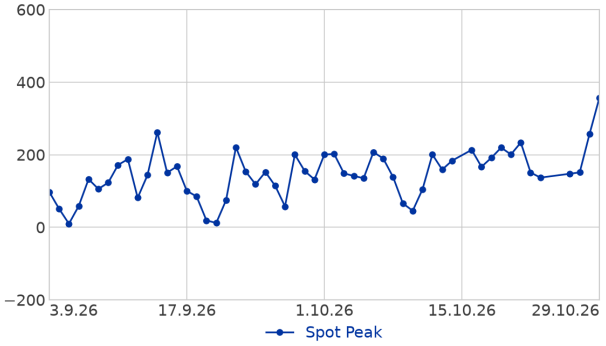
ENERGIEDATEN:

Strom Spotmarkt

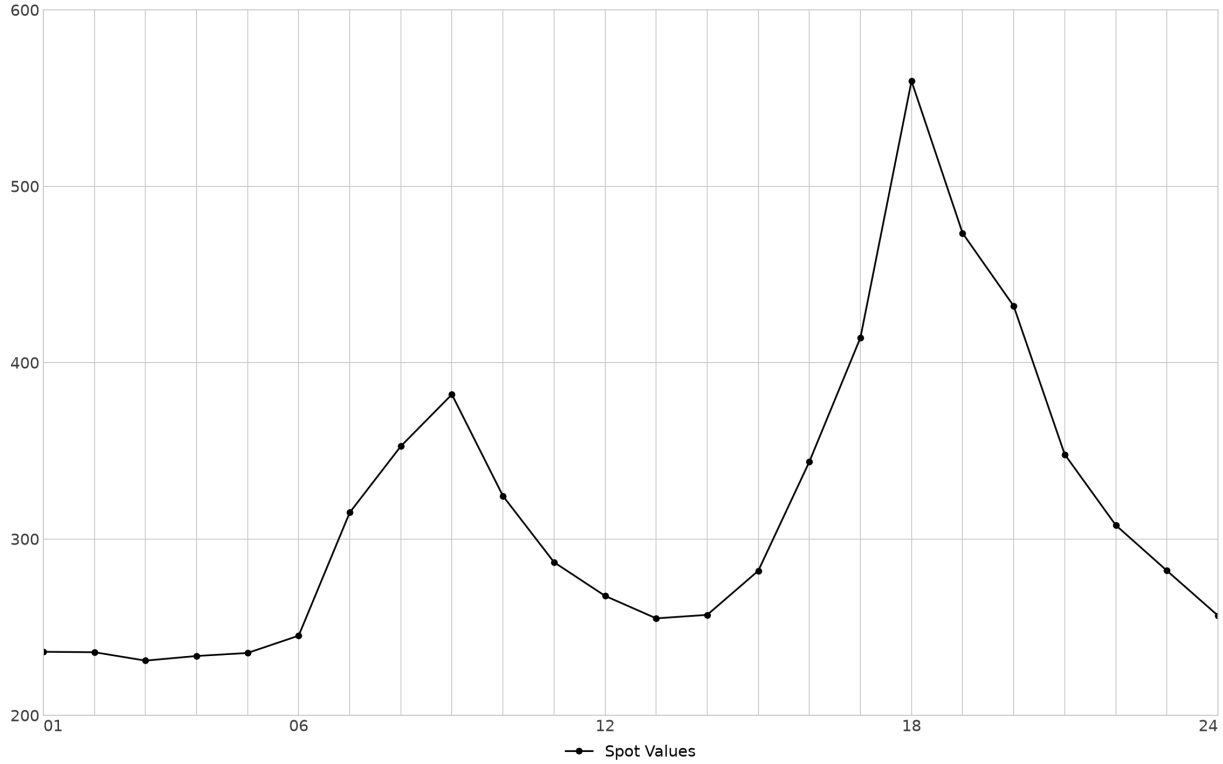
EPEX Spot Base in Euro/MWh (EEX)



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

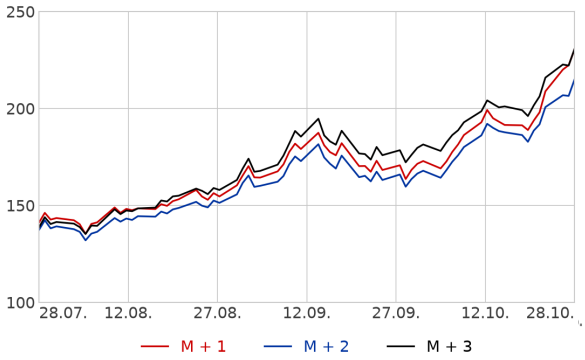
Terminmarktpreise Base in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	28.10.26	German Power Nov-2026	230,45
M2	28.10.26	German Power Dec-2026	214,92
M3	28.10.26	German Power Jan-2027	230,66
Q1	28.10.26	German Power Q1-2027	213,48
Q2	28.10.26	German Power Q2-2027	131,89
Q3	28.10.26	German Power Q3-2027	140,81
Y1	28.10.26	German Power Cal-2027	160,65
Y2	28.10.26	German Power Cal-2028	117,30
Y3	28.10.26	German Power Cal-2029	99,49

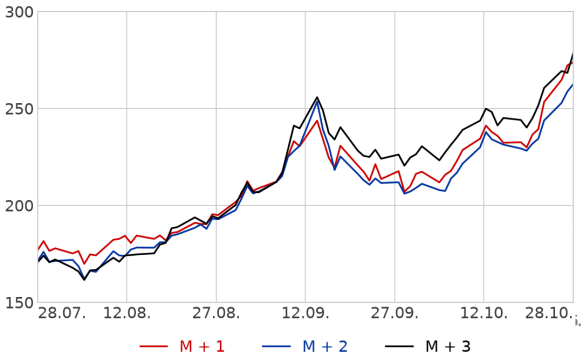
Terminmarktpreise Peak in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	28.10.26	German Power Nov-2026	273,84
M2	28.10.26	German Power Dec-2026	262,50
M3	28.10.26	German Power Jan-2027	278,34
Q1	28.10.26	German Power Q1-2027	243,05
Q2	28.10.26	German Power Q2-2027	109,71
Q3	28.10.26	German Power Q3-2027	129,33
Y1	28.10.26	German Power Cal-2027	169,17
Y2	28.10.26	German Power Cal-2028	127,88
Y3	28.10.26	German Power Cal-2029	108,13

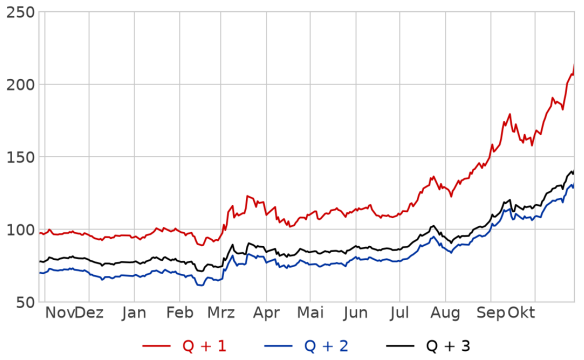
Frontmonate Base in Euro/MWh (EEX)



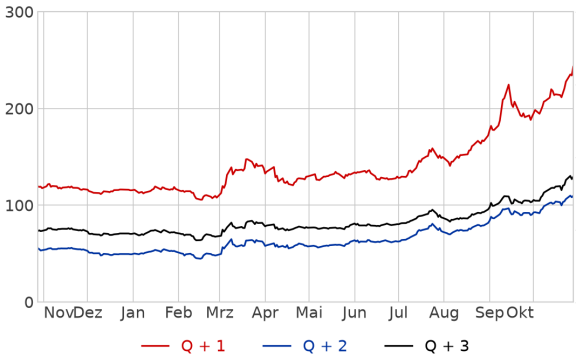
Frontmonate Peak in Euro/MWh (EEX)



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

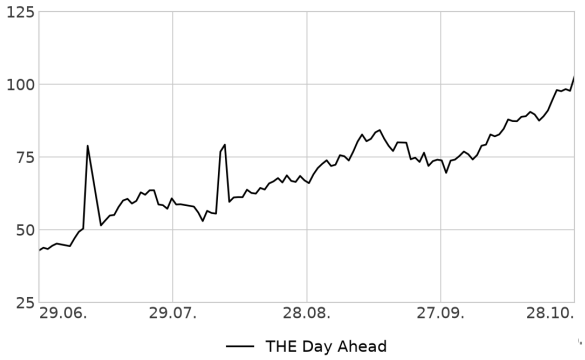
Terminmarktpreise THE in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	28.10.26	German THE Gas Nov-2026	101,97
M2	28.10.26	German THE Gas Dec-2026	101,73
Q1	28.10.26	German THE Gas Q1-2027	100,22
Q2	28.10.26	German THE Gas Q2-2027	78,94
S1	28.10.26	German THE Gas Sum-2027	76,08
S2	27.10.26	German THE Gas Win-2027	68,82
Y1	28.10.26	German THE Gas Cal-2027	81,12
Y2	28.10.26	German THE Gas Cal-2028	51,78

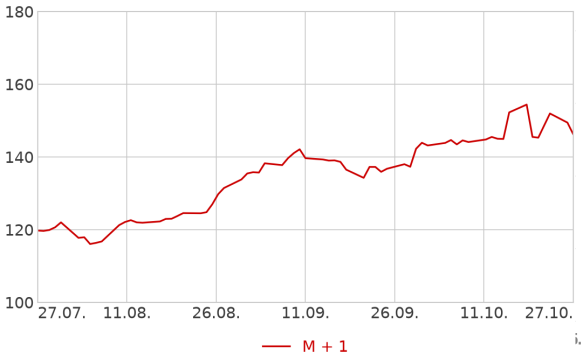
Strom, CO2, und Kohle

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
Germany Spot base	28.10.26	314,85	EUR/MWh
Germany Spot peak	28.10.26	356,48	EUR/MWh
EUA Dezember 2026	28.10.26	89,12	EUR/tonne
Coal API2 Februar 2027	27.10.26	146,25	USD/tonne

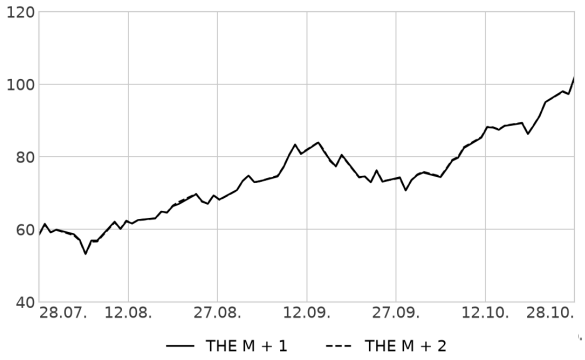
EEX Spot in Euro/MWh



Frontmonat Kohle API2 in USD/t (ICE)



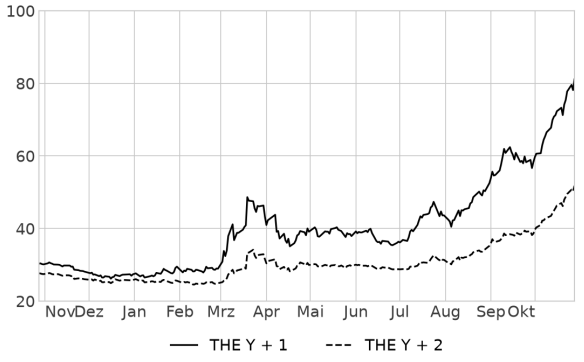
Frontmonate THE in Euro/MWh (EEX)



Gas und Öl

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
German THE Gas Day Ahead	28.10.26	102,65	EUR/MWh
German THE Gas Nov-2026	28.10.26	101,97	EUR/MWh
German THE Gas Cal-2027	28.10.26	81,12	EUR/MWh
Crude Oil Brent Dec-2026	28.10.26	115,32	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

Pflegefachfrau für unsere gastroenterologische Station w|m|d

Die SRH ist ein Stiftungsunternehmen mit Angeboten in den Bereichen Bildung und Gesundheit. Die m…

in Suhl

vor 2 h

Ausbildung Kinderbetreuung / Sabbatical

Exam. Altenpfleger / Fachkraft Pflege für die gastroenterologische Station w|m|d

Aufgaben: ganzheitliche, pflegerische Betreuung von Patient:innen in kooperativer Zusammenarbeit m…

in Suhl

vor 2 h

Ausbildung Kinderbetreuung / Sabbatical

Elektromeisterin Mittelspannungsnetz - Netzbetrieb (a*)

Was du bewegst Zu deinen Hauptaufgaben gehören das Instandhalten und Schalten von Betriebsmitt…

in Hamburg (+1 weiterer Standort)

vor 2 h

Freie Mitarbeit Weiterbildung

Consultant Energiewirtschaft Datenqualität MaKo (gn)

Job DescriptionDu hast Lust auf innovative und nachhaltige Bau- & Immobilienprojekte? Dann bist du …

in Deutschland

vor 2 h

Freie Mitarbeit Flexible Arbeitszeit

Pflegefachkraft (m/w/d) im gastroenterologischen Bereich - Sichern Sie sich heute Ihre Z…

Über uns Herzlich willkommen im Klinikum Magdeburg! Willkommen in einem Krankenhaus, das mehr…

in Magdeburg

vor 2 h

Ausbildung Parkplatz

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:

