



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

STROM

**178,99 €/MWh**

Epex Spot DE-LU Day Base

GAS

**87,35 €/MWh**

EEX Spot THE (End of Day)

ZAHL DES TAGES

673

Millionen Euro kostete das Netzengpassmanagement in Deutschland im 2. Quartal dieses Jahres. Das waren 14 Millionen Euro mehr als im entsprechenden Vorjahreszeitraum.

POLITIK

BMW-Eckpunkte für Grüngasquote geben Rätsel auf

STROMNETZ

Bayernwerk knüpft sein Stromnetz nach Tschechien

PERSONALIE

Badenova beruft Vorstand ab

Inhalt

TOP-THEMA

→ IT: Dena legt Konzept für Energiedatenraum vor

POLITIK & RECHT

- **POLITIK:** BMW-Eckpunkte für Grüngasquote geben Rätsel auf
- **MINERALÖLMARKT:** Bayern fordert Deregulierung in Raffineriestrategie
- **POLITIK:** Bundestagsausschuss billigt Änderungen am CO₂-Preis
- **EUROPA:** EU-Kommission will Klimaregeln verschieben

HANDEL & MARKT

- **STROMNETZ:** Netzengpässe kosten 673 Millionen Euro
- **WIRTSCHAFT:** PNE senkt Ergebnisprognose
- **STATISTIK DES TAGES:** Anzahl der Investmentdeals für Quanten-Computing

TECHNIK

- **STROMNETZ:** Bayernwerk knüpft sein Stromnetz nach Tschechien
- **STROMSPEICHER:** Vattenfall vergibt Auftrag für Großspeicher
- **IT:** EnBW erweitert App um neue Energiefunktionen

UNTERNEHMEN

- **PERSONALIE:** Badenova beruft Vorstand ab

- **WASSERKRAFT:** Voith rüstet Wasserkraftwerk im Betrieb um
 - **FINANZIERUNG:** Einkommalfünftgrad investiert Millionen in KI
 - **SPECULANTIUS:** Alle Kandidaten für Chefsessel fallen durch
 - **PERSONALIE:** VW-Mann wird Kiwigrid-Chef
-

MARKTBERICHTE

- **MARKTKOMMENTAR:** CO2-Markt wartet auf Signale aus Brüssel
-

SERVICE

- **ENERGIEDATEN**
- **STELLENANZEIGEN**
- **REDAKTION**
- **IMPRESSUM**

★ TOP-THEMA

Dena legt Konzept für Energiedatenraum vor



Quelle: Pixabay / Brian Penny

IT. Die Deutsche Energieagentur hat in einer Studie den künftigen Datenaustausch in der Energiewirtschaft untersucht. Eine neue digitale Infrastruktur könnte helfen.

Die Deutsche Energie-Agentur (Dena) will den Datenaustausch in der Energiewirtschaft bis 2032 grundlegend weiterzuentwickeln. Eine vorgelegte Studie beschreibt den Aufbau eines sogenannten Energiedatenraums, über den Netzbetreiber, Energieversorger, Messstellenbetreiber und weitere Marktteilnehmer künftig Informationen austauschen sollen.

Die Untersuchung wurde von der Unternehmensberatung „c.con“ und dem Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik (IEE) im Auftrag der Dena erstellt, teilte die Dena mit.

Hintergrund ist die zunehmende Digitalisierung des Stromsystems. Mit dem Ausbau von PV, Batteriespeichern, Wärmepumpen und Ladestationen müssen immer mehr Anlagen aufeinander abgestimmt werden, hinzukommen dynamische Stromtarife und variable Netzentgelte. Dafür müssen Messwerte, Preisinformationen und Steuerungsdaten zwischen verschiedenen Unternehmen zuverlässig und teilweise kurzfristig ausgetauscht werden. Die bisherigen Verfahren der Marktkommunikation sind darauf nach Einschätzung der Studienautoren nur begrenzt vorbereitet.

„Föderierte Infrastruktur“

Die heutige Marktkommunikation in der Stromwirtschaft basiert überwiegend auf dem direkten Austausch standardisierter elektronischer Nachrichten zwischen Netzbetreibern, Lieferanten und Messstellenbetreibern. Dafür nutzen die Unternehmen eigene IT-Systeme und festgelegte Datenformate.

Das System stößt laut Studie insbesondere bei wachsenden Datenmengen und einer steigenden Zahl beteiligter Unternehmen jedoch an Grenzen. Unterschiedliche Datenstände verursachen zusätzlichen Abstimmungsaufwand. Hinzu kämen hohe Kosten für die technische Anbindung neuer Marktteilnehmer sowie umfangreiche Tests bei Änderungen bestehender Prozesse.

Der vorgeschlagene Energiedatenraum soll diese Probleme durch gemeinsame Standards und Schnittstellen verringern. Vorgesehen ist eine sogenannte „föderierte Infrastruktur“. Dabei werden Informationen nicht zwangsläufig in einer zentralen Datenbank zusammengeführt. Vielmehr verbleiben die

Daten möglichst bei den jeweils verantwortlichen Unternehmen. Diese entscheiden weiterhin darüber, wer unter welchen Voraussetzungen darauf zugreifen darf.

Variable Netzentgelte als Anwendungsfall

Wie ein solcher Datenaustausch funktionieren könnte, untersuchten die Autoren am Beispiel variabler Stromnetzentgelte. Für die Abrechnung müssen unter anderem viertelstündliche Verbrauchswerte, Tarifinformationen und Stammdaten zwischen Netzbetreibern, Lieferanten und Messstellenbetreibern ausgetauscht werden.

Im Rahmen der Untersuchung wurde dieser Datenaustausch mithilfe des Referenzsystems „Re4DE“ modelliert und erprobt. Nach Angaben der Studienautoren zeigte der datenraumbasierte Ansatz insbesondere bei der Verarbeitung größerer Datenmengen, der Automatisierung und der Einbindung unterschiedlicher Systeme Vorteile gegenüber der bisherigen Marktkommunikation.

„Datenaustausch im Energiesystem ist eine Voraussetzung für Versorgungssicherheit, Wettbewerb und Innovation“, erklärte Dena-Geschäftsführerin Corinna Enders. Sie fordert eine gemeinsame strategische Entscheidung von Politik und Energiewirtschaft sowie eine langfristig tragfähige Finanzierung der neuen Infrastruktur.

Die Umstellung soll nach Vorstellung der Studienautoren schrittweise erfolgen. Zunächst sollen einzelne Anwendungen unter kontrollierten Bedingungen erprobt werden. Anschließend ist ein Parallelbetrieb mit der bestehenden Marktkommunikation vorgesehen, bevor ausgewählte Prozesse auf die neue Infrastruktur übertragen werden.

Die Studie „[Zukunftsfähiger Datenaustausch über den Energiedatenraum](#)“ steht auf der Dena-Seite zum Download bereit. (sag) // [VON STEFAN SAGMEISTER](#)

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG



ABWARTEN UND
TEE TRINKEN, WÄHREND DIE
FAHRPLÄNE
VERSENDET WERDEN.

JETZT TERMIN
VEREINBAREN >

ENERGIE IST UNSERE KOMPETENZ.
SOFTWARE IST UNSERE LEIDENSCHAFT.
WIR SIND ZUVERLÄSSIGE PARTNER.

Soptim



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

POLITIK & RECHT



Quelle: Shutterstock / nitpicker

BMWE-Eckpunkte für Grüngasquote geben Rätsel auf

POLITIK. Das Bundeswirtschaftsministerium hat Eckpunkte zur Umsetzung der Grüngasquote im Gebäudesektor aufgestellt. Die Biogasbranche moniert Rechentricks.

Auf zwei DIN-A4-Seiten hat das Haus von Bundeswirtschaftsministerin Katherina Reiche (CDU) skizziert, wie Grüngas- und Grünheizölquote ab dem Jahr 2028 die Wärmewende im Gebäudesektor Schritt für Schritt voranbringen sollen. Dem BMWE schweben eine technologieoffene Auswahl der Brennstoffe, flexible Erfüllungsmechanismen und besondere Anreize für Wasserstoff vor. Die Umsetzung soll bürokratiearm erfolgen, Auswirkungen von Marktentwicklungen sollen berücksichtigt werden.

Nach den Plänen des BMWE soll die Quote bei 1 Prozent im Jahr 2028 beginnen und schrittweise auf 100 Prozent bis 2045 steigen. Zugelassen sein sollen erneuerbare und kohlenstoffarme Brennstoffe, sofern sie die europäischen Nachhaltigkeits- und Treibhausgasminderungsvorgaben erfüllen. Die Quote soll flexibel erfüllt werden können: Überschüsse können nach dem Eckpunktepapier auf das Folgejahr übertragen werden („Banking“), Fehlmengen im Folgejahr nachgeholt werden („Borrowing“). Und die Quotenerfüllung soll gehandelt werden können.

Grüner und kohlenstoffarmer Wasserstoff, der ins Gasnetz eingespeist wird, ist nur unter bestimmten Voraussetzungen anrechenbar. Das betreffende Verteilernetz muss für eine spätere Wasserstoffumstellung vorgesehen sein, heißt es in dem Papier. Für grünen Wasserstoff ist zunächst eine dreifache Anrechnung vorgesehen, die bis 2045 schrittweise zurückgeht. Für kohlenstoffarmen Wasserstoff gilt ein geringerer Mehrfachtanrechnungsfaktor.

Am Freitag, 16. Oktober, will das Ministerium mit Vertretern von Branchenverbänden über das Eckpunktepapier diskutieren. Der Klärungsbedarf scheint groß. „Mit den Eckpunkten kommt endlich Bewegung in die Frage, wie das Gebäudemodernisierungsgesetz umgesetzt und Heizen mit grünen Gasen auch für Privathaushalte zu einer echten Option neben Fernwärme und Wärmepumpen werden soll“, zeigt sich VKU-Hauptgeschäftsführer Ingbert Liebing offen für eine Quotenregelung. Doch bisher fehle eine Antwort der Bundesregierung auf die zentrale Frage, „woher die zusätzlichen Mengen an grünen Gasen kommen sollen.“

VKU fordert Vorschläge zur Mengenausweitung

Der VKU erwartet von der Politik „eine Biomethanstrategie mit konkreten Vorschlägen zur Mengenausweitung, etwa durch heimische Produktion oder Importe“. Antworten erwartet sich der Verband auch bei der Frage nach den weiteren Kosten: Welcher Investitionsbedarf besteht, wenn Biogasanlagen in nennenswerter Größenordnung mit Methanisierungsanlagen an die Gasnetze angeschlossen werden sollen und welche Auswirkungen wird die Grüngasquote insgesamt auf die Verbraucherpreise haben?

Schon jetzt Nachbesserungen formuliert das „Hauptstadtbüro Bioenergie“ (HBB). Die Interessenvertretung, in der der Bundesverband Bioenergie, der Deutsche Bauernverband, der Fachverband Biogas und der Fachverband Holzenergie zusammengeschlossen sind, sieht die Eckpunkte als „solide Diskussionsgrundlage“.

Die vorgesehene Quotenentwicklung ist der Organisation jedoch nicht ambitioniert genug. „Die Bioenergiebranche steht bereit und kann sowohl Bioöl als auch Biomethan in ausreichenden Mengen verlässlich und nachhaltig zur Verfügung stellen“, betont das HBB in einer Mitteilung.

Was Überlegungen des BMWF zu Wasserstoffmengen angeht, übt die Branchenvertretung harsche Kritik: „Wer den Wärmesektor ehrlich und kosteneffizient defossilisieren will, darf die Quote nicht durch Rechenricks wie eine Mehrfachanrechnung von Wasserstoff künstlich verwässern und den Wettbewerb zwischen verschiedenen Energieträgern verzerren“, heißt es.

Ein weiterer Stein des Anstoßes: Die optionale Teilnahme des Industriesektors am Quotenhandel sei zwar zu begrüßen, „der alleinige Fokus auf Wasserstoff und den Ausschluss von Biomethan ist unter den Gesichtspunkten von Kosteneffizienz und Wettbewerbsgleichheit jedoch nicht zu rechtfertigen“. Auch vermisst das HBB „klare Antworten darauf, wie mit Importen grüner Gase umgegangen wird“.

Umwelthilfe: „Klimapolitisch unwirksam“

Die Deutsche Umwelthilfe bezeichnet die Eckpunkte zur Einführung der Grüngasquote als „klimapolitisch unwirksam“. „Das Eckpunktepapier offenbart die Planlosigkeit der Bundesregierung. Offenbar soll ein zahlloses System geschaffen werden, das selbst eine nachträgliche Nichterfüllung erlaubt. Das belegt, dass die Erfinder des Beimischungszwangs selbst nicht an seine Umsetzbarkeit glauben“, kommentiert Bundesgeschäftsführerin Barbara Metz. „Das Konzept erklärt nicht ansatzweise, wie diese Erfüllungslücke geschlossen werden soll.“ (mf) // VON MANFRED FISCHER

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG



genua.

**Schützen,
was uns verbindet.**

IT-Security-Lösungen für eine resiliente Energieversorgung.
Made in Germany. Für unsere digitale Souveränität.

Jetzt handeln >>

Bayern fordert Deregulierung in Raffineriestrategie



Quelle: PCK Raffinerie GmbH

MINERALÖLMARKT. Bayerns Wirtschaftsminister setzt wenige Tage vor der Präsentation der nationalen Raffineriestrategie die Tonlage. Dabei hat der Freistaat eigene Hausaufgaben abzarbeiten.

Am 23. Oktober will das Bundeswirtschaftsministerium (BMWE) die zuerst im Mai angekündigte nationale Raffineriestrategie vorstellen. Zehn Tage zuvor traf sich der bayerische Wirtschaftsminister Hubert Aiwanger (Freie Wähler) mit Vertretern des Wirtschaftsverbandes Fuels und Energie (En2X) und der bayerischen Raffineriewirtschaft zu einem runden Tisch. Aus einem Nachbericht des Landesministeriums geht die Position Bayerns hervor, sich allgemein hinter die Branche zu stellen. Aiwanger forderte vom Bund, auf „überzogene Auflagen“ an Raffinerien und „immer neue Bürokratie“ zu verzichten. Konkret wurde die Pressemitteilung dabei nicht.

So viel ist zur nationalen Raffineriestrategie bislang bekannt: Seit 2024 sprach das BMWE (damals BMWK) in einem „Branchendialog“ zur „Transformation der Mineralölwirtschaft mit regenerativen Kohlenwasserstoffen für Verkehr und Industrie / Molekülwende“ 30 Mal vertieft mit Industrievertretern inklusive Industriegewerkschaft Bau-Chemie-Energie. Im November 2025 fasste das BMWE unter der neuen Ministerin Katherina Reiche (CDU) die Aussichten und Forderungen der Branche in einem „Ergebnispapier“ zusammen, mit Stand Februar 2025, als Robert Habeck (Grüne) noch geschäftsführend im Amt gewesen war. Das BMWE unterstützte die Forderungen nicht ausdrücklich und machte keine Zusagen.

Das Papier geht davon aus, dass die Elektrifizierung den Diesel- und Benzinbedarf weiter senken wird. Raffinerien sollen deshalb schrittweise weniger Straßenkraftstoffe und mehr Kerosin sowie petrochemische Grundstoffe produzieren; fossile Rohstoffe sollen perspektivisch durch erneuerbare Kohlenwasserstoffe ersetzt werden.

In der Bestandsaufnahme fasst das BMWE folgende Punkte zusammen:

- Rohöl war 2024 mit knapp 37 Prozent der wichtigste Primärenergieträger in Deutschland.
- Die Importabhängigkeit liegt bei etwa 98 Prozent; auch einige Endprodukte, vor allem Kerosin, müssen zusätzlich importiert werden.

- In der Raffinerie Gelsenkirchen wurde die Kapazität reduziert, in Köln-Wesseling endete 2025 die Rohöldestillation.
- Raffineriebetreiber stehen unter Wettbewerbsdruck durch den ARA-Raum (Amsterdam-Rotterdam-Antwerpen) und international und beklagen niedrige Margen, der zu einem Investitionsstau führe.
- Raffinerien sind mit rund 20 TWh pro Jahr die größten Wasserstoff-Verbraucher Deutschlands; grüner Wasserstoff könnte weitgehend den grauen ersetzen.

BMWE prüft RFNBO-Umlage

Gefordert werden staatliche Eingriffe, um Investitionen zu finanzieren und abzusichern, besonders in den Markthochlauf erneuerbarer Kohlenwasserstoffe. Die Forderungen kreisen daher unter anderem um folgende Punkte:

- Finanzierung: Projekte zur Herstellung von RFNBO (erneuerbaren Kraftstoffen nichtbiologischer Herkunft) gelten als schwer bankfähig, da sie noch über längere Zeit teurer sind als ihre fossilen Pendanten. Vorhandene Pönsen und THG-Quotenpreise allein werden als ungenügend bezeichnet. Ebenso soll strombasierter nachhaltiger Flugkraftstoff (eSAF) zum Leitmarkt werden. Gefordert werden Anreize für Produktion, steuerliche Begünstigung von RFNBO und ein gesetzlich gestütztes Umlageverfahren. Das BMWF hält Quoten grundsätzlich für sinnvoll prüft eine Umlage.
- THG-Quoten: Längere Ziele über 2030 hinaus, angepasste Haupt- und Unterquoten sowie mehr Flexibilität und Klarheit bei anrechenbaren Einsatzstoffen
- Infrastruktur: Es fehlen 380-kV-Anschlüsse, Ökostrom, Wasserstoff- und CO₂-Infrastruktur sowie teils Flächen und Wasser für Elektrolyse.
- EU-Emissionshandelssystem (ETS): Komplexe Raffinerien würden durch die Methodik zur Ermittlung der 20 Prozent ineffizientesten Anlagen systematisch benachteiligt; drohende Zertifikatskürzungen könnten statt Investitionen eher vorzeitige Stilllegungen begünstigen.
- Keine Infragestellung der Klimaziele
- CO₂-Pipelines sollen möglichst parallel zum Wasserstoff-Kernnetz aufgebaut werden und verlässlich zugänglich sein.

Raffinerien in Bayern und der Spielraum des Freistaates

Auf Landesebene wiederum läuft ebenfalls seit 2024 ein Branchendialog. Über dessen Zwischenergebnisse verlautete bis diesen 13. Oktober nichts. Raffinerien, in denen Rohöl destilliert wird, gibt es im Cluster Ingolstadt (Vohburg und Neustadt / Donau, Kösching) sowie in Burghausen. In Ingolstadt selbst war 2008 eine Raffinerie stillgelegt worden.

Seine eigenen Hausaufgaben, um das Chemiedreieck Burghausen zu stärken, könnte Bayern unter anderem erledigen, indem es die Stellungnahmen seiner Fachbehörden zum Ausbau und zur Elektrifizierung der Bahnstrecke nach Mühldorf / Freilassing und von dort aus nach München priorisiert und, um in Aiwangers Sprachgebrauch zu bleiben, von „überzogenen Auflagen“ fernhält. Es gibt zudem ein Landesprogramm „Bahnausbau Region München“, aber nicht für Burghausen. (geo) // VON GEORG EBLE

[^ Zum Inhalt](#)

Bundestagsausschuss billigt Änderungen am CO₂-Preis



Quelle: Deutscher Bundestag / Thomas Imo / photothek

POLITIK. Die Koalition will den nationalen CO₂-Preis 2027 auf dem Niveau von 2026 halten. Der Umweltausschuss des Bundestages hat dafür grünes Licht gegeben.

Der Umweltausschuss des Bundestages hat Änderungen am Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) gebilligt, mit denen die Bundesregierung den nationalen CO₂-Preis für Benzin, Diesel, Heizöl und Erdgas auch 2027 auf dem Niveau des Vorjahres halten will. Laut Parlamentsnachrichten stimmten CDU/CSU und SPD für den geänderten Gesetzentwurf. Die Linke enthielt sich, AfD und Bündnis 90/Die Grünen lehnten ihn ab. Die abschließende Lesung im Bundestag ist für 15. Oktober vorgesehen.

Die Koalition änderte den Regierungsentwurf insbesondere bei der Berechnung der Zertifikatsmenge und bei den Preisen für zusätzliche Emissionszertifikate. Anders als ursprünglich geplant, soll der bereinigte Zusatzbedarf für 2026 in Höhe von 40 Millionen Zertifikaten nicht von der Gesamtversteigerungsmenge abgezogen werden. Dadurch steigt die für 2027 vorgesehene Versteigerungsmenge auf rund 234 Millionen Zertifikate.

Mindereinnahmen in Höhe von 400 Millionen Euro

Zudem soll der Überschussmengenpreis von 73 auf 71 Euro sinken. Der Nachkaufsmengenpreis für 2027, der ab 2028 gilt, soll von 75 auf 73 Euro reduziert werden. Ein Vertreter der Unionsfraktion erklärte im Ausschuss, die Änderungen stabilisierten den CO₂-Preis für Emissionszertifikate auf dem Niveau von 2026, wie es in den Parlamentsnachrichten heißt. Das sei für das Übergangsjahr 2027 angemessen, bevor 2028 der europäische Emissionshandel für Gebäude und Verkehr (ETS₂) startet und der nationale CO₂-Preis in einen europäischen Preis übergeht.

Die SPD begründete die Regelung mit der Entlastung von Unternehmen und Verbrauchern angesichts unsicherer Energiemärkte und hoher Lebenshaltungskosten. Die Mindereinnahmen für den Klima- und Transformationsfonds (KTF) bezifferte ein Vertreter der Fraktion auf 400 Millionen Euro.

In einem begleitenden Entschließungsantrag fordern CDU/CSU und SPD, die Liquiditätsbelastung von Unternehmen bei Zertifikatsversteigerungen zu verringern. Dazu soll geprüft werden, ob sich die für die jeweilige Gebotsmenge erforderlichen Sicherheitsleistungen reduzieren oder durch alternative Sicherheiten ersetzen lassen. Die Koalition greift damit Empfehlungen aus einer öffentlichen Expertenanhörung auf.

Opposition kritisiert Preiswirkung und Klimafolgen

Die AfD bezweifelte, dass der vorgesehene Preisdeckel in der Praxis wirke. Auch mit den Änderungen könne die Koalition die Preise nicht innerhalb des geltenden Preiskorridors halten. Die Fraktion bezeichnete die Regelung als Fortschreibung der bisherigen Belastung und forderte die Abschaffung des Emissionshandels.

Die Grünen kritisierten, dass das Einfrieren des Preispfades falsche Anreize setze und die Abhängigkeit von Öl und Gas verfestige. Sie verwiesen zudem auf mögliche Folgen für die Förderung erneuerbarer Heizungen, energetischer Gebäudesanierungen, Elektromobilität und Energieeffizienz. Das Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft (FÖS) schätze die Mindereinnahmen für den KTF auf vier Milliarden Euro.

Die Linke sprach von einer sozialen Schieflage der Klimapolitik. Zwar sei es klimapolitisch richtig, CO₂-Emissionen zu verteuern, die Mehrkosten dürften jedoch nicht einseitig die Haushalte belasten. Statt den CO₂-Preis einzufrieren, plädierte die Fraktion für eine moderate Erhöhung und die Rückverteilung der zusätzlichen Einnahmen über ein soziales Klimageld. (mf) // VON MANFRED FISCHER

[^ Zum Inhalt](#)

EU-Kommission will Klimaregeln verschieben



Quelle: Pixabay / Dusan Cvetanovic

EUROPA. In Brüssel werden Mittel gegen die ausufernden Energiepreise gesucht. Einen Weg sieht die Kommission darin, bestimmte Klimaregeln später anzuwenden.

Angesichts der Energiepreiskrise will die Europäische Kommission bestimmte Klimaschutzregeln für importierte fossile Brennstoffe erst später als geplant anwenden. Die Brüsseler Behörde schlägt vor, dass Importeure von Öl, Gas und Kohle erst Anfang 2028 und damit ein Jahr später als geplant EU-Klimaschutzregeln für das Treibhausgas Methan befolgen müssen. Das geht aus einem neuen Änderungsvorschlag hervor.

Die einjährige Verschiebung soll auch zusätzlichen Druck auf die Versorgungssicherheit bei importierten fossilen Brennstoffen vermeiden, erklärte die Kommission.

Methan ist ein Treibhausgas und für Klimaerwärmung und Luftverschmutzung verantwortlich. Seit 2024 sind in der EU Regeln in Kraft, die die Methan-Emissionen des Energiesektors senken sollen. So müssen Betreiber von Öl- und Gasanlagen regelmäßig nach größeren Methanlecks suchen und diese reparieren. Außerdem ist in den Anlagen das Lüften oder Abfackeln, wobei Methan in die Atmosphäre freigesetzt wird, unter bestimmten Umständen verboten.

Eigentlich müssen Unternehmen ab 1. Januar 2027 für bestimmte Lieferverträge auch nachweisen, dass der Produzent im Herkunftsland seine Methan-Emissionen mindestens so sorgfältig überwacht und dokumentiert, wie es die EU von ihren eigenen Unternehmen verlangt. Diese Vorschrift erst ein Jahr später in Kraft zu setzen, spare in Krisenzeiten zusätzliche Kosten, sagte Kommissionspräsidentin Ursula von der Leyen vergangene Woche.

Gleichzeitig berühre der Vorstoß weder den Ambitionsgrad noch die Integrität und den Geltungsbereich der bestehenden Regeln und bekräftige damit das Engagement der Europäischen Union zur Verringerung der Methanemissionen, hieß es nun weiter von der Kommission.

Die EU-Länder sowie das Europaparlament müssen jetzt über den offiziellen Vorschlag beraten. Bundesumweltminister Carsten Schneider bekräftigte jüngst, an der Reduzierung der Methanemissionen festhalten zu wollen. „Ansonsten können wir die Klimaziele auch gar nicht erreichen“, sagte der SPD-Politiker. Die Methanemissionen seien ganz wesentliche Treiber des Klimawandels. Deswegen gelte es, sie zu begrenzen. Wirtschaftsministerin Katherina Reiche (CDU) zeigte sich zuletzt offen für mehr Flexibilität.

Schon im Juli hatte die Kommission auch nach Druck der US-Gaslobby den Mitgliedstaaten empfohlen, in den kommenden drei Jahren keine Strafen gegen Unternehmen zu verhängen, die gegen bestimmte EU-Klimaschutzvorschriften für Methan-Emissionen verstoßen. // VON DPA

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

HANDEL & MARKT



Quelle: Shutterstock / peopleandmore

Netzengpässe kosten 673 Millionen Euro

STROMNETZ. Die Kosten für das Netzengpassmanagement sind im zweiten Quartal 2026 leicht gestiegen, obwohl die Eingriffe zurückgingen. Vor allem die Netzreserve wurde teurer.

Das Netzengpassmanagement in Deutschland hat im zweiten Quartal 2026 rund 673 Millionen Euro gekostet. Das waren 14 Millionen Euro mehr als im Vorjahreszeitraum, obwohl die Netzbetreiber insgesamt weniger eingreifen mussten. Dies geht aus vorläufigen Zahlen hervor, die die Bundesnetzagentur am 12. Oktober auf ihrer Strommarktplattform „SMARD“ veröffentlicht hat.

Das gesamte Maßnahmenvolumen sank gegenüber dem zweiten Quartal 2025 um rund zehn Prozent auf 5,263 Milliarden kWh. Darin enthalten sind Redispatchmaßnahmen mit konventionellen Kraftwerken und Erneuerbare-Energien-Anlagen, der Einsatz von Reservekraftwerken sowie das sogenannte Countertrading. Dabei gleichen Netzbetreiber drohende Engpässe durch gegenläufige Stromhandelsgeschäfte aus

Als wesentlichen Grund für die gestiegenen Kosten nennt die Bundesnetzagentur die höheren Ausgaben für die Vorhaltung von Reservekraftwerken. Sie stiegen gegenüber dem Vorjahresquartal um 17 Prozent auf 256 Millionen Euro. Die Einsatzkosten blieben mit 81 Millionen Euro nahezu unverändert. Insgesamt verursachte die Netzreserve damit Kosten von 337 Millionen Euro.

Zu den Gründen für die höheren Vorhaltekosten zählen laut Bundesnetzagentur die Aufnahme zusätzlicher Anlagen in die Netzreserve sowie gestiegene Personal-, Instandhaltungs- und Verwaltungskosten.

Auch die Kosten für Redispatchmaßnahmen mit konventionellen Marktkraftwerken erhöhten sich. Sie stiegen um elf Prozent auf 199 Millionen Euro. Die Behörde führt dies insbesondere auf höhere Brennstoff- und Stromgroßhandelspreise zurück.

Weniger Abregelungen bei Wind und Solar

Die Netzbetreiber mussten im zweiten Quartal weniger Strom aus erneuerbaren Energien abregeln als ein Jahr zuvor. Das entsprechende Redispatchvolumen ging um rund zehn Prozent auf 2,102 Milliarden kWh zurück.

Den größten Anteil daran hatten Photovoltaikanlagen mit 1,124 Milliarden kWh. Das waren rund vier Prozent weniger als im Vorjahresquartal. Gegenüber dem zweiten Quartal 2024 hat sich die Abregelungsmenge von Solaranlagen allerdings nahezu verdoppelt.

Bei Windenergieanlagen an Land verringerte sich das Volumen von 550 auf 527 Millionen kWh. Auf See sank es deutlich stärker, nämlich um 28 Prozent auf 415 Millionen kWh. Als Ursachen nennt die Bundesnetzagentur unter anderem das geringere Windaufkommen, veränderte Stromflüsse durch die hohe Solareinspeisung und Fortschritte beim Netzausbau.

Insgesamt konnten nach Angaben der Behörde 97 Prozent der erneuerbaren Stromerzeugung ins Netz eingespeist und von den Verbrauchern genutzt werden. Drei Prozent mussten die Netzbetreiber abregeln.

Der finanzielle Ausgleich für die Betreiber abgeregelter Erneuerbare-Energien-Anlagen sank um 21 Prozent auf 126 Millionen Euro. Neben dem geringeren Abregelungsvolumen trugen dazu höhere Stromgroßhandelspreise bei. Sie verringerten die Marktpremien und damit die entsprechenden Ausgleichszahlungen.

Verteilernetze verursachen erstmals mehr Eingriffe

Eine strukturelle Veränderung stellt die Bundesnetzagentur bei den Ursachen der Redispatchmaßnahmen für erneuerbare Energien fest. Erstmals entfiel in einem Quartal der größere Anteil des betroffenen Stromvolumens auf Engpässe im Verteilernetz.

Im zweiten Quartal 2026 verursachten Verteilernetzengpässe 52 Prozent dieser Redispatchmenge. Auf das Übertragungsnetz entfielen 48 Prozent. Ein Jahr zuvor hatte das Verhältnis noch bei 49 zu 51 Prozent gelegen. Im zweiten Quartal 2024 waren lediglich 29 Prozent auf Engpässe im Verteilernetz zurückzuführen.

Die Zahlen verdeutlichen nach Angaben der Bundesnetzagentur eine zunehmende Verlagerung der Redispatch-Ursachen auf die Verteilernetze. Zugleich verändert die hohe Solareinspeisung die Stromflüsse und damit die Engpasssituation im Stromnetz. (ds) // VON DAVINA SPOHN

Diesen Artikel können Sie teilen: [!\[\]\(98ed6f947b7758d2a448faade293496c_img.jpg\)](#) [!\[\]\(63c07e8719a0c13093e15951e721d46a_img.jpg\)](#) [!\[\]\(1d412a8ea09f422aee931a217f2b9638_img.jpg\)](#)

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG

Warum kompliziert verdrehen?

reev macht aus komplex ziemlich einfach.

reev Energiemanagement und Ladeinfrastruktur einfach gemacht

PNE senkt Ergebnisprognose



Das Headquarter von PNE in Cuxhaven.
Quelle: PNE AG

WIRTSCHAFT. Der Erneuerbaren-Projektierer PNE prognostiziert für 2026 ein operatives Ergebnis von 60 bis 75 Millionen Euro. Ende März war von bis zu 120 Millionen Euro die Rede.

Schwenk beim Ausblick auf das Geschäftsjahr 2026: Ende März hatte der Cuxhavener Erneuerbaren-Projektierer PNE ein Ergebnis vor Zinsen, Steuern und Abschreibungen (Ebitda) zwischen 90 und 120 Millionen Euro erwartet. Um Sondereffekte bereinigt war man von einem Ebitda zwischen 110 und 140 Millionen Euro ausgegangen. Die Prognose lag über dem Mittelwert der Analystenschätzungen. Am 13. Oktober hat das Unternehmen die Spanne für das zu erwartende operative Ergebnis auf 60 bis 75 Millionen Euro herabgesetzt. Das „normalisierte“ Ebitda sieht das Management nun bei 65 bis 80 Millionen Euro.

Hintergrund für den neuen Ausblick sind nach Unternehmensangaben „vor allem sich abzeichnende Verschiebungen einzelner Projekte in das kommende Jahr“. Verkaufsprozesse dauerten länger als ursprünglich erwartet und einzelne Genehmigungsverfahren verzögerten sich, schreibt PNE. Verschobene Projekte sollen im Jahr 2027 realisiert werden. Einige der in Betrieb befindlichen Windparks, deren Verkauf ursprünglich vorgesehen war, wolle man im Eigenbestand halten.

„Eines der besten Ergebnisse der letzten Jahre“

Gleichwohl zeigt sich das Management mit dem operativen Geschäft im laufenden Jahr zufrieden. In den Kernmärkten Deutschland, Polen und Frankreich seien bislang insgesamt elf Projekte mit einer Gesamtleistung von rund 361 MW veräußert worden. Auch bei der Weiterentwicklung der Projektpipeline

gebe es Fortschritte. „Das bislang gut verlaufene operative Jahr 2026 wird sich aufgrund der zeitlichen Verschiebungen nicht in vollem Umfang im Ergebnis widerspiegeln“, wird CEO Heiko Wuttke in einer Mitteilung zitiert. Er erwartet „weiterhin eines der besten Ergebnisse der letzten Jahre“.

Im Sommer hatte die PNE AG eine neue Unternehmensanleihe platziert. Bis zu 65 Millionen Euro wollte das Unternehmen laut Ankündigung im Mai damit einsammeln. Das tatsächliche Emissionsvolumen erreichte 36 Millionen Euro. Der Zinssatz wurde im Juni auf 7 Prozent festgelegt.

Für das Geschäftsjahr 2025 meldete das Unternehmen ein um Sondereffekte bereinigtes Ebitda in Höhe von 87 Millionen Euro. Das ausgewiesene Ebitda wurde auf 55,3 Millionen Euro beziffert. Das Betriebsergebnis (Ebit) lag bei 12,9 Millionen Euro, nach 34,4 Millionen Euro im Vorjahr. Als Gründe nannte PNE unter anderem eine Wertberichtigung der Projektpipeline sowie ein außergewöhnlich windschwaches Jahr.

Der Kurs der PNE-Aktien rutschte nach Senkung der Prognose auf den tiefsten Stand seit sechs Jahren. Gegen Mittag des 14. Oktober notierte das Papier bei 5,80 Euro. (mf) // VON MANFRED FISCHER

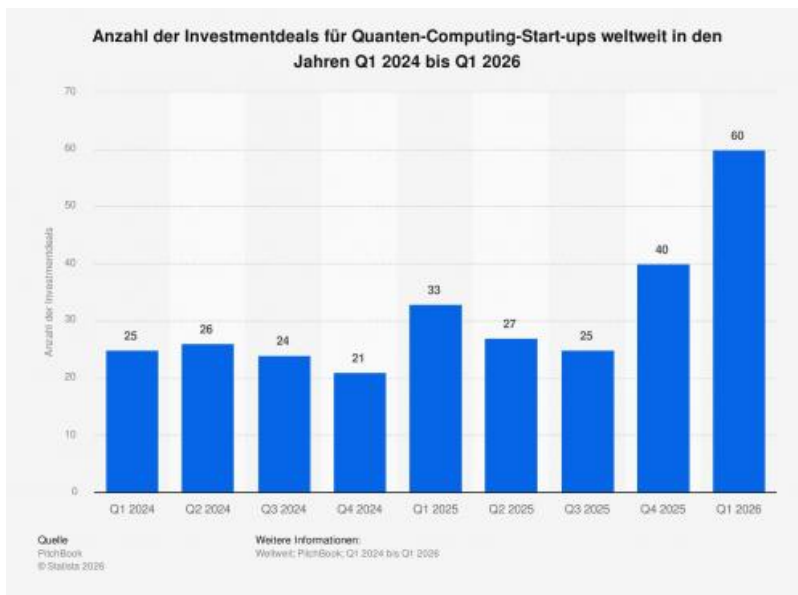
[^ Zum Inhalt](#)

Anzahl der Investmentdeals für Quanten-Computing



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 bitte auf die Grafik klicken

Quelle: Statista

Die Anzahl der Investmentdeals für Quanten-Computing-Start-ups weltweit im ersten Quartal 2026 betrug 60. Das waren 20 Deals mehr als im vorherigen Quartal. Dies zeigen Daten der Finanz- und Unternehmensdatenbank Pitch Book. // VON REDAKTION

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

⚙️ TECHNIK



Quelle: Bayernwerk AG

Bayernwerk knüpft sein Stromnetz nach Tschechien

STROMNETZ. Die Verteilnetzbetreiber Bayernwerk und EGD aus Tschechien verbinden ihre Stromleitungen. Genutzt werden sie allerdings nur im Notfall.

Die Bayernwerk Netz GmbH mit Sitz in Regensburg und der tschechische Verteilnetzbetreiber EGD verbinden ihre Stromnetze über die Ländergrenzen hinweg. Im Rahmen des EU-Projekts Gabreta Smart Grids entstehen im Bayerischen Wald und im Böhmerwald drei neue Mittelspannungsverbindungen. In Haidmühle im Landkreis Freyung-Grafenau wurde nun die erste von insgesamt sechs Übergabeschutzstationen offiziell eröffnet.

Gabreta Smart Grids ist ein gemeinsames Vorhaben der beiden zur Eon-Gruppe gehörenden Netzbetreiber. Ziel sei es, die Verteilnetze in Bayern und Tschechien zu digitalisieren, ihre Steuerbarkeit zu verbessern und die Integration erneuerbarer Energien zu erleichtern, heißt es in einer Mitteilung des Bayernwerks. Zugleich sollen erstmals direkte Verbindungen zwischen den Mittelspannungsnetzen beider Unternehmen geschaffen werden.

Im bayerisch-tschechischen Grenzgebiet werden nun entlang eines rund 15 Kilometer langen Abschnitts drei Verbindungsleitungen und sechs Übergabeschutzstationen errichtet. Die Kosten werden vom Bayernwerk mit etwa 100 Millionen Euro angegeben.

Zur Unterstützung bei Versorgungsproblemen

Die Leitungen dienen ausschließlich der gegenseitigen Unterstützung bei Versorgungsproblemen. Im regulären Netzbetrieb bleiben sie spannungslos. Kommt es beispielsweise durch extreme Wetterereignisse zu Netzstörungen, kann Strom aus dem jeweils benachbarten Netz bereitgestellt werden. Die Übergabeschutzstationen übernehmen dabei die notwendigen Schalt- und Schutzfunktionen.

Die Planung für die erste der drei Verbindungsleitungen, die rund 1,7 Kilometer lange Trasse zwischen Haidmühle und Nove Udoli, ist bereits abgeschlossen. Die rund 1,5 Kilometer lange Trasse von Philippsreuth nach Strazny befindet sich in der abschließenden Abstimmung. Für die etwa 3,47 Kilometer lange Verbindung zwischen Mauth und Kvilda läuft die Trassenplanung noch.

Die Bauarbeiten an den Leitungen sollen 2027 beginnen. Die vollständige Inbetriebnahme der drei Netzverbindungen und der sechs Übergabeschutzstationen ist für Ende 2028 vorgesehen. „Mit der Übergabeschutzstation in Haidmühle wird ein Meilenstein des Projekts Gabreta Smart Grids sichtbar“, sagte Peter Ketterl, Leiter Technik Ostbayern bei Bayernwerk Netz.

Das Projekt läuft Gabreta Smart Grids von 2024 bis Ende 2028 und hat ein Investitionsvolumen von rund 200,7 Millionen Euro. Die Europäische Union beteiligt sich über das Förderinstrument Connecting Europe Facility (CEF) mit rund 100,3 Millionen Euro. Gabreta ist zudem als Vorhaben von gemeinsamem Interesse (Project of Common Interest, PCI) der EU eingestuft. (sag) // VON STEFAN SAGMEISTER

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG

Energie & Management | WEBINAR

Was Netzbetreiber von der Verteidigung lernen können:

Schutz von Umspannwerken mit msg.MOEWE

 26.11.2026

 14:00 Uhr

 Online

[Jetzt kostenfrei anmelden >](#)




Vattenfall vergibt Auftrag für Großspeicher



Quelle: Shutterstock / Nutthapat Matphongtavorn

STROMSPEICHER. Vattenfall hat den US-Batteriespeicheranbieter Fluence mit dem Bau einer Anlage in Brunsbüttel beauftragt. Der Speicher soll mit einer Leistung von 254 MW Ende 2028 in Betrieb gehen.

Auf dem Gelände des stillgelegten Kernkraftwerks Brunsbüttel in Schleswig-Holstein plant Vattenfall einen Batteriespeicher mit 254 MW Leistung und einer Speicherkapazität von mehr als 1.000 MWh. Der schwedische Energiekonzern mit Hauptsitz in Solna bei Stockholm hat den US-amerikanischen Speichertechnikanbieter Fluence mit der Lieferung und Errichtung der Anlage beauftragt. Der Vertrag umfasst auch langfristige Serviceleistungen. Dies geht aus einer Mitteilung der beiden Unternehmen hervor.

Nach Angaben von Vattenfall handelt es sich um das bislang größte Batteriespeicherprojekt des Konzerns. Die Anlage soll die bereits vorhandene Batteriespeicherkapazität des Unternehmens nahezu verdoppeln. Die Bauarbeiten sollen 2027 beginnen, die Inbetriebnahme ist für Ende 2028 vorgesehen. Das Kernkraftwerk Brunsbüttel, auf dessen Gelände die Anlage entsteht, befindet sich derzeit im Rückbau.

Speicher für vier Stunden Vollastbetrieb

Der Batteriespeicher verfügt nach Angaben von Vattenfall über eine Speicherkapazität von mehr als 1.000 MWh und ist für eine Entladedauer von rund vier Stunden bei voller Leistung ausgelegt. Den Netzanschluss erhält die Anlage über das 380-kV-Höchstspannungsnetz des Übertragungsnetzbetreibers 50 Hertz. Auch dieser soll Ende 2028 betriebsbereit sein.

Als technische Grundlage dient die Speicherplattform „Gridstack Pro 5000“ von Fluence. Sie umfasst neben den Batteriesystemen die zugehörige Leistungselektronik und ein Energiemanagementsystem. Fluence übernimmt die schlüsselfertige Umsetzung des Projekts – von der Planung und Beschaffung der Komponenten über den Bau bis zur Inbetriebnahme. Anschließend soll das Unternehmen die Anlage langfristig technisch betreuen.

Fluence Energy mit Hauptsitz in Arlington im US-Bundesstaat Virginia bietet Batteriespeichersysteme, Software und Dienstleistungen für den Betrieb von Energiespeichern an. Nach eigenen Angaben hat das Unternehmen bereits mehr als 20 Batteriespeicherprojekte in Deutschland realisiert.

Acht gemeinsame Projekte in Europa

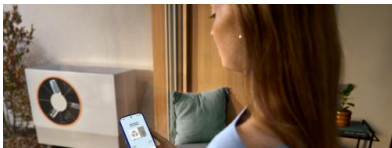
Vattenfall ordnet das Vorhaben seiner Strategie zum Ausbau flexibler Erzeugungs- und Speicherkapazitäten zu. Claus Wattendrup, bei Vattenfall für Solarenergie und Batteriespeicher verantwortlich, sieht in dem Projekt einen Beitrag zur Integration erneuerbarer Stromerzeugung und zur Stabilität des Energiesystems.

„Gemeinsam mit Fluence als langfristigem Partner schaffen wir eine flexible Anlage, die über viele Jahre hinweg auf die sich wandelnden Anforderungen der Strommärkte reagieren kann“, sagt Wattendrup. Das Vorhaben stärke das bestehende Portfolio an Flexibilitätslösungen des Konzerns und unterstütze den Ausstieg aus fossilen Energieträgern.

Mit dem Projekt in Brunsbüttel setzen Vattenfall und Fluence ihre bisherige Zusammenarbeit fort. Nach Angaben von Fluence erstreckt sich die Partnerschaft inzwischen auf acht Batteriespeicherprojekte in drei europäischen Ländern. (ds) // VON DAVINA SPOHN

[^ Zum Inhalt](#)

EnBW erweitert App um neue Energiefunktionen



Die Energiewelt-App von EnBW. Quelle: Jana Edisonga

IT. EnBW hat ihre bisherige Zuhause-Plus-App durch die Energiewelt-App ersetzt. Die Anwendung bietet neue Funktionen für Verbrauchsanalysen und das Energiemanagement zu Hause.

Die Energie Baden-Württemberg AG (EnBW) mit Sitz in Karlsruhe hat ihre App für Privatkunden überarbeitet und um zusätzliche Funktionen erweitert. Die neue Anwendung heißt „EnBW Energiewelt“ und ersetzt die bisherige „EnBW zuhause+ App“. Sie steht bereits seit Mitte September zur Verfügung, wie der Energiekonzern am 14. Oktober mitteilte.

Insgesamt umfasst die App nach Unternehmensangaben mehr als 70 Funktionen und Informationen rund um die Energieversorgung, darunter 20 Neuentwicklungen. Neben der Verwaltung von Strom- und Gasverträgen soll sie Kunden künftig auch dabei unterstützen, ihren Energieverbrauch besser nachzuvollziehen und technische Anlagen im Haushalt zu steuern.

Zu den überarbeiteten Funktionen zählen die Verbrauchs- und Kostenprognosen. Die App zeigt den bisherigen Energieverbrauch und bietet laut EnBW zusätzliche Vergleichswerte, mit denen Kunden ihre Verbrauchsentwicklung besser einordnen können. Auch die voraussichtlichen Energiekosten lassen sich damit verfolgen.

Neu ist auch ein KI-Assistent, der Fragen direkt innerhalb der Anwendung beantwortet. Für Anliegen wie die Änderung persönlicher Vertragsdaten oder die Übermittlung von Zählerständen müssen Nutzer die App damit nicht verlassen.

Wärmepumpen und Elektroautos einbinden

Eine weitere Neuerung betrifft das Energiemanagement im eigenen Haushalt. In einer neuen Haushaltsansicht hat EnBW das cloudbasierte Heim-Energie-Management-System „EnBW Mavi“ integriert. Es ermöglicht, verschiedene elektrische Anlagen im Haushalt miteinander zu verknüpfen und ihren Betrieb intelligent zu steuern.

Nach Angaben des Unternehmens lassen sich über Mavi inzwischen Wärmepumpen von sechs Herstellern steuern. Auch das intelligente Laden eines Elektroautos kann in das Energiemanagement eingebunden werden. Damit erweitert EnBW die Anwendung über die klassische Vertragsverwaltung hinaus um Funktionen für Haushalte mit elektrifizierter Wärmeversorgung und Elektromobilität. „Wir entwickeln die EnBW Energiewelt App von der reinen Vertragsverwaltung zu einer zentralen Anlaufstelle für alle Energiethemen unserer Kundinnen und Kunden – vom Vertrag über Verbrauch und Kosten bis zur intelligenten Steuerung des Energiehaushalts“, erklärt EnBW-Vertriebschef Volker Bloch.

Die persönliche Beratung soll daneben weiterhin bestehen bleiben, insbesondere bei komplexeren Anliegen oder wenn Kunden den direkten Austausch wünschen.

Umzug lässt sich vollständig digital abwickeln

Für die Überarbeitung hat EnBW eine eigene technische Grundlage entwickelt, die sogenannte Energy-App-Plattform. Sie soll es ermöglichen, Funktionen schneller anzupassen und zusätzliche digitale Dienstleistungen einzuführen. Dazu arbeiten die für einzelne Geschäftsprozesse zuständigen Fachabteilungen und spezialisierte App-Entwickler enger zusammen.

Ein Anwendungsbeispiel ist der überarbeitete Umzugsservice. Kunden können einen bevorstehenden Wohnungswechsel direkt in der App melden und die weiteren Schritte bis zur Energiebelieferung an der neuen Adresse digital erledigen. Der gesamte Ablauf ist nach Unternehmensangaben innerhalb der Anwendung verfügbar.

Für bisherige Nutzer der Zuhause-Plus-App ist kein neuer Zugang erforderlich. Die bestehende Anwendung lässt sich über den jeweiligen App-Store aktualisieren. Anmeldedaten, hinterlegte Energieverträge und persönliche Einstellungen bleiben dabei erhalten.

EnBW zufolge wurde die bisherige Anwendung bereits mehr als 600.000 Mal heruntergeladen. Mit der neuen technischen Plattform will der Energiekonzern weitere Funktionen entwickeln und die App schrittweise ausbauen. (ds) // VON DAVINA SPOHN

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

UNTERNEHMEN



Quelle: Shutterstock / Andrii Yalansky

Badenova beruft Vorstand ab

PERSONALIE. Der Freiburger Energieversorger Badenova trennt sich mit sofortiger Wirkung von Vorstand Dirk Sattur.

Der Aufsichtsrat der Badenova hat Dirk Sattur „mit sofortiger Wirkung“ als Vorstand abberufen. Die Entscheidung fiel in einer außerordentlichen Sitzung des Gremiums, heißt es in einer knappen Mitteilung aus Freiburg. Das Dienstverhältnis mit Sattur werde „aus wichtigem Grund“ beendet.

Zu den Hintergründen der Entscheidung machte das Unternehmen keine Angaben. „Weitere Details werden nicht genannt“, heißt es wörtlich in der Mitteilung. Weiterhin dankt das Unternehmen Sattur „für seine bisherige Arbeit“. Seine Aufgaben übernimmt bis auf Weiteres der Vorstandsvorsitzende Hans-Martin Hellebrand. Angaben zu einer möglichen Nachfolgeregelung machte der Energieversorger nicht. Sattur war im September 2024 als neues Vorstandsmitglied vorgestellt worden. Am 1. Mai 2025 trat er sein Amt an. Damit endet seine Tätigkeit im Vorstand bereits nach rund 17 Monaten. Sein Vertrag war ursprünglich auf fünf Jahre ausgelegt. Gemeinsam mit Hans-Martin Hellebrand, der zum Vorstandsvorsitzenden aufstieg, bildete er die Führung des kommunalen Energieversorgers.

Vor seinem Wechsel zur Badenova war Sattur bei der Enviam-Gruppe in Chemnitz tätig. Dort war der studierte Wirtschaftsingenieur der Elektrotechnik technischer Geschäftsführer der Verteilnetzgesellschaft Mitnetz Strom und Gas sowie Geschäftsführer weiterer Tochtergesellschaften. Zuvor hatte der gebürtige Bottroper Führungspositionen bei RWE und Eon inne. (sag)



Dirk Sattur (rechts) ist nicht mehr Badenova-Vorstand. Seinen Posten übernimmt derweil Hans-Martin Hellebrand
Quelle: Badenova

// VON STEFAN SAGMEISTER

WERBUNG

ENERGIEJOBS

DAS KARRIEREPORTAL FÜR DIE ENERGIEWIRTSCHAFT

Rekrutieren Sie zielgenau in der Strom-, Gas- und Wasserwirtschaft.

 Energietechnik
  Erneuerbare Energien
  Energiemanagement

 **08152 93 11 88**
 **www.energiejobs.online**

Voith rüstet Wasserkraftwerk im Betrieb um



Kraftwerk Sima in Eidfjord im Westen Norwegens. Quelle: Voith

WASSERKRAFT. Statkraft lässt von Voith die Elektro- und Steuerungstechnik im norwegischen Wasserkraftwerk Sima modernisieren. Während des Umbaus soll die Anlage weiter Strom erzeugen.

Die norwegische Statkraft Energi AS (Oslo), eine Tochtergesellschaft des staatlichen Energiekonzerns Statkraft, hat den deutschen Technologiekonzern Voith aus Heidenheim an der Brenz (Baden-Württemberg) mit der Modernisierung des Wasserkraftwerks Sima beauftragt. Der Auftrag umfasst die Erneuerung der elektrischen Ausrüstung und der Automatisierungstechnik. Dies gab Voith am 13. Oktober bekannt.

Das Wasserkraftwerk Sima liegt in der Gemeinde Eidfjord in der westnorwegischen Provinz Vestland. Es ging 1980 in Betrieb und ist mit einer installierten Leistung von 1.120 MW das zweitgrößte Wasserkraftwerk des Landes, gemessen an der Leistung. Die vier Turbinen-Generator-Einheiten erzeugen jährlich rund 3,1 Milliarden kWh Strom. Die Anlage besteht aus den beiden Teilkraftwerken Lang-Sima und Sy-Sima, deren Maschinen sich in einer gemeinsamen unterirdischen Halle befinden.

Statkraft hält nach Angaben auf seiner Internetseite 65 Prozent an dem Kraftwerk. Die übrigen Anteile entfallen auf die norwegischen Energieunternehmen Eviny mit 26,25 Prozent und SKL mit 8,75 Prozent. Statkraft ist für den laufenden Betrieb und die Instandhaltung verantwortlich.

Im Mittelpunkt des Auftrags stehen die Steuerungs-, Überwachungs- und elektrischen Schutzsysteme des Kraftwerks. Voith soll das vorhandene Leitsystem modernisieren und neue Automatisierungs- sowie

elektrische Schutzsysteme installieren. Hinzu kommen Wechsel- und Gleichstromsysteme, Mittelspannungskomponenten und die dazugehörige Verkabelung. Zum Leistungsumfang gehören außerdem elektrische Nebenanlagen sowie die benötigte Software.

Modernisierung bei laufendem Betrieb

Eine Besonderheit des Auftrags liegt darin, dass Statkraft den Kraftwerksbetrieb während der umfangreichen Umrüstung fortsetzen will. Voith soll die neuen Systeme deshalb schrittweise in die bestehende Infrastruktur einbinden. Der Austausch erfolgt in aufeinander abgestimmten Etappen, statt die Anlage für eine vollständige Umrüstung stillzulegen. Voith übernimmt nach eigenen Angaben die Gesamtverantwortung für das Projekt.

Im Mittelpunkt stehen damit wesentliche Teile der technischen Infrastruktur, die für die Steuerung und Überwachung der Stromerzeugung erforderlich sind. Der schrittweise Austausch soll zugleich verhindern, dass die Modernisierungsarbeiten selbst zu längeren Stillständen führen.

Zusammenarbeit seit mehr als 20 Jahren

Voith und Statkraft arbeiten seit mehr als zwei Jahrzehnten zusammen. Oeyvind Holm, bei Voith Hydro für den Vertrieb in Norwegen zuständig, verweist auf die damit verbundene Kenntnis der betrieblichen Anforderungen von Statkraft. Die Übernahme der Gesamtverantwortung solle helfen, die Abläufe bei der Modernisierung zu koordinieren und Risiken zu begrenzen.

Der Auftrag fügt sich in die Investitionen des norwegischen Energiekonzerns in seinen bestehenden Wasserkraftwerkspark ein. Statkraft erzeugt nach eigenen Angaben rund ein Drittel des Stroms in Norwegen. Im Mai 2026 hatte das Unternehmen angekündigt, in den kommenden zehn Jahren rund 80 Milliarden norwegische Kronen (umgerechnet etwa 7,5 Milliarden Euro) in seine Stromerzeugung im Heimatmarkt investieren zu wollen. Dazu gehören neben der Modernisierung bestehender Wasserkraftwerke auch neue Erzeugungsprojekte. (ds) // VON DAVINA SPOHN

[^ Zum Inhalt](#)

Einskommafünfgrad investiert Millionen in KI



Quelle: Fotolia / nmann77

FINANZIERUNG. Einskommafünfgrad hat sich 70 Millionen Euro frisches Kapital gesichert. Das Hamburger Unternehmen will damit die Entwicklung seiner Energiemanagementsoftware vorantreiben.

Der Hamburger Energietechnik-Anbieter „1KOMMA5°“ will ab kommendem Jahr mehr als 100 Millionen Euro in seine Energiemanagementsoftware „Heartbeat AI“ investieren. Dafür hat das Unternehmen eine Finanzierungsrunde über 70 Millionen Euro abgeschlossen. Weitere 35 Millionen Euro sollen aus eigenen Mitteln kommen. Das teilte Einskommafünfgrad am 13. Oktober mit.

Die Investoren bewerten das Unternehmen vor Zufluss des neuen Kapitals mit 1,35 Milliarden US-Dollar (umgerechnet rund 1,2 Milliarden Euro). Das entspricht einem Anstieg um 35 Prozent gegenüber der vorherigen Finanzierungsrunde im Juli 2025.

Angeführt wird die aktuelle Finanzierungsrunde von der Beteiligungsgesellschaft „b2venture“. Neu hinzu kommt der japanische Investor „Marunouchi Innovation Partners“. Auch bestehende Anteilseigner wie „CalSTRS“, „eCapital“, G2 Venture Partners und Eurazeo beteiligen sich.

Mehr als 1.000 MW steuerbare Leistung

Mit dem Kapital will Einkommafünfgrad die KI-Entwicklung beschleunigen und zusätzliche Softwarefunktionen auf den Markt bringen. Heartbeat AI vernetzt unter anderem Photovoltaikanlagen, Batteriespeicher, Wärmepumpen und Wallboxen. Die Software steuert deren Betrieb anhand von Stromangebot und Strompreisen. Nach Unternehmensangaben bündelt Heartbeat AI bereits in fünf Märkten flexible Anlagen mit einer Gesamtleistung von mehr als 1.000 MW.

Finanzvorstand und Mitgründer Micha Grüber verweist auf das Wachstum des Unternehmens: „Allein im September sind die Neukundenaufträge in Deutschland im Vergleich zum Vorjahresmonat um fast 50 Prozent gestiegen.“ Für das Gesamtjahr 2026 erwartet Einkommafünfgrad ein organisches Umsatzwachstum von 35 bis 40 Prozent. Das Hardwaregeschäft arbeitet laut Unternehmen auf Ebitda-Ebene profitabel. Einkommafünfgrad bezeichnet sich zudem als schuldenfrei. Das Unternehmen beschäftigt weltweit rund 3.000 Menschen. (ds) // VON DAVINA SPOHN

[^ Zum Inhalt](#)

Alle Kandidaten für Chefsessel fallen durch



Quelle: OpenAI/KI-generierte Abbildung

SPECULANTIUS. Die Stadtwerke Wittenberge sind mit zwei klassischen Ausschreibungen für die Geschäftsführung gescheitert. Jetzt berichtet die Lokalpresse von einer Übergangslösung.

Die Stadtwerke Wittenberge in Nordwestbrandenburg bekommen zum Jahreswechsel einen neuen Geschäftsführer. Das berichtet die Regionalzeitung Nordkurier und liefert ein Portraitbild dazu, das mit dem Urheberrecht des Kommunalversorgers versehen ist. Auf eine Anfrage bei dem Stadtwerk erreichte diese Redaktion bis Redaktionsschluss keine Antwort.

Der bisherige Alleingeschäftsführer Lutz Kähler (63 laut Handelsregister) geht zum Ende des Jahres in den Ruhestand. Er war 2019 als Nachfolger von Eveline Geisler, geb. Strietz, berufen worden. Kählers Nachfolge übernimmt zunächst für zwei Jahre übergangsweise Christian Kantor (59), der bislang als Prokurist und technischer Leiter des Unternehmens tätig war.

Bürgermeister Oliver Hermann (parteilos), der dem Aufsichtsrat der Stadtwerke vorsitzt, hatte die Personalentscheidung dem Bericht zufolge in der Stadtverordnetenversammlung mitgeteilt. Für die Zeit nach der Interimslösung hat der Aufsichtsrats-Chef eine Kandidatensuche für eine dauerhafte Besetzung der Alleingeschäftsführung angekündigt.

Für die Neubesetzung hatte es nach Angaben Hermanns bereits zwei Ausschreibungsverfahren gegeben. In beiden sei jedoch kein geeigneter Kandidat gefunden worden; ein drittes Mal habe man die Stelle daher zunächst nicht ausgeschrieben. Stattdessen einigte man sich auf die Übergangslösung mit Kantor. Dieser ist seit Oktober 2007 als Prokurist eingetragen.

Die Stadtwerke Wittenberge versorgen die 17.000-Einwohner-Stadt mit Strom, Gas, Wärme und Wasser und entsorgen das Abwasser. (geo) // VON GEORG EBLE

[^ Zum Inhalt](#)

VW-Mann wird Kiwigrid-Chef



Quelle: Shutterstock / Nep0

PERSONALIE. Der Energiemanagement-Anbieter Kiwigrid bekommt einen neuen Geschäftsführer. Der frühere Chef von Volkswagen Group Charging übernimmt zum 1. Januar 2027.

Thorsten Nicklass wird zum 1. Januar 2027 neuer Chief Executive Officer (CEO) des Dresdner Unternehmens Kiwigrid. Der Manager übernimmt die Führung des auf Energiemanagement spezialisierten Technologieanbieters, heißt es in einer Mitteilung.

Nicklass ergänzt die bisherige Geschäftsführung um Janek Schuffenhauer und Lars Schwarzelt. Zur Unternehmensspitze gehört außerdem Kiwigrid-Mitgründer Carsten Bether.

Nicklass verfügt laut Mitteilung über mehr als 15 Jahre Erfahrung in der Energiewirtschaft. Im Jahr 2010 war er Mitgründer des auf die Vermarktung flexibler Stromlasten spezialisierten Unternehmens Entelios. Anschließend wechselte er zur BMW Group, wo er unter anderem für die Themen Energie, Smart Grid und Elektromobilität zuständig war. Von 2016 bis 2018 leitete er als CEO das Gemeinschaftsunternehmen Digital Energy Solutions von BMW und Viessmann.

Im Jahr 2019 übernahm er die Geschäftsführung von Volkswagen Group Charging, die unter dem Namen Elli am Markt auftritt, und verantwortete den Aufbau des Lade- und Energiegeschäfts des Automobilkonzerns. Zuletzt war er bei Skoda als Head of Digital Products für das digitale Produktportfolio zuständig.

Mit dem Führungswechsel will Kiwigrid sein Geschäft mit digitalen Energiemanagementlösungen ausbauen. Das Unternehmen entwickelt Hard- und Software zur Vernetzung und Steuerung von Photovoltaikanlagen, Batteriespeichern, Wallboxen und Wärmepumpen. Die Plattform ermöglicht unter anderem die Einbindung dynamischer Stromtarife und die Steuerung flexibler Verbrauchseinrichtungen.

Kiwigrid beschäftigt nach eigenen Angaben mehr als 160 Mitarbeiter. Zu den Kunden und Partnern zählen unter anderem Solarwatt, Enercity, EWE und Tibber. (sag)



Thorsten Nicklass

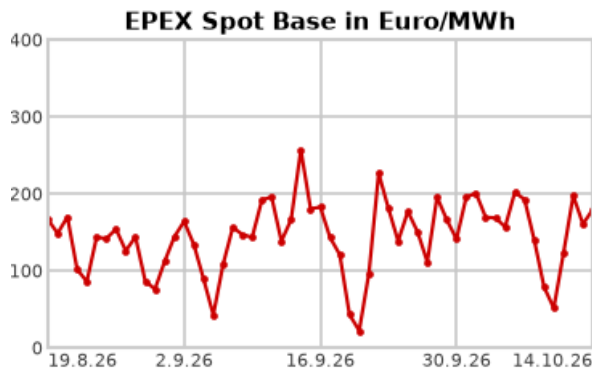
Quelle: Kiwigrid

// VON STEFAN SAGMEISTER

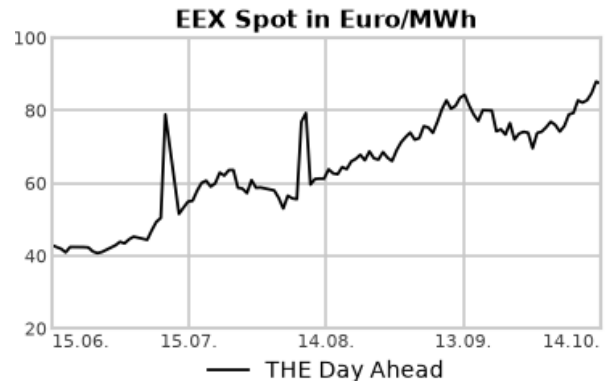
[^ Zum Inhalt](#)

MARKTBERICHTE

STROM



GAS



CO2-Markt wartet auf Signale aus Brüssel



Quelle: E&M

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

Überwiegend schwächer haben sich die Energiemärkte am Mittwoch präsentiert. Die CO2-Preise folgten den schwächeren Strom-, Gas- und Kohlemärkten. Vor dem EU-Gipfel hält sich der EUA-Markt zurück, während Berichte über die verzögerte französische Umsetzung des ETS2 den politischen Druck auf die CO2-Bepreisung unterstreichen.

Auch die Gaspreise sanken, niedrige Speicherstände und eine mögliche längerfristige Schließung der Straße von Hormus halten die Versorgungslage jedoch angespannt. Die Ölpreise legten dagegen zu. Angriffe der Huthi auf den Aramco-Hauptsitz und die intensive Angriffswelle auf Schiffe stützten die Risikoprämie, während schwache chinesische Importdaten das Aufwärtspotenzial begrenzen.

Strom: Überwiegend schwächer hat sich der deutsche OTC-Strommarkt am Mittwoch präsentiert. Der Day-Ahead hingegen gewann in der Grundlast 8,25 auf 187,50 Euro je Megawattstunde, in der Spitzenlast ging es um 3,50 auf 180,25 Euro je Megawattstunde nach unten. An der Börse wurde der Base mit 187,30 Euro gesehen, der Peak mit 180,00 Euro.

Am Donnerstag dürfte die Einspeiseleistung der Erneuerbaren etwas nachgeben, wobei vor allem deutlich weniger Wind anfallen dürfte als noch am Mittwoch. In den nächsten Tagen dürfte die Einspeiseleistung der Erneuerbaren insgesamt relativ stabil bleiben und ab dem kommenden Montag wieder deutlicher ansteigen.

Am langen Ende verlor das Cal 27 bis zum frühen Nachmittag 0,15 auf 143,19 Euro je Megawattstunde.

CO2: Die CO2-Preise haben am Mittwoch nachgegeben. Der Dec 26 verlor bis gegen 14.00 Uhr 1,15 auf 86,90 Euro je Tonne. Umgesetzt wurden 11,7 Millionen Zertifikate. Das Hoch lag bei 88,24 Euro, das Tief bei 86,76 Euro.

Die CO2-Zertifikate sind damit am Berichtstag den Märkten für Strom, Gas und Kohle gefolgt. Insgesamt zeigte sich der Markt aber abwartend vor dem anstehenden EU-Gipfel.

Die französische Regierung verzögert nach einem Bericht von Carbon Pulse die Umsetzung der ETS2-

Richtlinie, um vor der Präsidentschaftswahl 2027 höhere CO2-Kosten und damit Unmut in der Bevölkerung zu vermeiden. Das betrifft den separaten Emissionshandel für Gebäude und Straßenverkehr. Auch wenn dies den EUA-Markt nicht direkt betrifft, ist die Nachricht laut Marktbeobachtern vor allem ein weiteres Signal für den politischen Druck auf die CO2-Bepreisung.

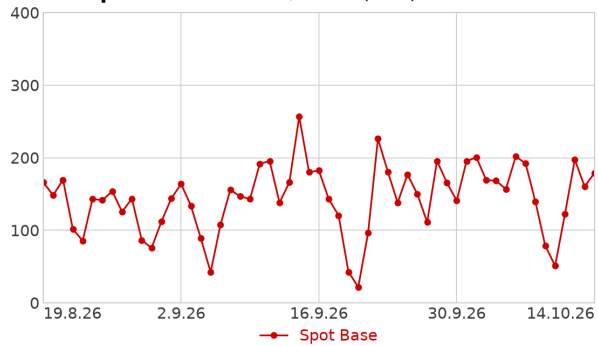
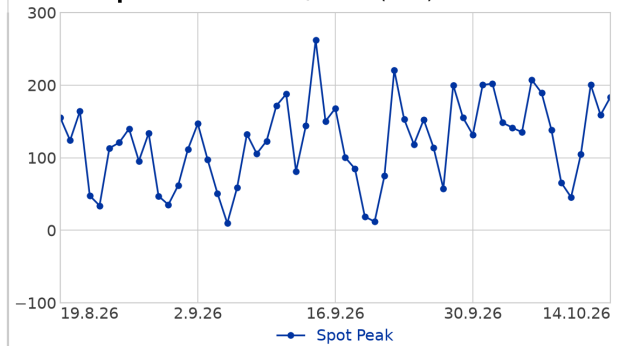
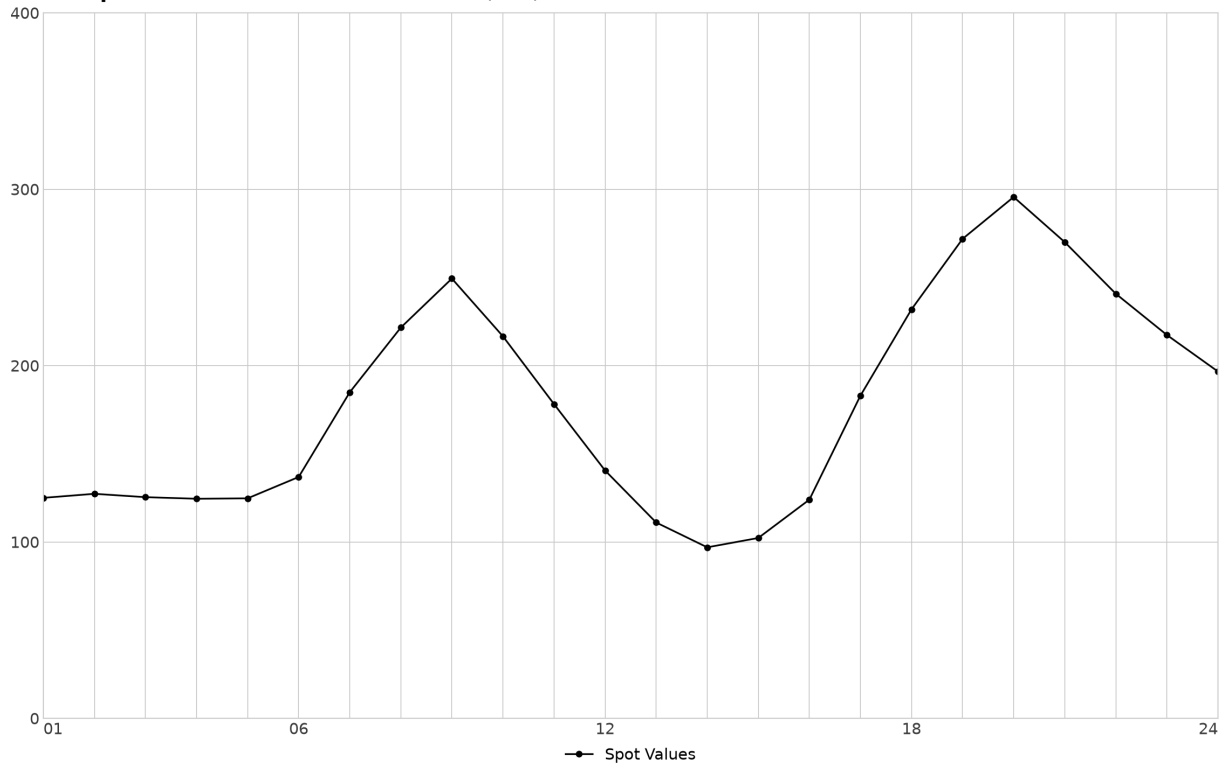
Erdgas: Schwächer haben sich die europäischen Gaspreise am Mittwoch gezeigt. Der Frontmonat am niederländischen TTF verlor bis gegen 14.00 Uhr 1,185 auf 85,550 Euro je Megawattstunde. Am deutschen THE gab der Day-Ahead um 2,835 auf 85,225 Euro je Megawattstunde nach.

Analysten gehen aktuell laut einem Bericht von Reuters davon aus, dass die europäischen Speicher zum Stichtag 1. November lediglich zu 75 bis 78 Prozent gefüllt sein werden. Das wären rund zehn Prozentpunkte weniger als im Fünfjahresdurchschnitt.

Selbst bei durchschnittlichen Wintertemperaturen könnten die Speicherstände in Nordwesteuropa bis Anfang April auf rund 20 Prozent sinken, erwartet LSEG-Analyst Yuriy Onyshkiv.

Sollte die Straße von Hormus längerfristig geschlossen bleiben, dürfte dies den Druck auf die Wiederbefüllung der Speicher im Jahr 2027 zusätzlich erhöhen. Damit könnten die angespannten Versorgungsbedingungen auch über die kommende Heizperiode hinaus die europäischen Gaspreise stützen. (map) // VON MARIE PFEFFERKORN

[^ Zum Inhalt](#)

ENERGIEDATEN:**Strom Spotmarkt****EPEX Spot Base in Euro/MWh (EEX)****EPEX Spot Peak in Euro/MWh (EEX)****EPEX Spot Stundenverlauf in Euro/MWh (EEX)**

Strom Terminmarkt

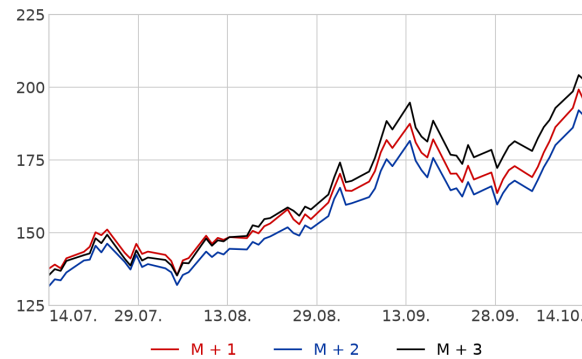
Terminmarktpreise Base in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	14.10.26	German Power Nov-2026	194,97
M2	14.10.26	German Power Dec-2026	190,01
M3	14.10.26	German Power Jan-2027	202,35
Q1	14.10.26	German Power Q1-2027	189,13
Q2	14.10.26	German Power Q2-2027	119,76
Q3	14.10.26	German Power Q3-2027	128,29
Y1	14.10.26	German Power Cal-2027	145,68
Y2	14.10.26	German Power Cal-2028	107,31
Y3	14.10.26	German Power Cal-2029	92,68

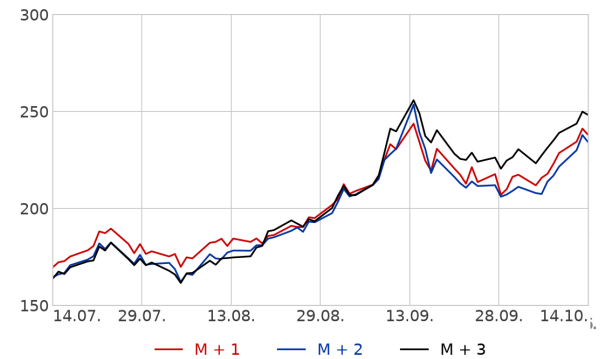
Terminmarktpreise Peak in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	14.10.26	German Power Nov-2026	237,87
M2	14.10.26	German Power Dec-2026	234,09
M3	14.10.26	German Power Jan-2027	248,18
Q1	14.10.26	German Power Q1-2027	218,07
Q2	14.10.26	German Power Q2-2027	101,53
Q3	14.10.26	German Power Q3-2027	117,99
Y1	14.10.26	German Power Cal-2027	155,50
Y2	14.10.26	German Power Cal-2028	118,33
Y3	14.10.26	German Power Cal-2029	99,83

Frontmonate Base in Euro/MWh (EEX)



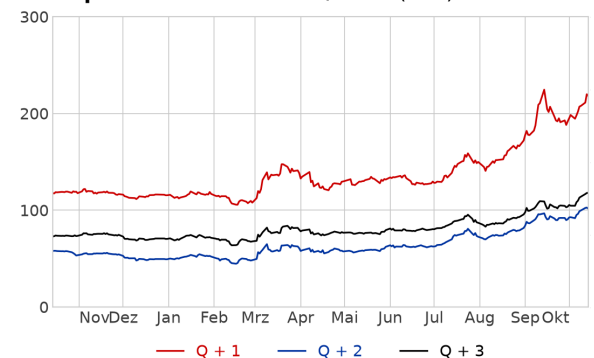
Frontmonate Peak in Euro/MWh (EEX)



Frontquartale Base in Euro/MWh (EEX)



Frontquartale Peak in Euro/MWh (EEX)



Frontjahre Base in Euro/MWh (EEX)



Frontjahre Peak in Euro/MWh (EEX)



Gas Spot- und Terminmarkt

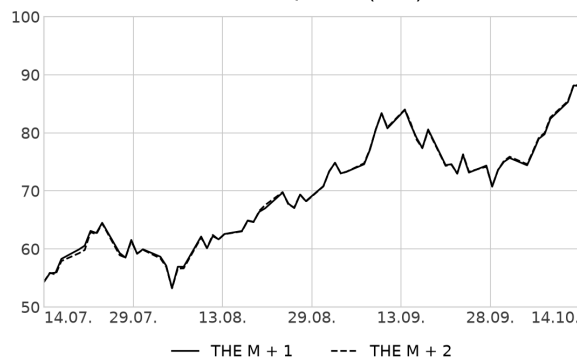
Terminmarktpreise THE in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	14.10.26	German THE Gas Nov-2026	88,05
M2	14.10.26	German THE Gas Dec-2026	88,14
Q1	14.10.26	German THE Gas Q1-2027	87,33
Q2	14.10.26	German THE Gas Q2-2027	68,97
S1	14.10.26	German THE Gas Sum-2027	66,38
S2	13.10.26	German THE Gas Win-2027	60,67
Y1	14.10.26	German THE Gas Cal-2027	70,84
Y2	14.10.26	German THE Gas Cal-2028	44,93

EEX Spot in Euro/MWh



Frontmonate THE in Euro/MWh (EEX)



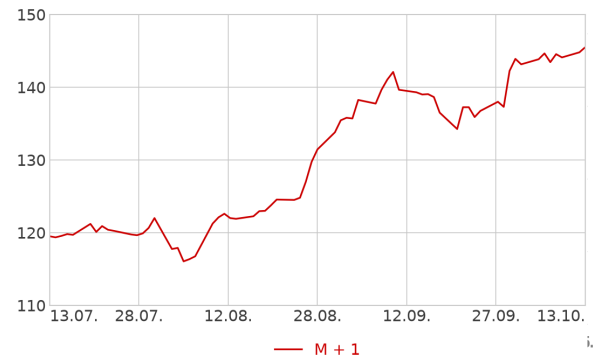
Frontjahre THE in Euro/MWh (EEX)



Strom, CO2, und Kohle

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
Germany Spot base	14.10.26	178,99	EUR/MWh
Germany Spot peak	14.10.26	183,42	EUR/MWh
EUA Dezember 2026	14.10.26	87,12	EUR/tonne
Coal API2 Dezember 2026	13.10.26	145,50	USD/tonne

Frontmonat Kohle API2 in USD/t (ICE)



Gas und Öl

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
German THE Gas Day Ahead	14.10.26	87,34	EUR/MWh
German THE Gas Nov-2026	14.10.26	88,05	EUR/MWh
German THE Gas Cal-2027	14.10.26	70,84	EUR/MWh
Crude Oil Brent Dec-2026	14.10.26	106,06	USD/bbl

EUA in Euro/t (EEX)



E&M STELLENANZEIGEN



Ingenieur für Stahl-Tragstrukturen von Windenergieanlagen (w/m/d)

Innovationen bringen tiefgreifende Veränderungen mit sich und beeinflussen unser Leben in vielfältige...
in München

vor 2 h

● Freie Mitarbeit ● Flexible Arbeitszeit



Trainer (m/w/d) für Nordex® Windenergieanlagen

Wir sind 2.700 fantastisch geschulte Menschen voller Tatendrang und mit hohem Wirkungsgrad. Unse...
in Wedemark (+1 weiterer Standort)

vor 2 h



Field Trainer (m/w/d) für Nordex® Windenergieanlagen

Wir sind 2.700 fantastisch geschulte Menschen voller Tatendrang und mit hohem Wirkungsgrad. Unse...
in Wedemark (+1 weiterer Standort)

vor 2 h

● Ausbildung



Gas Wasserinstallateur (m/w/d)

Gas Wasserinstallateur (m/w/d) Wir suchen ab sofort motivierte Unterstützung als Gas Wasserinstall...
in Recklinghausen

vor 2 h

● Festanstellung / Ausbildung



Ingenieur für Inspektionen im Bereich Erneuerbare Energien (w/m/d)

Innovationen bringen tiefgreifende Veränderungen mit sich und beeinflussen unser Leben in vielfältige...
in Regensburg

vor 2 h

● Ausbildung ● Flexible Arbeitszeit

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

IHRE E&M REDAKTION:

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



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



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



Susanne Harmsen (Büro Berlin)
Schwerpunkte: Energiepolitik, Regulierung



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



Ständige freie Mitarbeiter:

Volker Stephan

Manfred Fischer

Mitarbeiter-Kontakt: **Kerstin Bergen**



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



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



Heidi Roider (Büro Herrsching)
Schwerpunkte: KWK, Geothermie

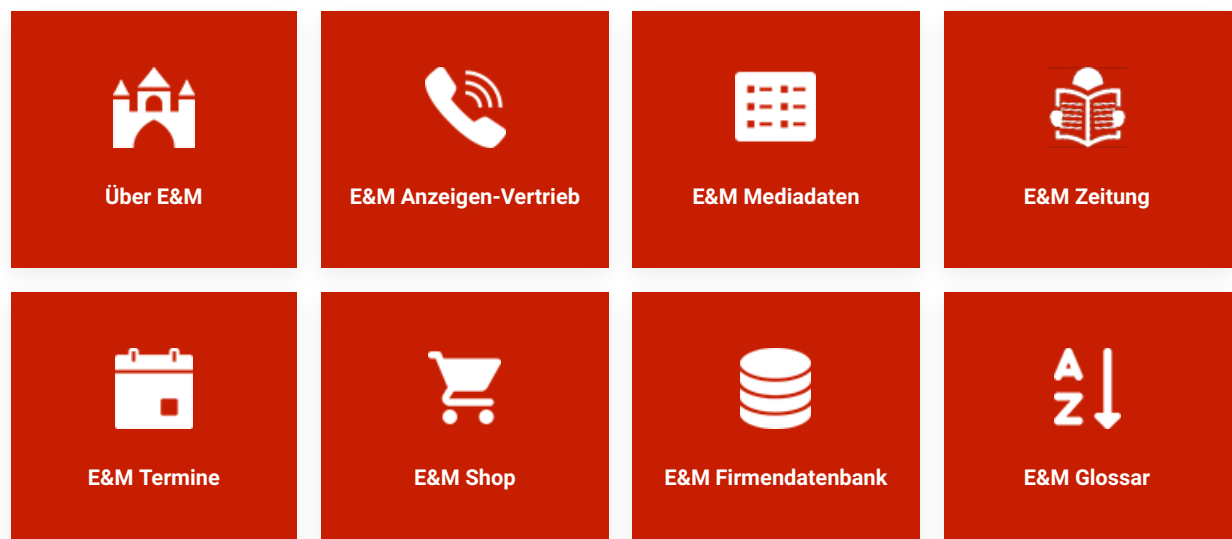


Katia Meyer-Tien (Büro Herrsching)
Schwerpunkte: Netze, IT, Regulierung, Stadtwerke



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.



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:

