



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

STROM

**78,58 €/MWh**

Epex Spot DE-LU Day Base

GAS

**79,23 €/MWh**

EEX Spot THE (End of Day)

ZAHL DES TAGES

95

Prozent der Wärmepumpenbesitzer sind mit ihrer Heizung zufrieden oder sehr zufrieden. Das ergab eine Umfrage des Öko-Instituts.

WÄRME

Wärmepumpen überzeugen im Gebäudebestand

STROMSPEICHER

Speicher, Netz und Kommunikation

ENERGIEMANAGEMENT

Leuna testet zentrale Steuerung der Energieflüsse

Inhalt

TOP-THEMA

→ **VERANSTALTUNG:** Wärmewende als „Chance und Herausforderung“

POLITIK & RECHT

- **WÄRME:** Wärmepumpen überzeugen im Gebäudebestand
- **WINDKRAFT OFFSHORE:** Branche fordert Änderungen am WindSeeGesetz
- **WINDKRAFT OFFSHORE:** Offshore-Flächen sollen attraktiver werden
- **VERANSTALTUNG:** Mit voller Kraft und diversen Kraftstoffen in die Energiezukunft
- **STATISTIK DES TAGES:** Entwicklung der Ladeleistung öffentlicher Ladepunkte

HANDEL & MARKT

- **STROMSPEICHER:** Speicher, Netz und Kommunikation
- **STROMNETZ:** Bayernwerk beendet das Windhund-Prinzip
- **REGENERATIVE:** Wasserkraft treibt „sonstige“ Direktvermarktung
- **STROMSPEICHER:** Hybrid-PPA mit Mindesterlös für Speicher

TECHNIK

- **ENERGIEMANAGEMENT:** Leuna testet zentrale Steuerung der Energieflüsse
- **SMART METER:** Smart Meter Light könnte Messkosten senken
- **ENERGIEMANAGEMENT:** HEMS optimiert aus der Wallbox

UNTERNEHMEN

- **WIRTSCHAFT:** Eon stärkt Endkundengeschäft in Großbritannien
 - **BERLIN:** Gasag gewinnt erneut Vertrag des Landes Berlin
 - **PERSONALIE:** Neue Trading-Chefin bei Alpiq
 - **PERSONALIE:** Hausheld baut seinen Vorstand aus
 - **UNTERNEHMEN:** Schlepen setzt weiter auf Hansen Technologies
-

MARKTBERICHTE

- **MARKTKOMMENTAR:** Angriffe auf LNG-Tanker treiben Gaspreise
-

SERVICE

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

★ TOP-THEMA

Wärmewende als „Chance und Herausforderung“



Podium auf der E&M-Energiemanagerkonferenz. Quelle: Susanne Harmsen

VERANSTALTUNG. Auf der E&M-Energiemanagerkonferenz 2026 in Berlin diskutierten Unternehmen und Verbände, wie die Wärmewende trotz unsicherer Rahmenbedingungen umgesetzt werden kann.

Die Wärmewende steht vor dem Übergang von der Planung in die Umsetzung. Darin waren sich Vertreter von Energieversorgern und Verbänden bei der E&M-Energiemanagerkonferenz 2026 am 8. Oktober in Berlin einig. Gleichzeitig erschweren aus ihrer Sicht wechselnde politische Vorgaben Investitionsentscheidungen.

Andreas Klingemann, Leiter Wärme beim Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), bezeichnete die Wärmeversorgung als „Königsdziplin der Energiewende“. Wärme betreffe jedes Gebäude und damit die Bürger unmittelbar. Zugleich entfalle ein großer Teil des Energiebedarfs auf die Wärmeversorgung von Gebäuden und Industrie.

Gesetze jetzt vorlegen

Für die Energieversorger stellt insbesondere die Dekarbonisierung bestehender Fernwärmenetze eine Herausforderung dar. Auch der Ausbau der Netze erfordert nach Klingemanns Einschätzung hohe Investitionen. Das Gebäudemodernisierungsgesetz (GModG) lasse zudem weiterhin Gasheizungen zu. Dadurch könnten Fernwärmenetze wichtige potenzielle Kunden verlieren.

Klingemann forderte deshalb eine zügige Umsetzung des angekündigten Wärmenetzpakets. Darin müsse auch eine Novelle der Fernwärmelieferverordnung (AVB) enthalten sein, um eine verlässliche Grundlage für Investitionen zu schaffen. Der Deutschlandfonds könne zusätzliche Unterstützung leisten.

Für die kommende Woche erwartet Klingemann die Vorlagen des Ministeriums für eine Grünasquoten. Solange zentrale Rahmenbedingungen offenblieben, verzögerten sich Investitionsentscheidungen. Die Kommunen müssten bei der Planung und Umsetzung der Wärmewende stärker von Bund und Ländern unterstützt werden, sagte Klingemann.

Wohnungswirtschaft braucht bezahlbare Lösungen

Für die Wohnungswirtschaft ist die Bezahlbarkeit ein zentraler Punkt. Ingeborg Esser, Hauptgeschäftsführerin des Bundesverbands deutscher Wohnungs- und Immobilienunternehmen (GdW), verwies auf die Aufgabe, den Gebäudebestand bis 2045 klimaneutral zu machen. Dabei müsse nicht nur die Wärmeversorgung dekarbonisiert, sondern auch die energetische Qualität der Gebäude verbessert werden.

Der GdW vertritt die Eigentümer und Verwalter von rund sechs Millionen Mietwohnungen. Nach Essers Angaben befinden sich davon nur noch rund 450.000 Wohnungen in den schlechtesten Effizienzklassen F und G. Bei Ein- und Zweifamilienhäusern privater Eigentümer sei der Anteil deutlich höher. Bei rund 40 Prozent der Wohnungen komme bereits Fernwärme zum Einsatz, sagte Esser. In diesen Fällen liege die Verantwortung für die Dekarbonisierung bei den Versorgern.

Zugleich kritisierte sie die bestehende Vorgabe zur Kostenneutralität. Für die Umstellung auf klimafreundliche Heizungen seien zusätzliche Kosten in der Warmmiete notwendig. Als Größenordnung nannte Esser 50 Cent pro Quadratmeter und Monat.

Paketlösungen für Hausbesitzer anbieten

Klaus Köhler, Partner bei „m3 management consulting“, das Stadtwerke und Energieversorgungsunternehmen berät, sieht in der Wärmewende zugleich eine Herausforderung und eine Chance für die Versorger. Die größere Wahlfreiheit für Kunden im GModG sei „Fluch und Segen zugleich“.

Mit dem Wegfall der stärkeren Lenkungswirkung des Vorläufergesetzes müssten Energieversorger wieder stärker für klimafreundliche Wärmeangebote werben, sagte Köhler. Eine mögliche Botschaft sei: „Wir machen Ihr Wohnzimmer warm.“ Dafür seien auch Partnerschaften mit lokalen Handwerksbetrieben ein Weg, um fertige Wärmelösungen aus einer Hand anzubieten.

Gleichzeitig fehlten auch aus Köhlers Sicht ausreichend konkrete gesetzliche Vorgaben für Investitionen. Energieversorger müssten deshalb derzeit „unter Unsicherheit handeln“. Dabei dränge die Zeit: Die Umsetzung müsse jetzt beginnen, damit die notwendigen Infrastrukturmaßnahmen rechtzeitig abgeschlossen werden könnten.

Konkretes Handeln in Wittenberg

Wie sich die Wärmewende praktisch umsetzen lässt, zeigte Andreas Reinhardt, Geschäftsführer der Stadtwerke Lutherstadt Wittenberg. Sein Unternehmen profitiere von einem hohen Fernwärmeanteil im Versorgungsgebiet. Gleichzeitig müsse es Lösungen für bestehende Konzessionen im Gasnetz entwickeln.

Auch die Nutzung industrieller Abwärme prüfe das Stadtwerk. Dabei erschwerten hohe Dampfpreise und schwankende Produktionsmengen die Planung. Statt auf eine einzelne Wärmequelle zu setzen, verfolge das Unternehmen deshalb einen diversifizierten Ansatz. Dazu gehören nach Reinhardts Angaben unter anderem Hackschnitzelkessel. Allein die Umstellung der Wärmeerzeugung werde die Stadtwerke Lutherstadt Wittenberg rund 260 Millionen Euro kosten, sagte er.

Reinhardt bezifferte die Kosten für einen Fernwärmeanschluss in Wittenberg auf rund 15.000 Euro, was konkurrenzfähig zur eigenen Wärmepumpe sei. Die kommunale Wärmeplanung trage dazu bei, den Bürgern frühzeitig zu zeigen, welche Wärmeversorgung in ihrem Gebiet künftig vorgesehen ist. (sh)

// VON SUSANNE HARMSSEN

[^ 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

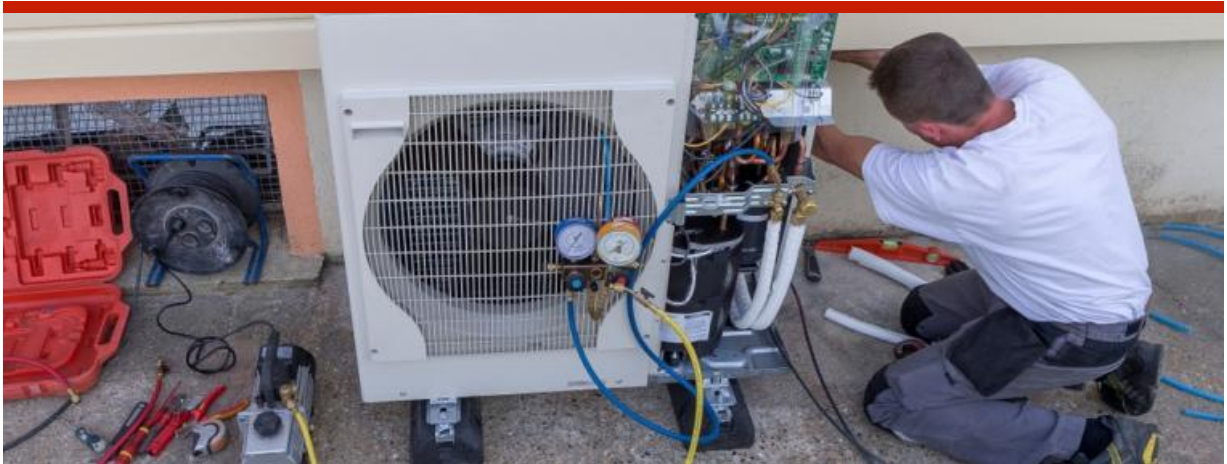


TECHNIK



UNTERNEHMEN

POLITIK & RECHT



Einbau einer Wärmepumpe. Quelle: Shutterstock / JPC-PROD

Wärmepumpen überzeugen im Gebäudebestand

WÄRME. 95 Prozent der befragten Wärmepumpenbesitzer sind zufrieden. Laut einer Untersuchung des Öko-Instituts haben Hauseigentümer mit Gas- oder Ölheizung dagegen häufig Vorbehalte.

Zwischen den Erfahrungen von Wärmepumpenbesitzern und den Erwartungen anderer Hauseigentümer besteht eine deutliche Diskrepanz. Zu diesem Ergebnis kommt eine Untersuchung des Öko-Instituts, des Instituts für Energie- und Umweltforschung Heidelberg („ifeu“) und der gemeinnützigen Beratungsgesellschaft „co2online“. Wie das Öko-Institut mit Sitz in Freiburg, sind 95 Prozent der befragten Hauseigentümer, die in den vergangenen Jahren auf eine Wärmepumpe umgestellt haben, mit der Technik zufrieden oder sehr zufrieden.

Die Ergebnisse stammen aus dem Forschungsprojekt „Wärmepumpe? Kann ich!“, das sich mit dem Einsatz der Heiztechnik in bestehenden Ein- und Zweifamilienhäusern beschäftigt. Die Wissenschaftler untersuchen insbesondere, wie Eigentümer die Eignung ihrer Gebäude einschätzen und welche Hindernisse einem Heizungswechsel entgegenstehen.



Working Paper „Wärmepumpen im Gebäudebestand: Eignung, Wahrnehmung und Unterstützungsbedarfe selbstnutzender Eigentümer*innen –

Ergebnisse des Projektes ‚Wärmepumpe? Kann ich!‘“

(zum Öffnen bitte auf das PDF klicken)

Quelle: Öko-Institut / Ifeu / co2online

Dabei spielen wirtschaftliche Überlegungen eine wichtige Rolle. Mehr als 70 Prozent der Befragten gehen davon aus, dass sich eine Wärmepumpe langfristig finanziell rechnet. Rund zwei Drittel stimmen darüber hinaus der Aussage zu, dass eine Wärmepumpe unabhängiger von schwankenden Energiepreisen macht.

Vorbehalte bei älteren Gebäuden

Insbesondere bei Eigentümern ohne Wärmepumpe bestehen nach Einschätzung der Wissenschaftler weiterhin falsche Vorstellungen über die technischen Voraussetzungen. So geht etwa die Hälfte der Befragten davon aus, dass ältere Einfamilienhäuser vor dem Einbau zunächst umfassend energetisch saniert werden müssen.

Knapp ein Drittel hält außerdem eine Fußbodenheizung für zwingend erforderlich, damit eine Wärmepumpe effizient arbeitet. Beide Annahmen treffen nach Darstellung der Forschungseinrichtungen nicht generell zu. Moderne Wärmepumpen lassen sich auch in vielen Bestandsgebäuden ohne umfassende Sanierung einsetzen. Ebenso ist eine Fußbodenheizung nicht grundsätzlich erforderlich.

Kosten und Förderunsicherheit als Hemmnisse

Neben technischen Bedenken spielen die Investitionskosten eine wesentliche Rolle. Rund 80 Prozent der Befragten empfinden die Anschaffungskosten einer Wärmepumpe als zu hoch. Hinzu kommt, dass bei etwa der Hälfte die vorhandene Heizung noch nicht das Ende ihrer Lebensdauer erreicht hat. Für diese Eigentümer besteht daher kein unmittelbarer Anlass zum Austausch.

Weitere Hindernisse sind der erwartete Installationsaufwand und die Förderbedingungen. Rund 20 Prozent der Befragten schätzen den Aufwand für den Einbau als zu hoch ein. 10 Prozent empfinden die Förderregelungen als zu komplex. Zugleich zeigt die Untersuchung eine erhebliche Verunsicherung mit Blick auf die politischen Rahmenbedingungen. Mehr als die Hälfte der Befragten bewertet die Förderbedingungen als überwiegend unsicher. Rund 10 Prozent befürchten außerdem, dass künftig steigende Strompreise die laufenden Kosten einer Wärmepumpe erhöhen könnten.

Die Wissenschaftler empfehlen deshalb kostenlose Erstberatungen, Hilfe beim Ausfüllen von Förderanträgen sowie einen Online-Eignungstest, mit dem Eigentümer die Voraussetzungen ihres Gebäudes überprüfen können. Zudem halten sie eine verlässliche finanzielle Förderung für notwendig.

„Fast alle, die heute eine Wärmepumpe besitzen, sind zufrieden“, erklärt Tanja Kenkmann, Gruppenleiterin Wärmewende und Effizienz am Öko-Institut. Die Technik sei ausgereift. Steigende Gas- und Ölpreise könnten weitere Hauseigentümer zum Heizungswechsel bewegen. Die Voraussetzung hierfür seien allerdings geeignete politische Rahmenbedingungen.

Das Forschungsvorhaben stützt sich neben der Eigentümerbefragung auf Literaturanalysen und Experteninterviews. Als nächsten Schritt planen die beteiligten Einrichtungen einen Feldtest mit 100 bis 200 Teilnehmern. Er soll Erkenntnisse darüber liefern, wie Eigentümer die Eignung ihrer Gebäude für Wärmepumpen besser selbst beurteilen können.

Das 78-seitige Working Paper „Wärmepumpen im Gebäudebestand: Eignung, Wahrnehmung und Unterstützungsbedarfe selbstnutzender Eigentümer*innen – Ergebnisse des Projektes ‚Wärmepumpe? Kann ich!‘“ ist über die Internetseite des Öko-Instituts aufrufbar. (ds) // VON DAVINA SPOHN

Diesen Artikel können Sie teilen: [!\[\]\(0d7ca0919e6c47bbd874bfa0189fe22e_img.jpg\)](#) [!\[\]\(944c0c1892e68e313d5c134eab34d18f_img.jpg\)](#) [!\[\]\(d320c07cbd3014ed7b7f588422d08918_img.jpg\)](#)

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG



**Schützen,
was uns verbindet.**

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

Jetzt handeln >>

Branche fordert Änderungen am WindSeeGesetz



Quelle: Shutterstock / Thampapon

WINDKRAFT OFFSHORE. Mehrere Verbände der Offshore-Windbranche fordern anlässlich der ersten Lesung der WindSeeG-Novelle im Bundestag ein neues Ausschreibungsdesign. Ziel sei mehr Investitionssicherheit.

Mit der ersten Lesung der Novelle des Windenergie-auf-See-Gesetzes (WindSeeG) hat am 8. Oktober die parlamentarische Beratung des Gesetzes begonnen. Der Bundesverband Windenergie Offshore (BWO) fordert mit dem Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), der IG Metall Küste und dem Zentralverband der deutschen Seehafenbetriebe (ZDS) Änderungen am Gesetzentwurf.

Im Zentrum steht ein einstufiges Ausschreibungsmodell, bei dem Projekte ausschließlich über sogenannte Contracts for Difference (CfD) vergeben werden. Zudem verlangt die Branche eine Indexierung der CfD sowie eine Rückgabe- und Neuausschreibungsoption für Projekte aus den Ausschreibungsjahren 2023 bis 2025.

Nach Angaben des BWO wurde seit Juni 2025 keine Offshore-Wind-Ausschreibung erfolgreich abgeschlossen. Gleichzeitig müssten Hersteller, Häfen, Installationsunternehmen und maritime Dienstleister ihre Kapazitäten Jahre im Voraus planen. Bleiben Aufträge aus oder verzögern sich Projekte, könnten Investitionen in Produktionsanlagen, Infrastruktur und Beschäftigung ausbleiben, warnt der Verband.

„Die nächsten Monate sind entscheidend für Investitionen und industrielle Kapazitäten in der Offshore-Wind-Branche“, sagt BWO-Geschäftsführer Stefan Thimm. Unternehmen müssten heute über Investitionen in Fabriken, Schiffe und Personal entscheiden. Dafür seien belastbare Aufträge und eine verlässliche Projektpipeline erforderlich. Andernfalls könnten Kapazitäten und Industriearbeitsplätze in Deutschland und Europa verloren gehen.

Der BWO und die drei weiteren Verbände lehnen das im Gesetzentwurf vorgesehene zweistufige Ausschreibungsverfahren ab. Stattdessen fordern sie ein einstufiges CfD-only-Modell.

Bei einem CfD verpflichtet sich der Staat beziehungsweise eine staatliche Stelle, dem Betreiber einen festgelegten Referenzpreis abzusichern. Liegt der Marktpreis darunter, gleicht der CfD die Differenz aus. Bei höheren Marktpreisen kann der Betreiber umgekehrt Zahlungen leisten. Das soll Finanzierungskosten senken und die Realisierungswahrscheinlichkeit erhöhen.

Branche fordert Indexierung

Zusätzlich verlangt die Branche eine wirksame Indexierung der CfD. Zwischen Zuschlag und finaler Investitionsentscheidung (FID) liegen bei Offshore-Windprojekten laut Verbänden etwa drei bis fünf Jahre. In diesem Zeitraum können sich Bau-, Komponenten- und Finanzierungskosten deutlich verändern.

Ohne eine Anpassung des Vergütungssystems verbleiben diese Kostenrisiken bei den Projekten. Nach Einschätzung der Verbände führen sie zu höheren Risikoprämien und damit zu höheren Kapitalkosten. Eine Indexierung könne dagegen die Risiken zwischen Zuschlag und FID reduzieren und damit die Finanzierung erleichtern.

Die Verbände verweisen auf entsprechende Regelungen in anderen europäischen Märkten. Für die in Deutschland von 2027 bis 2030 geplanten Ausschreibungen über insgesamt 9.000 MW beziffern sie das mögliche Einsparpotenzial auf mehr als vier Milliarden Euro.

Rückgabeoption für ältere Zuschläge

Für bereits bezuschlagte Flächen aus den Jahren 2023 bis 2025 fordert die Branche einen geordneten Rückgabe- und Neuausschreibungsmechanismus. Nach Angaben des BWO könnten einzelne Projekte unter den inzwischen veränderten wirtschaftlichen Bedingungen möglicherweise nicht mehr realisiert werden. „Das neue Ausschreibungsdesign muss sich vor allem an der tatsächlichen Realisierung messen lassen“, sagt Thimm.

Höchstwerte und Sicherheiten im Fokus

Darüber hinaus fordert die Branche eine Überprüfung der im Gesetzentwurf vorgesehenen Höchstwerte für CfD-Gebote. Diese liegen nach Angaben der Verbände bei 9,487 Cent/kWh beziehungsweise 9,6715 Cent/kWh. Aus Sicht von BWO, BDEW, ZDS und IG Metall Küste bilden die zugrunde gelegten Kostenannahmen die aktuellen Marktbedingungen nicht ausreichend ab.

Die Verbände verweisen unter anderem auf Kosten für die verpflichtende Überbauung, die Umsetzung der Vorgaben des Net-Zero Industry Act (NZIA) und geplante Kapazitätsentgelte. Höhere Höchstwerte könnten nach ihrer Einschätzung mehr Bieter zur Teilnahme bewegen und damit den Wettbewerb stärken. Auch bei den Sicherheitsleistungen verlangt die Branche Reduktionen.

Zudem soll geprüft werden, die Zahl beziehungsweise das Volumen der Zuschläge eines einzelnen Bieters pro Ausschreibungsrunde zu begrenzen. Damit wollen die Verbände die Akteursvielfalt erhöhen und vermeiden, dass ein großer Teil des Realisierungsrisikos auf einzelne Unternehmen entfällt.

Nach der ersten Lesung soll der Gesetzentwurf im Bundestag weiter beraten werden. Für November ist laut BWO eine Sachverständigenanhörung vorgesehen. Danach folgen weitere Ausschussberatungen sowie die zweite und dritte Lesung im Bundestag. (sh) // VON SUSANNE HARMSSEN

[^ Zum Inhalt](#)

Offshore-Flächen sollen attraktiver werden



Quelle: Shutterstock

WINDKRAFT OFFSHORE. Nordseeflächen haben bei einer Auktion keinen Käufer gefunden. Das setzt die Offshore-Branche unter Druck. Das zuständige BSH verspricht der Wirtschaft attraktivere Flächen.

Nach der gescheiterten Versteigerung von Nordsee-Windkraftflächen im vergangenen Jahr hat die für Seeflächen zuständige Behörde die Planung erneut angepasst. Die Änderung des Flächenentwicklungsplans 2025 soll die Bedingungen für neue Windparks verbessern, wie das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) mitteilte. Das BSH ist Deutschlands zentrale maritime Behörde.

BSH-Präsident Helge Heegewaldt sagte laut Mitteilung: „Bei Windenergie auf See zählt nicht nur, wie viel Leistung auf einer Fläche installiert wird.“ Entscheidend sei auch die Effizienz. „Deshalb geben wir den Anlagen mehr Raum und verringern so gegenseitige Abschattung.“

Der Platz in der deutschen Nord- und Ostsee ist begrenzt. Branchenverbände und Unternehmen weisen darauf hin, dass der Betrieb der Windräder unwirtschaftlich werden kann, wenn diese zu nah beieinander aufgestellt werden müssen. Denn das kann den Stromertrag mindern.

Flächenversteigerung scheiterte

Im August vergangenen Jahres wurde bekannt, dass die Flächen N-10.1 und N-10.2 bei einer Auktion der Bundesnetzagentur nicht versteigert worden sind. Nach Angaben von Branchenverbänden schlug damit erstmals in Deutschland eine Versteigerung von Windkraftflächen auf See fehl.

Die Änderungen des BSH betreffen auch das Gebiet N-10, für das sich zuletzt kein Käufer fand. Das Gebiet wird vergrößert und in drei Flächen aufgeteilt. „Die Offshore-Windenergieanlagen können in größeren Abständen geplant werden. So lässt sich der vorhandene Wind besser ausnutzen“, hieß es vom BSH.

Ausbau-Gesetz soll geändert werden

Bis 2045 will Deutschland eine Leistung von 70.000 MW in Nord- und Ostsee erreichen. Die Gesamtleistung der Anlagen lag zum Ende des ersten Halbjahres bei rund 10.800 MW, wie der Bundesverband Windenergie Offshore mitteilte. // **VON DPA**

[^ Zum Inhalt](#)

Mit voller Kraft und diversen Kraftstoffen in die Energiezukunft



Gastgebende: (v.l.) Tilman Bechthold, Hedwig Doloszeski, Gesa Netzeband und Stefan Hölbfer. Quelle: Volker Stephan

VERANSTALTUNG. Mit dem Aufruf zu ambitionierten, aber abgestimmten Regelwerken für die Energiewende in Europa hat eine Konferenz der DGMK in Essen begonnen. Kohlenstoffträger seien Teil der Lösung.

In Deutschlands heimlicher Energie-Hauptstadt Essen sind mehr als 100 Menschen aus Wissenschaft, Forschung und Industrie zusammengekommen, um die Transformation des Energiesystems und die Zukunft von fossilen wie nachhaltigen Kraftstoffen zu diskutieren. Titel der Veranstaltung ist „Verfahren zur sicheren Versorgung mit Kohlenstoffträgern, Kraftstoffen und Chemikalien“.

Gastgeber der internationalen Zusammenkunft mit Teilnehmenden auch aus Japan sind die Fachbereiche Petrochemie und Konversion von Kohlenstoffträgern der Deutschen Wissenschaftlichen Gesellschaft für nachhaltige Energieträger, Mobilität und Kohlenstoffkreisläufe e.V. (DGMK). Partner der zweitägigen Konferenz sind die Schwesterorganisationen aus Österreich und Italien, die Österreichische Gesellschaft für Energiewissenschaften (ÖGEW) und die Societa Chimica Italiana (SCI).

Zur Einführung hob DGMK-Geschäftsführerin Dr. Gesa Netzeband am 8. Oktober auf das Miteinander von industriellen Innovationen und wissenschaftlicher Forschung ab. Unternehmen, Universitäten und Forschungseinrichtungen stünden vor immer größeren Herausforderungen. Netzeband verwies dabei auf weltweite Spannungen und Konflikte, die Transformation des Energiesystems und den Klimawandel.

Sichere Versorgungsketten seien zunehmend von Bedeutung, so Netzeband weiter. Sie ging dann auf die RED-III-Direktive ein, die Novelle zur Nutzung erneuerbarer Energien in der EU. Sie hat auch auf den Verkehrssektor und damit auf den Transport von Gütern und die Produktion chemischer Erzeugnisse erhebliche Auswirkungen. Für Netzeband ist es unerlässlich, die Umsetzung in den einzelnen europäischen Staaten zu harmonisieren. Unterschiede seien hinderlich. Die Industrie müsse verlässliche Rahmenbedingungen vorfinden, in denen sie sich bewegen kann.

Tilman Bechthold spielte anschließend mit dem Verhältnis von Theorie und Praxis. Der Sprecher des DGMK-Fachbereichs „Konversion von Kohlenstoffträgern“ holte ein Zitat des damaligen Bundesumweltministers Jürgen Trittin (Grüne) aus der Mottenkiste, der gesagt hatte, die Energiewende in Deutschland würde pro Kopf monatlich nicht mehr als eine Kugel Eis kosten. In der Praxis, so Bechthold, sei es weit mehr als das.

Balance zwischen Nachhaltigkeit, Bezahlbarkeit und Sicherheit

Insofern verfolge die Konferenz den Ansatz, die Lücke zwischen Theorie und Praxis bei der Energiewende weiter zu schließen. Bechthold mahnte an, die Balance zwischen Nachhaltigkeit auf der einen sowie Bezahlbarkeit und Versorgungssicherheit auf der anderen Seite zu halten.

Zur Eröffnung der Essener Veranstaltung sprach auch noch Dr. Stefan Hölbfer, Präsident der ÖGEW. Er rief in Erinnerung, dass die Energiewirtschaft über lange Jahre durch die Faktoren Verfügbarkeit, Effizienz und Kosten bestimmt war. Hinzugekommen seien inzwischen Dimensionen wie Klimaziele, Versorgungssicherheit, Wettbewerbsfähigkeit und sichere Rahmenbedingungen für Investitionen.

Hölbfer warb bei den Gesetzgebern um verlässliche und dauerhafte Regeln. Sie seien erforderlich, um nötige Investitionen der Wirtschaft nicht zu verzögern. Das betreffe im Besonderen lang angelegte Projekte der Energieinfrastruktur, Raffinerien, Industrieanlagen und Kraftwerke der erneuerbaren Energien.

International tätige Unternehmen benötigten hier Regelwerke, die grenzübergreifend wirken. Europas Regierungen müssten einerseits ambitionierte Ziele setzen, aber zugleich Hindernisse abbauen. Gerade die Umsetzung der RED-III-Direktive habe immense Bedeutung für den Ausbau der erneuerbaren Energien und den Hochlauf nachhaltiger Kraftstoffe. Einheitliche Regelungen müssten das Ziel sein, nicht nationale Eigenheiten. Hier sei Pragmatismus der Perfektion vorzuziehen.

Die europäischen Klima- und Transformationsziele müssten laut Hölbfer abgestimmt, verhältnismäßig, verlässlich und ökonomisch vertretbar sein. Dies seien die besten Voraussetzungen für wirksamen Klimaschutz, für die Sicherheit von Versorgungsketten, für eine starke Industrie in Europa und eine hohe Investitionsbereitschaft, so Hölbfer abschließend. Die Konferenz mit zahlreichen Vorträgen und einer Preisverleihung für wissenschaftliche Forschung endet am 9. Oktober. (vs) // **VON VOLKER STEPHAN**

Diesen Artikel können Sie teilen: [f](#) [t](#) [in](#)

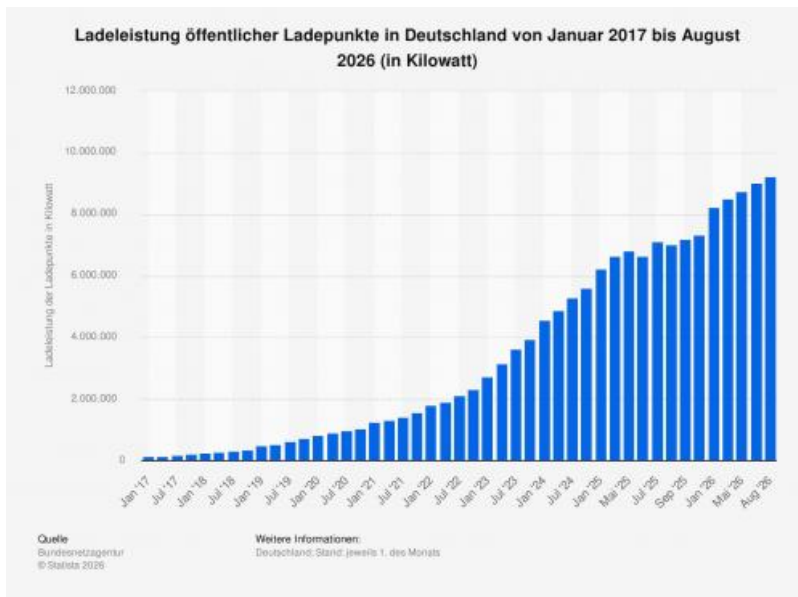
[^ Zum Inhalt](#)

Entwicklung der Ladeleistung öffentlicher Ladepunkte



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 gesamte Leistung aller in Deutschland in Betrieb befindlichen öffentlichen Ladesäulen lag im August 2026 bei rund 9,2 Gigawatt. Bei der Ladeleistung handelt es sich um die Nennleistung der Ladeeinrichtungen und nicht um die kumulierte Leistung der einzelnen Ladepunkte. Die genannten Werte beschreiben also die insgesamt bundesweit gleichzeitig nutzbare Leistung der Ladepunkte. Die Zahlen stammen von der Bundesnetzagentur. // **VON REDAKTION**

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

HANDEL & MARKT



Quelle: Shutterstock / Nutthapat Matphongtavorn

Speicher, Netz und Kommunikation

STROMSPEICHER. Fehlende Netzanschlüsse, Unsicherheiten und Finanzierungsrisiken gefährden Batteriespeicherprojekte. Ein Whitepaper der Agentur „CC: Collective“ will zeigen, wie sie dennoch gelingen.

Der deutsche Batteriespeichermarkt hat die installierte Leistung seit 2020 nahezu verzwanzigfacht. Doch Netzengpässe, uneinheitliche regulatorische Vorgaben und unsichere Erlösmodelle erschweren den weiteren Ausbau. Zu diesem Ergebnis kommt das nun veröffentlichte Whitepaper „Das BESS(T) Case Szenario“ der Berliner Kommunikationsberatung CC: Collective.

Demnach stieg die installierte Speicherleistung von 1,05 GW Anfang 2020 auf 20,7 GW im September 2026. Die Speicherkapazität erreichte rund 33,1 Millionen kWh. Davon entfielen 23,6 Millionen kWh auf Heimspeicher, 7,7 Millionen kWh auf Großspeicher und 1,8 Millionen kWh auf Gewerbespeicher.

Der weitere Ausbau jedoch werde erschwert, in erster Linie durch den „Flaschenhals Netzanschluss“, wie es in dem Whitepaper heißt. Im Jahr 2025 gingen bei den Netzbetreibern 18.158 Anschlussanfragen für Batteriespeicher mit einer Gesamtleistung von 573,5 GW ein. Zugesagt wurden lediglich 54,2 GW. Die Zahlen allerdings sind nur bedingt aussagekräftig, denn die Netzanschlussanfrage allein bedeutet nicht, dass dahinter auch ein tatsächlich realisierbares Projekt steht.

Regulatorische Unsicherheit belastet Investitionen

Neben fehlenden Netzkapazitäten erschweren den Autoren zufolge unterschiedliche Anschlussbedingungen der mehr als 850 Verteilnetzbetreiber die Projektentwicklung. Hinzu kämen offene Fragen zur künftigen Netzentgeltsystematik und zu flexiblen Netzanschlussvereinbarungen.

Urban Windelen, Bundesgeschäftsführer des Bundesverbands Energiespeicher Systeme (BVES), fordert dementsprechend vor allem Planungssicherheit: „Der Speichermarkt benötigt keine Subventionierung, aber einen verlässlichen regulatorischen Rahmen“, lässt er sich zitieren.

Banken verlangen kalkulierbare Erlöse

Mit der Marktintegration von Speichern und Ladepunkten (MiSpeL) eröffneten sich zwar zusätzliche Vermarktungsmöglichkeiten: Speicher können künftig Netzstrom und selbst erzeugten Solarstrom kombinieren, ohne grundsätzlich die Förderung für den erneuerbaren Stromanteil zu verlieren. Allerdings entwickle sich auch die Finanzierung zum Engpass, heißt es weiter. Laut Whitepaper gelten lediglich 15 Millionen kWh des geplanten Großspeicherzubaues bis 2029 als gesichert. Weitere rund 58 Millionen kWh sind mit erheblichen Unsicherheiten verbunden.

Der für die Publikation befragte Projektmanager der DAL Deutsche Anlagen-Leasing, Julius Kies, nennt belastbare Netzanschlüsse, Wartungskonzepte und planbare Zahlungsströme als Voraussetzungen für Finanzierungen. Modelle mit vertraglich gesicherten Vergütungen, sogenannte Tolling-Strukturen, seien leichter finanzierbar als Speicher, deren Erlöse vollständig vom Stromhandel abhängen.

Zugleich gewinne die gemeinsame Planung von Photovoltaikanlagen und Batteriespeichern an Bedeutung. Diese sogenannten Co-Location-Projekte können vorhandene Netzanschlüsse nutzen und Solarstrom in Zeiten höherer Marktpreise vermarkten. „PV-Anlagen werden heute praktisch nur noch mit Batteriespeicher geplant“, wird Kies zitiert.

Für Marktakteure hat die Agentur daraus folgernd fünf Hinweise entwickelt, wie Projekte auch im schwierigen Marktumfeld finanziert und realisiert werden können:

- Komplexität einordnen: Den Speicher als Teil eines Gesamtsystems aus Erzeugung, Verbrauch und Netzanschluss darstellen, „statt als Wundermittel, das allein jedes Problem löst“.
- Regulatorische Orientierung geben: Unsicherheiten offen benennen, Kunden und Partnern komplexe regulatorische Vorgaben verständlich kommunizieren
- Zielgruppen differenziert ansprechen und dabei das Vorwissen der Akteure berücksichtigen
- Professionell auftreten, Risikomanagement und Möglichkeiten strukturierter Vermarktung aufzeigen und die Konsolidierung als Reifezeichen des Marktes darstellen
- „Nicht nur in Berlin, auch beim Bürgermeister überzeugen“: Kommunen und lokale Netzbetreiber früh einbeziehen und standortspezifisch argumentieren.

Die Untersuchung basiert auf Marktdaten und Interviews mit fünf Branchenvertretern aus Regulierung, Projektentwicklung, Betrieb und Finanzierung. (kmt) // **VON KATIA MEYER-TIEN**

[^ 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 >

msg

Bayernwerk beendet das Windhund-Prinzip



Arbeiten am Verteilnetz. Quelle: Bayernwerk / Christian Poppe

STROMNETZ. Das Bayernwerk beendet für große Anschlussvorhaben das Windhund-Prinzip und führt drei neue Instrumente ein: Kriterienvergabe, neuer Ausbauplan und flexible Netzanschlüsse.

Das Bayernwerk stellt die Vergabe von Netzkapazitäten auf eine neue Grundlage. Bei einer Pressekonferenz in Regensburg stellte Vorstandsvorsitzender Egon Leo Westphal drei Instrumente vor, mit denen der Netzbetreiber auf knapper werdende Anschlusskapazitäten reagieren will.

Hintergrund sind Prognosen des Unternehmens: Bis 2045 soll sich die installierte Leistung erneuerbarer Energien in Bayern verdreifachen und der Stromverbrauch verdoppeln. Treiber sind die Elektrifizierung von Industrie, Verkehr und Wärme, Großbatteriespeicher und Rechenzentren. „Die Energiewende-Logik der ersten Halbzeit hat darauf keine Antworten mehr“, sagte Westphal.

Kriterienbasiertes Zuteilungsverfahren

Erstes Instrument ist ein kriterienbasiertes Zuteilungsverfahren, das die Bayernwerk Netz GmbH pilotiert. Es gilt für Bezugskunden mit mehr als 1.000 kW Leistungsbedarf sowie für Batteriespeicher ab 300 kW. Für diese Projekte endet das bisherige Windhund-Prinzip. Die verfügbaren Kapazitäten werden stattdessen nach transparenten und nachvollziehbaren Kriterien vergeben, vorgesehen sind zwei Vergabezyklen pro Jahr. Das digitale Antragsportal geht am 12. Oktober 2026 erstmals an den Start. „Die Vergabe erfolgt anhand definierter, transparenter und diskriminierungsfreier Kriterien“, so Westphal.

Parallel entwickelt das Bayernwerk seinen Netzausbauplan weiter. Er soll nicht mehr nur theoretische Ausbaupfade beschreiben, sondern als strategischer „Bauplan für die Energiezukunft“ dienen. Grundlage sind regionale Entwicklungen, systemische Zusammenhänge sowie Effizienz- und Synergiepotenziale im Energiesystem. Netzausbau und Kapazitätsvergabe sollen dadurch besser verzahnt werden.

Flexible Anschlüsse und Resilienz

Als drittes Instrument setzt das Unternehmen auf Flexible Connection Agreements (FCA). Sie ermöglichen Netzanschlüsse auch dort, wo die gewünschte Leistung nicht jederzeit uneingeschränkt bereitsteht. Im Gegenzug akzeptieren die Kunden bei Netzengpässen eine flexible Anpassung ihrer Leistungsaufnahme oder Einspeisung. So lassen sich, wie es heißt, vorhandene Kapazitäten effizienter nutzen – bei Bezug wie bei Einspeisung.

Die drei Instrumente sollen nach Darstellung des Bayernwerks nicht begrenzen, sondern Spielräume schaffen. Zugleich spricht sich der Netzbetreiber dafür aus, bei regelnden Eingriffen künftig nicht an der Einspeisung der Kunden anzusetzen, sondern am Netzanschlusspunkt. Verbraucher könnten so ihre Energiesysteme zum eigenen Nutzen betreiben. Dafür seien noch technische Festlegungen und gesetzliche Klarstellungen nötig.

Für den Ausbau der Verteilnetze plant das Bayernwerk von 2027 bis 2031 rund 13 Milliarden Euro ein. Als weitere Schlüsselaufgabe nennt das Unternehmen die Resilienz der Energieinfrastruktur. Cyberangriffe, Extremwetter, geopolitische Krisen und gezielte Angriffe auf kritische Infrastrukturen hätten die Sicherheitsanforderungen deutlich erhöht. Man setze auf enge Zusammenarbeit mit Sicherheitsbehörden, eigene Schutzmaßnahmen und Konzepte für eine schnelle Wiederherstellung der Versorgung. Gemeinsam mit Siemens Energy wird zudem ein Security Sensor für Freileitungen entwickelt, der Bewegungen im Umfeld kritischer Netzinfrasturktur erkennen soll. (gd) // VON GÜNTER DREWNITZKY

Diesen Artikel können Sie teilen: [f](#) [t](#) [in](#)

[^ Zum Inhalt](#)

Wasserkraft treibt „sonstige“ Direktvermarktung



Quelle: Shutterstock

REGENERATIVE. In der Direktvermarktung ohne Inanspruchnahme der EEG-Marktprämie ist die gemeldete Leistung im Oktober um fast 5 Prozent gestiegen. Treiber ist die Wasserkraft.

Wasser marsch, lautet offenbar die Devise im Herbst in der sonstigen Direktvermarktung. Die gemeldete Wasserkraftleistung ist von 969 MW im September auf 2.157 MW im Oktober gestiegen. Seit März bewegte sich die Zahl zwischen 930 und 970 MW, im Januar und Februar lag sie knapp über 1.000 MW.

Insgesamt erhöhte sich die Leistung in der sonstigen Direktvermarktung nach den neuen Zahlen, die die Übertragungsnetzbetreiber 50 Hertz, Amprion, Tennet und Transnet BW auf ihrem Transparenzportal veröffentlicht haben, von 35.574 MW auf 37.317 MW.

Solarenergie legte in diesem Marktsegment um 269 MW auf 12.508 MW zu. Windenergie an Land wuchs um 224 MW auf 14.757 MW, Offshore-Windenergie stieg um 70 MW auf 6.590 MW. Bei Biomasse war ein leichter Rückgang um 10 MW zu verzeichnen, die gemeldete Leistung erreichte 1.115 MW.

Stabile Zahlen bei geförderter Direktvermarktung

Bei der geförderten Direktvermarktung zeigt sich ein weitgehend stabiles Bild. Im September 2026 waren insgesamt 105.960 MW EEG-Anlagen in der geförderten Direktvermarktung mit Inanspruchnahme der Marktprämie erfasst. Zum Oktober 2026 summierte sich die gemeldete Leistung auf 105.936 MW.

Windenergie an Land in der geförderten Direktvermarktung nahm von 54.448 MW auf 54.542 MW zu.

Geothermie stieg von 41 MW auf 46 MW. Rückgänge gab es dagegen bei Biomasse (6.914 MW, minus 66 MW), Wasserkraft (837 MW, minus 20 MW), Solarenergie (38.203 MW, minus 11 MW) und Offshore-Windenergie (5.353 MW, minus 25 MW).

Über beide Vermarktungsformen zusammen betrachtet, stieg die erfasste installierte Leistung von 141.534 MW im September auf 143.253 MW im Oktober, also um rund 1.719 MW – ein Plus von 1,2 Prozent. (mf) // VON MANFRED FISCHER

[^ Zum Inhalt](#)

Hybrid-PPA mit Mindesterloß für Speicher



Quelle: Max Solar

STROMSPEICHER. MaxSolar und Energy2market vereinbaren in Waren ein Hybrid-PPA, das die Erlöse eines Batteriespeichers über eine Floor-Struktur absichert.

Der Projektentwickler Max Solar und der Flexibilitätsvermarkter Energy2market (e2m) haben ein auf sieben Jahre angelegtes Hybrid-PPA unterzeichnet. Es betrifft einen 45-MW-Solarpark und einen 20-MW-Batteriespeicher mit 40 MWh Kapazität in Waren (Mecklenburg-Vorpommern). Der Solarpark ist im Sommer 2026 in Betrieb gegangen, der Speicher soll im September 2027 folgen. Beide Anlagen sind als Co-Location-Projekt konzipiert und teilen sich einen Netzanschluss samt eigenem Umspannwerk.

Nach Angaben der Partner ist es das bundesweit erste Hybrid-PPA, das die Vergütung eines Batteriespeichers über eine Floor-Struktur absichert. Der Betreiber erhält einen Anteil an den Optimierungserlösen und ist zugleich durch eine vertraglich vereinbarte Mindestvergütung geschützt.

Flexibel vermarkten, Erlöse absichern

Der gemeinsame Netzanschlusspunkt eröffnet zusätzliche Spielräume in der Vermarktung. Da der Speicher nicht an den Zeitpunkt der Solarerzeugung gebunden ist, kann er auf Markt- und Preissignale reagieren. In der Multimarkt-Optimierung vermarktet E2M ihn in dem Segment, das die höchsten Erlöse verspricht: Day-Ahead, Intraday oder Regelleistung. Zusätzliche Erlöse bleiben dadurch möglich.

„Die Floor-Struktur schafft planbare Cashflows, ohne dass der Betreiber dafür die Optimierungserlöse seines Speichers vollständig abgeben muss“, sagt Filip Markert, Originator bei E2M. Bisher habe man bei Grünstromspeichern in Co-Location mit PV vor allem Erlöspotenziale gehoben, nun kämen langfristige Erlösabsicherungen hinzu.

Für Max Solar ist Waren bereits die vierte Co-Location nach Gemmingen (Baden-Württemberg), Friedrichshof (Mecklenburg-Vorpommern) und Darstadt (Bayern), jeweils mit einem anderen Vermarktungskonzept. Planbare Erlöse stärken die Finanzierbarkeit der Projekte, sagt Geschäftsführer Christoph Strasser, und ließen zugleich die Chance auf zusätzliche Erlöse an den Energiemärkten offen.

Auf Seiten von E2M verweist Geschäftsführer Hannes Behacker auf die Erfahrung in der Flexibilitätsvermarktung, die eigene Bilanzstärke und den Rückhalt der EDF-Gruppe, um solche Vertragsmodelle zu strukturieren und langfristig abzusichern. Beide Unternehmen wollen die Zusammenarbeit fortsetzen und die Erfahrungen aus Waren in weitere Co-Location- und Speicherprojekte einfließen lassen. (gd) // VON GÜNTER DREWNITZKY

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

⚙️ TECHNIK



Chemiestandort Leuna aus der Vogelperspektive. Quelle: Infra Leuna GmbH

Leuna testet zentrale Steuerung der Energieflüsse

ENERGIEMANAGEMENT. Am Chemiestandort Leuna startet ein Forschungsprojekt für ein zentrales Energiemanagement. Fraunhofer und „InfraLeuna“ wollen damit Energieflüsse optimieren und Lastspitzen senken.

Eine Software soll künftig am Chemiepark Leuna in Sachsen-Anhalt Erzeugung und den Verbrauch von Strom und Wärme besser aufeinander abstimmen. Ein entsprechendes Forschungsprojekt haben das Fraunhofer-Institut für Optronik, Systemtechnik und Bildauswertung, Institutsteil Angewandte Systemtechnik (IOSB-AST), und der Standortbetreiber Infra Leuna nun gestartet. Wie die Partner am 8. Oktober in einer gemeinsamen Mitteilung bekannt geben, wollen sie unter realen Bedingungen den technischen und wirtschaftlichen Nutzen eines zentralen Energiemanagementsystems untersuchen.

Das Vorhaben erfolgt im Auftrag des Kompetenzzentrums Energieeffizienz durch Digitalisierung („KEDi“), ein Projekts der Deutschen Energie-Agentur (Dena). Es wurde vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWE) beauftragt, kleine und mittlere Unternehmen sowie die Gebäudewirtschaft beim Einsatz digitaler Effizienzlösungen zu unterstützen. Das Kedi begleitet den Versuch und soll die Ergebnisse öffentlich zugänglich machen.

Der Chemiestandort Leuna erstreckt sich über rund 1.300 Hektar, eine Fläche so groß wie 1.820 Fußballfelder. Mehr als 100 Unternehmen sind dort angesiedelt. Infra Leuna betreibt die gemeinsame Infrastruktur und versorgt die Betriebe unter anderem mit Strom, Dampf und Erdgas. Zur Energieversorgung gehören Gas- und Dampfturbinenanlagen sowie Power-to-Heat-Systeme, die Strom in Wärme umwandeln. Zwei Koppelpunkte verbinden das Areal mit dem vorgelagerten Verteilnetz der Mitnetz Strom. Die verschiedenen Energieflüsse sind eng miteinander verflochten. Deshalb soll die Steuerung nicht einzelne Anlagen isoliert, sondern das Zusammenspiel am Standort optimieren.

Software erstellt Fahrpläne für Anlagen

Fraunhofer integriert dafür seine Software „EMS-EDM PROPHET“ in die bestehende Systemlandschaft von Infra Leuna. Sie soll Erzeugungs-, Verbrauchs- und Netzdaten aus dem Leitsystem erfassen und mithilfe künstlicher Intelligenz den Energiebedarf sowie die Einspeisung erneuerbarer Energien prognostizieren. Aus diesen Daten errechnet sie kostenoptimale Fahrpläne für flexible Anlagen. Dazu gehören Kraft-Wärme-

Kopplungsanlagen (KWK), Power-to-Heat-Systeme und geplante Batteriespeicher. Auch technische Betriebsgrenzen und regulatorische Vorgaben sollen in die Berechnung einfließen.

„Unser Ziel ist es, Energieerzeugung, -verbrauch und -speicherung sektorenübergreifend so aufeinander abzustimmen, dass Kosten sinken, Lastspitzen reduziert und das öffentliche Verteilnetz entlastet werden“, erklärt Fraunhofer-Projektleiter Sebastian Flemming.

Drei Anwendungsfälle stehen dabei im Mittelpunkt: eine verbesserte Energiebilanz durch die Abstimmung der Energieflüsse, der Austausch von Wärme samt Nutzung von Abwärme und eine automatische Reaktion auf Signale aus dem Stromnetz. Letzteres könnte, wie es aus Leuna heißt, dabei helfen, Leistungsspitzen am Netzanschluss zu verringern. Welche Einsparungen tatsächlich möglich sind, muss der Versuch zeigen.

Test unter realen Betriebsbedingungen

Die Partner führen das System stufenweise ein: Zunächst soll es Empfehlungen liefern, anschließend parallel zum laufenden Betrieb arbeiten und schließlich in einen Demonstrationsbetrieb übergehen. Die Erprobung unter realen Bedingungen ist für mindestens drei Monate vorgesehen, heißt es seitens der Projektpartner. Fraunhofer entwickelt und integriert das System und verantwortet Prognosen und Optimierung. Infra Leuna stellt die Infrastruktur, die Betriebsdaten und das technische Wissen über den Standort bereit.

„Mit dem Projekt wollen wir die Wirkung von datengetriebenen Energiemanagementsystemen beweisen und zur breiten Anwendung anregen“, sagt Erik Förster, Projektverantwortlicher beim Kedi. Zahlen zu erwarteten Kosteneinsparungen, vermiedenen Lastspitzen oder Projektinvestitionen nennen die Partner bislang nicht. Auch ein Termin für die Veröffentlichung der Ergebnisse ist noch offen. (ds)

// VON DAVINA SPOHN

[^ Zum Inhalt](#)

Smart Meter Light könnte Messkosten senken



Quelle: Shutterstock / Monkey Business Images

SMART METER. Eine Machbarkeitsstudie von Octopus Energy sieht Potenzial für Smart Meter Light bei vielen Haushalten. Die dafür notwendigen technischen Bausteine seien weitgehend vorhanden.

Eine Machbarkeitsstudie von Octopus Energy kommt zu dem Ergebnis, dass ein Smart Meter Light (SML) für viele Haushalte außerhalb des verpflichtenden Smart-Meter-Rollouts technisch und prozessual realisierbar ist. Gleichzeitig zeigt die Studie, dass die vereinfachte Lösung im untersuchten Kostenmodell günstiger sein könnte als ein vollwertiges intelligentes Messsystem, teilte Octopus Energy am 8. Oktober mit.

Das sogenannte Smart Meter Light (SML) soll Viertelstundenwerte aus der Ferne übertragen, ohne die vollständige Infrastruktur eines intelligenten Messsystems zu benötigen. Eine vom Unternehmen initiierte Machbarkeitsstudie beziffert die möglichen Kostenvorteile auf bis zu 54 Euro pro Zählpunkt und Jahr. Bis zur Marktreife veranschlagen die Autoren rund zwei Jahre.

Das Konzept richtet sich vor allem an Haushalte, die nicht unter die gesetzliche Einbaupflicht für intelligente Messsysteme (iMSys) fallen. Anders als bei einem iMSys soll das Smart Meter Light ohne Smart-Meter-Gateway und die damit verbundene Gateway-Administration auskommen. Stattdessen soll ein

digitaler Stromzähler den Verbrauch im Viertelstundentakt erfassen und die Messwerte über eine Fernkommunikationsverbindung übertragen.

Potenzial von 36 Millionen Zählpunkten

Die Daten könnten unter anderem für die Abrechnung dynamischer Stromtarife dienen. Steuerungsfunktionen, wie sie ein vollständiges intelligentes Messsystem ermöglicht, sieht das Konzept zunächst nicht vor. Eine spätere Aufrüstung zum iMSys soll jedoch möglich bleiben.

Nach den Prognosen, auf die sich die Studie stützt, könnte es hierzulande im Jahr 2032 rund 63 Millionen Strom-Messlokationen geben. Davon würden etwa 36 Millionen nicht unter die verpflichtenden Einbauvorgaben für intelligente Messsysteme fallen. Für diese Messlokationen sieht Octopus Energy ein mögliches Einsatzfeld des Smart Meter Light.

Die Studie untersuchte außerdem, inwieweit Messstellenbetreiber ihre vorhandenen technischen Systeme und Marktprozesse für die vereinfachte Lösung nutzen könnten. Nach Einschätzung der Autoren lassen sich wesentliche Teile der bestehenden IT-Infrastruktur weiterverwenden. Anpassungsbedarf besteht insbesondere bei der Datenübertragung, dem Geräte- und Kommunikationsmanagement sowie bei der Verarbeitung der Messwerte. Durch den Verzicht auf das Smart-Meter-Gateway würde zudem die Gateway-Administration entfallen.

Messkosten könnten um bis zu 54 Euro sinken

Die wirtschaftlichen Auswirkungen haben die Studienautoren anhand verschiedener Kostenmodelle untersucht. Für einen grundzuständigen Messstellenbetreiber mit 100.000 Zählpunkten errechnen sie annualisierte Gesamtkosten von 51 bis 73 Euro je Zählpunkt für das Smart Meter Light. Bei einem vollständigen intelligenten Messsystem liegen die modellierten Kosten je nach technischer Konfiguration zwischen 88 und 105 Euro pro Jahr. Daraus ergibt sich ein rechnerischer Kostenvorteil von 15 bis 54 Euro je Zählpunkt und Jahr.

Auch für wettbewerbliche Messstellenbetreiber weist die Untersuchung geringere Kosten aus. Hier kalkulieren die Autoren für das Smart Meter Light mit jährlichen Kosten zwischen 43 und 63 Euro je Zählpunkt. Für ein intelligentes Messsystem setzen sie 78 bis 93 Euro an. Die Ergebnisse beruhen laut den Autoren auf Modellannahmen. Inwieweit sich die Kostenvorteile realisieren lassen, hänge von der technischen Ausgestaltung, den Sicherheitsanforderungen und den Stückzahlen ab.

Bis zu einer möglichen Markteinführung müssen nach Einschätzung der Studienautoren mehrere Voraussetzungen erfüllt sein. Dazu zählen ein verbindliches Produkt- und Schnittstellenprofil sowie Anforderungen an die Messwertqualität und die Cybersicherheit. Außerdem sind Praxistests für die Kommunikationstechnik und die Einbindung in bestehende IT- und Marktprozesse erforderlich. Insbesondere die sichere Übertragung und Verarbeitung der Viertelstundenwerte spielt dabei eine Rolle.

Die **Machbarkeitsstudie Smart Meter Light** ist auf der Internetseite von Octopus Energy verfügbar. (hr)

// VON HEIDI ROIDER

Diesen Artikel können Sie teilen: [!\[\]\(486bed401f4fb097f8b045650d678c18_img.jpg\)](#) [!\[\]\(541c0f610a151f6ef3d165b87c883d20_img.jpg\)](#) [!\[\]\(92735d1a53983c78db826d3cff7eeb1c_img.jpg\)](#)

[^ Zum Inhalt](#)

HEMS optimiert aus der Wallbox



Quelle: Jonas Rosenberger

ENERGIEMANAGEMENT. Solar Manager integriert sein HEMS direkt in Wallboxen von Hardy Barth. Zusätzliche EMS-Hardware soll dadurch entfallen; auch kompatible Bestandsgeräte lassen sich nachrüsten.

Solar Manager und „eCharge Hardy Barth“ bringen ein Heim-Energiemanagementsystem (HEMS) direkt auf die Hardware der Wallbox. Das System kann künftig auf Hardy Barth Wallboxen ab Version 2 ausgeführt werden. Die Software nutzt dafür die bereits vorhandene Rechen- und Kommunikationshardware des Ladepunkts. Eine separate Hardware für das HEMS ist nach Angaben der Unternehmen damit nicht mehr erforderlich.

Die Wallbox übernimmt dabei nicht nur die Steuerung des Ladevorgangs. Das HEMS soll auch weitere Energiekomponenten im Gebäude einbinden, darunter Photovoltaikanlagen, Wechselrichter, Batteriespeicher und Wärmepumpen. Nach Angaben von Solar Manager sind mehr als 600 Geräte unterschiedlicher Hersteller kompatibel. Die Kommunikation mit den eingebundenen Komponenten erfolgt weiterhin lokal.

Die Integration ist auch für bereits installierte, kompatible Hardy Barth Wallboxen vorgesehen. Das HEMS wird über die Plattform des Wallbox-Herstellers aktiviert und anschließend per Software-Update auf dem Gerät bereitgestellt. Bei Neuinstallationen entfällt damit zusätzliche EMS-Hardware; bei Bestandsanlagen kann die Funktion nachträglich ergänzt werden.

Relevant ist dieser Ansatz auch mit Blick auf die netzorientierte Steuerung nach § 14a EnWG. Die Bundesnetzagentur sieht neben der direkten Ansteuerung einzelner steuerbarer Verbrauchseinrichtungen ausdrücklich die Steuerung über ein Energiemanagementsystem vor. In diesem Fall übermittelt der Netzbetreiber eine Leistungsobergrenze für die angeschlossenen steuerbaren Verbrauchseinrichtungen. Das EMS verteilt die verfügbare Leistung innerhalb der Kundenanlage und kann dabei auch Eigenerzeugung und Batteriespeicher berücksichtigen.

Solar Manager und Hardy Barth setzen damit auf eine Architektur, bei der die Energiemanagement-Software nicht an ein eigenes Gateway gebunden ist. Voraussetzung ist, dass die jeweilige Hardware die nötige Rechenleistung, Schnittstellen sowie Kommunikations- und Sicherheitsfunktionen bereitstellt. Perspektivisch soll die Software nach Angaben der Unternehmen auch auf geeigneten Wechselrichtern, Batteriespeichern oder Wärmepumpen laufen können. (fw) // VON FRITZ WILHELM

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

UNTERNEHMEN



Quelle: Joachim Wendler / Fotolia

Eon stärkt Endkundengeschäft in Großbritannien

WIRTSCHAFT. Eon hat die im Mai angekündigte Übernahme des britischen Anbieters OVO vollzogen. Das Unternehmen will Größe und digitale Kompetenz im Endkundengeschäft bündeln.

Eon hat die Übernahme des britischen Energieanbieters OVO abgeschlossen. Der Konzern hatte den Kauf im Mai angekündigt. Der Vollzug folgt auf die jüngst erteilte Genehmigung der britischen Wettbewerbs- und Marktaufsichtsbehörde CMA, damit liegt nun die vollständige regulatorische Freigabe vor. Über den Kaufpreis haben die Parteien Stillschweigen vereinbart.

Großbritannien zählt für Eon zu den wichtigsten europäischen Energiemärkten und ist zugleich der zweitgrößte Endkundenmarkt des Konzerns. Mit OVO wächst die Kundenbasis dort deutlich. Das übernommene Unternehmen soll vollständig in Eon integriert werden.

Digitale und flexible Lösungen im Fokus

Die größere Kundenbasis, so heißt es in einer Unternehmensmitteilung, soll es Eon ermöglichen, Kundenlösungen in einem hochdynamischen Marktumfeld schneller und effizienter weiterzuentwickeln und anschließend europaweit zu skalieren. Im Mittelpunkt stünden digitale und flexible Energielösungen.

„Wir verbinden zusätzliche Größe in einem hochdigitalisierten Markt mit Innovationskraft. Dadurch machen wir intelligente und flexible Energielösungen noch schneller verfügbar“, wird Chief Operating Officer Commercial Mark Spieker zitiert. Solche Lösungen sollen den Kunden helfen, ihre Energiekosten spürbar zu senken und aktiv zur Energiewende beizutragen. (gd) // VON GÜNTER DREWNITZKY

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG



ENERGIEJOBS

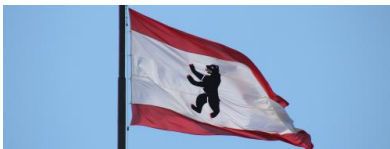
**DAS KARRIEREPORTAL FÜR
DIE ENERGIEWIRTSCHAFT**

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

 Energietechnik
  Erneuerbare Energien
  Energiemanagement

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

Gasag gewinnt erneut Vertrag des Landes Berlin



Quelle: Pixabay / betexion

BERLIN. Die Gasag beliefert ab 2027 weiterhin für vier Jahre rund 2.275 öffentliche Abnahmestellen in Berlin mit Gas und setzt dabei auch Biomethan ein.

Die Gasag hat das Vergabeverfahren des Landes Berlin für die Gasversorgung öffentlicher Gebäude und Einrichtungen gewonnen. Ab dem 1. Januar 2027 beliefert das Unternehmen die rund 2.275 Abnahmestellen für weitere vier Jahre.. Die jährliche Liefermenge liegt laut Gasag bei rund 712 Millionen kWh Gas.

Nach Unternehmensangaben versorgt die Gasag Berlin seit 1847 ununterbrochen mit Energie. Der neue Vertrag umfasst die Lose 2 und 3 des europaweiten Vergabeverfahrens und zählt laut Gasag zu den größten öffentlichen Energielieferverträgen in Berlin.

Zu den Abnahmestellen gehören Verwaltungsgebäude, Bildungseinrichtungen, soziale Einrichtungen und weitere öffentliche Liegenschaften. Die Verbrauchsstellen reichen nach Angaben des Unternehmens von großen Verwaltungs- und Gesundheitsstandorten bis zu kleineren kommunalen Einrichtungen.

„Wir freuen uns sehr über das erneute Vertrauen des Landes Berlin“, sagte Vertriebsvorstand Matthias Trunk. Zugleich wolle das Unternehmen Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und den Einsatz erneuerbarer Energien verbinden. Für die Belieferung sieht der Vertrag auch den Einsatz von Biomethan vor. Damit will die Gasag nach eigenen Angaben einen Beitrag zur Verringerung der mit der Gasversorgung verbundenen CO₂-Emissionen leisten. (sh) // VON SUSANNE HARMSSEN

[^ Zum Inhalt](#)

Neue Trading-Chefin bei Alpiq



Morgane Trieu Cuot. Quelle: Alpiq

PERSONALIE. Morgane Trieu Cuot ist zur Leiterin des Geschäftsbereichs Trading beim Schweizer Energiekonzern Alpiq ernannt worden.

Morgane Trieu Cuot ist ab 1. Januar 2027 Leiterin des Geschäftsbereichs Trading und Mitglied der Geschäftsleitung beim Schweizer Energiekonzern Alpiq. Das teilte der Verwaltungsrat von Alpiq am 8. Oktober mit. Seit Februar 2026 übt sie die Funktion der Leiterin des Geschäftsbereichs Trading bereits interimswise aus.

Sie soll die Trading-Aktivitäten von Alpiq weiterentwickeln und den Beitrag des Geschäftsbereichs zum integrierten Geschäftsmodell des Unternehmens weiter stärken. Morgane Trieu Cuot stieß im September 2024 als Leiterin des Asset Trading zu Alpiq. In dieser Funktion verantwortete sie das Trading und die Optimierung des Alpiq-Portfolios mit Wasserkraftwerken, Pumpspeicherkraftwerken, thermischen Anlagen sowie Gasspeicherpositionen in der Schweiz, Italien und Spanien. Im Februar 2026 übernahm sie die Verantwortung als Leiterin des Geschäftsbereichs Trading ad interim und wurde Mitglied der Geschäftsleitung ad interim.

Morgane Trieu Cuot verfügt über mehr als 20 Jahre internationale Erfahrung im europäischen Energie- und Derivatehandel, in der Anlagenoptimierung und der kommerziellen Wertschöpfung. Unter anderem war sie in leitenden Funktionen bei EDF Trading und BP in London. (hr) // VON HEIDI ROIDER

[^ Zum Inhalt](#)

Hausheld baut seinen Vorstand aus



Quelle: Fotolia / s_l

PERSONALIE. Die Hausheld AG erweitert ihre Führungsspitze. Adrian Klare rückt in den Vorstand auf, während Bouke Stoffelsma den Vorsitz übernimmt.

Die auf intelligente Messsysteme und digitale Energiedienstleistungen spezialisierte Hausheld AG hat ihre Führungsspitze neu aufgestellt. Zum 1. Oktober wurde Adrian Klare vom Aufsichtsrat in den Vorstand berufen. Gleichzeitig hat Bouke Stoffelsma, der die Entwicklung des Unternehmens bereits seit mehreren Jahren als Vorstand begleitet, den Vorstandsvorsitz übernommen. Dies teilte das Unternehmen mit Sitz in Mönchengladbach mit.

Der 44-jährige Klare arbeitet bereits seit 2022 für Hausheld. In seiner neuen Funktion verantwortet er insbesondere die organisatorische und operative Weiterentwicklung des Unternehmens sowie die Integration der Unternehmensstrukturen. Klare ist Diplom-Volkswirt und verfügt über mehr als zehn Jahre Erfahrung im wettbewerblichen Messstellenbetrieb. Vor seinem Wechsel zu Hausheld war er unter anderem beim Messstellenbetreiber Discovergy, der heute unter Inexogy firmiert, tätig. Dort verantwortete er zentrale operative Bereiche und entwickelte Unternehmensprozesse weiter. Im Jahr 2020 gründete er die Mako365 GmbH sowie die Mako Software GmbH, die sich auf Marktkommunikation und Prozesse im Messstellenbetrieb spezialisiert haben.



Adrian Klare ist in den Vorstand von Hausheld vorgerückt.
Quelle: Hausheld AG



Bouke Stoffelsma hat den Vorstandsvorsitz übernommen
Quelle: Hausheld AG

Hausheld beschäftigt mehr als 260 Fachkräfte

Mit der Erweiterung des Vorstands reagiert das Unternehmen nach eigenen Angaben auf das Wachstum im Geschäft mit intelligenten Messsystemen. Zur Unternehmensgruppe gehören neben Hausheld die Marken Solandeo, Mako365 und Greenpocket. Das Leistungsspektrum umfasst Smart Metering, Marktkommunikation, Energiedatenmanagement und digitale Lösungen für die Energiewirtschaft. Zu den Kunden zählen insbesondere Stadtwerke, Energieversorger und Messstellenbetreiber.

Nach eigenen Angaben beschäftigt die Gruppe inzwischen mehr als 260 Fachkräfte im Bereich Smart Metering. Die Investitionen in die für Kunden betriebene Messtechnik haben laut Hausheld 100 Millionen Euro überschritten. (ds) // VON DAVINA SPOHN

[^ Zum Inhalt](#)

Schleupen setzt weiter auf Hansen Technologies



Quelle: Pixabay / Mohamed Hassan

UNTERNEHMEN. Mit einer Vertragsverlängerung um weitere fünf Jahre setzen die Schleupen SE und Hansen Technologies ihre Partnerschaft im Bereich Energiedatenmanagement fort.

Die beiden Software-Häuser Hansen Technologies und die Schleupen SE haben ihre strategische Partnerschaft im Energiedatenmanagement (EDM) um weitere fünf Jahre verlängert, teilten die Unternehmen am 7. Oktober mit.

„Die Vertragsverlängerung unterstreicht nicht nur den Erfolg dieser Partnerschaft, sondern auch unser gemeinsames Engagement, Energieversorger bei ihrer digitalen Transformation langfristig mit leistungsfähigen und zukunftsicheren Lösungen zu begleiten“, sagte Carl Lidholm, EVP Energy & Utilities EMEA bei Hansen Technologies.

Mehr als 80 Energieversorger mit über drei Millionen Messstellen nutzen die Lösung „Hansen EDM“ über Schleulen, teilte das Unternehmen dazu weiter mit. Die Zusammenarbeit zwischen Hansen und Schleulen besteht seit 2003. Im Rahmen dieser langjährigen Zusammenarbeit wurde Hansen EDM in die Plattform „Schleulen.CS“ integriert und bildet die Grundlage für das Energiedatenmanagement. Mit der Vertragsverlängerung schaffen beide Partner langfristige Kontinuität und Investitionssicherheit für ihre Kunden, wie es heißt.

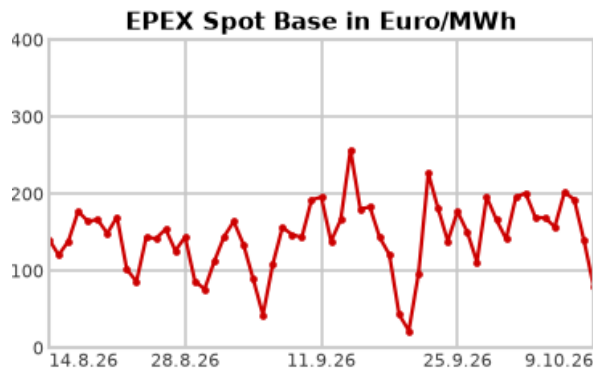
Die Lösung Hansen EDM unterstützt Energieversorger bei der Erfassung, Validierung, Verwaltung und Bereitstellung großer Mengen energiewirtschaftlicher Messdaten. Durch die Integration von Hansen EDM in Schleulen.CS profitieren Anwender laut den beiden Software-Unternehmen von durchgängigen Prozessen über die gesamte energiewirtschaftliche Wertschöpfungskette hinweg, von Messdaten und Zeitreihen über Bilanzierung und Marktkommunikation bis zur Abrechnung. (hr) // VON HEIDI ROIDER

Diesen Artikel können Sie teilen: [!\[\]\(72b4cf351241b08691672e806c1604b7_img.jpg\)](#) [!\[\]\(e17a9c6bb365f854a6c35af513346f46_img.jpg\)](#) [!\[\]\(079194725e2d7442695465125561caa2_img.jpg\)](#)

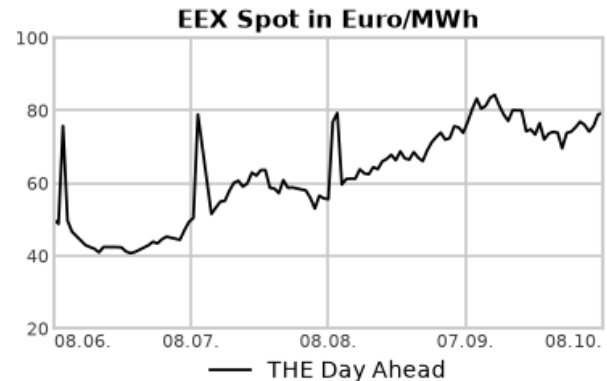
[^ Zum Inhalt](#)

MARKTBERICHTE

STROM



GAS



Angriffe auf LNG-Tanker treiben Gaspreise



Quelle: E&M

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

Überwiegend fester haben sich die Energiemärkte am Donnerstag präsentiert. Vor allem für die Öl- und Gaspreise ging es erneut deutlich nach oben. Der TTF-Frontmonat kletterte im Tagesverlauf zeitweise über die Marke von 80 Euro je Megawattstunde.

Zwar könnten in Katar zusammengezogene LNG-Tanker auf eine Ausweitung der Exporte hindeuten, Angriffe auf Schiffe und niedrige europäische Speicherstände halten das Versorgungsrisiko und damit auch die Risikoprämien aber hoch. Kohle und Öl verteuerten sich ebenfalls deutlich. Förderausfälle im Golf von Mexiko infolge des Tropensturms Isaias sowie Angriffe auf Energieinfrastruktur und Tanker sorgten für zusätzlichen Aufwärtsdruck.

Strom: Überwiegend fester hat sich der deutsche OTC-Strommarkt am Donnerstag gezeigt. Der Day-ahead verlor hingegen 60,75 auf 78,75 Euro je Megawattstunde im Base und 72,75 auf 66,00 Euro je Megawattstunde im Peak. An der Börse wurde der Base mit 78,58 Euro gesehen, der Peak mit 65,61 Euro.

Die Einspeiseleistung der Erneuerbaren dürfte am Freitag mit 41,6 Gigawatt deutlich höher ausfallen als noch am Donnerstag, für den 29,9 Gigawatt in Aussicht gestellt wurden. Der Start in die neue Arbeitswoche dürfte dann erheblich niedriger ausfallen, für den Montag werden nur noch 17,9 Gigawatt an Wind- und Solareinspeiseleistung erwartet.

Am langen Ende gewann das Strom-Cal-27 bis zum Nachmittag um 3,43 auf 138,03 Euro je Megawattstunde hinzu.

CO₂: Die CO₂-Preise haben am Donnerstag weiter zugelegt. Der Dec 26 gewann bis gegen 14.00 Uhr um 0,80 auf 86,05 Euro je Tonne. Umgesetzt wurden bis zu diesem Zeitpunkt 10,0 Millionen Zertifikate. Das Hoch lag bei 86,10 Euro, das Tief bei 85,22 Euro.

Laut den Analysten von Redshaw Advisors dürfte der Widerstand bei 85,86 Euro das nächste Ziel der Bullen sein. Auf der Unterseite dürfte die psychologisch wichtige Marke von 85 Euro zunächst als Unterstützung dienen.

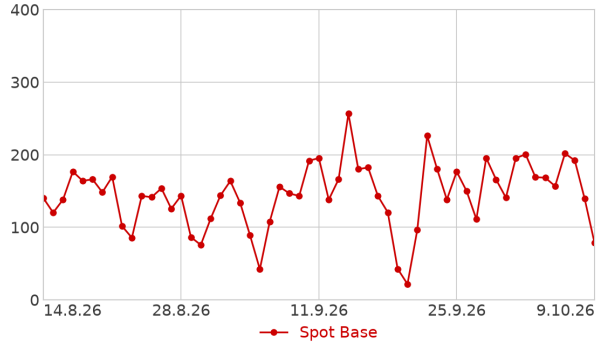
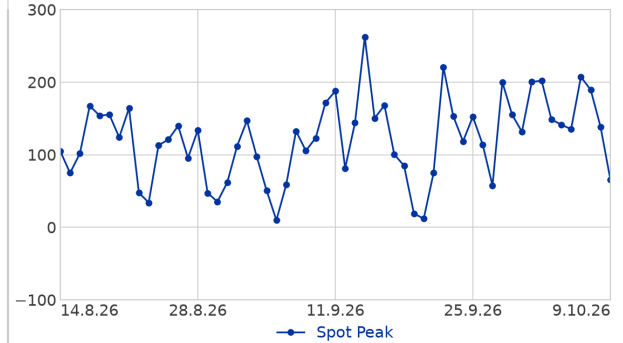
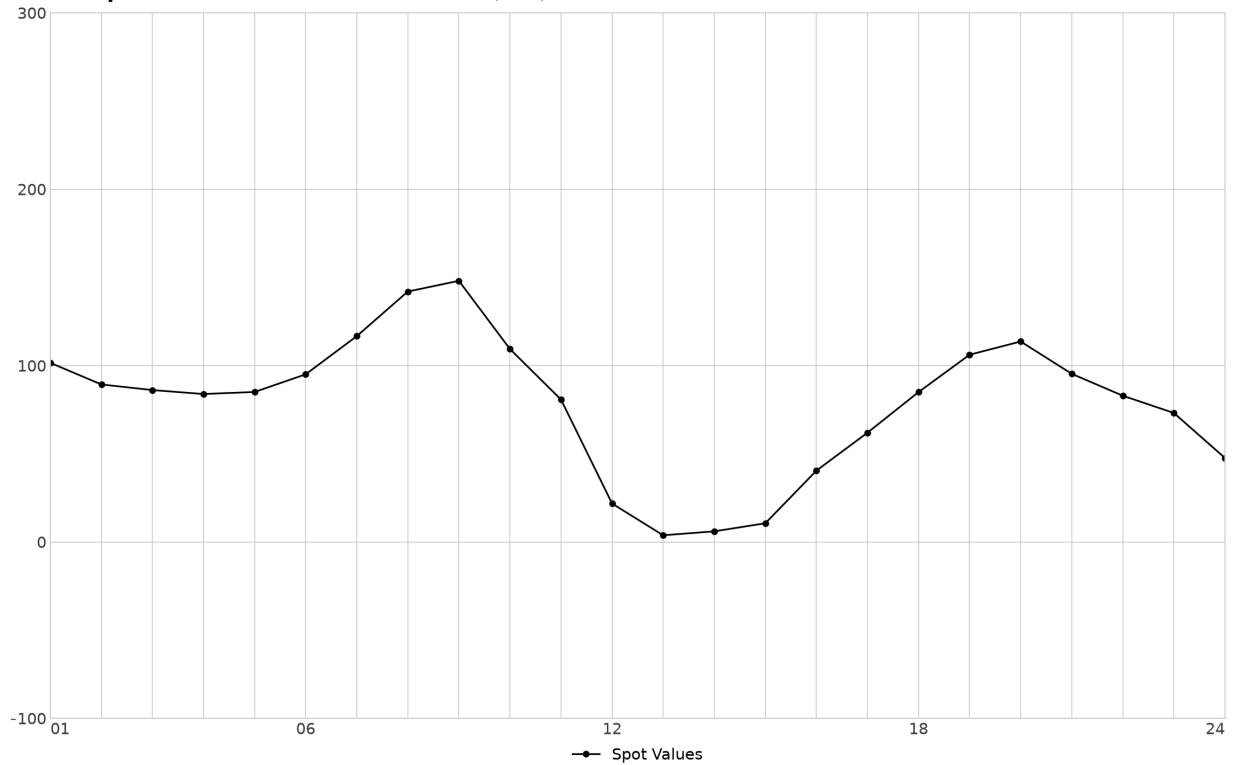
Erdgas: Fester haben sich die europäischen Gaspreise am Mittwoch gezeigt. Der richtungsweisende Frontmonat am niederländischen TTF gewann bis gegen 14.00 Uhr 1,124 auf 79,500 Euro je Megawattstunde.

Die europäischen Erdgaspreise waren zwischenzeitlich über die Marke von 80 Euro geklettert, grenzten die Gewinne im Handelsverlauf jedoch wieder ein. Anhaltende Angriffe auf Schiffe in der Golfregion schüren erneut Sorgen um die Sicherheit der LNG-Lieferungen.

Laut einem Bericht von Bloomberg hat Katar mindestens zwölf leere LNG-Tanker im Persischen Golf zusammengezogen. Dies könnte darauf hindeuten, dass das Emirat eine Wiederaufnahme oder Ausweitung seiner LNG-Exporte vorbereitet. Die zunehmenden Angriffe auf Schiffe in der Region verstärken jedoch die Bedenken hinsichtlich der Sicherheit der Transportrouten, sodass die Risikoprämien erhalten bleiben.

Gleichzeitig bleiben die europäischen Gasspeicherstände deutlich unter dem saisonüblichen Niveau. Nach Angaben des Branchenverbands Gas Infrastructure Europe (GIE) sind die unterirdischen Speicher in der EU derzeit zu 72 Prozent gefüllt. Damit bleibt der europäische Gasmarkt angesichts der anhaltenden Lieferunsicherheit anfällig für weitere Preisanstiege. (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

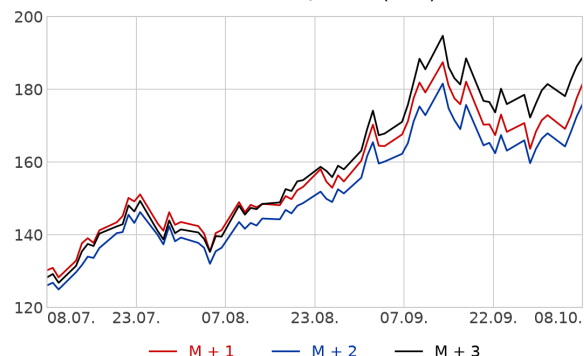
Terminmarktpreise Base in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	08.10.26	German Power Nov-2026	181,44
M2	08.10.26	German Power Dec-2026	175,87
M3	08.10.26	German Power Jan-2027	188,74
Q1	08.10.26	German Power Q1-2027	176,71
Q2	08.10.26	German Power Q2-2027	114,91
Q3	08.10.26	German Power Q3-2027	122,82
Y1	08.10.26	German Power Cal-2027	138,14
Y2	08.10.26	German Power Cal-2028	103,28
Y3	08.10.26	German Power Cal-2029	89,80

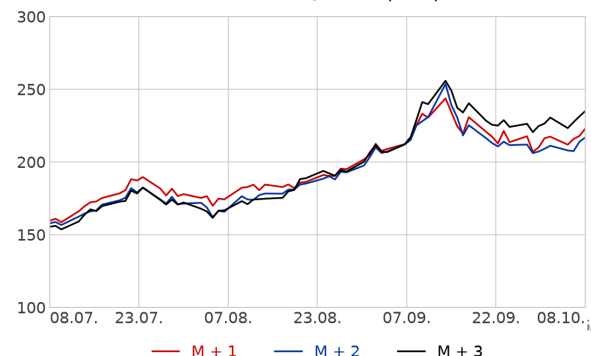
Terminmarktpreise Peak in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	08.10.26	German Power Nov-2026	222,86
M2	08.10.26	German Power Dec-2026	216,82
M3	08.10.26	German Power Jan-2027	234,99
Q1	08.10.26	German Power Q1-2027	206,99
Q2	08.10.26	German Power Q2-2027	98,89
Q3	08.10.26	German Power Q3-2027	112,98
Y1	08.10.26	German Power Cal-2027	149,16
Y2	08.10.26	German Power Cal-2028	114,14
Y3	08.10.26	German Power Cal-2029	97,88

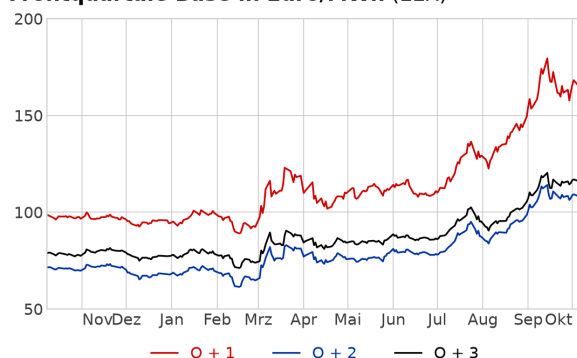
Frontmonate Base in Euro/MWh (EEX)



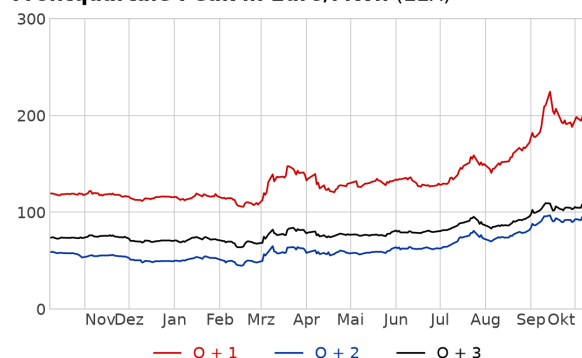
Frontmonate Peak in Euro/MWh (EEX)



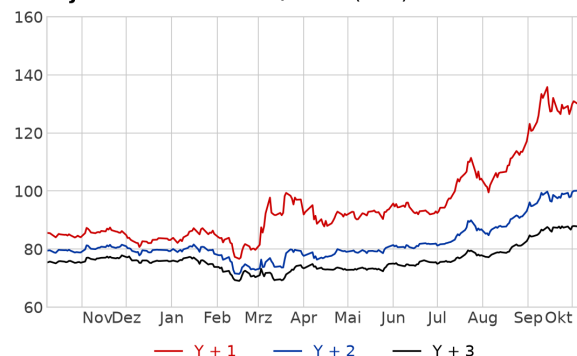
Frontquartale Base in Euro/MWh (EEX)



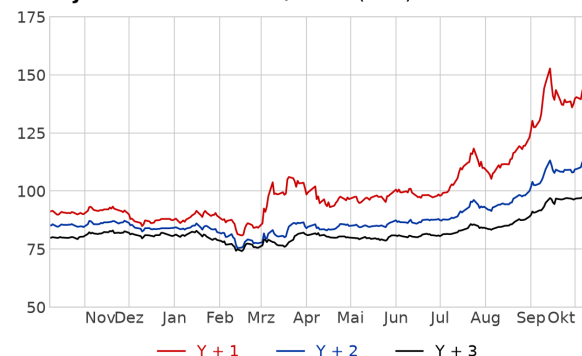
Frontquartale Peak in Euro/MWh (EEX)



Frontjahre Base in Euro/MWh (EEX)



Frontjahre Peak in Euro/MWh (EEX)

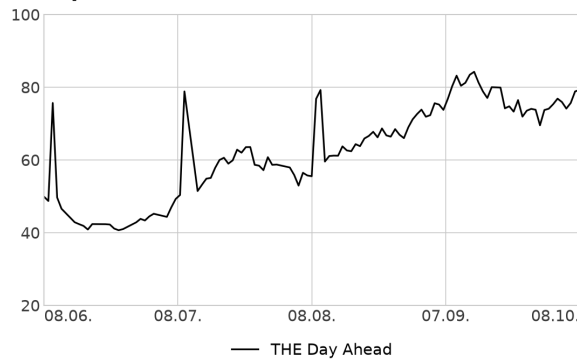


Gas Spot- und Terminmarkt

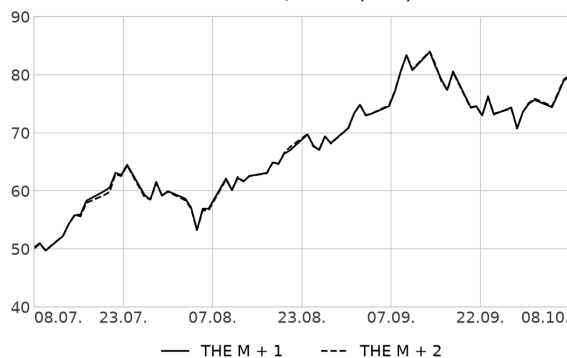
Terminmarktpreise THE in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	08.10.26	German THE Gas Nov-2026	79,75
M2	08.10.26	German THE Gas Dec-2026	79,97
Q1	08.10.26	German THE Gas Q1-2027	79,39
Q2	08.10.26	German THE Gas Q2-2027	63,88
S1	08.10.26	German THE Gas Sum-2027	61,69
S2	07.10.26	German THE Gas Win-2027	57,14
Y1	08.10.26	German THE Gas Cal-2027	65,44
Y2	08.10.26	German THE Gas Cal-2028	42,68

EEX Spot in Euro/MWh



Frontmonate THE in Euro/MWh (EEX)



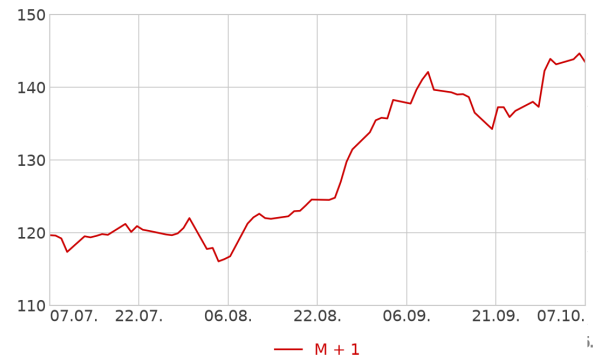
Frontjahre THE in Euro/MWh (EEX)



Strom, CO2, und Kohle

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
Germany Spot base	08.10.26	78,58	EUR/MWh
Germany Spot peak	08.10.26	65,61	EUR/MWh
EUA Dezember 2026	08.10.26	86,89	EUR/tonne
Coal API2 Dezember 2026	07.10.26	143,45	USD/tonne

Frontmonat Kohle API2 in USD/t (ICE)



Gas und Öl

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
German THE Gas Day Ahead	08.10.26	79,23	EUR/MWh
German THE Gas Nov-2026	08.10.26	79,75	EUR/MWh
German THE Gas Cal-2027	08.10.26	65,44	EUR/MWh
Crude Oil Brent Dec-2026	08.10.26	104,28	USD/bbl

EUA in Euro/t (EEX)



E&M STELLENANZEIGEN



Mitarbeiter:in im Netzbetrieb Abwasser (w/m/d) - Standort Steglitz

Durchführung der Kontrolle und Zustandsbewertung der Abwasseranlagen des Kanalnetzes Absicheru...
in Berlin

vor 2 h



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

Du suchst einen bedeutungsvollen Nebenjob mit flexibler Zeiteinteilung? Dann bist du hier genau richti...
in Chemnitz

vor 2 h

☒ Minijob ☐ Flexible Arbeitszeit



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

Du suchst einen bedeutungsvollen Nebenjob mit flexibler Zeiteinteilung? Dann bist du hier genau richti...
in Gelsenkirchen

vor 2 h

☒ Minijob ☐ Flexible Arbeitszeit



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

Du suchst einen bedeutungsvollen Nebenjob mit flexibler Zeiteinteilung? Dann bist du hier genau richti...
in Halle (Saale)

vor 2 h

☒ Minijob ☐ Flexible Arbeitszeit



Post Doctoral Research Scientist - Bioinformatics (m/f/d)

Post Doctoral Research Scientist - Bioinformatics (m/f/d) Full-time Tätigkeitsfeld: Wissenschaft und F...
in Stuttgart

vor 2 h

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



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!

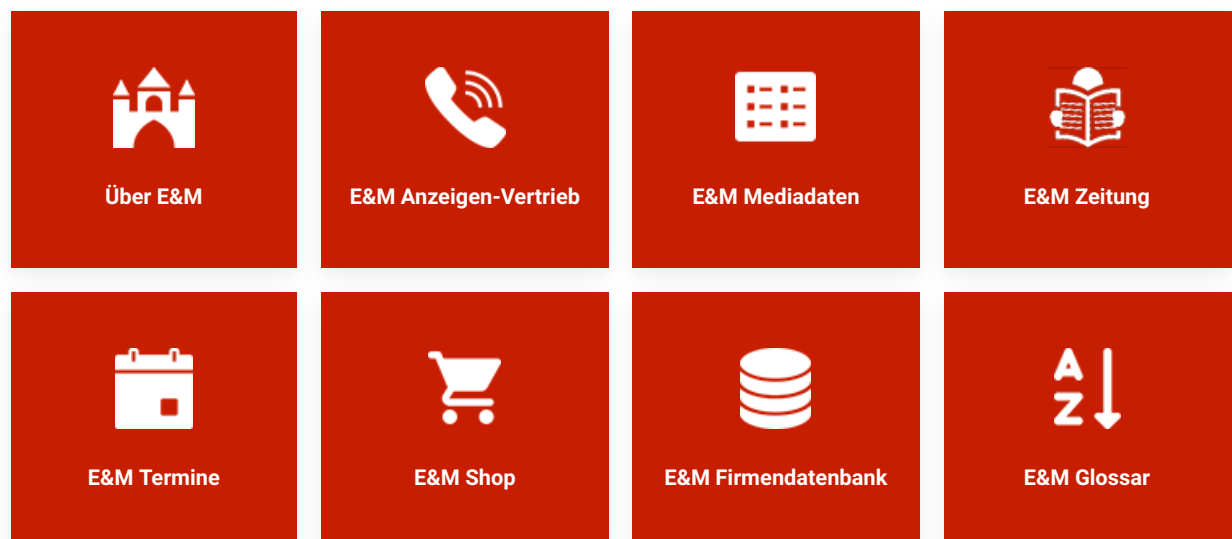
Zudem nutzen wir Material der Deutschen Presseagentur und Daten von MBI Infosource.

Ständige freie Mitarbeiter:

Volker Stephan

Manfred Fischer

Mitarbeiter-Kontakt: **Kerstin Bergen**



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:

