



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

STROM

X N/A €/MWh

Epex Spot DE-LU Day Base

GAS

X N/A €/MWh

EEX Spot THE (End of Day)

ZAHL DES TAGES

30

REGENERATIVE
 Infrastruktugesetz
ermöglicht Geld
statt
Flächenausgleich
WASSERSTOFF
 Unternehmen
zeigen Interesse am
Nordic Baltic
Hydrogen Corridor
KLIMASCHUTZ
 Tool für die
strategische
Energieplanung für
Kommunen
vorgestellt

Prozent der Pkw-Neuzulassungen für Firmenflotten entfielen im ersten Halbjahr auf batterieelektrische Vehikel. Wichtigster Treiber der Elektrifizierung ist die Wirtschaftlichkeit.

Inhalt

TOP-THEMA
 → **RECHT:** Luft für Ex-Chef in Bad Belzig wird dünn
POLITIK & RECHT

- **REGENERATIVE:** Infrastruktugesetz ermöglicht Geld statt Flächenausgleich
- **RECHT:** OLG untersagt Fernwärmeklausel der Neubrandenburg
- **RECHT:** Gericht stützt Eingriff der Bundesnetzagentur

HANDEL & MARKT

- **WASSERSTOFF:** Unternehmen zeigen Interesse am Nordic Baltic Hydrogen Corridor
- **WASSERSTOFF:** Bayernoil meldet Wasserstoffbedarf an
- **ELEKTROFAHRZEUGE:** Unternehmen sehen E-Flotten wirtschaftlich im Vorteil
- **STATISTIK DES TAGES :** Anteil der Biogas-Tarife ausgewählter Gasversorger

TECHNIK

- **KLIMASCHUTZ:** Tool für die strategische Energieplanung für Kommunen vorgestellt
- **WÄRME:** Avacon testet Wärmegewinnung aus Trinkwasser
- **IT:** EEBUS startet Zertifizierung für §14a-Geräte
- **IT:** Studie sieht Europa beim KI-Ausbau im Nachteil

UNTERNEHMEN

- **BILANZ:** Kelheim steigert Umsatz und Absatz
 - **WIRTSCHAFT:** Batterieriese zieht den Stecker
 - **BILANZ:** Schmierstoffhersteller Fuchs hebt Ebit-Prognose an
 - **WÄRME:** Baubeginn für größte Flusswasser-Wärmepumpe in Europa
-

MARKTBERICHTE

- **MARKTKOMMENTAR:** Gaspreise steigen wegen knapper LNG-Lieferungen
-

SERVICE

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

★ TOP-THEMA

Luft für Ex-Chef in Bad Belzig wird dünn



Quelle: Fotolia / vege

RECHT. Zwei Urteile, eine abgelehnte BGH-Beschwerde, und die Versicherung winkt ab: Der Ex-Chef der Stadtwerke Bad Belzig sieht sich einer Schadensersatzforderung in Millionenhöhe gegenüber.

Niederlage auch in oberster Instanz: Der vormalige Geschäftsführer der Stadtwerke Bad Belzig ist mit seiner Nichtzulassungsbeschwerde gegen das Urteil des Oberlandesgerichts Brandenburg vor dem Bundesgerichtshof gescheitert. Der BGH hat den Streitwert auf 3,5 Millionen Euro festgelegt. Dieser Betrag steht den Stadtwerken als Schadensersatz zu. Die Anwälte des Ex-Chefs hatten die BGH-Entscheidung zuletzt noch angefochten. Doch: „Die Anhörungsrüge des Beklagten gegen den Zurückweisungsbeschluss des Senats vom 22. April 2026 wird zurückgewiesen“, heißt es in einem Beschluss des II. Zivilsenats des BGH.

„Drei Instanzen haben jetzt festgestellt, dass er schuld ist“, kommentiert Bürgermeister Robert Pulz (parteilos) die Entscheidung gegen den früheren Geschäftsführer der Stadtwerke. Im Dezember 2021 musste der Kommunalversorger Insolvenz anmelden. Entstanden war die Schieflage durch Stromgeschäfte des Ex. Der Beklagte habe seine Pflichten als Geschäftsführer verletzt, „indem er nach bereits im März 2021 vorausgegangenen Stromleerverkäufen und trotz gestiegener Marktpreise im Juni 2021 erneut Stromleerverkäufe im Umfang eines Mehrfachen des Gesamtjahresenergiebedarfs der Stadtwerke tätigte“, stellte das Brandenburgische Oberlandesgericht fest. Die Revision ließ das OLG nicht zu.

In Bad Belzig rechnet man nicht damit, dass die D&O-Versicherung für die Schadensersatzforderung aufkommt. Das OLG hatte in der Urteilsbegründung betont, dass der Beklagte „eindeutig die Grenzen des wirtschaftlich vertretbaren und den Regeln kaufmännischer Sorgfalt entsprechenden Risikos überschritten“ hat. „Wir gehen davon aus, dass der Sachwalter jetzt Vermögen einzieht“, erklärt Stadtoberhaupt Pulz gegenüber der Redaktion.

Versicherung rechnet mit Deckungsschutzklage

Auch die Versicherungsgesellschaft weist auf das vorsätzliche Handeln des Ex-Stadtwerke-Chefs hin. „Der Geschäftsführer hat es sehenden Auges gemacht“, so ein Sprecher der Versicherung. Wirtschaftliche Spekulation sei nicht versichert. Übernommen habe man im Rahmen der D&O-Police Rechtsanwaltskosten des Beklagten.

Abgeschlossen scheint der Fall nicht. Die Versicherungsgesellschaft nimmt an, dass der Sachwalter eine Deckungsklage einreicht. Der Sachwalter selbst war für eine Stellungnahme bis Redaktionsschluss nicht zu erreichen.

Bad Belzig hat nach Angaben der Versicherung eine D&O-Police für alle Organe der Stadtwerke abgeschlossen. Gegen andere Organe – außer dem Geschäftsführer – seien keine Schadensersatzforderungen erhoben worden, so der Versicherungssprecher. Im Jahresabschluss für das Jahr 2021 wiesen die Stadtwerke einen Fehlbetrag von 32 Millionen Euro aus. Im Dezember 2022 wurde Pulz`

Amtsvorgänger Roland Leisegang, Mitglied des Aufsichtsrats der Stadtwerke, in einem Bürgerentscheid abgewählt.

Dass Geschäftsführer komplett mit Privatvermögen haften, ist die Ausnahme. 99 Prozent der Fälle laufen nach Angaben von Ansgar Pallasky auf einen Vergleich hinaus. Der Frankfurter Rechtsanwalt, der die Geschäfte des Berufsverbandes kommunaler Unternehmensleiter (BKU) führt, betont jedoch, dass bei vorsätzlicher Pflichtverletzung ein Deckungsausschluss gilt.

Anders verhält es sich bei einer Vermögenseigenschadenversicherung. Solche Policen decken etwa auch Veruntreuung ab. Wenn ein Abteilungsleiter Geld abzweigt und der Chef erkennt das erst spät, übernimmt die Versicherung den Schaden. Bundesweit aber gibt es nur rund zehn Versicherungsgesellschaften, die diesen Schutz anbieten, erläutert ein Branchenkenner gegenüber der Redaktion. (mf) // VON MANFRED FISCHER

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

POLITIK & RECHT



Quelle: Shutterstock / lovelyday12

Infrastrukturgesetz ermöglicht Geld statt Flächenausgleich

REGENERATIVE. Der Bund erleichtert mit dem Infrastrukturzugriffsgesetz Genehmigungen für Energievorhaben. Das Kompetenzzentrum Naturschutz und Energiewende ordnet Chancen und Risiken daraus ein.

Mit dem Infrastrukturzugriffsgesetz (InfZuG) ändert die Bundesregierung die naturschutzrechtlichen Vorgaben für Infrastrukturvorhaben. Das Gesetz soll Planungs- und Genehmigungsverfahren beschleunigen und betrifft unter anderem Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien sowie deren Nebenanlagen. Der Bundestag verabschiedete das Gesetz am 26. Juni, der Bundesrat billigte es am 10. Juli. Damit kann die Neuregelung in Kraft treten.

Kern der Reform ist laut dem Kompetenzzentrum Naturschutz und Energiewende (KNE), einer bundesweit tätigen Fachorganisation mit Sitz in Berlin, die Gleichstellung von Ausgleichs- und Ersatzmaßnahmen mit einer Ersatzgeldzahlung. Bislang mussten Eingriffe in Natur und Landschaft grundsätzlich durch konkrete Ausgleichs- oder Ersatzmaßnahmen kompensiert werden.

Künftig können Vorhabenträger wählen, ob sie diese Maßnahmen selbst umsetzen oder stattdessen eine Ersatzzahlung leisten. Ersatzgeld ist damit nicht mehr nachrangig gegenüber der sogenannten Naturalkompensation.

Waldgesetze unverändert

Unverändert bleiben laut KNE Vorgaben aus anderen Rechtsbereichen. So behalten beispielsweise Regelungen der Waldgesetze der Länder Vorrang, wenn dort eine natürliche Kompensation vorgeschrieben ist.

Für Infrastrukturvorhaben des Bundes fließen die Ersatzgeldzahlungen an das Bundesministerium für Umwelt, Klimaschutz, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMUKN). Das Ministerium muss die Mittel zweckgebunden für Maßnahmen einsetzen, die eine gleichwertige oder höhere ökologische Aufwertung im betroffenen oder angrenzenden Naturraum erwarten lassen.

Für Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien im Sinne des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) verbleibt die Zuständigkeit für die Vereinnahmung und Verwendung der Mittel dagegen bei den nach Landesrecht zuständigen Behörden.

Länder entwickeln Verfahren

Nach Einschätzung des KNE setzt die neue Regelung allerdings voraus, dass die Bundesländer geeignete Verfahren entwickeln, um die Höhe der Ersatzzahlungen zu bestimmen. Bislang existierten entsprechende Ansätze vor allem für Eingriffe in das Landschaftsbild durch Windenergieanlagen. Für andere Eingriffe bestehe daher noch Handlungsbedarf.

Das KNE weist zudem darauf hin, dass das Gesetz keine Fristen für die Umsetzung der mit Ersatzgeldern finanzierten Maßnahmen festlegt. Dadurch könne zwischen dem Eingriff in Natur und Landschaft und der tatsächlichen ökologischen Aufwertung ein erheblicher zeitlicher Abstand entstehen. Je länger sich die Umsetzung verzögere, desto größer sei das Risiko einer Verschlechterung des Naturzustands.

Nach Angaben des KNE erhöht die neue Wahlmöglichkeit die Flexibilität für Projektentwickler. Genehmigungsverfahren könnten künftig auch dann abgeschlossen werden, wenn keine geeigneten Flächen für Ausgleichs- oder Ersatzmaßnahmen verfügbar seien.

Lokaler Ausgleich gefährdet

Gleichzeitig werde die praktische Umsetzung der Kompensation jedoch auf die zuständigen Behörden verlagert. Diese stünden bereits heute vor personellen und organisatorischen Herausforderungen. Hinzu komme, dass ihnen Instrumente zur Flächensicherung, etwa Vorkaufsrechte außerhalb von Schutzgebieten, häufig fehlten.

Aus Sicht des KNE könnte außerdem die Akzeptanz von Infrastrukturprojekten leiden. Werden Ausgleichsmaßnahmen nicht mehr in räumlicher Nähe eines Vorhabens umgesetzt, profitierten Kommunen und Landkreise nicht zwangsläufig von den ökologischen Verbesserungen. Projektträger hätten zudem keinen Einfluss mehr darauf, wann und wo die Maßnahmen realisiert würden.

Das KNE bewertet die Gesetzesänderung deshalb differenziert. Damit die Energiewende naturverträglich umgesetzt werden könne, müssten Ersatzgelder zeitnah und wirksam eingesetzt sowie ausreichend Flächen für Kompensationsmaßnahmen bereitgestellt werden. Das Infrastrukturkukunftsgesetz enthalte dazu jedoch keine Regelungen.

Nach Einschätzung des KNE besteht deshalb das Risiko, dass bei einer verstärkten Nutzung von Ersatzzahlungen Defizite bei der tatsächlichen Kompensation von Eingriffen entstehen und sich der Zustand von Lebensräumen langfristig verschlechtert.

Der **Referentenentwurf zum NatInfG vom 02. Juli 2026** steht im Internet bereit. (sh) // **VON SUSANNE HARMSEN**

[^ Zum Inhalt](#)

OLG untersagt Fernwärmeklausel der Neubrandenburg



Firmensitz der Stadtwerke Neubrandenburg.
Quelle: Neu.sw

RECHT. Das Oberlandesgericht Rostock hat einer Unterlassungsklage gegen die Stadtwerke Neubrandenburg stattgegeben. Die bisherige Preisformel für Fernwärme darf nicht mehr verwendet werden.

Das Oberlandesgericht (OLG) Rostock hat am 22. Juli einer Unterlassungsklage des Verbraucherzentrale Bundesverbands (VZBV) gegen die Stadtwerke Neubrandenburg GmbH („Neu.sw“) stattgegeben. Das kommunale Energieversorgungsunternehmen aus Mecklenburg-Vorpommern darf die bisher verwendete Formel zur Berechnung der Fernwärmepreise nach dem Urteil nicht länger in seinen Allgemeinen Geschäftsbedingungen einsetzen.

Nach Angaben des Gerichts verstößt die bisherige Preisanpassungsklausel gegen geltendes Recht. Richterin Diana Boldt erklärte, dass die Formel in ihrer derzeitigen Ausgestaltung künftig nicht mehr verwendet werden dürfe. Der VZBV hatte die Unterlassungsklage eingereicht, weil er die Preisgestaltung für nicht mit den gesetzlichen Vorgaben vereinbar hält.

Nur neue Vertragsverhältnisse betroffen

Das Urteil betrifft nach Angaben des Gerichts in erster Linie neue Vertragsverhältnisse. Künftige Kundinnen und Kunden dürfen keine Verträge mehr erhalten, die die beanstandete Preisanpassungsklausel enthalten. Für bestehende Verträge ergeben sich aus der Entscheidung zunächst keine unmittelbaren Folgen. Ob Bestandskundinnen und -kunden Ansprüche auf Rückzahlungen geltend machen können, soll eine noch anhängige Musterfeststellungsklage klären.

Nach Angaben des VZBV richtet sich die mögliche Erstattung nach dem Zeitpunkt des Vertragsabschlusses. Für Verträge, die vor dem 31. Dezember 2021 abgeschlossen wurden, sollen nach Auffassung der Verbraucherschützer nachträglich erhobene höhere Fernwärmepreise unwirksam sein. Bei Verträgen, die nach diesem Stichtag geschlossen wurden, soll der Preis zum Zeitpunkt des Vertragsabschlusses maßgeblich bleiben. Spätere Preisanpassungen auf Grundlage der beanstandeten Formel hält der Verband ebenfalls für unwirksam.

Bei einer positiven Entscheidung in der Musterfeststellungsklage geht der VZBV davon aus, dass betroffene Kundinnen und Kunden je nach Einzelfall mehrere hundert oder sogar tausend Euro zurückfordern könnten. Nach Angaben des Verbands gegenüber dem Nordkurier ist eine Beteiligung an der Sammelklage weiterhin möglich.

Ronny Jahn, Leiter des Teams Sammelklagen beim VZBV, wertete die Entscheidung als Stärkung der Position der Verbraucherschützer in dem laufenden Musterverfahren. Das Urteil sei ein weiterer Anlass für Betroffene, ihre möglichen Ansprüche durch eine Teilnahme an der Sammelklage zu sichern. Nur für angemeldete Teilnehmer werde die Verjährung möglicher Ansprüche aufgrund der beanstandeten Preiserhöhungen seit 2022 gehemmt, erklärte der Verband.

Stadtwerke erwäge Rechtsmittel gegen das Urteil

Die „Neu.sw“ kündigte unterdessen eine Prüfung der Entscheidung an. Geschäftsführer-Sprecher Ingo Meyer erklärte laut Medienberichten, das Unternehmen werde zunächst die schriftlichen Urteilsgründe auswerten und anschließend die rechtlichen sowie praktischen Konsequenzen bewerten. Zugleich deutete Meyer an, dass die Stadtwerke Rechtsmittel gegen das Urteil einlegen wollen.

Der Rechtsstreit ist Teil einer bundesweiten Auseinandersetzung über die rechtliche Ausgestaltung von Preisänderungsklauseln in der Fernwärmeversorgung. Verbraucherschützer gehen seit Längerem gegen aus ihrer Sicht rechtswidrige Preisformeln verschiedener Versorgungsunternehmen vor. (sh)

// VON SUSANNE HARMSSEN

[^ Zum Inhalt](#)

Gericht stützt Eingriff der Bundesnetzagentur



Quelle: Fotolia / Stefan Welz

RECHT. Das Oberlandesgericht Düsseldorf hat die Auflagen der Bundesnetzagentur gegen eine Energielieferantin bestätigt. Sie soll Verbraucher vor einem unzuverlässigen Versorger schützen.

Das Oberlandesgericht Düsseldorf hat die von der Bundesnetzagentur verfügte Teiluntersagung der Tätigkeit einer Energielieferantin bestätigt. Nach Angaben des Gerichts wies der 5. Kartellsenat am 23. Juli die Beschwerde des Unternehmens gegen einen Bescheid der Bundesnetzagentur zurück. Das Gericht hält die Geschäftsleitung des Unternehmens weiterhin für unzuverlässig und sieht deshalb die von der Behörde angeordneten Auflagen als gerechtfertigt an.

Ausgangspunkt des Verfahrens ist das Verhalten des Unternehmens während der Energiekrise im Dezember 2021. Damals stellte die Energielieferantin die Gasversorgung von rund 350.000 Haushaltskunden ohne vorherige Ankündigung ein und kündigte bestehende Gaslieferverträge rückwirkend. Die betroffenen Kunden wechselten dadurch in die deutlich teurere Ersatz- und Grundversorgung anderer Anbieter. Eine Schwestergesellschaft des Unternehmens ging laut Gericht bei rund 850.000 Stromkunden ähnlich vor.

Nach Auffassung des Gerichts verursachte dieses Vorgehen erhebliche wirtschaftliche Nachteile sowohl für die betroffenen Kunden als auch für Grund- und Ersatzversorger. Der Gesetzgeber reagierte darauf und änderte im Jahr 2022 das Energiewirtschaftsgesetz zugunsten der Letztverbraucher.

Auflagen der Bundesnetzagentur für Neubeginn

Das Unternehmen plante nach Angaben des Gerichts im Jahr 2023, seine Ende 2021 eingestellte Tätigkeit als Gaslieferantin wieder uneingeschränkt aufzunehmen. Die Bundesnetzagentur knüpfte die Wiederaufnahme jedoch mit Bescheid vom 17. März 2025 an mehrere Auflagen.

Demnach darf das Unternehmen seinen Kundenstamm bis zum Frühjahr 2028 nur schrittweise erweitern. Zudem muss es der Bundesnetzagentur testierte Jahresabschlüsse für die Jahre 2023 bis 2026 vorlegen. Änderungen der Beschaffungsstrategie, des Tarifmodells sowie der Allgemeinen Geschäftsbedingungen muss das Unternehmen der Behörde bis Ende 2027 anzeigen. Für Verstöße gegen diese Vorgaben drohen Zwangsgelder von bis zu 100.000 Euro.

Gericht stützt Verbraucherschutz

Der Kartellsenat bestätigte diese Maßnahmen. Nach den Feststellungen des Gerichts habe die Geschäftsleitung weder im Verwaltungsverfahren noch im gerichtlichen Verfahren ausreichende Einsicht in die Rechtswidrigkeit ihres Vorgehens im Jahr 2021 erkennen lassen. Außerdem habe sie die Schäden der betroffenen Haushaltskunden nur unzureichend reguliert. Deshalb sei weiterhin davon auszugehen, dass die erforderliche Zuverlässigkeit für den Betrieb eines Energielieferunternehmens nicht gegeben sei.

Nach Auffassung des Gerichts dienen die Auflagen dem Schutz der Kunden und sind verhältnismäßig. Deshalb bestätigte der Senat sowohl die Auflagen als auch die angedrohten Zwangsgelder.

Der Beschluss ist noch nicht rechtskräftig. Das Unternehmen kann Rechtsbeschwerde beim Bundesgerichtshof einlegen. Der Kartellsenat hat dieses Rechtsmittel zugelassen. Das Verfahren trägt das Aktenzeichen VI-5 Kart /26 [V]. (sh) // VON SUSANNE HARMSSEN

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

HANDEL & MARKT



Quelle: Shutterstock / petrmalinak

Unternehmen zeigen Interesse am Nordic Baltic Hydrogen Corridor

WASSERSTOFF. Eine Wasserstoffverbindung von Finnland nach Deutschland ist durchaus tragfähig, so das Ergebnis einer unverbindlichen Marktabfrage der Fernleitungsnetzbetreiber.

Die Nachfrage an einer Wasserstoffleitung von Finnland nach Deutschland, dem Nordic Baltic Hydrogen Corridor (NBHC), ist durchaus vorhanden. Das ist das Ergebnis einer unverbindlichen Marktabfrage der beteiligten Fernleitungsnetzbetreiber aus Finnland, den baltischen Staaten, Polen und Deutschland. „Kapazitätsbedarfe und Marktnachfrage bestätigen den Nordic Baltic Hydrogen Corridor als tragfähige und notwendige europäische Energieachse“, heißt es in einer Mitteilung des beteiligten Fernleitungsnetzbetreiber Ontras (Leipzig), der zum VNG-Konzern gehört.

Der Nordic Baltic Hydrogen Corridor ist ein geplantes Wasserstoff-Pipelinennetz, das Finnland über Estland, Lettland, Litauen und Polen mit Deutschland verbinden soll. Ab 2033 – so der Plan – soll es vor allem in Finnland erzeugten grünen Wasserstoff in die europäischen Industriezentren transportieren. Das Gemeinschaftsprojekt der Fernleitungsnetzbetreiber befindet sich derzeit in der Machbarkeitsphase und gilt als wichtiger Baustein für einen europäischen Wasserstoffmarkt.

Die Marktabfrage lief von Januar bis April 2026 und sollte das Interesse potenzieller Marktteilnehmer am geplanten Wasserstoffkorridor erfassen. Nach Angaben der Projektpartner beteiligten sich 81 Unternehmen mit insgesamt 93 Rückmeldungen. Diese repräsentieren 108 Projekte aus der gesamten Wasserstoffwertschöpfungskette – von Produktion und Verbrauch über Speicherung und regionale Verteilnetze bis hin zum grenzüberschreitenden Transport.

Ergebnisse sprechen für hohe Auslastung

„Die Marktabfrage bestätigt strukturelle Bedarfe entlang der geplanten Route und unterstreicht damit die hohe Relevanz des NBHC. Unser nächstes Ziel ist es, die Beiträge zur Marktabfrage in formelle Absichtserklärungen zu überführen“, sagt Ontras-Geschäftsführer Ralph Bahke. Zugleich zeigten die Ergebnisse, dass sich der Markt noch in einem frühen Entwicklungsstadium befinde. Deshalb seien De-Risking-Mechanismen und ein stabiler regulatorischer Rahmen notwendig, um Investitionsentscheidungen zu ermöglichen.

Die Ergebnisse sprechen aus Sicht der beteiligten Netzbetreiber für eine hohe Auslastung der Leitung. Bis 2040 könnte die Nachfrage entlang des Korridors auf 79,2 Milliarden kWh pro Jahr steigen. Davon entfallen 64,4 Milliarden kWh auf Industrieprojekte entlang der Trasse und 14,8 Milliarden kWh auf deutsche Verteilnetze. Das entspricht rund 87 Prozent der theoretischen Transportkapazität von 91 Milliarden kWh, die zuvor in einer Vor-Machbarkeitsstudie ermittelt worden war.

Finnland als wichtigster Produktionsstandort

Die einzelnen Länder übernehmen dabei unterschiedliche Rollen. Finnland soll zum wichtigsten Produktionsstandort werden. Dort soll die Wasserstofferzeugung von 15,4 Milliarden kWh im Jahr 2033 auf 38,6 Milliarden kWh im Jahr 2050 wachsen, während der heimische Verbrauch mit rund 2,1 Milliarden kWh weitgehend konstant bleibt. Polen wird den Prognosen zufolge dauerhaft mehr Wasserstoff benötigen als im eigenen Land erzeugen können. Die baltischen Staaten sollen sowohl Wasserstoff produzieren als auch verbrauchen.

Der Nordic Baltic Hydrogen Corridor befindet sich derzeit in der Machbarkeitsphase. Beteiligt sind die Fernleitungsnetzbetreiber Gasgrid (Finnland), Elering (Estland), Conexus Baltic Grid (Lettland), Amber Grid (Litauen), Gaz-System (Polen) sowie Ontras Gastransport. Die Untersuchungen sollen 2027 abgeschlossen werden. Bis dahin wollen die Projektpartner den Dialog mit Marktteilnehmern fortsetzen und weitere Rückmeldungen in die Planung einbeziehen. (sag) // VON STEFAN SAGMEISTER

[^ Zum Inhalt](#)

Bayernoil meldet Wasserstoffbedarf an



Handschlag zwischen Alexander Struck (Geschäftsführer Bayernoil, dritter von links) und Matthias Jenn (Geschäftsführer Bayernets). Quelle: Bayernoil / Britta Heidemann-Schöberl

WASSERSTOFF. Bayernoil hat bei Bayernets künftige Wasserstoffkapazitäten für seine Raffineriestandorte reserviert. Der Vertrag betrifft Transporte zwischen Vohburg und Neustadt.

Die Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH mit Sitz in Neustadt an der Donau hat beim Münchner Fernleitungsnetzbetreiber Bayernets Transportkapazitäten im geplanten Wasserstoffcluster Ingolstadt reserviert. Der Vertrag soll eine künftige Durchleitung von Wasserstoff zwischen den beiden Raffineriestandorten Vohburg und Neustadt ermöglichen. Welche Mengen Bayernoil reserviert hat, ab wann die Kapazitäten nutzbar sein sollen und welche Kosten damit verbunden sind, teilen die Unternehmen nicht mit.

Mit der Vereinbarung erhält der Transportbedarf von Bayernoil nach Angaben von Bayernets erstmals eine vertragliche Grundlage. Die Reservierung bedeutet allerdings noch nicht, dass bereits Wasserstoff strömt. Sie sichert dem Raffineriebetreiber zunächst Kapazitäten in einem Netz, das erst schrittweise entstehen soll. Bayernets-Geschäftsführer Matthias Jenn sieht darin mehr Planungssicherheit für den Aufbau der regionalen Wasserstoffinfrastruktur.

Der Vertrag ist Teil des Reservierungsverfahrens für das bis 2032 geplante, 9.040 Kilometer lange Wasserstoff-Kernnetz in Deutschland. Dessen Betreiber hatten den koordinierten Prozess am 19. März dieses Jahres gestartet (wir berichteten). Seitdem können Unternehmen künftige Ein- und Ausspeisekapazitäten für Erzeugungs-, Import- oder Verbrauchsprojekte reservieren. Auf die Reservierung soll später die verbindliche Transportbuchung folgen.

Bayernoil betreibt die Raffineriestandorte Neustadt und Vohburg als gemeinsamen Verbund. Nach eigenen Angaben verarbeitet das Unternehmen dort zusammen jährlich bis zu 10 Millionen Tonnen Mineralöl und stellt unter anderem Benzin, Diesel, Heizöl, Kerosin und Bitumen her. Die beiden Betriebsteile arbeiten nach Angaben des Unternehmens wie eine Raffinerie und sind bereits durch elf Produktleitungen miteinander verbunden.

Wasserstoff soll künftig verstärkt in den industriellen Prozessen der beiden Standorte eingesetzt werden und dort fossile Energieträger ersetzen. Philipp Kaiser, Leiter Business Development bei Bayernoil, wertet die Reservierung der Transportkapazitäten als Vorbereitung auf die industrielle Nutzung von Wasserstoff im Großraum Ingolstadt. Das Unternehmen wolle die Anbindung Bayerns an das künftige Wasserstoffnetz mitgestalten. Für Bayernoil ist nach der regionalen Verbindung vor allem der Anschluss an überregionale Transportwege wichtig. Nur darüber könnten die Standorte künftig Wasserstoff aus anderen deutschen Regionen oder über internationale Importkorridore beziehen.

„HyPipe two“ soll Cluster anbinden

Das H2-Cluster Ingolstadt geht auf ein 2022 gestartetes Gemeinschaftsprojekt regionaler Unternehmen zurück. Beteiligt sind neben Bayernoil und Bayernets auch Audi, Bayerngas, die Genvor Raffinerie Ingolstadt, die Energienetze Bayern und die Stadtwerke Ingolstadt. Die Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft (FfE) begleitete die Entwicklung des Konzepts wissenschaftlich. Ziel ist eine Wasserstoffversorgung für Industrieunternehmen und weitere Abnehmer im Großraum Ingolstadt.

Zu diesem regionalen Vorhaben gehört das Leitungsprojekt „HyPipe two“, für das Bayernoil nun Kapazitäten reserviert hat. „HyPipe two“ ist Teil des genehmigten deutschen Wasserstoff-Kernnetzes und soll zunächst als Inselnetz regionale Erzeuger und Verbraucher miteinander verbinden.

Für das regionale Wasserstoffnetz sollen bestehende Gasleitungen zwischen Kösching, Vohburg und Neustadt auf Wasserstoff umgestellt und durch einen neuen Leitungsabschnitt ergänzt werden. Wo dieser neue Leitungsabschnitt verlaufen soll, teilen die Partner nicht mit. Mit weiteren Abschnitten des Wasserstoff-Kernnetzes soll „HyPipe two“ später an überregionale Transportwege und internationale Importkorridore angeschlossen werden. (ds) // VON DAVINA SPOHN

[^ Zum Inhalt](#)

Unternehmen sehen E-Flotten wirtschaftlich im Vorteil



Quelle: Jonas Rosenberger

ELEKTROFAHRZEUGE. Erstmals sind batterieelektrische Pkw die häufigste Antriebsart bei Flotten-Neuzulassungen. Eine Dataforce-Studie sieht die Wirtschaftlichkeit als wichtigsten Treiber des Wandels.

Batterieelektrische Fahrzeuge lagen im ersten Halbjahr 2026 mit einem Anteil von 30 Prozent erstmals bei den Neuzulassungen deutscher Unternehmensflotten an der Spitze. Dies geht aus einer Studie des Marktforschungsunternehmens Dataforce hervor, die im Auftrag der Initiative Klimaneutrales Deutschland erstellt wurde. Grundlage sind Daten des Kraftfahrt-Bundesamts sowie eine Befragung von 255 Fuhrparkverantwortlichen.

Zusätzliche Dynamik könnte nach Einschätzung der Autoren die derzeit auf EU-Ebene verhandelte Clean Corporate Vehicles Regulation (CCVR) bringen. Der Verordnungsvorschlag sieht verbindliche Quoten für emissionsfreie Neuzulassungen großer Unternehmensflotten vor. Für Deutschland werden 54 Prozent bis

2030 und 95 Prozent bis 2035 diskutiert. Mit einem Abschluss des Gesetzgebungsverfahrens wird spätestens Ende 2026 gerechnet.

Die Studie zeigt, dass insbesondere größere Unternehmen ihre Flotten bereits zügig elektrifizieren. Von den Unternehmen mit mindestens 50 Fahrzeugen verfügen bereits 94 Prozent über Elektroautos im Bestand; bis 2030 soll dieser Anteil auf 97 Prozent steigen. Gleichzeitig erwarten nahezu zwei Drittel dieser Unternehmen, ab 2035 überwiegend – mindestens 95 Prozent – emissionsfreie Pkw zu beschaffen. Mehr als die Hälfte der großen Flotten unterliegt bereits unternehmensinternen oder gesetzlichen Klimazielen. Von den Unternehmen mit entsprechenden Vorgaben rechnen 60 Prozent damit, ihre Ziele bis 2030 zu erreichen, weitere 36 Prozent erwarten, sie lediglich knapp zu verfehlen.

Kosten- und Einsparpotenziale mit höchster Gewichtung

Als wichtigster Treiber der Elektrifizierung erweist sich inzwischen die Wirtschaftlichkeit: 74 Prozent der Unternehmen mit Elektrofahrzeugen nennen Kosten- und Einsparpotenziale als entscheidenden Beweggrund für den Umstieg. Bei großen Flotten liegt dieser Wert sogar bei 75 Prozent. Zugleich bewerten 59 Prozent aller befragten Fuhrparkverantwortlichen die Gesamtkosten von Elektrofahrzeugen über den Lebenszyklus (Total Cost of Ownership) günstiger als bei Verbrennern. Bei Unternehmen mit mindestens 50 Fahrzeugen steigt dieser Anteil auf 64 Prozent. Besonders große Einsparpotenziale sehen die Befragten bei Energie- beziehungsweise Kraftstoffkosten (94 Prozent), gefolgt von Steuern und Abgaben (79 Prozent) sowie Wartungs- und Verschleißkosten (68 Prozent). Viele Unternehmen profitierten dabei inzwischen auch von selbst erzeugtem Solarstrom.

Gleichzeitig bleibt die Politik nach Einschätzung vieler Unternehmen ein wesentlicher Erfolgsfaktor, denn 54 Prozent der bereits elektrifizierenden Betriebe würden ihre Umstellung ohne Förderprogramme oder regulatorische Vorgaben verlangsamen oder sogar einstellen. Besonders gefragt sind Zuschüsse für die Fahrzeugbeschaffung (52 Prozent), steuerliche Vorteile für Unternehmen (49 Prozent), Förderprogramme für Ladeinfrastruktur (47 Prozent) sowie steuerliche Anreize für Dienstwagenfahrer (47 Prozent). Auch eine Senkung der Stromsteuer und der Abbau bürokratischer Hürden werden häufig genannt. Nach Einschätzung der Studienautoren bleibt zudem der Ausbau der Stromnetze erforderlich, um den steigenden Leistungsbedarf durch Ladeinfrastruktur decken zu können.



(Zum Vergrößern bitte auf die Grafik klicken)

Quelle: Initiative Klimaneutrales Deutschland

Bei den noch bestehenden Hemmnissen nennen Unternehmen vor allem Reichweiten- und Routenanforderungen sowie Kostenfragen. In der offenen Befragung steht ein weiterer Ausbau der

Ladeinfrastruktur mit Schnellladepunkten an erster Stelle der gewünschten Verbesserungen. Ebenfalls gefordert werden transparentere öffentliche Ladetarife, mehr Netzkapazitäten und eine verlässliche politische Strategie. Mehrfach kritisieren die Befragten den unübersichtlichen „Ladekartendschungel“ mit unterschiedlichen Preisen und Bezahlssystemen. Sie wünschen sich eine einheitliche Preisauszeichnung an öffentlichen Ladepunkten sowie einfachere Bezahlmöglichkeiten ohne Vertragszwang.

Bei den Fahrzeugherstellern dominieren weiterhin deutsche Anbieter. Sie vereinen 73 Prozent der Elektro-Neuzulassungen im Flottenmarkt auf sich, wobei VW mit 21 Prozent Marktanteil an der Spitze liegt. Gleichzeitig wächst die Offenheit gegenüber neuen chinesischen Marken. 73 Prozent der Befragten halten diese für gleichwertig oder sogar besser als etablierte Hersteller, und 44 Prozent können sich vorstellen, sie künftig in ihre Fuhrparks aufzunehmen. (fw) // VON FRITZ WILHELM

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

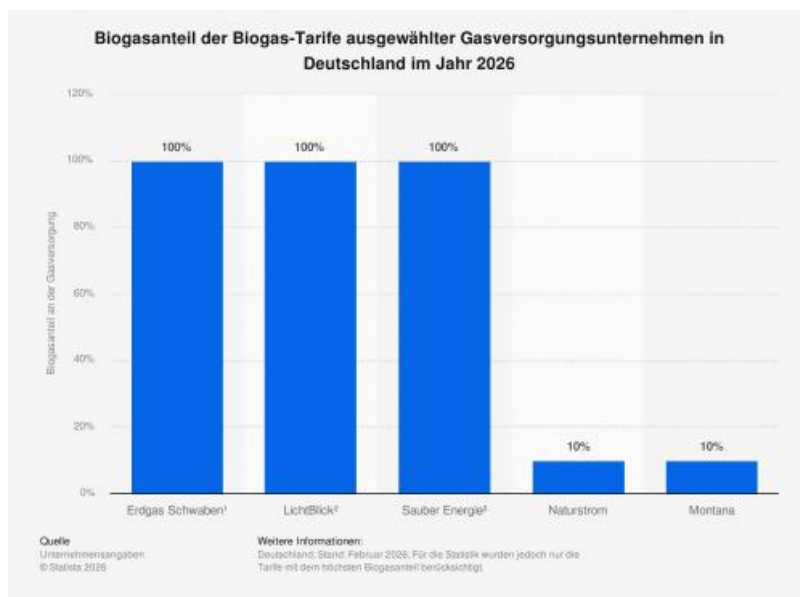
[^ Zum Inhalt](#)

Anteil der Biogas-Tarife ausgewählter Gasversorger



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

Der Energieversorger Lichtblick bietet im Jahr 2026 verschiedene Biogas-Tarife an: Je nach Tarif liegt der Biogasanteil im Jahresmittel bei 10 Prozent, 30 Prozent oder 100 Prozent. Die Versorger Naturstrom und Montana bieten Tarife mit einem Biogasanteil von maximal 10 Prozent an. // VON REDAKTION

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

⚙️ TECHNIK



Quelle: Pixabay / congerdesign

Tool für die strategische Energieplanung für Kommunen vorgestellt

KLIMASCHUTZ. Das Institut für Energietechnik IFE GmbH hat die klassischen Energienutzungspläne für Kommunen zu „Digitalen Energienutzungspläne PLUS“ weiterentwickelt.

Das Institut für Energietechnik IFE GmbH in Amberg (Bayern) hat den klassischen kommunalen Energienutzungsplan zu einem neuen Planungsinstrument weiterentwickelt. Gemeinsam mit der Netztöchter der Nürnberger N-Ergie und vier Landkreisen in Franken stellte das Institut den „Digitalen Energienutzungsplan PLUS“ (ENP plus) vor. Er soll Kommunen und Landkreisen als strategische Grundlage für die Energieversorgung bis 2040 dienen, so eine Mitteilung des IFE.

Klassische Energienutzungspläne werden in Bayern seit vielen Jahren als freiwilliges Instrument der kommunalen Energieplanung eingesetzt und vom Freistaat gefördert. Sie erfassen unter anderem den Energieverbrauch, die vorhandene Erzeugung sowie Potenziale für erneuerbare Energien und Energieeinsparungen. Nach Ansicht des IFE genügt eine ausgeglichene Jahresbilanz allerdings nicht mehr, um die Herausforderungen der Energiewende zu bewerten.

Entscheidend sei das zeitliche Zusammenspiel von Stromerzeugung und Stromverbrauch über den Tages-, Wochen- und Jahresverlauf. Gerade die Unterschiede zwischen Tag und Nacht sowie zwischen Sommer und Winter machten deutlich, dass neben dem Ausbau erneuerbarer Energien auch Netze, Speicher und flexible Verbraucher eine zentrale Rolle spielten.

Zeitlich hochaufgelöste Systemanalyse

Der ENP plus erweitert den bisherigen Energienutzungsplan deshalb um eine zeitlich hochaufgelöste Energiesystemanalyse. Statt ausschließlich Jahresmengen gegenüberzustellen, ersetzt das Instrument die rein bilanzielle Betrachtung durch eine Lastganganalyse. Gleichzeitig werden nicht nur Strom und Wärme, sondern sämtliche Energiesektoren einschließlich des Verkehrs sowie deren Wechselwirkungen berücksichtigt.

Grundlage bildet eine sektorübergreifende Bestandsaufnahme nach dem Territorialprinzip. Dabei werden sämtliche Energieverbräuche und Erzeugungsmengen innerhalb der Landkreisgrenzen erfasst. Neu ist die

Integration des Verkehrssektors. Kern des ENP plus ist eine Energiesystems simulation. In dem Modell wird das Zusammenspiel von Erzeugung und Verbrauch für jede der 8.760 Stunden eines Jahres berechnet.

Auf Basis realer Verbrauchs-, Erzeugungs- und Infrastrukturdaten entsteht ein digitaler Zwilling der Region, der die aktuelle energetische Situation abbildet. Der digitale Zwilling ermöglicht es, die Auswirkungen des künftigen Ausbaus von Photovoltaik, Windkraft, Wärmepumpen und Elektromobilität bis 2040 zu simulieren. So können Kommunen frühzeitig erkennen, wo Netze, Speicher oder flexible Verbraucher benötigt werden und ihre Infrastruktur entsprechend planen.

Zusammenspiel verschiedener Technologien

Ein zentrales Ergebnis lautet, dass der Erfolg der Energiewende künftig weniger von der installierten Leistung einzelner Technologien als von ihrem Zusammenspiel abhängt. Nach den Simulationen übersteigen die Strommengen aus Photovoltaik- und Windkraftanlagen in sonnen- und windreichen Stunden bereits heute den regionalen Strombedarf und die Netzkapazitäten.

Unterstützung für die Entwicklung der digitalen Energienutzungspläne Plus kam von der Netztochter der Nürnberger N-Ergie. Der Netzbetreiber stellte Daten zu Trafostationen, Umspannwerken und Last- und Erzeugungsprofilen bereit.

Erprobt wurde der ENP plus in den Landkreisen Ansbach, Neustadt an der Aisch-Bad Windsheim, Roth und Weißenburg-Gunzenhausen. Das Institut für Energietechnik IFE GmbH mit Sitz in Amberg ist ein An-Institut der Ostbayerischen Technischen Hochschule Amberg-Weiden. (sag) // **VON STEFAN SAGMEISTER**

[^ Zum Inhalt](#)

Avacon testet Wärmegewinnung aus Trinkwasser



Quelle: Projektstart für Wärme aus Trinkwasser. Quelle: Avacon

WÄRME. Der Energieversorger Avacon hat in Lüneburg eine Pilotanlage zur Wärmegewinnung aus Trinkwasser in Betrieb genommen. Das Projekt soll Erkenntnisse für die Wärmewende liefern.

Der Energieversorger Avacon hat in Lüneburg eine Pilotanlage zur Wärmegewinnung aus Trinkwasser in Betrieb genommen. Nach Angaben des Unternehmens aus Helmstedt gehört das Vorhaben zu den ersten Projekten dieser Art in Deutschland. Es soll unter realen Betriebsbedingungen untersuchen, ob sich die im Trinkwasser enthaltene Wärme sicher und effizient für die Wärmeversorgung nutzen lässt. Das Bundeswirtschaftsministerium (BMWE) fördert das auf drei Jahre angelegte Projekt.

Gemeinsam mit dem niedersächsischen Energieminister Christian Meyer (Grüne), und der Lüneburger Oberbürgermeisterin Claudia Kalisch nahm Avacon-Vorstandsvorsitzender Matthias Boxberger die Anlage am 24. Juli offiziell in Betrieb. Das Unternehmen investiert nach eigenen Angaben rund 500.000 Euro in das Pilotprojekt.

Trinkwasser bleibt sauber

Die Anlage nutzt einen Teil des Trinkwassers, der über einen Bypass durch einen Wärmetauscher geleitet wird. Dieser entzieht dem Wasser einen kleinen Teil seiner Wärmeenergie. Ein separater Kreislauf überträgt die Energie auf eine Wärmepumpe, die sie auf das für Heizung und Warmwasser benötigte Temperaturniveau anhebt. Anschließend fließt das Trinkwasser zurück in das Versorgungsnetz.

Laut Avacon bleibt die Temperaturänderung für Verbraucherinnen und Verbraucher praktisch nicht wahrnehmbar. Geschlossene Kreisläufe, mehrstufige Sicherheitsmechanismen und eine kontinuierliche Überwachung sollen zudem sicherstellen, dass die Trinkwasserqualität nicht beeinträchtigt wird.

Wissenschaftliche Begleitung gesichert

Die Pilotanlage versorgt zunächst das Wasserwerk mit Wärme. Gleichzeitig wollen die Projektpartner Daten zur technischen Machbarkeit, Energieeffizienz und Betriebssicherheit sammeln. Wissenschaftlich begleiten das Vorhaben das IWW Institut für Wasserforschung GmbH, die Ostfalia Hochschule für angewandte Wissenschaften sowie die SWB Services GmbH.

Nach Angaben von Avacon könnte die Technologie langfristig einen Beitrag zur Wärmewende leisten. Das Unternehmen verweist auf Berechnungen, wonach sich bundesweit jährlich rund 7,3 Milliarden kWh Wärme erschließen ließen, wenn etwa ein Drittel des Trinkwassers um vier Grad Celsius abgekühlt würde. Dies entspräche etwa 14 Prozent der heutigen Fernwärmenutzung privater Haushalte in Deutschland. Für Lüneburg sieht Avacon perspektivisch das Potenzial, bis zu 25 Prozent des derzeitigen Wärmebedarfs der zentralen Wärmeversorgung zu decken.

Grundlagen für gesetzliche Regeln ableiten

Derzeit erlaubt die geltende Gesetzgebung den Regelbetrieb solcher Anlagen in Deutschland nach Angaben des Unternehmens noch nicht. Deshalb sollen die Ergebnisse des Pilotprojekts auch eine Grundlage für mögliche Anpassungen der regulatorischen Rahmenbedingungen schaffen. Avacon verweist dabei auf Erfahrungen aus Dänemark, der Schweiz und den Niederlanden. Dort werde die Wärmegewinnung aus Trinkwasser bereits in größerem Umfang eingesetzt.

Avacon-Chef Matthias Boxberger erklärte, das Projekt solle zeigen, wie sich bestehende Infrastruktur zusätzlich für die Wärmeversorgung nutzen lasse, ohne die Qualität des Trinkwassers zu beeinträchtigen. Sollten sich die Erwartungen bestätigen, könne die Technologie eine weitere Option für eine nachhaltige Wärmeversorgung in Städten und Gemeinden werden.

Niedersachsens Umweltminister Christian Meyer bezeichnete die Wärmegewinnung aus Trinkwasser als „einen innovativen Ansatz für eine klimaneutrale Energieversorgung“. Lüneburgs Oberbürgermeisterin Claudia Kalisch sieht in der Pilotanlage nach eigenen Angaben ein Beispiel dafür, wie vorhandene Ressourcen für eine zukunftsfähige Wärmeversorgung genutzt werden können. (sh) // VON SUSANNE HARMSEN

[^ Zum Inhalt](#)

EEBUS startet Zertifizierung für §14a-Geräte



Quelle: Pixabay / Gerd Altmann

IT. Die EEBUS Initiative hat das Zertifizierungsverfahren für EEBUS-fähige Geräte gestartet. Es soll die technische Konformität für Anwendungen nach § 14a EnWG und § 9 EEG nachweisen.

Die EEBUS Initiative hat gemeinsam mit ihrer Tochtergesellschaft „EEBUSservice GmbH“ das offizielle Zertifizierungsverfahren für Produkte auf Basis des EEBUS-Kommunikationsstandards gestartet. Hersteller können ihre Geräte ab sofort anmelden und Prüfslots im Living Lab Cologne buchen. Erste Produkte ausgewählter Mitgliedsunternehmen befinden sich bereits in einer Pilotphase der Zertifizierung.

Mit dem Verfahren sollen Hersteller nachweisen können, dass ihre Geräte die EEBUS-Spezifikationen korrekt umsetzen und damit die technischen Anforderungen für die netzorientierte Steuerung nach § 14a Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) sowie die Steuerbarkeit nach § 9 Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) erfüllen. Hintergrund ist, dass die Interoperabilität zwischen Smart Meter Gateways, Steuerboxen, Energiemanagementsystemen sowie steuerbaren Verbrauchs- und Erzeugungsanlagen als Voraussetzung für den Rollout intelligenter Steuerungslösungen gilt.

Geprüft werden sowohl die Implementierung der Kommunikationsprotokolle SHIP und SPINE als auch definierte Anwendungsfälle für Leistungsbegrenzung und Monitoring. Nach erfolgreicher Prüfung erhält jedes Produkt eine eindeutige Zertifikatsnummer und wird in ein öffentliches Verzeichnis aufgenommen.

Die technische Prüfung übernimmt das „EEBUS Living Lab Cologne“, die Zertifikate werden anschließend von der „EEBUSservice GmbH“ ausgestellt. Nach Angaben der Initiative dauert die Laborprüfung bei guter Vorbereitung in der Regel nur wenige Tage. Für die technische Prüfung selbst werden keine Gebühren erhoben, für Zertifikatsausstellung und Eintrag in das Verzeichnis fällt eine einmalige Verwaltungsgebühr von 1.500 Euro an.

EEBUS-Vorsitzender Gunnar Steg erklärte, Hersteller benötigten neben technischen Spezifikationen einen belastbaren Nachweis, dass Geräte verschiedener Anbieter im realen Betrieb zusammenarbeiteten. Die Zertifizierung solle hierfür ein einheitliches und nachvollziehbares Verfahren schaffen und so die praktische Umsetzung der netzorientierten Steuerung unterstützen. (fw)

// VON FRITZ WILHELM

[^ Zum Inhalt](#)

Studie sieht Europa beim KI-Ausbau im Nachteil



Quelle: Shutterstock / Photocreo Michal Bednarek

IT. Die Strategieberatung Roland Berger erwartet bis 2035 eine fast vervierfachte weltweite Rechenzentrumskapazität. Europa könnte an Bedeutung verlieren, weil der Ausbau zu langsam geht.

Laut einer Studie der Strategieberatung Roland Berger aus München wird sich die weltweit installierte Rechenzentrumskapazität bis 2035 nahezu vervierfachen. Hintergrund ist vor allem der steigende Bedarf an Infrastruktur für Anwendungen der Künstlichen Intelligenz (KI). Gleichzeitig dürfte Europa im internationalen Wettbewerb an Bedeutung verlieren, wenn Netzanschlüsse, Genehmigungen und Energieversorgung nicht schneller ausgebaut werden, warnen die Autoren.

Die Untersuchung „The AI Datacenter Study – Part 1: The Global Build-out Race“ prognostiziert einen Anstieg der weltweit installierten Rechenzentrumskapazität von 88.000 MW im Jahr 2025 auf bis zu 340.000 MW im Jahr 2035. Der Anteil von KI-Anwendungen an der gesamten Rechenzentrumslast soll im selben Zeitraum von derzeit 20 Prozent auf knapp 60 Prozent steigen.

Grundlage der Analyse ist das Roland-Berger-Datacenter-Modell, das nach Unternehmensangaben Entwicklungen bei Kapazitäten, Energiebedarf und Investitionen untersucht. Ergänzend befragte Roland Berger 70 Führungskräfte aus der europäischen Rechenzentrumsbranche.

Internationaler Wettbewerb verschärft sich

Nach Einschätzung der Autoren verschärft der Ausbau der KI-Infrastruktur den internationalen Wettbewerb. Bereits 2025 verfügten die USA laut der Studie über mehr Rechenzentren als Westeuropa und Asien zusammen. Für Europa erwarten die Analysten einen weiteren Rückgang des Anteils an der weltweit installierten Rechenzentrumskapazität von derzeit rund 13 Prozent auf etwa 10 Prozent bis 2030.

Als zentrale Ursachen nennt die Studie lange Wartezeiten für Netzanschlüsse, hohe Energiekosten und komplexe Genehmigungsverfahren. Der Anschluss eines neuen Rechenzentrums an das Stromnetz könne in Europa bis zu sieben Jahre dauern. In den USA würden Netzanschlüsse schneller bereitgestellt oder Betreiber nutzten häufiger eigene Energieversorgungslösungen.

Strom in Europa zu teuer

Auch die Energieversorgung sehen viele Marktteilnehmer kritisch. Laut der Befragung rechnen 69 Prozent der befragten Branchenvertreter damit, dass sich die Verfügbarkeit von Strom bis 2035 weiter verschlechtert. Gleichzeitig entfallen nach Angaben von Roland Berger rund 40 Prozent der Betriebskosten eines Rechenzentrums auf den Strombezug. Europas Energiepreise lägen dabei über denen vieler konkurrierender Regionen.

Hinzu kommen regulatorische Hürden. Betreiber von Rechenzentren bewerten laut der Studie insbesondere langwierige Genehmigungsverfahren und komplexe Vorgaben als Hemmnisse für den Ausbau neuer Kapazitäten. Die Studie verdeutlicht den steigenden Energiebedarf moderner Rechenzentren. Nach Angaben von Roland Berger verbraucht ein KI-Rechenzentrum mit einer Leistung von 1.000 MW so viel Strom wie eine Stadt mit rund einer Million Haushalten.

Eigene Rechenzentren sind Frage der Sicherheit

Edeltraud Leibrock, Global Managing Director bei Roland Berger, sieht deshalb weiteren Handlungsbedarf. Eigene Rechenzentren seien eine Voraussetzung, um sensible Daten unter europäischem Recht zu verarbeiten und ein wettbewerbsfähiges KI-Ökosystem aufzubauen. Dafür brauche Europa leistungsfähigere Stromnetze, schnellere Planungs- und Genehmigungsverfahren sowie wettbewerbsfähige Energiepreise.

Auch wirtschaftlich misst die Strategieberatung dem Ausbau eine hohe Bedeutung bei. Partner Nikolaus Lehmann erklärt, KI und Rechenzentren trügen bereits heute spürbar zum Wirtschaftswachstum in den USA bei. Europa profitiere bislang vor allem in einzelnen Zulieferindustrien, gerate jedoch zunehmend in Abhängigkeiten. Ohne ausreichende Rechenkapazitäten bestehe die Gefahr, den Anschluss bei dieser Schlüsseltechnologie zu verlieren.

Finanzielle Förderprogramme allein reichen nach Einschätzung der Studienautoren nicht aus. Erforderlich seien vielmehr eine vorausschauende Netzplanung und technologieoffene regulatorische Rahmenbedingungen, die Investitionen beschleunigten statt verzögerten.

Die **Rechenzentren-Studie steht gegen eine Registrierung als Nutzer** im Internet bereit. (sh)

// VON SUSANNE HARMSSEN

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

UNTERNEHMEN



Quelle: Pixabay / Gerd Altmann

Kelheim steigert Umsatz und Absatz

BILANZ. Die Stadtwerke Kelheim steigerten 2025 Umsatz und Absatz in allen Versorgungssparten. Zugleich sanken Investitionen und Jahresüberschuss.

Knapp 7,7 Millionen Euro haben die niederbayerischen Stadtwerke Kelheim 2025 in ihre Energie-, Wasser- und Telekommunikationsinfrastruktur investiert. Das waren rund 630.000 Euro weniger als im Vorjahr. Zugleich steigerte der regionale Versorger mit Sitz in Kelheim seinen Umsatz von 33,5 auf 37,7 Millionen Euro. Der Jahresüberschuss sank dagegen von 3,4 auf 2,2 Millionen Euro.

Als Bilanzgewinn weist das Unternehmen erneut 1,4 Millionen Euro aus. Nach Angaben der Stadtwerke wird dieser Betrag gemäß den gesellschaftsrechtlichen Vereinbarungen vollständig an die Gesellschafter abgeführt. Die Kelheimer Keldorado Bäderbetriebe GmbH hält 65 Prozent der Anteile, der Münchner Stadtwerkeverbund Thüga AG 35 Prozent.

Absatz steigt in allen Sparten

Im eigenen Stromvertrieb stieg der Absatz von 53,9 auf 63,7 Millionen kWh. Beim Erdgas erhöhte er sich von 78,1 auf 88,5 Millionen kWh. Im Wärmegeschäft lieferten die Stadtwerke 15,7 Millionen kWh an ihre Kunden – nach 13,8 Millionen kWh im Vorjahr. Zugleich speiste die ORC-Anlage des Biomasseheizkraftwerks 3,4 Millionen kWh Strom in das öffentliche Netz ein. 2024 waren es 3,2 Millionen kWh.

Auch der Trinkwasserabsatz nahm zu. Er erreichte rund 1,14 Millionen Kubikmeter nach 1,04 Millionen Kubikmetern im Vorjahr. Trotz der höheren Energiemengen sank die Zahl der Stromkunden leicht von 9.054 auf 9.037. Bei Erdgas ging sie von 2.242 auf 2.153 zurück. Die Zahl der aktiven Glasfaserkunden stieg dagegen von 332 auf 353.

Netze bleiben Investitionsschwerpunkt

Die Investitionen gingen von 8,29 auf 7,66 Millionen Euro zurück. Den Schwerpunkt bildeten erneut die Netze. Im Strombereich modernisierten und erweiterten die Stadtwerke Kelheim das Niederspannungsnetz, erneuerten Hausanschlüsse und errichteten Trafostationen. Für die neue Schaltanlage am Umspannwerk

Saal wandte das Unternehmen im Berichtsjahr rund 1,2 Millionen Euro auf. Nach der für 2026 vorgesehenen Fertigstellung soll sie das Stromnetz auf steigende Ein- und Ausspeisemengen vorbereiten.

Im Netzgebiet nahmen die Stadtwerke 125 neue Photovoltaikanlagen in Betrieb. Damit stieg ihre Zahl auf 1.650 Anlagen mit zusammen rund 35,8 MW Leistung. Deren Erzeugung deckte nach Berechnungen des Versorgers rechnerisch 64,2 Prozent des Stromverbrauchs im Kelheimer Konzessionsgebiet.

Das Glasfasernetz wuchs, wie die Stadtwerke mitteilen um 5,6 Kilometer auf 48,2 Kilometer. Zugleich kamen 114 Hausanschlüsse hinzu, insgesamt waren Ende 2025 damit 764 Gebäude angeschlossen. Seit Beginn des Ausbaus im Jahr 2018 investierten die Stadtwerke nach eigenen Angaben 2,8 Millionen Euro in die digitale Infrastruktur.

Im Wärmebereich erweiterten sie Hauptleitungen im Stadtteil Hohenpfaal um 500 Meter und im Weinbergweg um 120 Meter. Zudem sanierten sie die Fernwärmeleitung in der Schillerstraße.

Zum Jahresende 2025 zählten die Stadtwerke Kelheim 9.037 Strom-, 2.153 Erdgas-, 96 Wärme- und 4.298 Trinkwasserkunden. Hinzu kamen 353 Breitbandkunden. Der Versorger beschäftigt 54 Mitarbeiter. (ds)

// VON DAVINA SPOHN

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG

ENERGIEJOBS

**DAS KARRIEREPORTAL FÜR
DIE ENERGIEWIRTSCHAFT**

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

Icon: Energietechnik
Icon: Erneuerbare Energien
Icon: Energiemanagement

☎ 08152 93 11 88 🌐 www.energiejobs.online

Batterieriese zieht den Stecker



Quelle: Jonas Rosenberger / E&M

WIRTSCHAFT. Der Batterie- und Speicherhersteller Varta hat Insolvenz angemeldet. Betroffen sind auch mehrere Tochtergesellschaften.

Die Varta AG hat beim Amtsgericht Stuttgart die Eröffnung eines vorläufigen Insolvenzverfahrens in Eigenverwaltung beantragt. Nach Angaben des Unternehmens soll der Geschäftsbetrieb im Rahmen der insolvenzrechtlichen Vorgaben uneingeschränkt fortgeführt werden.

Neben der AG seien aufgrund konzerninterner Verflechtungen auch die Varta Microbattery GmbH in Ellwangen, die Varta Micro Production GmbH in Nördlingen sowie die Varta Storage GmbH betroffen, heißt es in einer Mitteilung. Für die Microbattery GmbH soll ebenfalls ein Verfahren in Eigenverwaltung beantragt werden.

Nicht von der Antragstellung betroffen ist der Geschäftsbereich „Consumer Batteries“. Die zugehörigen Gesellschaften seien rechtlich und operativ getrennt sowie finanziell eigenständig aufgestellt.

Als Gründe für die erneute Krise nennt das Unternehmen verschlechterte Marktbedingungen, eine schwächere Nachfrage, negative Währungseffekte sowie die Entscheidung eines Ankerkunden, die Zusammenarbeit zu beenden. Hinzu kämen komplexe Konzernstrukturen mit internen Verflechtungen, die die Umsetzung von Sanierungsmaßnahmen erschwerten und zusätzlichen Liquiditätsbedarf verursachten.

„Markt für Energiespeicher ist unverändert eine Zukunftsbranche“

Die aktualisierte Unternehmensplanung auf Ebene der Konzernmutter habe eine „strukturelle Finanzierungslücke“ ergeben, heißt es weiter. Diese habe insbesondere mit Blick auf die weitere Unternehmensentwicklung ab 2027 zu einer insolvenzrechtlich relevanten Überschuldung geführt. Der Antrag sei nicht auf eine akute Zahlungsunfähigkeit im laufenden Geschäftsbetrieb zurückzuführen.

Zu den wichtigsten Geldgebern des Unternehmens gehören die Deutsche Bank sowie die Finanzinvestoren RBC BlueBay, Blantyre und Whitebox. Kunden, Lieferanten und Geschäftspartner sollen weiterhin die bisherigen Leistungen erhalten. Auch die Löhne und Gehälter der Beschäftigten würden nach der Antragstellung weitergezahlt.

Varta habe in den vergangenen Quartalen „mit großen Herausforderungen zu kämpfen“, kommentiert CEO Michael Ostermann. Man werde mit aller Kraft daran arbeiten, so viele Arbeitsplätze wie möglich zu erhalten und eine nachhaltige Fortführung zu ermöglichen. „Der Markt für Energiespeicher ist unverändert eine Zukunftsbranche, die starke heimische Anbieter und Technologieführer benötigt“, so der Varta-Chef.

Restrukturierung erst vor gut einem Jahr

Zwei Jahre ist es her, dass Varta ein Restrukturierungsvorhaben nach dem Unternehmensstabilisierungs- und -restrukturierungsgesetz (StaRUG) anstieß. „Die aktuelle Schuldensituation verbaut der Varta-Gruppe absehbar die Chancen auf eine positive Geschäftsentwicklung. Ohne die Reduzierung unserer Schulden können wir notwendige Investitionen nicht tätigen“, ließ sich der „Chief Risk Manager“ des Unternehmens in einer Pressemitteilung zitieren. Mit dem vorinsolvenzlichen Prozedere des StaRUG-Verfahrens soll „eine mögliche Insolvenz des Unternehmens nachhaltig abgewendet werden“, hieß es.

Im September 2024 einigte sich der Batteriehersteller mit Gläubigern auf einen nachgebesserten Kompromiss für den Sanierungsplan. „Das ergänzte Sanierungskonzept entspricht strukturell im

Wesentlichen dem Sanierungskonzept vom 17. August 2024 und enthält zusätzlich ein verbessertes Angebot an die Schuld-scheindarlehensgläubiger“, teilte das Unternehmen mit. Das StaRUG-Programm endete im April 2025.

Seit Abschluss der Restrukturierung befindet sich Varta im Eigentum des österreichischen Investors Michael Tojner und der Porsche AG. // VON MANFRED FISCHER

[^ Zum Inhalt](#)

Schmierstoffhersteller Fuchs hebt Ebit-Prognose an



Quelle: Shutterstock / Lisa-S

BILANZ. Fuchs hat Umsatz und Ebit im ersten Halbjahr 2026 deutlich gesteigert. Der Schmierstoffhersteller hebt deshalb seine Ergebnisprognose an.

Die Fuchs SE mit Sitz in Mannheim, ein Hersteller von Schmierstoffen, hat im ersten Halbjahr 2026 nach vorläufigen Zahlen einen Umsatz von 2,003 Milliarden Euro erzielt. Dies teilte das Unternehmen ad hoc mit. Im Vorjahreszeitraum hatte der Konzern 1,804 Milliarden Euro umgesetzt. Damit stiegen die Erlöse um rund 11 Prozent.

Noch stärker legte das Ergebnis vor Zinsen und Steuern (Ebit) zu. Es erhöhte sich nach Angaben des Unternehmens von 209 Millionen auf 260 Millionen Euro. Das entspricht einem Zuwachs von rund 24 Prozent. Den vollständigen Halbjahresfinanzbericht will Fuchs am 31. Juli veröffentlichen.

Vorzieheffekte stützen das Geschäft

Im zweiten Quartal erreichte das Ebit 135 Millionen Euro. Damit übertraf es den durch die Zolldiskussionen belasteten Vorjahresquartalswert von 101 Millionen Euro um knapp 34 Prozent. Zugleich lag das Ebit 27 Millionen Euro über dem Durchschnitt der Analystenschätzungen von 108 Millionen Euro.

Fuchs führt das Umsatz- und Ergebniswachstum im zweiten Quartal auf einen starken Absatz zurück. Nach Darstellung des Konzerns bestellten Kunden wegen des Konflikts im Nahen Osten teilweise früher als ursprünglich vorgesehen. Zudem profitierte das Unternehmen von der eingeschränkten Lieferfähigkeit einzelner Wettbewerber und von organischem Wachstum. Welche Regionen oder Produktgruppen besonders zu der Entwicklung beitrugen, geht aus den vorläufigen Angaben nicht hervor. Fuchs weist zugleich darauf hin, dass sich die Entwicklung des ersten Halbjahres nicht auf die folgenden sechs Monate übertragen lässt.

Die vorgezogenen Bestellungen dürften den Absatz im weiteren Jahresverlauf belasten. Kunden, die ihren Bedarf bereits im zweiten Quartal gedeckt haben, könnten in der zweiten Jahreshälfte entsprechend weniger bestellen. Gleichzeitig rechnet Fuchs mit steigenden Rohstoffpreisen, die die Margen belasten könnten.

Beim Umsatz erwartet der Konzern dennoch auch im zweiten Halbjahr ein Wachstum gegenüber dem jeweiligen Vorjahreszeitraum. Als Grund nennt Fuchs vor allem inflationsbedingte Preissteigerungen. An der Umsatzprognose für das Gesamtjahr hält das Unternehmen daher fest. Demnach sollen die Erlöse deutlich über dem Vorjahreswert von 3,7 Milliarden Euro liegen. Eine konkrete Zielspanne nennt Fuchs nicht.

Beim Ebit hebt das Unternehmen seine Erwartungen für 2026 an. Statt eines Ergebnisses von rund 450 Millionen Euro rechnet Fuchs nun mit 460 Millionen bis 480 Millionen Euro. Der Mittelwert der neuen

Prognosespanne liegt damit bei 470 Millionen Euro und 20 Millionen Euro über dem bisherigen Ziel. Verglichen mit dem Ebit von 435 Millionen Euro im Geschäftsjahr 2025 entspräche die neue Spanne einem Anstieg um 25 Millionen bis 45 Millionen Euro. Das wären rund 6 bis 10 Prozent. Der von Fuchs genannte Analystenkonsens für 2026 liegt bei 454 Millionen Euro und damit unter der neuen Prognosespanne. Der Konzern begründet die Anhebung mit der Ergebnisentwicklung im ersten Halbjahr. Gleichzeitig berücksichtigt die neue Prognose die Risiken für Absatz und Margen in der zweiten Jahreshälfte. (ds)

// VON DAVINA SPOHN

[^ Zum Inhalt](#)

Baubeginn für größte Flusswasser-Wärmepumpe in Europa



Viel Prominenz war bei der Grundsteinlegung dabei. Quelle: Rheinenergie/Schmülgen

WÄRME. Gemeinsam mit den Wirtschaftsministerinnen aus Berlin und Düsseldorf wurde in Köln der Grundstein für die Großwärmepumpe im Rhein gelegt.

Auch die Bundeswirtschaftsministerin war nach Köln gekommen: Gemeinsam mit Nordrhein-Westfalens Wirtschaftsministerin Mona Neubaur (Grüne) und Kölns Oberbürgermeister Torsten Burmester (SPD) hat CDU-Politikerin Katherina Reiche am 23. Juli den Grundstein für die Flusswasser-Wärmepumpe in Köln-Niehl gelegt.

Dort entsteht Europas größte Anlage dieser Art. Die Investitionskosten belaufen sich auf rund 280 Millionen Euro, davon trägt der Bund rund 100 Millionen Euro. Gebaut und betrieben wird sie vom Kölner Versorger Rheinenergie.

Für die Rheinenergie handelt es sich um die zweitgrößte Einzelinvestition ihrer Unternehmensgeschichte. „Die Flusswasser-Wärmepumpe ist die zweitgrößte Einzelinvestition unserer Unternehmensgeschichte“, wird Vorstandsvorsitzender Andreas Feicht in einer Mitteilung zitiert.

Bundeswirtschaftsministerin Reiche hob die Bedeutung des Projekts für die Wärmewende hervor. Ziel sei es, „unsere Energieversorgung breiter aufzustellen – mit einheimischen Energiequellen wie dem Rhein“. Nach Unternehmensangaben unterstreicht die Teilnahme der Ministerin die bundespolitische Bedeutung des Vorhabens.

Weniger als 1 Prozent des Flusswassers

Die Großwärmepumpe besteht aus drei Modulen mit jeweils 50 MW Leistung und arbeitet künftig mit den bestehenden Gas- und Dampfturbinenanlagen am Standort Niehl zusammen. Die Anlage soll ab 2028 in Betrieb gehen und bis zu 50.000 Haushalte mit Fernwärme versorgen und wird in das Kölner Fernwärmenetz eingebunden. Bei niedrigen Strompreisen übernimmt die Wärmepumpe die Wärmeproduktion, während bei hohen Strompreisen die konventionellen Anlagen einspringen.

Technisch nutzt die Anlage die Umweltwärme des Rheins. Dafür wird im Durchschnitt weniger als ein Prozent des Flusswassers entnommen. Die Wärme wird laut Rheinenergie auf ein Kältemittel übertragen, das in einem geschlossenen Kreislauf verdichtet wird und Temperaturen von mehr als 100 Grad Celsius erreicht. Das abgekühlte Rheinwasser fließt anschließend wieder in den Fluss zurück. Mit der Technik werden jährlich mindestens 100.000 Tonnen Treibhausgasemissionen eingespart.

Generalunternehmer des Projekts ist die Everllence SE. Die wesentlichen Komponenten der Wärmepumpe wurden bereits in Deutschland gefertigt, darunter Kompressoren in Oberhausen und ein Integralgetriebe in Berlin.

„Die Großwärmepumpe in Köln zeigt die Innovationskraft und die tragende Rolle des deutschen Maschinenbaus für die Wärmewende in Europa“, sagte Everllence-Technologievorstand Gunnar Stiesch. Die eingesetzte Technik sei skalierbar und könne damit auch für weitere Großprojekte in Deutschland und Europa als Vorbild dienen. (sag) // VON STEFAN SAGMEISTER

[^ Zum Inhalt](#)

MARKTBERICHTE

STROM

Wegen technischer Probleme stehen die Daten unseres Dienstleisters derzeit nicht zur Verfügung. Wir bitten, dies zu entschuldigen.

GAS

Wegen technischer Probleme stehen die Daten unseres Dienstleisters derzeit nicht zur Verfügung. Wir bitten, dies zu entschuldigen.

Gaspreise steigen wegen knapper LNG-Lieferungen



Quelle: E&M

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

Uneinheitlich haben sich die Energiemärkte am Freitag präsentiert. Die Gaspreise legten angesichts der zunehmenden Sorgen über die Versorgung Europas mit Flüssigerdgas infolge der anhaltenden Eskalation des Konflikts zwischen den USA und dem Iran weiter zu. Hinzu kommt, dass die Gasspeicher weiter befüllt werden müssen. Der CO2-Markt legte nach der jüngsten Rally zwar eine Verschnaufpause ein, bleibt aber durch die ETS-Reformpläne der EU-Kommission und das gestiegene Energiepreisniveau unterstützt.

Strom: Überwiegend fester hat sich der deutsche OTC-Strommarkt zum Ende der Arbeitswoche gezeigt. Der Montag kostete an der Börse im Base 111,00 Euro je Megawattstunde und im Peak 117,23 Euro je Megawattstunde. Am Donnerstag war der Freitag selbst im außerbörslichen Handel mit 130,75 Euro in der Grundlast und 90,25 Euro in der Spitzenlast gehandelt worden.

Die Einspeiseleistung der Erneuerbaren dürfte zum Start in die neue Arbeitswoche mit 26 Gigawatt etwas höher ausfallen als noch am Freitag. Für den weiteren Verlauf der Woche werden konstante Einspeiseleistungen um 22 Gigawatt erwartet. Das Stromfrontjahr gewann am Freitag weiter um 0,60 auf 110,60 Euro je Megawattstunde hinzu.

CO2: Die CO2-Preise haben am Freitag weiter nachgegeben. Der Dec 26 verlor bis gegen 14.00 Uhr 0,49 auf 83,39 Euro je Tonne. Umgesetzt wurden bis zu diesem Zeitpunkt nur 8,9 Millionen Zertifikate. Das Hoch lag bei 84,50 Euro, das Tief bei 83,33 Euro.

Laut den Analysten von belektron stützte sich der zuletzt gesehene Anstieg am CO2-Markt auf mehrere fundamentale Faktoren: die Reformvorschläge der EU-Kommission zum Emissionshandel, deutlich höhere Energiepreise sowie eine spürbare Verbesserung der Marktstimmung. Während fundamental weiter vieles für höhere CO2-Preise spreche, habe man angesichts des kräftigen Anstiegs aber auch mit Gewinnmitnahmen rechnen müssen, hieß es weiter.

Erdgas: Die europäischen Gaspreise haben am Berichtstag weiter zugelegt. Der Frontmonat am niederländischen TTF gewann bis gegen 14.00 Uhr 1,345 auf 63,670 Euro je Megawattstunde. Am deutschen THE ging es für den Day-ahead um 0,625 auf 62,725 Euro je Megawattstunde nach oben.

Die Gaspreise bewegten sich damit weiterhin auf dem höchsten Niveau seit vier Monaten. Hintergrund sind die zunehmenden Sorgen im Hinblick auf die LNG-Versorgung Europas, nachdem sich der Konflikt zwischen den USA und dem Iran wieder verschärft hat.

Die USA flogen laut Medienberichten in der 13. Nacht in Folge Angriffe auf Ziele im Iran. US-Präsident Donald Trump drohte Teheran und den mit dem Iran verbündeten Huthi-Rebellen im Jemen mit „massiven militärischen Konsequenzen“, falls es zu weiteren Angriffen auf Schiffe im Roten Meer kommen sollte.

Die europäischen Gaspreise haben damit im Wochenverlauf bereits rund 8 Prozent zugelegt und liegen seit Beginn des Monats Juli mehr als 42 Prozent im Plus. Ausschlaggebend sind die eingeschränkten LNG-Lieferungen aus der Golfregion, die den Wettbewerb Europas mit asiatischen Käufern um verfügbare LNG-Ladungen verschärfen. Gleichzeitig sorgt die anhaltende Hitzewelle in Europa für einen höheren Strombedarf zur Kühlung und damit für eine steigende Gasnachfrage. (map) // VON MARIE PFEFFERKORN

[^ Zum Inhalt](#)

ENERGIEDATEN:

Strom Spotmarkt:

Wegen technischer Probleme stehen die Daten unseres Dienstleisters derzeit nicht zur Verfügung. Wir bitten, dies zu entschuldigen.

Strom Terminmarkt:

Wegen technischer Probleme stehen die Daten unseres Dienstleisters derzeit nicht zur Verfügung. Wir bitten, dies zu entschuldigen.

Gas Spot- und Terminmarkt:

Wegen technischer Probleme stehen die Daten unseres Dienstleisters derzeit nicht zur Verfügung. Wir bitten, dies zu entschuldigen.

E&M STELLENANZEIGEN



Stellvertretender Marktleiter / Filialleiter (m/w/d) Ingolstadt 0366300560

Ort: 85053 Ingolstadt | Vertragsart: Teilzeit, unbefristet | Job-ID: 960807 PENNY ist Teil der REWE Grou...
in Ingolstadt

vor 2 h

● Festanstellung



Ingenieur (m/w/d) Energiewirtschaft (Ingenieur/in - Energietechnik)

MITNETZ STROM ist der größte regionale Verteilernetzbetreiber in Mitteldeutschland. In der Abteilung...
in Taucha

vor 2 h



Pflegefachperson (m/w/d) für die gastroenterologische Station

Wir suchen zum ab sofort in Voll- oder Teilzeit für unser Klinikum in Winnenden eine Pflegefachperson...
in Leutenbach

vor 2 h

● Weiterbildung / Kantine



Pflegefachperson (m/w/d) für die gastroenterologische Station

Wir suchen zum ab sofort in Voll- oder Teilzeit für unser Klinikum in Winnenden eine Pflegefachperson...
in Korb

vor 2 h

● Weiterbildung / Kantine



Business Development Manager (w/m/d) Energiewirtschaft

emsys paving the way for renewables Oldenburg bei Bremen Flexible Arbeitszeiten Business Develop...
in Oldenburg

vor 2 h

● Festanstellung / Freie Mitarbeit ● Homeoffice / Flexible Arbeitszeit / Kantine

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

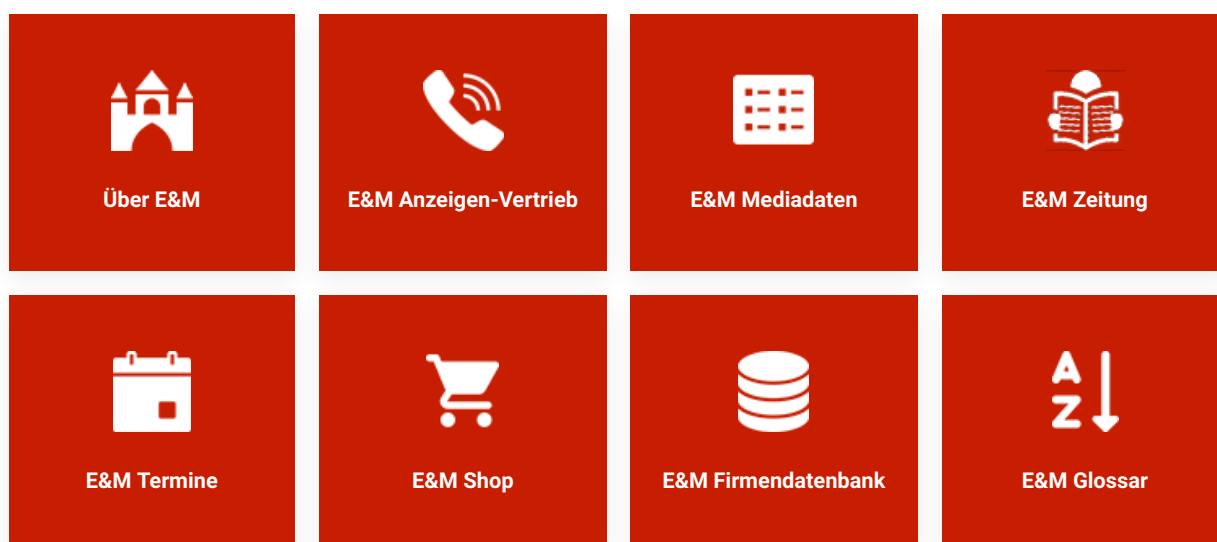


Katia Meyer-Tien (Büro Herrsching)
Schwerpunkte: Netze, IT, Regulierung, Stadtwerke



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:

