



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

STROM

**91,57 €/MWh**

Epex Spot DE-LU Day Base

GAS

**27,76 €/MWh**

EEX Spot THE (End of Day)

ZAHL DES TAGES

40.000

Einwohner könnten von der Tiefengeothermie der Badenova Wärmeplus im Breisgau profitieren. Das Thermalwasser dort soll bis zu 130 Grad heiß sein.

REGENERATIVE

Erstmals seit
Langem ein Monat
ohne negative
Preise

STROMNETZ

EU-Projekt
entwickelt
Schutzmechanismen
für resiliente
Verteilnetze

BILANZ

Stadtwerke Bad
Kissingen schließen
Sanierung früher ab

Inhalt

TOP-THEMA

→ **RECHT:** Sammelklage gegen Fernwärmetochter von Eon

POLITIK & RECHT

- **KWK:** LEE NRW erhält Energiepreis vom europäischen KWK-Verband
- **GEOTHERMIE:** Wärmeprojekt im Breisgau mit Meilenstein
- **STATISTIK DES TAGES:** Verbraucherpreisindex für Heizöl in Deutschland

HANDEL & MARKT

- **REGENERATIVE:** Erstmals seit Langem ein Monat ohne negative Preise
- **REGENERATIVE:** Wind und Sonne treiben Stromerzeugung hoch
- **STUDIE:** Grünes Energiesystem bringt Billionen-Ersparnis
- **PHOTOVOLTAIK:** Weniger neue PV-Anlagen auf Einfamilienhäusern
- **GASTBEITRAG:** Wie Batteriespeicher Stromkosten in der Industrie senken

TECHNIK

- **STROMNETZ:** EU-Projekt entwickelt Schutzmechanismen für resiliente Verteilnetze
- **ELEKTROMOBILITÄT:** Flottenbetreiber setzen auf integrierte Ladelösungen
- **STROMNETZ:** Neue Erdkabeltrasse im Landkreis Dachau am Netz
- **VERBÄNDE:** Wasserstoff-Verbund erhält weitere Förderung

UNTERNEHMEN

- **BILANZ:** Stadtwerke Bad Kissingen schließen Sanierung früher ab
 - **VERTRIEB:** 2G Energy baut Mietgeschäft in Nordamerika aus
 - **PERSONALIE:** Westfalen Weser Netz künftig mit Doppelspitze
-

MARKTBERICHTE

- **MARKTKOMMENTAR:** Gaspreise so günstig wie im April 2024
-

SERVICE

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

★ TOP-THEMA

Sammelklage gegen Fernwärmetochter von Eon



Quelle: Fotolia / vege

RECHT. Der Bundesverband der Verbraucherzentralen hat eine Sammelklage gegen den Fernwärme-Anbieter Avacon Natur angestrengt. Streitpunkt sind Preisklauseln der Eon-Tochter.

Einmal mehr beschäftigen Fernwärme-Preisklauseln die Justiz. Der Verbraucherzentrale Bundesverband (VZBV) hat nach eigenen Angaben am 4. Dezember eine Sammelklage gegen Avacon Natur eingereicht. Die Verbraucherschützer sehen bei Preisklauseln des Eon-Tochterunternehmens „unterschiedliche Angriffspunkte“.

„Teilweise geht es darum, dass die Klauseln die tatsächliche Kostenentwicklung nicht angemessen berücksichtigen. Teilweise beanstanden wir, dass die allgemeine Entwicklung am Wärmemarkt nicht richtig in der jeweiligen Klausel abgebildet ist und teilweise sind die Klauseln nach unserer Auffassung intransparent“, erklärt VZBV-Teamleiter Ronny Jahn auf Anfrage der Redaktion.

Nach Auffassung der Verbraucherschützer sollen für Kundinnen und Kunden, die einen Fernwärmeliefervertrag bis 31. Dezember 2020 geschlossen haben, die danach erhobenen höheren Preise nicht gelten. Für jene, deren Vertrag seit 1. Januar läuft, soll der bei Vertragsbeginn geltende Preis maßgeblich sein. Laut VZBV können Betroffene „Anspruch auf Erstattung von mehreren Hundert oder sogar Tausend Euro haben“.

Avacon kennt den Inhalt der Sammelklage bis dato nicht. „Die Klageschrift liegt uns noch nicht vor“, teilt ein Sprecher des Unternehmens mit. Der Versorger will sich äußern, sobald er die Details kennt.

Gericht beanstandet Parameter W

Das Oberlandesgericht Celle hat im Urteil am 18. November dieses Jahres einer Unterlassungsklage der Verbraucherschützer stattgegeben. Avacon hat gegen das Urteil Rechtsmittel beim Bundesgerichtshof eingelegt. In dem Verfahren geht es um drei Versorgungsgebiete in Niedersachsen und Sachsen-Anhalt.

„Die Preisänderungsklauseln für die drei Versorgungsgebiete sind gemäß § 134 BGB, 24 Abs. 4 AVBFernwärmeV sowohl bei dem Abschluss neuer Verträge unwirksam als auch – bei bereits abgeschlossenen Verträgen – zum Zeitpunkt der seit dem 18. Juni 2021 vorgenommenen Preiserhöhungen

unwirksam gewesen“, heißt es in der Urteilsbegründung.

Bei zwei Versorgungsgebieten sieht das Gericht die Klauseln schon „wegen der intransparenten Definition des darin verwendeten Parameters W“ als unwirksam an. Der Parameter dient dazu, bestimmte – neben den eigentlichen Brennstoffkosten anfallende – benutzungsabhängige Kosten der Beklagten an den Verbraucher weiterzugeben. Nach der Beschreibung des Parameters handelt es sich um Kosten für die Brennstoffbeschaffung sowie benutzungsabhängige, anteilige Betriebskosten.

Diese, schreibt das Gericht, sollen, wie sich aus dem Kontext noch hinreichend deutlich ergibt, in der Maßeinheit ct/kWh als Summand dem Arbeitspreis je hinzugerechnet werden. Es sei jedoch „unklar, welche Kosten im Einzelnen von dem W-Parameter umfasst sein sollen und wie diese Kosten auf eine gelieferte Kilowattstunde Wärme umgerechnet werden sollen“.

Darüber hinaus nahm das Gericht unter anderem auch Anstoß an Avacons „THE-Index“. Die Klausel für das Versorgungsgebiet „Stuhr/Brinkum“ sei wegen der Verwendung des für die Abbildung des Wärmemarktes ungeeigneten THE-Indexes und der unzureichenden Gewichtung des Marktelementes unwirksam, so das Gericht.

Die Sammelklage gegen Avacon Natur folgt auf zwei entsprechenden Klagen gegen Eon und Hansewerk Natur, die der VZBV im November 2023 auf den Weg brachte. Für die Klage gegen Eon hat das Oberlandesgericht Hamm den ersten Termin für die mündliche Verhandlung für den 5. März 2026 anberaumt. Im anderen Fall scheint eine außergerichtliche Einigung möglich. „In der Klage gegen Hansewerk führen wir derzeit Vergleichsverhandlungen mit dem Versorger“, berichtet VZBV-Rechtsexperte Ronny Jahn.

Noch offen ist auch das Ergebnis der Untersuchungen des Bundeskartellamtes. Ende 2023 hatte die Behörde nach eigener Darstellung gegen insgesamt sieben Stadtwerke und Fernwärmeversorger wegen des Verdachts auf missbräuchlich überhöhte Preissteigerungen im Zeitraum von 2021 bis 2023 eröffnet. Man prüfe insbesondere die konkrete Anwendung von sogenannten Preisanpassungsklauseln bei insgesamt neun unterschiedlichen Fernwärmenetzen, teilte Kartellamt im März dieses Jahres mit.

Der Finanzmathematiker Werner Siepe aus Erkrath hatte vergangenes Jahr für das erste Quartal Fernwärmepreise von 120 Anbietern am Beispiel eines Mustereinfamilienhauses (Jahresverbrauch: 18.000 kWh, Anschlussleistung: 10 kW) verglichen. Die Daten, die er, wie er selber sagt, stichprobenartig erhob hat, zeigten eine Spanne beim Arbeitspreis von über 600 Prozent. Eine Spanne von über 1.000 Prozent ergaben Siepes Berechnungen für das Jahr 2022. // [VON MANFRED FISCHER](#)

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG

Beschleunigen Sie mit uns Ihre Reise Richtung digitalem, dekarbonisiertem Netz der Zukunft.

Besuchen Sie uns:
E-world 2026
10.-12.02.2026
Stand: 6L112

Jetzt Gratisticket sichern





TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

POLITIK & RECHT



Bei der Preisverleihung (v.l.): LEE-Vorstandsmitglied Stefan Liesner, LEE-NRW-Geschäftsführer Christian Vossler LEE NRW sowie Hans Korteweg, Geschäftsführer Cogen. Quelle: LEE NRW

LEE NRW erhält Energiepreis vom europäischen KWK-Verband

KWK. Der Europäische Verband für die Kraft-Wärme-Kopplung, Cogen Europe, hat den LEE NRW ausgezeichnet. Cogen würdigt damit eine kritische Studie zu großen Gaskraftwerken.

Die European Association for the Promotion of Cogeneration (Cogen Europe) hat einen Preis an den Landesverband Erneuerbare Energien NRW (LEE NRW) vergeben. Cogen Europe würdigt damit die Wirkung einer Studie, die der LEE NRW in Auftrag gegeben hatte. Diese bewertet den Ausbau großer Gaskraftwerkskapazitäten kritisch und rückt alternative Erzeugungsstrukturen in den Fokus. Die Analyse hatte in Brüssel Diskussionen in Kommission und Parlament ausgelöst.

Die von der Wirtschaftsberatungsgesellschaft Frontier Economics erarbeitete Studie „Kein Monopol für große Gaskraftwerke“ kam unter anderem zu dem Ergebnis, dass die von der Bundesregierung über Monate hinweg geplante Kraftwerksstrategie mit neuen fossilen Gaskraftwerken in der Größenordnung von 20.000 MW Leistung übersteuert wäre. Stattdessen plädierten die Studienautoren für kleinere Anlagen wie Blockheizkraftwerke auf Basis der Kraft-Wärme-Kopplungs-Technologie.

Cogen Europe sieht in der Untersuchung einen Impuls für die Debatte über Versorgungssicherheit und Systemstabilität. „Dass ein Verband, der sich vornehmlich für den Ausbau der Wind- und Solarenergie einsetzt, solch eine Studie hat erarbeiten lassen, stärkt den Stellenwert und die Glaubwürdigkeit der Kraft-Wärme-Kopplung“, begründet Cogen-Geschäftsführer Hans Korteweg die Preisvergabe an den LEE NRW. Die Frontier-Studie habe in Brüssel nicht nur Denkanstöße ausgelöst, sondern auch viele Diskussionen in der Kommission und dem EU-Parlament.

LEE-NRW-Geschäftsführer Christian Vossler betont in Brüssel die Relevanz wissenschaftlich gestützter Analysen für energiepolitische Entscheidungen. Er verweist auf die Risiken einer einseitigen Fokussierung auf große Gaskraftwerke und skizziert ein System, das auf einen breiten Erzeugungsmix setzt. Dazu zählen flexibilisierte Biogasanlagen, Batteriespeicher sowie Gas- und Wasserstofftechnologien.

Vossler kündigt an, dass der Verband weiterhin Vorschläge für einen technologieoffenen Ansatz einbringen will. Er nennt integrierte Konzepte für Strom, Wärme, Industrie, Netze und Speicher als Grundlage eines

belastbaren Energiesystems. Ziel sei eine Struktur, die Versorgungssicherheit gewährleistet und Lasten im Netz reduziert.

Die Kurzstudie „Kein Monopol für große Gaskraftwerke“ aus dem Haus ist auf der Frontier Economics ist auf Homepage des LEE NRW verfügbar. // VON HEIDI ROIDER

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

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG



Generalüberholung in wenigen Tagen

Ihre Anlage hat die E70 erreicht?
Mit X-Change Aggregaten schnell
wieder am Netz.

Jetzt beraten lassen!



Wärmeprojekt im Breisgau mit Meilenstein



Unter der Erdoberfläche des Oberrheingrabens ist warmes Wasser. Quelle: Badenova/Jonas Conklin

GEOTHERMIE. Die Wärmetochter der Freiburger Badenova kommt beim Projekt „Erdwärme Breisgau“ voran. An die 20.000 Einwohner sollen von dem Geothermieprojekt profitieren.

Ordnung muss sein, auch bei Wärmeprojekten. Deshalb benötigen die Behörden einen sogenannten Hauptbetriebsplan. Diesen hat die „badenovaWÄRMEPLUS“, eine Tochtergesellschaft der Freiburger Badenova, nun beim Landesamt für Geologie, Rohstoffe und Bergbau in Freiburg für das Projekt „Erdwärme Breisgau“ eingereicht, wie das Unternehmen mitteilte.

Das Vorhaben Erdwärme-Breisgau der Badenova Wärmeplus sieht vor, mithilfe hydrothormaler Tiefengeothermie dauerhaft erneuerbare Wärme in der Region zu liefern. Im Gebiet südlicher Oberrheingraben, insbesondere bei Hartheim am Rhein nahe der A5, wird Thermalwasser in etwa 3.200 bis 3.500 Meter Tiefe erwartet – mit Temperaturen von rund 120 bis 130 Grad Celsius.

Ein Heizwerk soll dort errichtet werden; das warme Tiefenwasser wird über Wärmetauscher zur Fernwärmeversorgung genutzt und anschließend abgekühlt in das Reservoir zurückgeführt. Eine erdverlegte Transportleitung soll die Wärme nach Freiburg im Breisgau und entlang der Trasse liegenden Gemeinden bringen, heißt es weiter.

Der Hauptbetriebsplan enthält die nach dem Bundesberggesetz erforderlichen Angaben. Dazu zählen unter

anderem die technische Detailplanung für Bohrplatz und Bohrungen der Dublette mit Produktions- und Injektionsbohrung sowie begleitende Fachunterlagen wie naturschutzfachliche und wasserrechtliche Gutachten.

„In das Erdwärmeprojekt bei Hartheim haben wir in den letzten fünf Jahren viel Leidenschaft und Arbeit gesteckt. Umso mehr freuen wir uns, dass wir nun den Antrag einreichen können“, betont Klaus Preiser, Geschäftsführer von Badenova Wärmeplus. Parallel dazu hat das Unternehmen für das Vorhaben die Erdwärme Breisgau GmbH & Co. KG gegründet. Die Projektgesellschaft ist eine Tochtergesellschaft; Geschäftsführer ist ebenfalls Klaus Preiser.

In der ersten Ausbaustufe könnten etwa 20.000 Einwohner von klimafreundlicher Fernwärme profitieren, heißt es dazu weiter aus Freiburg. Perspektivisch seien rund 40.000 Haushalte als Wärmeabnehmer im Versorgungsgebiet angedacht. // VON STEFAN SAGMEISTER

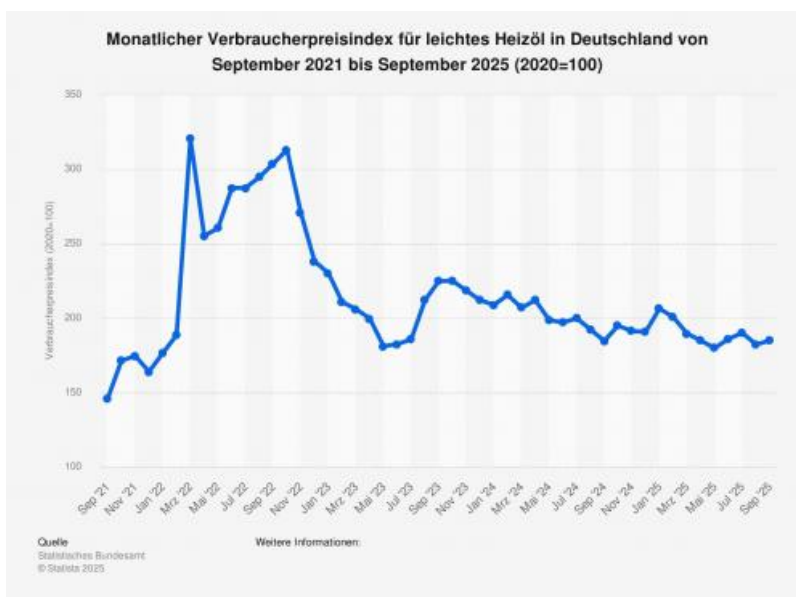
[^ Zum Inhalt](#)

Verbraucherpreisindex für Heizöl in Deutschland



Quelle: E&M / Pixabay

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



Zur Vollansicht bitte auf die Grafik klicken

Quelle: Statista

Im September 2025 lag laut dem Statistischen Bundesamt der Verbraucherpreisindex für leichtes Heizöl in Deutschland bei einem Wert von 184,7 Punkten. Basis des Index ist das Preisniveau des Jahres 2020. Im Vergleich zum Vorjahresmonat stieg der Index um etwa zwei Punkte. // VON REDAKTION

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

HANDEL & MARKT



Quelle: Fotolia / vencav

Erstmals seit Langem ein Monat ohne negative Preise

REGENERATIVE. Die Strom-Spotpreise sind im November in jeder Viertelstunde positiv gewesen. Damit haben die Übertragungsnetzbetreiber den geförderten Ökostrom auch zu höheren Preisen losbekommen.

Der November 2025 hat sich als einer der extrem seltenen Monate erwiesen, in denen alle Stundenpreise in der deutsch-luxemburgischen Day-ahead-Auktion der Börse EEX mit einem positiven Wert versteigert wurden. Dies geht aus der Veröffentlichung der Monatsmarktwerte für November durch die vier Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) vom 8. Dezember hervor. Letztmals war dies zuvor in diesem Februar der Fall und davor erst im Februar 2023.

Mehr noch: Im zweiten Monat seit der Umstellung des Strom-Spotmarktes von Stunden- auf Viertelstundenprodukte hatte auch jede der verauktionierten 2.880 Viertelstunden ein positives Vorzeichen. Das war im Oktober noch nicht so gewesen.

Pro verkaufte kWh geförderten Ökostroms haben die ÜNB im November auch aus diesem Grunde wesentlich mehr eingenommen als im Oktober. Denn bei negativen Großhandelspreisen müssen sie an die Millionen PV-Kleinanlagenbetreiber unterhalb der Direktvermarktungsschwelle nicht nur deren Fördersatz auszahlen, ohne am Markt wenigstens einen gewissen Teil davon einzunehmen, sondern zusätzlich den negativen Preis aus dem treuhänderisch geführten EEG-Konto an den Käufer des Ökostroms zahlen. Nur bei PV-Neuanlagen seit Februar 2025 entfällt die Einspeisevergütung generell bei negativen Preisen.

Im November um 9 Cent herum

Aus der Veröffentlichung geht ebenfalls hervor, dass die Marktwerte im November gegenüber Oktober von einem Niveau von 4,3 bis 6,7 Cent/kWh auf Werte um 9 Cent/kWh herum angestiegen sind. Ob damit auch die treuhänderischen Markteinnahmen der ÜNB im November gestiegen sind, ist noch nicht bekannt: Der Monatsabschluss des von ihnen verwalteten EEG-Kontos ist noch nicht veröffentlicht.

Klar dürfte aber sein, dass eine jahreszeitlich bedingte geringere Photovoltaikstrom-Einspeisung wie jedes Jahr den allgemeinen Marktwert von Graustrom im Spotmarkt stützte und damit auch den PV-Marktwert selbst sowie die Marktwerte von Windstrom.

Konkret stieg der durchschnittliche Graustrom-Spotmarktpreis von Oktober bis November von 8,4 auf 10,2 Cent/kWh. Die Ökostrom-Marktwerte blieben einstellig. PV machte zwar den geringsten Satz nach oben, blieb aber die Technologie mit den höchsten spezifischen Erlösen – ein Spitzenrang, der sich in den sonnigen Sommermonaten traditionell ins Gegenteil verkehrt. Der Marktwert stieg von knapp 7 Cent/kWh auf 9,1 Cent/kWh.

Windstrom vom Land erholte sich am meisten, von unter 5,6 Cent/kWh auf 8,9 Cent/kWh. Onshore-Windstrom blieb damit die einzige Technologie unter 9 Cent. Offshore-Windstrom legte bis November von knapp 6,9 Cent/kWh auf fast 9,1 Cent/kWh zu. Durchschnittliche kWh-Erlöse anderer erneuerbarer Quellen werden wegen ihrer angeblich relativ geringen Bedeutung nicht veröffentlicht.

Die Zeitreihen der Monatsmarktwerte von Ökostrom von Januar 2011 bis November 2025 stehen auf der [Transparenzplattform der ÜNB](#). // VON GEORG EBLE

[^ Zum Inhalt](#)

Wind und Sonne treiben Stromerzeugung hoch



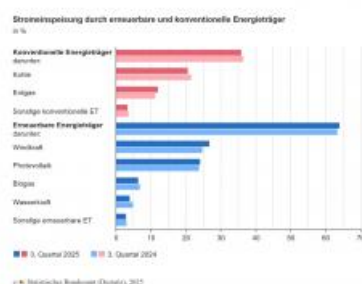
Quelle: Fotolia / Simon Kraus

REGENERATIVE. Im dritten Quartal 2025 stammten über 64 Prozent des in Deutschland erzeugten Stroms aus erneuerbaren Energien. Windkraft und Photovoltaik führten vor Kohle und Gas.

Betreiber von Stromerzeugungsanlagen speisten bundesweit im dritten Quartal 98,3 Milliarden kWh Strom ins Netz ein. Das entspricht einem Anstieg von zwei Prozent gegenüber dem Vorjahreszeitraum, wie das Statistische Bundesamt (Destatis) in einer Mitteilung vom 8. Dezember bekannt gibt. Der Anteil erneuerbarer Energien stieg dabei um drei Prozentpunkte auf 64,1 Prozent.

Die Stromerzeugung aus Windkraft legte laut der Destatis-Auswertung um 10,5 Prozent zu und erreichte einen Anteil von 26,8 Prozent. Damit blieb Wind die wichtigste einzelne erneuerbare Energiequelle. Die Photovoltaik wuchs um 3,2 Prozent und kam auf 24,1 Prozent. Wasserkraft und Biogas entwickelten sich laut Destatis rückläufig: Wasserkraft sank nach den Berechnungen von Destatis um 22 Prozent, Biogas um 5,4 Prozent.

Die Erzeugung aus konventionellen Energieträgern stieg dagegen leicht um 0,4 Prozent, verlor aber im Anteil und kam nur noch auf 35,9 Prozent. Kohle erreichte dabei 20,6 Prozent, ein Minus von 2,2 Prozent. Erdgas legte zu und kam auf einen Anteil von 12 Prozent.



Stromeinspeisung durch erneuerbare und konventionelle Energieträger im dritten Quartal 2025 im Vergleich zum Vorjahresquartal (zur Vollansicht bitte auf die Grafik klicken)

Quelle Statistisches Bundesamt

Deutschland importierte im Sommerquartal 20,7 Milliarden kWh Strom, was laut Destatis einem Rückgang von 11,9 Prozent entsprach. Gleichzeitig stiegen die Exporte um 5,9 Prozent auf 12,5 Milliarden kWh. Der Importüberschuss verringerte sich damit deutlich.

Für Stadtwerke und Energieversorger zeigen diese Entwicklungen, wie stark der Einfluss von Windkraft und Photovoltaik auf den Strommarkt inzwischen ist. Der geringere Importüberschuss und die wachsende Bedeutung flexibler Gaskraftwerke liefern weitere Hinweise auf sich verändernde Beschaffungs- und Erzeugungsstrukturen.

Konventionelle Kraftwerke immer mehr nur eine Ergänzung

Die steigende Stromproduktion aus Windkraft und PV verändert die operative Ausrichtung vieler Energieversorger. Sie reagieren auf zunehmend volatile Einspeisemuster mit einem Ausbau kurzfristig verfügbarer Flexibilitätsoptionen. Dazu zählen Batteriespeicher, steuerbare Gaskraftwerke und Lastmanagement. Laut Destatis verschieben die aktuellen Werte die Rolle konventioneller Kraftwerke weiter hin zu einem Ergänzungsbetrieb. Sie sichern die Versorgung in Stunden ohne ausreichende Erzeugung aus Wind und Sonne.

Für Stadtwerke stellen die Zahlen auch eine Orientierung für ihre mittelfristige Beschaffungsstrategie dar. Der Rückgang der Stromimporte bedeutet, dass Deutschland stärker auf die eigene Erzeugung zurückgreift, wie Destatis erklärt. Versorger prüfen daher vermehrt, wie sich das Verhältnis von Termin- und Spotmarktbezug entwickeln könnte. Gleichzeitig gewinnt der Netzausbau an Bedeutung, um die hohen Einspeisemengen aus Norden und Osten zuverlässig in die Verbrauchszentren zu transportieren.

Spürbare Folgen für die Netzführung

Der hohe Erneuerbaren-Anteil im Sommerquartal beeinflusst laut Destatis die Netzführung spürbar. Netzbetreiber reagieren auf wetterabhängige Schwankungen, indem sie Leitungen stärker dynamisch auslasten. Besonders im Küstenraum führt starke Windeinspeisung nach Angaben der Behörde zu hohen Belastungen einzelner Transportabschnitte, während Regionen mit geringerer Einspeisung entspannter arbeiten.

Stadtwerke mit eigenen Erzeugungsanlagen achten zudem auf die Entwicklung der PV. Die zunehmende Einspeisung aus großen PV-Freiflächenanlagen verschiebt laut der Behörde die Tageslastprofile deutlich. Mittagsstunden mit hoher PV-Produktion drücken die Großhandelspreise, während Abendstunden mit höherer Nachfrage tendenziell teurer werden. Diese Struktur beeinflusst Direktvermarktung, Eigenerzeugung und Beschaffungsentscheidungen.

Auch für die Kraftwerksplanung ergeben sich Konsequenzen. Einige Kommunalversorger prüfen laut Destatis die Zusammensetzung ihrer Kraftwerksflotten neu. Moderne Gasturbinen, die schnell Regelenergie bereitstellen, gewinnen an Bedeutung. Kohlekraftwerke verlieren dagegen Einsatzstunden, was ihre Wirtschaftlichkeit reduziert.

Wie Destatis mitteilt, hängt die Entwicklung im Winter stark von den Wetterbedingungen ab. Während PV in der dunklen Jahreszeit weniger beiträgt, kann starke Windeinspeisung den Erzeugungsmix stabilisieren. Energieversorger rechnen mit einer dynamischen Großhandelssituation. Sie verfolgen zudem, wie sich der rückläufige Importüberschuss weiterentwickelt und welchen Beitrag Nachbarländer liefern.

// VON DAVINA SPOHN

[^ Zum Inhalt](#)

Grünes Energiesystem bringt Billionen-Ersparnis



Quelle: Shutterstock

STUDIE. Eine Studie von Wind Europe und Hitachi Energy zeigt: Ein Energiesystem mit hohem Anteil Erneuerbarer verursacht bis 2050 deutlich geringere Gesamtkosten als alternative Szenarien.

Ein Energiesystem auf Basis erneuerbarer Energien verursacht laut einer gemeinsamen Analyse des Verbands Wind Europe und des Technologiekonzerns Hitachi Energy die geringsten Gesamtkosten bis 2050. Das trifft selbst dann zu, wenn Aufwendungen für Netze, Speicher und Reservekapazitäten berücksichtigt werden, teilt die europäische Lobby-Organisation der Windkraftbranche mit.

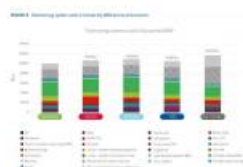
Die Studie vergleicht fünf Szenarien: vier Pfade mit Netto-Null-Emissionen sowie ein langsames Übergangsszenario, das die Klimaziele verfehlt. In den Netto-Null-Pfaden wurden auch Varianten untersucht, die stärker auf Kernenergie, Wasserstoff oder Kohlendioxidabscheidung setzen. Diese verursachen laut Untersuchung höhere Kosten als ein erneuerbares Energiesystem. Die Differenzen zwischen den Netto-Null-Szenarien betragen bis 2050 zwischen 487 Milliarden Euro und 860 Milliarden Euro.

Im Vergleich zu dem Szenario mit verfehlten Klimazielen ist ein erneuerbares Energiesystem den Angaben zufolge um 1,6 Billionen Euro günstiger. Diese Differenz ergibt sich vor allem aus verbleibenden Brennstoffkosten und Kosten für Kohlendioxid im Szenario des langsamen Übergangs. Bis 2035 summieren sich die Einsparungen auf 331 Milliarden Euro.

Das Szenario mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien umfasst einen wachsenden Stromanteil im Energiemix und berücksichtigt zusätzliche Investitionen in Elektrifizierung, etwa in der Schwerindustrie. Auch unter Einbeziehung dieser Investitionen bleibt das erneuerbare Szenario kostenärmer als die untersuchten Alternativen.

Importabhängigkeit sinkt auf bis zu 22 Prozent

Die Analyse zeigt außerdem, so Wind Europe, dass ein System mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien die Versorgungssicherheit stärkt. Die Energieproduktion übersteigt dabei die Nachfrage deutlich. Zudem sinkt die Importabhängigkeit von siebzig Prozent im Jahr 2030 auf 22 Prozent im Jahr 2050. Im langsamen Übergangsszenario bleibt sie den Berechnungen zufolge mit 78 Prozent im Jahr 2030 und 54 Prozent im Jahr 2050 deutlich höher.



Verschiedene Energiesysteme im Kostenvergleich
(zum Vergrößern auf die Grafik klicken)

Quelle: Wind Europe

Weitere untersuchte Effekte betreffen die Beschäftigung. Die europäische Windindustrie beschäftigt nach Verbandsangaben derzeit rund 440.000 Menschen. Bis 2030 sollen es 600.000 sein. Die Autoren der Studie verweisen zudem auf die strukturelle Entwicklung der vergangenen Jahrzehnte: Der Anteil von Wind- und

Solarenergie an der europäischen Stromerzeugung ist seit 2000 von weniger als einem Prozent auf dreißig Prozent gestiegen, während die Emissionen gesunken und die Wirtschaft gewachsen ist.

Die 40-seitige Studie mit dem Titel „**Delivering a cost-effective energy system for Europe**“ steht als kostenfreier Download bereit. // VON MANFRED FISCHER

[^ Zum Inhalt](#)

Weniger neue PV-Anlagen auf Einfamilienhäusern



Quelle: Shutterstock / Diyana Dimitrova

PHOTOVOLTAIK. Solaranlagen im Eigenheimsegment tragen dazu bei, den Netzausbaubedarf zu verringern. Allerdings ist die Zahl neu installierter PV-Anlagen deutlich zurückgegangen.

Nach Angaben des Bundesverbandes Solarwirtschaft (BSW Solar) sind im laufenden Jahr rund 28 Prozent weniger Solaranlagen auf Ein- und Zweifamilienhäusern errichtet worden als im Vorjahreszeitraum. Allerdings habe sich die Gesamtzahl der Anlagen im Eigenheimbereich seit 2020 von 1,7 Millionen auf 4,1 Millionen mehr als verdoppelt. Dies geht aus einer Auswertung des Verbands von Daten der Bundesnetzagentur hervor.

Eine parallel veröffentlichte Kurzstudie der Hochschule für Technik und Wirtschaft (HTW) Berlin kommt zu dem Ergebnis, dass zusätzliche Gebäude-PV künftig seltener einen Netzausbau erforderlich machen dürfte als bislang angenommen. Damit werde die Bundesregierung in ihrer Ankündigung im Koalitionsvertrag bestärkt, private Haushalte stärker zu aktiven Akteuren der Energieversorgung zu machen und die Systemkosten der Energiewende stärker zu berücksichtigen.

Die HTW-Forschenden untersuchten verschiedene Prosumer-Konstellationen und ihre Netzbeanspruchung. Demnach führe das Zusammenspiel von PV-Anlage, Batteriespeicher, Wärmepumpe und Elektroauto bei intelligenter Steuerung zu einer effizienteren Nutzung der Netzinfrastruktur. Der Zubau von PV-Anlagen verursache keinen zusätzlichen Netzausbau, der nicht ohnehin durch neue elektrische Verbraucher erforderlich sei. Zudem könnten Batteriespeicher sowohl Erzeugungsspitzen der Solaranlagen als auch Lastspitzen etwa von Wärmepumpen abfangen.

Acht von zehn Dachanlagen mit Batteriespeicher installiert

Joseph Bergner von der HTW Berlin erklärt: „Unsere Analysen zeigen, dass ein großer Vorteil von Dachsolaranlagen bisher unterbeleuchtet war: Wer eine Wärmepumpe und E-Auto mit einer Solaranlage und Speicher intelligent kombiniert, senkt den Netzausbaubedarf, nutzt die notwendige Netzinfrastruktur besser aus und macht damit die Energiewende effizienter und kostengünstiger.“

Die Untersuchung, an der auch der BSW beteiligt war, belege außerdem, dass Batteriespeicher nicht nur Erzeugungsspitzen der PV-Anlagen, sondern auch Lastspitzen neuer elektrischer Verbraucher, wie zum Beispiel Wärmepumpen, puffern können.

BSW-Hauptgeschäftsführer Carsten Körnig bezeichnete die Kombination aus Solaranlage, Speicher, Wärmepumpe und Elektroauto als zunehmend verbreiteten „Standard“. Vor dem Hintergrund der rückläufigen Marktentwicklung warnte Körnig jedoch vor zusätzlichen Belastungen für die Rahmenbedingungen.

Laut einer Verbandsumfrage unter Installationsbetrieben werden inzwischen acht von zehn neuen PV-

Dachanlagen im Eigenheimsegment mit einem Batteriespeicher installiert. Vier von zehn Installationen würden zudem mit einer Wärmepumpe oder einem Elektrofahrzeug kombiniert.

Die Ergebnisse der Kurzstudie der HTW mit dem Titel „**Reduktion des Netzausbaubedarfs durch Prosuming**“ stehen im Internet zur Verfügung. // VON FRITZ WILHELM

[^ Zum Inhalt](#)

Wie Batteriespeicher Stromkosten in der Industrie senken



Quelle: E&M

GASTBEITRAG. Wie energieintensive Unternehmen mithilfe von Batteriespeichern Kosten sparen, ihre Wettbewerbsfähigkeit erhalten und Risiken reduzieren können, erläutert *Lukas Eckert von Voltvera.

Steigende und volatile Strompreise erhöhen seit Jahren den wirtschaftlichen Druck auf energieintensive Unternehmen. Dadurch entwickeln sich Batteriespeicher zu einem zentralen Instrument, um die internationale Wettbewerbsfähigkeit zu erhalten. Über vier Hebel helfen sie dabei, Energiekosten zu senken und Risiken zu reduzieren.

1. Hebel: bessere Nutzung von Photovoltaikstrom

Ein erster Effekt entsteht durch die bessere Nutzung von Photovoltaikstrom. In vielen Betrieben liegt die Eigenverbrauchsquote trotz hohem Verbrauch überraschend niedrig. Grund dafür ist die zeitliche Verschiebung zwischen PV-Erzeugung und tatsächlicher Nutzung. Ein Speicher überbrückt diese Diskrepanz: Überschüsse aus der Mittagszeit können nun in Morgen- und Abendstunden verbraucht werden. Dadurch steigt der Eigenverbrauch meist auf 60 bis 90 Prozent – und die Stromkosten sinken um jede zusätzlich selbst verbrauchte Kilowattstunde um durchschnittlich 10-20 Cent.

2. Hebel: Kappen von Lastspitzen

Noch größere wirtschaftliche Relevanz hat in vielen Fällen das Kappen von Lastspitzen. Der leistungsbezogene Anteil der Stromrechnung macht bei Industrie- und Gewerbebetrieben oft 20 bis 40 Prozent der Gesamtkosten aus. Bereits eine einzige Viertelstunde mit hoher Last bestimmt das gesamte Entgelt für ein ganzes Jahr. Ein Speicher entlädt gezielt in diesen Momenten und hält den Leistungsbezug zuverlässig unter der maßgeblichen Schwelle. In der Praxis führt das zu stabilen, planbaren Einsparungen.

3. Hebel: Optimierung des Stromeinkaufs

Der dritte Hebel ist die Optimierung des Stromeinkaufs. Mit der zunehmenden Verbreitung dynamischer Tarife lohnt es sich, Strom gezielt in Zeiten geringer Marktpreise einzukaufen und später zu verbrauchen. Die Preise an der Börse schwanken im Tagesverlauf erheblich, teilweise zwischen negativen Werten und einigen hundert Euro pro Megawattstunde. Ein Speicher entkoppelt Einkauf und Verbrauch: Er lädt dann, wenn Energie günstig ist und ersetzt in teuren Stunden den Netzbezug. Der wirtschaftliche Effekt ist am höchsten in Betrieben, in denen bereits am Morgen oder bis in den Abend verbraucht wird.

4. Hebel: der automatisierte Stromhandel

Zunehmend an Bedeutung gewinnt ein vierter Mechanismus: der automatisierte Stromhandel. Frei verfügbare Speicherkapazitäten lassen sich nutzen, um kurzfristig Preisunterschiede an der Strombörse zu handeln. Moderne Energiemanagementsysteme (EMS) greifen dabei KI-basiert auf komplexe

Prognosedaten, Preissignale und technische Randbedingungen zu und führen Handelsentscheidungen automatisiert aus. Dadurch entstehen erhebliche zusätzliche Erlöspotenziale, die die Wirtschaftlichkeit großer Speicher weiter verbessern.

Ob ein Speicher insgesamt wirtschaftlich ist, hängt im Wesentlichen von drei Faktoren ab: den Investitionskosten, dem individuellen Lastprofil und der Fähigkeit des eingesetzten Energiemanagementsystems, die genannten Hebel automatisch so zu steuern, dass die Speicherkapazität immer den aktuell gewinnbringendsten Hebeln zugeordnet wird. Industrielle Systeme liegen in der Anschaffung derzeit typischerweise bei 150 bis 250 Euro pro Kilowattstunde Kapazität und sparen häufig über 30 Prozent der Stromkosten. Werden mehrere Hebel gleichzeitig genutzt, werden in der Regel Amortisationszeiten zwischen zwei und fünf Jahren erreicht.

Batteriespeicher werden damit zu einem strategischen Baustein zur Steigerung der Wettbewerbsfähigkeit, der weit über die Nutzung als Notreserve hinausgeht. Sie erhöhen die Resilienz der Unternehmen, ermöglichen flexible Beschaffungsstrategien und schaffen Planbarkeit in einem zunehmend komplexen Energiemarkt.

**Lukas Eckert, Geschäftsführer Voltvera GmbH, Münster*



Lukas Eckert
Quelle: Voltvera

// VON REDAKTION

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

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

⚙️ TECHNIK



Quelle: Davina Spohn

EU-Projekt entwickelt Schutzmechanismen für resiliente Verteilnetze

STROMNETZ. Im EU-Projekt Prores arbeiten Netzbetreiber und Wissenschaftler an Verfahren, die Verteilnetze trotz Störungen und nahezu 100 Prozent Erneuerbaren-Einspeisung stabil halten sollen.

Mit dem Start des EU-Forschungsprojekts „ProRES – Proactive Resilience for Increased Energy System Flexibility and Stability“ arbeitet das Oldenburger Informatikinstitut „OFFIS“ laut einer eigenen Mitteilung mit europäischen Partnern an Konzepten, um Verteilnetze bei extremen Wetterereignissen, technischen Störungen oder auch Cyberangriffen funktionsfähig zu halten. Offis ist ein An-Institut der Universität Oldenburg und als Verein organisiert.

Die Bündelung von Wind- und Solarstrom, wachsende Lasten durch Elektromobilität und Wärmepumpen sowie potenzielle Störereignisse erhöhen demnach den Handlungsdruck. Wenn mehrere kritische Situationen gleichzeitig auftreten, blieben Netzbetreibern häufig nur Sekunden, um einen großflächigen Stromausfall zu vermeiden, heißt es weiter.

Prores soll digitale Verfahren bereitstellen, die Risiken früher erkennen und automatisch geeignete Gegenmaßnahmen vorschlagen. Entwickelt werden präzisere Methoden zur Zustandseinschätzung der Verteilnetze, Frühwarnsysteme für mögliche Problemlagen sowie intelligente Reaktionsmechanismen. Dazu zählen KI-gestützte Prognosen und ein Szenario-Analysetool, das nach Projektbeschreibung Tausende von „Was-wäre-wenn“-Varianten pro Minute durchspielt. Ein weiterer Ansatz ist ein Schutzmechanismus, der Netze im Krisenfall kontrolliert in einen sicheren Notbetrieb überführen soll, um Ausfälle zu begrenzen.

Trainings- und Testumgebung auch Teil des Projekts

Die Entwicklung dieses KI-basierten „Airbag-Systems“ steht im Fokus von Prores. Lernende Software-Agenten sollen unmittelbar nach Störungen optimale Schalthandlungen vorschlagen und vorhandene Flexibilitäten wie Batteriespeicher oder Elektrofahrzeuge nutzen. Ziel ist es, die Versorgung möglichst vieler Verbraucherinnen und Verbraucher aufrechtzuerhalten, während das Netz stabilisiert wird.

Das Vorhaben wird vom AIT Austrian Institute of Technology koordiniert und vereint

Forschungseinrichtungen, Hochschulen, Technologieanbieter und Verteilnetzbetreiber aus mehreren europäischen Ländern. Offis arbeitet eng mit dem AIT zusammen, das einen digitalen Zwilling von Stromnetzen erstellt. In dieser virtuellen Umgebung sollen umfangreiche Simulationen und Trainingsläufe der KI-Agenten stattfinden.

Ein weiterer Projektbaustein ist eine cyber-physische Trainings- und Testumgebung. Dort lassen sich reale Netzstrukturen sowie zugehörige IT- und Steuerungstechnik nachbilden. Netzbetreiber können laut Projektteam Extremszenarien gefahrlos erproben, neue Smart-Grid-Lösungen auf Sicherheit und Regelkonformität prüfen und das Zusammenspiel von Personal und KI in kritischen Momenten trainieren.

Langfristig sollen die Ergebnisse dazu beitragen, Stromausfälle zu reduzieren und den Ausbau erneuerbarer Energien zu erleichtern. Netzbetreiber erhielten Werkzeuge zur besseren Risikoabschätzung, zur Nutzung von Flexibilitäten und zur Vorbereitung von Einsatzteams auf Krisensituationen, heißt es in der Mitteilung. Das Projekt läuft vom 1. Dezember 2025 bis zum 30. November 2028. // VON FRITZ WILHELM

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG

FEBRUARY 10 – 12, 2026
ESSEN | GERMANY



UNITE + CONNECT

**THE PLACE
TO BE
IN ENERGY**

Flottenbetreiber setzen auf integrierte Ladelösungen



Quelle: UTA Edenred

ELEKTROMOBILITÄT. Eine aktuelle Studie von UTA Edenred zeigt, wie sich Flottenmanager in Deutschland und Polen bei der Fuhrpark-Elektrifizierung positionieren.

Der Wandel zur Elektromobilität gilt für Unternehmensflotten weiterhin als anspruchsvoll. Verbrenner haben im vergangenen Jahr ihren Spitzenplatz bei den Neuzulassungen verteidigt. So erhöhte sich der Anteil benzinbetriebener Pkw 2024 nach Daten des Kraftfahrtbundesamtes auf 35,2 Prozent, Dieselfahrzeuge machten 17,2 Prozent der Neuzulassungen aus. Der Anteil von Elektro-Autos (BEV) betrug 13,5 Prozent. Nach dem Aus der Förderprogramme ging die Zahl neuzugelassener Elektro-Pkw um 27,4 Prozent zurück.

Parallel wird die Ladeinfrastruktur ausgebaut. Geplant ist unter anderem von der Nationalen Leitstelle Ladeinfrastruktur des Bundes ein Lkw-Schnellladenetz mit etwa 350 Standorten entlang der Bundesautobahn. Weitere Ladestationen etwa im öffentlichen Raum durch Kommunen oder Energieversorger sowie auf Betriebshöfen und in Depots von Unternehmen kommen hinzu.

Wie sich Flottenbetreiber strategisch darauf einstellen und wie es um das Ladeverhalten und die dafür notwendige Infrastruktur steht, wollte „UTA Edenred“ wissen. Der Mobilitätsdienstleister ließ dazu vom Marktforschungsinstitut „MiiOS“ im Juni 2025 rund 400 Fuhrparkmanager in Deutschland und Polen befragen. Zusammengefasst wurden die Ergebnisse in der Studie „Integrierte Ladelösungen in Fuhrparks“, die UTA Edenred am 4. Dezember vorstellte.

Danach stoßen integrierte Ladelösungen, die öffentliches Laden, das Laden zu Hause und das Laden auf dem Firmengelände kombinieren, bei Fuhrparkbetreibern in beiden Ländern gleichermaßen auf Interesse: in Deutschland bei 76 Prozent, in Polen bei 77 Prozent der Befragten.

Etwas größere Unterschiede zeigte sich zwischen bei der Bewertung der Infrastrukturvoraussetzung. Während in Deutschland 61 Prozent der Befragten die existierende Elektrizitätsinfrastruktur für ausreichend erachten, um geplantes Depotladen auf dem Firmengelände umzusetzen, sind es in Polen nur 49 Prozent. Als nicht ausreichend bewerten die Depot-Stromversorgung in Deutschland 17 Prozent der Befragten, in Polen sind es 24 Prozent.

Einsatz von erneuerbaren Energien

Zugleich berichten viele Unternehmen, erneuerbare Energien wie Photovoltaik-Anlagen vor Ort bereits zur Unterstützung der Ladeinfrastruktur zu nutzen oder dies zu planen. In Deutschland liegt dieser Anteil bei 80 Prozent, der sich hälftig auf die bereits betriebene und geplante Erneuerbaren-Nutzung aufteilt. In Polen nutzen 33 Prozent entsprechende Lösungen bereits, weitere 39 Prozent planen dies.

In die Fuhrpark-Elektrifizierung investieren wollen in den kommenden Jahren beide Länder. Laut Studie wollen 45 Prozent der befragten Flottenbetreiber in Deutschland innerhalb der nächsten fünf Jahre mindestens 100.000 bis 1 Million Euro investieren. Fast ein Drittel plant sogar Investitionen von mehr als 1 Million Euro (29 Prozent). In Polen liegt das Niveau etwas niedriger: Mehr als 1 Million Euro auszugeben, beabsichtigen 12 Prozent, während 44 Prozent mindestens 100.000 bis maximal 1 Million Euro investieren wollen.

Die Studie steht als **kostenloser Download** im Internet zur Verfügung. // [VON IMKE HERZOG](#)

[^ Zum Inhalt](#)

Neue Erdkabeltrasse im Landkreis Dachau am Netz



STROMNETZ. In Oberbayern ist die neue Hochspannungsleitung der Bayernwerk Netz in Betrieb gegangen.

Egon Leo Westphal, CEO Bayernwerk AG (5. von links) mit Projektbeteiligten und Vertretern der Politik. Quelle: Bayernwerk

„Obwohl zu unseren Füßen der Strom fließt, ist in der Landschaft selbst so gut wie nichts zu sehen“, zeigt sich Bayernwerk-CEO Egon Leo Westphal zufrieden mit dem Abschluss des bislang größten Erdkabelprojektes der Netztöchter: Im oberbayerischen Markt Indersdorf (Landkreis Dachau) hat die Bayernwerk Netz ihre neue 110-kV-Hochspannungsleitung in Betrieb genommen. Die 18 Kilometer lange Trasse verbindet das Umspannwerk bei Kleinschwabhausen mit dem Anschlusspunkt an das Tennet-Hochspannungsnetz in Oberbachern.

Die Planungen für das Projekt hatten 2016 begonnen, als klar wurde, dass angesichts der Zunahme an dezentralen Erzeugern wie Photovoltaikanlagen die Netzkapazitäten in der Region langfristig nicht ausreichen würden. Nach Unternehmensangaben ist die installierte Leistung im nördlichen Landkreis Dachau in den vergangenen zehn Jahren um 120 Prozent auf mehr als 143 MW gestiegen.

Der symbolische Spatenstich erfolgte im Mai 2024. 16 Monaten Bauzeit später ist die Leitung nun in Betrieb und transportiert die lokal erzeugte Energie aus mehr als 4.100 Photovoltaikanlagen in den Großraum München. Die Kosten für das Projekt beziffert Bayernwerk Netz auf etwa 40 Millionen Euro.

Die Trasse verläuft durch die Gemeinden Markt Indersdorf, Schwabhausen und Bergkirchen. Für den Bau wurden bis zu 1,8 Meter tiefe Gräben, meist offen, ausgehoben, Bahntrassen und Straßen hingegen unterquert. Im wasserreichen Glonntal kam das Pflugverfahren zum Einsatz, bei dem die Leerrohre direkt in den Boden eingezogen wurden (wir berichteten).

Das Vorhaben ist Teil eines größeren Investitionsprogramms: Bayernwerk Netz plant, bis 2030 rund 6,2 Milliarden Euro in den Aus- und Umbau des Stromnetzes zu investieren, darunter 1.000 Kilometer neue Hochspannungsleitungen und 300 Umspannwerke. // VON KATIA MEYER-TIEN

[^ Zum Inhalt](#)

Wasserstoff-Verbund erhält weitere Förderung



Quelle: Pixabay / Anemone123

VERBÄNDE. Das Branchennetzwerk HZwo treibt Wasserstoff-Technologien voran. Nun hat der Freistaat Sachsen die Anschlussfinanzierung bis 2028 gesichert.

Das auf Wasserstoff-Technologien spezialisierte Branchennetzwerk HZwo erhält weitere finanzielle Unterstützung. Als Anschlussfinanzierung über 2025 hinaus seien gut 1,8 Millionen Euro bewilligt, teilte das Wirtschaftsministerium mit. Damit könne das Innovationscluster seine Arbeit bis 2028 fortsetzen.

Das Netzwerk wurde 2017 gegründet und hat sich der Förderung von grünem Wasserstoff und Brennstoffzellen-Technologie verschrieben. Dabei bringt es Unternehmen und Forschungseinrichtungen zusammen. Es hat maßgeblich die Ansiedlung des Wasserstoffzentrums HIC (Hydrogen Innovation Center) in Chemnitz forciert – eines von vier großen, vom Bund mit bis zu 290 Millionen Euro geförderten Wasserstoffzentren in Deutschland. Das HIC soll vor allem kleine und mittlere Unternehmen sowie Start-ups unterstützen, neue Geschäftsfelder zu Wasserstoff-Technologien zu erschließen. Dazu entstehen Labore, Prüfstände und Werkstätten, mit denen Technologien und Produkte effizient bis zur Marktreife entwickelt werden sollen.

Ziele der dritten Förderphase sind laut Ministerium unter anderem die Entwicklung marktfähiger Produkte und Dienstleistungen für kleine und mittlere Unternehmen und der Aufbau regionaler Infrastruktur und

industrieller Anwendungen. Auch gehe es darum, die Wirtschaftlichkeit von grünem Wasserstoff zu stärken.

„Innovationscluster und Kooperationsnetzwerke sind der Schlüssel zu Sachsens wirtschaftlicher Zukunft“, erklärte Wirtschaftsminister Dirk Panter (SPD) in einer Mitteilung. „Sie vereinen Unternehmen und Forschungseinrichtungen mit dem Ziel, durch enge Zusammenarbeit echte Zukunftslösungen zu schaffen.“

„HZwo - Wasserstoffland Sachsen“ sei das erste sächsische Innovationscluster, das eine Anschlussfinanzierung für die dritte Projektphase erhalte, hieß es. Zu den Verbünden, die bisher Unterstützung erhalten haben, gehören „Robotics Saxony“, das sich mit den Themen Robotik und Künstliche Intelligenz befasst, „Circular Saxony“ zum Thema Kreislaufwirtschaft und „Smart Medical Devices und Therapies“ im Bereich der Biotechnologie. // VON DPA

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

UNTERNEHMEN



Blicken optimistisch in die Zukunft (v.l.): Ralf Schubert, Ralf Merkl, Anja Binder und Dirk Vogel. Quelle: Mario Selzer

Stadtwerke Bad Kissingen schließen Sanierung früher ab

BILANZ. Die Bilanzzahlen der Stadtwerke Bad Kissingen zeigen ein deutlich positives Ergebnis. Der Jahresüberschuss ermöglicht den Abschluss des Sanierungsprozesses.

Die Stadtwerke Bad Kissingen, rund 61 Kilometer nördlich von Würzburg (Bayern), melden für das Geschäftsjahr 2024 ein deutlich verbessertes Ergebnis. So geben sie in einer Mitteilung vom 5. Dezember für das Geschäftsjahr 2024 einen Überschuss von mehr als 5,2 Millionen Euro bekannt. Die Geschäftsführung erklärt, das operative Geschäft habe im Laufe des Geschäftsjahres spürbar an Stabilität gewonnen. Das Unternehmen konnte damit seine Kapitalbasis weiter stärken.

Auch das Geschäftsjahr 2023 war mit einem Überschuss von 5,0 Millionen Euro positiv ausgefallen. Diesen Betrag haben die Stadtwerke nicht ausgeschüttet, sondern in die Folgeperiode übertragen. Aus beiden Ergebnissen ergibt sich zum 31. Dezember 2025 eine Eigenkapitalquote von über 25 Prozent.

Laut Mitteilung stellt diese Entwicklung eine deutliche Verbesserung gegenüber den wirtschaftlich schwierigen Jahren 2021 und 2022 dar. In dieser Zeit war die Eigenkapitalquote zeitweise auf 17 Prozent gefallen. Damals startete das Unternehmen einen umfassenden Sanierungsprozess mit organisatorischen, strategischen und finanziellen Maßnahmen. Die nun vorliegenden Zahlen würden, so das Unternehmen weiter, zeigen, dass die eingeleiteten Schritte schneller als erwartet Wirkung entfaltet haben.

Der Aufsichtsratsvorsitzende und Oberbürgermeister Dirk Vogel (SPD) erklärt in der Mitteilung, dass Banken, Wirtschaftsprüfer und das Beratungshaus Concentro Management AG bereits bestätigt hätten, dass die festgelegten Zielgrößen bereits zum 31. Oktober dieses Jahres erreicht wurden. Der Aufsichtsrat hat die entsprechenden Jahresabschlüsse nun festgestellt.

Fortsetzung der Umstrukturierung

Obwohl der formale Sanierungszeitraum damit endet, will die Geschäftsführung den begonnenen Umbau fortsetzen. Dieser Prozess sei langfristig angelegt und umfasse laut Geschäftsführer Ralf Merkl die Organisationsentwicklung, die Stabilisierung der Liquidität und die Optimierung interner Abläufe. Zudem plant das Unternehmen Investitionen in neue Wachstumsfelder.

Geschäftsführerin Anja Binder unterstreicht die Bedeutung des Zusammenhalts im Unternehmen. „Die außergewöhnliche Unterstützung unseres starken Teams sowie das Vertrauen unserer Kundinnen und Kunden hat maßgeblich zu diesem Erfolg beigetragen“, sagt sie. Binder erklärt, dass die Stadtwerke gut auf kommende Aufgaben vorbereitet seien und die strategische Ausrichtung konsequent fortgesetzt werde.

Merkel und Binder bekräftigen, das Unternehmen setze weiterhin auf stabile wirtschaftliche Grundlagen. Die Kombination aus positiven Jahresergebnissen, gestärkter Eigenkapitalquote und fortgeführter Restrukturierung bildet aus Sicht der Geschäftsführung ein tragfähiges Fundament für die kommenden Jahre. // VON DAVINA SPOHN

[^ 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

2G Energy baut Mietgeschäft in Nordamerika aus



Quelle: Fotolia.com, coramax

VERTRIEB. 2G Energy hat für den nordamerikanischen Markt eine eigene Vermietungssparte gegründet – und weitet das Mietgeschäft damit aus. In Deutschland gibt es diese Sparte seit zehn Jahren.

Der BHKW- und Wärmepumpenhersteller 2G Energy mit Hauptsitz in Heek (Nordrhein-Westfalen) baut seine Vermietungssparte aus. Nach über zehn Jahren Mietgeschäft in Deutschland durch die 2G Rental GmbH will 2G nun auch die Märkte in den USA, Kanada, Mexiko und der Karibik erschließen. Dies teilte der Konzern am 8. Dezember mit.

Die Gesellschaft 2G Energy Rental NA bietet künftig maßgeschneiderte, containerisierte BHKW-Systeme im Leistungsbereich von 250 bis 500 kW an. Die Anlagen sind für eine schnelle Inbetriebnahme konzipiert. Die Systeme haben laut 2G Energy zudem eine hohe Kraftstoffflexibilität und können mit Erdgas, Propan,

Biogas oder Wasserstoff betrieben werden. Alle Systeme erfüllen geltende Emissionsvorgaben und eignen sich laut Unternehmen für temporäre wie auch Übergangslösungen bis zur Umsetzung fester Installationen. Die Leitung der 2G Energy Rental NA übernimmt John Wilds.

2G will dazu die Erfahrungen aus dem bestehenden Mietgeschäft in Europa nutzen. Dort realisierte die 2G Rental GmbH mehr als 300 Projekte. Der Konzern will diese Struktur nun auf neue Märkte übertragen und verweist auf eine wachsende Nachfrage nach flexiblen Energiepaketen. „Der nordamerikanische Markt ist der nächste logische Schritt in der Weiterentwicklung unserer Vermietungsangebote“, erklärte dazu CEO Pablo Hofelich. „Nachdem sich 2G Energy in den USA über mehr als 15 Jahre erfolgreich etabliert hat, heben wir nun mit 2G Energy Rental NA unsere Präsenz auf die nächste Stufe.“

John Wilds, CEO von 2G Energy Rental NA, erwartet eine steigende Zahl temporärer Projekte. Er verweist auf Anforderungen aus Industrie und Gewerbe, die schnelle Lösungen zur Versorgungssicherheit nachfragen. 2G Energy Rental NA soll dieses Segment bedienen und damit weiteres Wachstum ermöglichen. // VON HEIDI ROIDER

[^ Zum Inhalt](#)

Westfalen Weser Netz künftig mit Doppelspitze



Tanja Werres. Quelle: Westfalen Weser

PERSONALIE. Tanja Werres wird die kaufmännische Geschäftsführung des kommunalen Netzbetreibers Westfalen Weser Netz GmbH im nächsten Jahr übernehmen.

Tanja Werres übernimmt ab 1. August 2026 die kaufmännische Geschäftsführung des regionalen Netzbetreibers Westfalen Weser Netz GmbH mit Sitz in Paderborn (Nordrhein-Westfalen). Damit erhält die Netzgesellschaft von Westfalen Weser im nächsten Jahr eine Doppelspitze. Dies teilte das Unternehmen am 8. Dezember mit.

Bereits im November dieses Jahres gab es einen Wechsel in der Geschäftsführung. Seit dem 1. November ist Jens Viefhues der technische Geschäftsführer. Der bisherige technische Geschäftsführer, Andreas Speith, wechselte mit dem Amtsantritt von Viefhues in die Geschäftsführung der Muttergesellschaft Westfalen Weser Energie. Mit der Doppelspitze ab Sommer nächsten Jahres werde das Unternehmen einem „deutlich dynamischeren Umfeld für Netzbetreiber“ gerechter, teilte eine Pressesprecherin auf Anfrage der Redaktion mit.

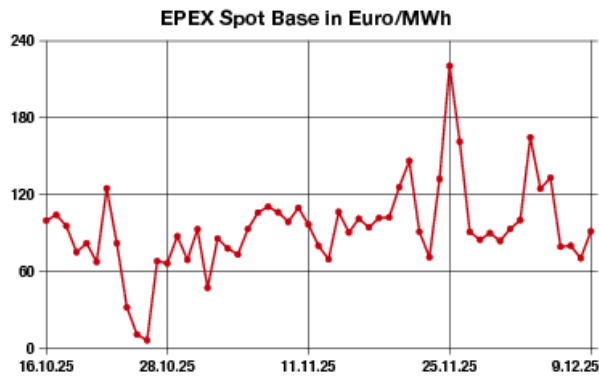
Zukünftig wird Werres bei Westfalen Weser Netz die Ressorts IT, Personal, Finanzen und den Einkauf verantworten. Sie kommt vom US-Technikkonzern Diebold Nixdorf. Aktuell leitet die Betriebswirtin dort noch das Werk Paderborn und ist Geschäftsführerin der Diebold Nixdorf Systems.

Unter Westfalen Weser firmiert als steuerndes Unternehmen die Holding Westfalen Weser Energie. Das operative Geschäft ist in vier Gesellschaften organisiert: Westfalen Weser Energieerzeugung, Westfalen Weser Energiespeicher, Westfalen Weser Netz und Energieservice Westfalen Weser. // VON HEIDI ROIDER

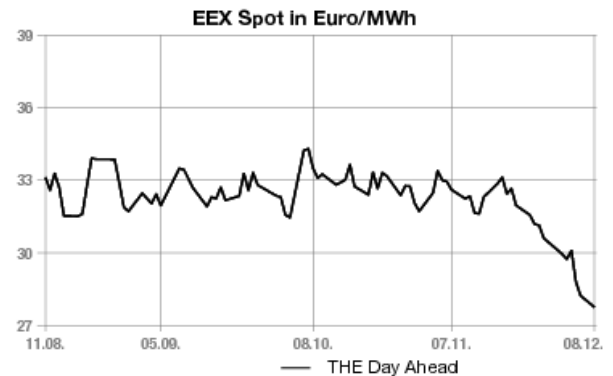
[^ Zum Inhalt](#)

MARKTBERICHTE

STROM



GAS



Gaspreise so günstig wie im April 2024



Quelle: E&M

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

Überwiegend etwas fester haben sich die Energiemärkte zum Start in die neue Woche gezeigt. Im deutschen Stromhandel stützte die geringere Einspeiseleistung der Erneuerbaren zwar den kurzfristigen Bereich, die strukturell milde Wetterlage begrenzte jedoch weiteres Aufwärtspotenzial. Die CO₂-Preise dagegen tendierten fester: Stabilität rund um den Optionsverfall sowie moderates bullisches Fonds-Interesse hielten EUAs in einer engen Handelsspanne mit leichtem Aufwärtsbias. Am Gasmarkt ging es etwas aufwärts, übergeordnet bleibt die Stimmung aber geprägt von geopolitischen Entspannungsphantasien, hohen LNG-Zuflüssen und weiterhin robustem Angebot.

Strom: Ohne klare Richtung hat sich der deutsche OTC-Strommarkt zum Start in die neue Arbeitswoche gezeigt. Der Dienstag wurde mit 91,75 Euro/MWh in der Grundlast und 104,75 Euro/MWh in der Spitzenlast bewertet. Am Freitag kostete der Montag im Base 70,00 Euro/MWh. An der Börse kostete der Dienstag im Base 91,57 Euro/MWh und im Peak 104,37 Euro/MWh.

Grund für den Anstieg von Montag auf Dienstag war die Prognose für die Einspeiseleistung der Erneuerbaren, die am Dienstag deutlich geringer ausfallen soll als am Vortag. Am Mittwoch sowie an den darauf folgenden Tagen dürfte die Einspeiseleistung dann wieder abnehmen.

Die Windstrom-Beiträge sieht das US-Wettermodell bis etwa zum 15. Dezember auf unterdurchschnittlichem Niveau. Anschließend dürfte die Einspeiseleistung steigen und bis Weihnachten um den saisonüblichen Mittelwert herum schwanken. Die Temperaturen dürften im gesamten Betrachtungszeitraum im überdurchschnittlichen Bereich liegen.

Am langen Ende des deutschen Strommarktes verlor das Cal 26 bis zum Nachmittag um 0,43 Eurocent auf 83,88 Euro/MWh.

CO₂: Fester haben sich die CO₂-Preise am Montag präsentiert. Der Dec 25 gewann bis 14.00 Uhr 0,46 auf 82,44 Euro je Tonne. Umgesetzt wurden bis zu diesem Zeitpunkt 17,3 Millionen Zertifikate. Das Hoch lag bei 82,58 Euro/Tonne, das Tief bei 81,66 Euro/Tonne.

Der Optionsverfall am 10. Dezember dürfte den Markt den Analysten von Vertis zufolge in der Nähe der

aktuellen Niveaus halten und kurzfristige Bewegungen begrenzen. Die stabilisierende Wirkung könnte es Fonds ermöglichen, ihre bullische Positionierung weiter auszubauen.

Darüber hinaus bleibt das Wetter ein wichtiger Faktor. Die Temperaturen in Nordwesteuropa dürften in den kommenden Wochen über dem saisonalen Mittel liegen und damit die kurzfristige Nachfrage dämpfen. Die Windgeschwindigkeiten sollten sich nahe der üblichen Werte bewegen. In Mitteleuropa zeichnet sich ein ähnliches, mildes Muster ab, allerdings mit etwas geringerem Windpotenzial.

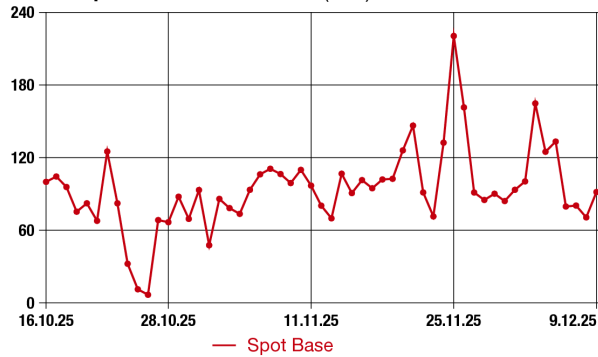
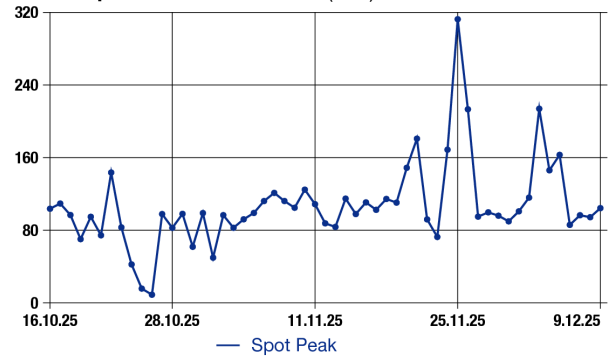
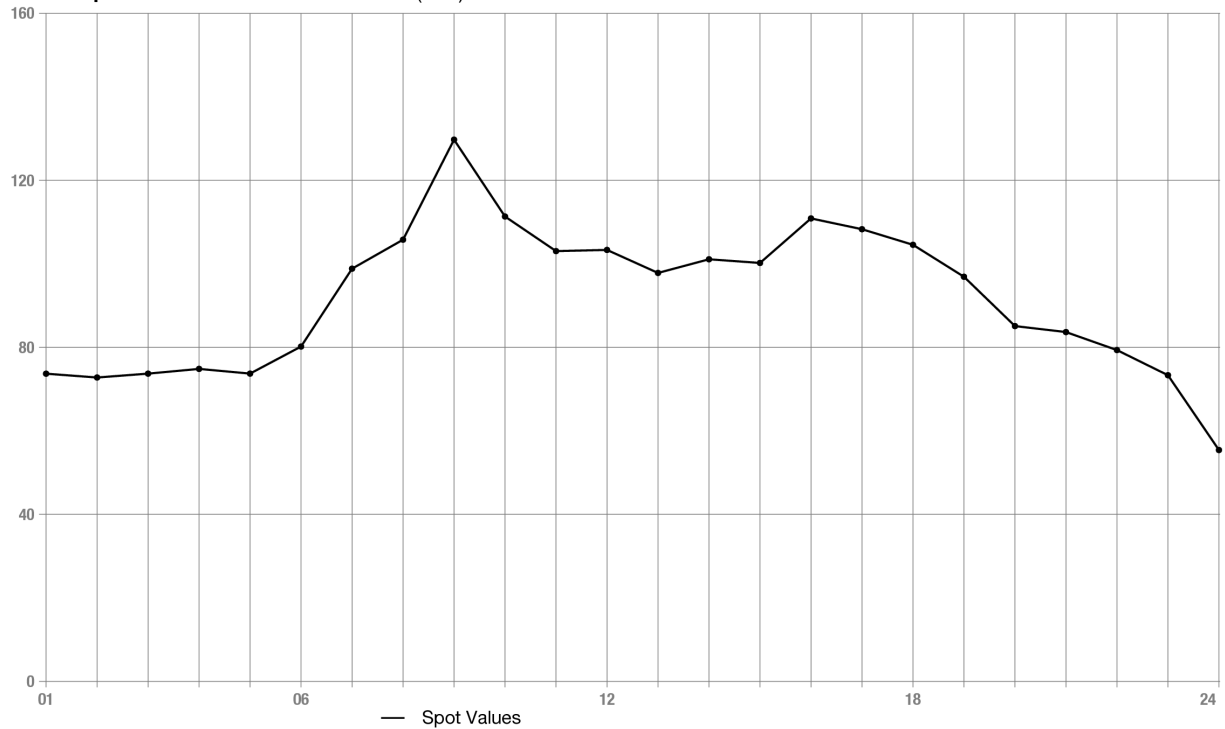
Der jüngste Rückgang bei den Strompreisen eröffne Raum für erneutes nachfrageseitiges Hedging, falls sich die Lage spürbar verengt – derzeit wird dies den Analysten zufolge jedoch nicht erwartet. Insgesamt sprechen die Signale bei EUA demnach in der neuen Woche für eine überwiegend seitwärts gerichtete Handelsspanne, mit leichtem Aufwärtspotenzial, sofern unterstützende Impulse einsetzen.

Erdgas: Etwas fester haben sich die europäischen Gaspreise zum Wochenstart gezeigt. Der Frontmonat am niederländischen TTF gewann bis 14.00 Uhr 0,37 auf 27,60 Euro je MWh.

Die europäischen Gaspreise waren in den vergangenen Tagen auf das niedrigste Niveau seit April 2024 gefallen, wie Trading Economics berichtet. Damit setzten sie den bereits im November begonnenen Rückgang fort. Belastungsfaktoren seien vor allem die von den USA geführten Waffenstillstandsgespräche zwischen der Ukraine und Russland, die die Aussicht auf ein Ende des dreijährigen Kriegs und eine mögliche Lockerung der EU-Sanktionen gegen russische Energie erhöhen.

Rekordhohe US-LNG-Exporte stabilisieren die Preise zusätzlich in Asien wie in Europa, während die norwegischen Pipelinezuflüsse konstant geblieben sind. In Asien bleibt die LNG-Nachfrage gedämpft. Zugleich deuten Wetterprognosen auf überdurchschnittlich milde Temperaturen in großen Teilen Europas hin, was auf eine verhaltene Heiznachfrage schließen lässt. Ende November waren die Gasspeicher in der EU zu 75 Prozent gefüllt. // 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)**

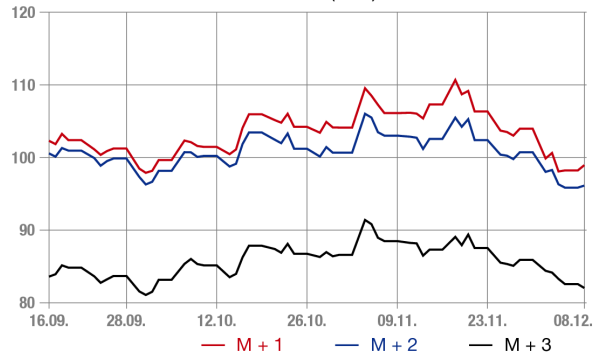
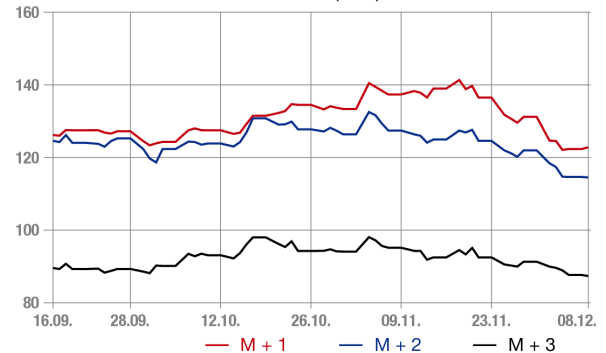
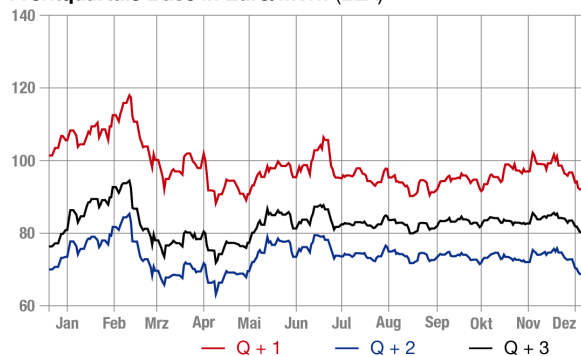
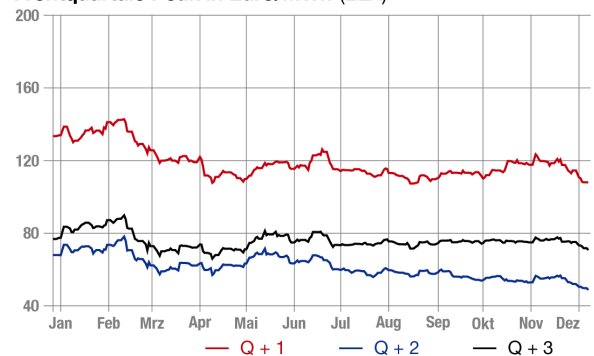
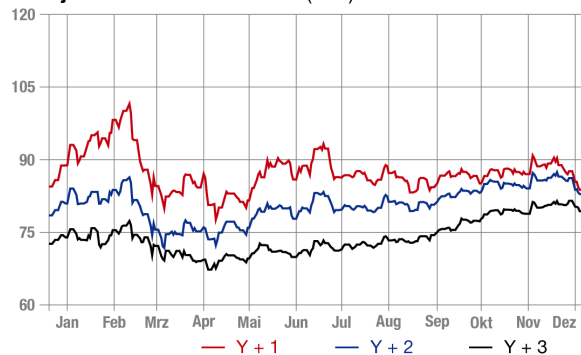
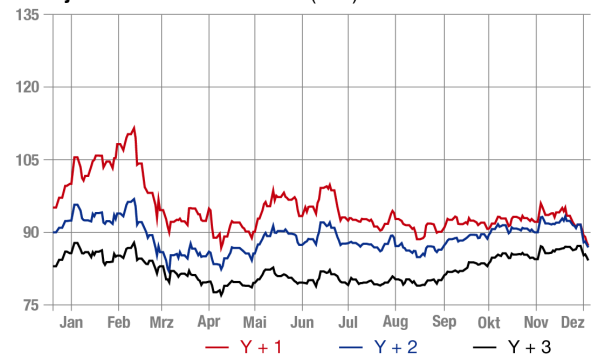
Strom Terminmarkt

Terminmarktpreise Base in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	08.12.25	German Power Jan-2026	98,94
M2	08.12.25	German Power Feb-2026	96,13
M3	08.12.25	German Power Mar-2026	82,04
Q1	08.12.25	German Power Q1-2026	92,25
Q2	08.12.25	German Power Q2-2026	67,59
Q3	08.12.25	German Power Q3-2026	79,21
Y1	08.12.25	German Power Cal-2026	82,95
Y2	08.12.25	German Power Cal-2027	82,11
Y3	08.12.25	German Power Cal-2028	78,90

Terminmarktpreise Peak in Euro/MWh (EEX)

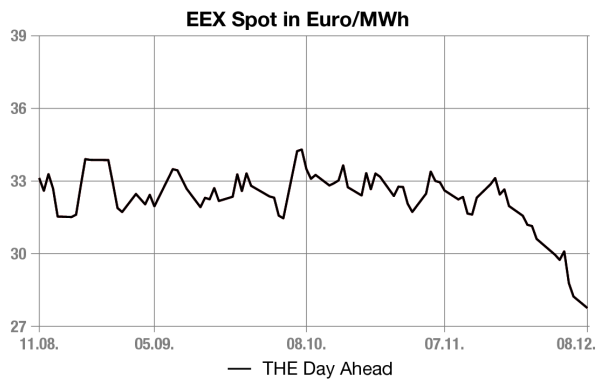
	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	08.12.25	German Power Jan-2026	122,82
M2	08.12.25	German Power Feb-2026	114,50
M3	08.12.25	German Power Mar-2026	87,36
Q1	08.12.25	German Power Q1-2026	108,03
Q2	08.12.25	German Power Q2-2026	48,77
Q3	08.12.25	German Power Q3-2026	70,75
Y1	05.12.25	German Power Cal-2026	87,27
Y2	05.12.25	German Power Cal-2027	86,89
Y3	05.12.25	German Power Cal-2028	84,21

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)


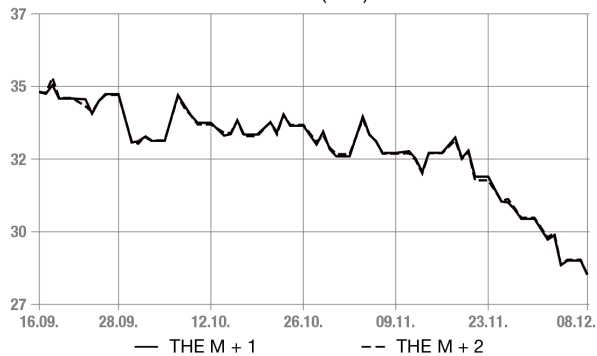
Gas Spot- und Terminmarkt

Terminmarktpreise THE in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	08.12.25	German THE Gas Jan-2026	28,53
M2	08.12.25	German THE Gas Feb-2026	28,52
Q1	08.12.25	German THE Gas Q1-2026	28,53
Q2	08.12.25	German THE Gas Q2-2026	27,42
S1	08.12.25	German THE Gas Win-2026	28,66
S2	08.12.25	German THE Gas Sum-2027	25,81
Y1	08.12.25	German THE Gas Cal-2026	27,98
Y2	08.12.25	German THE Gas Cal-2027	26,89



Frontmonate THE in Euro/MWh (EEX)



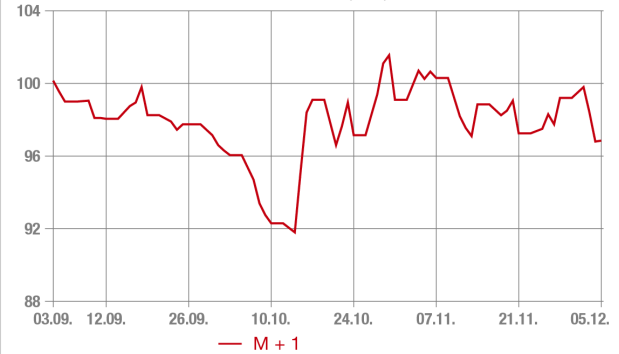
Frontjahre THE in Euro/MWh (EEX)



Strom, CO2, und Kohle

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
Germany Spot base	08.12.25	91,57	EUR/MWh
Germany Spot peak	08.12.25	104,37	EUR/MWh
EUA Jan 2026	05.12.25	82,21	EUR/tonne
Coal API2 Jan 2026	05.12.25	96,85	USD/tonne

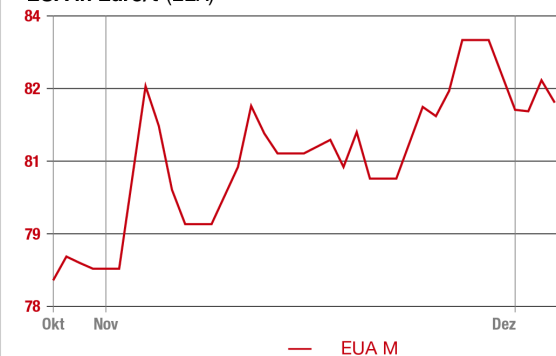
Frontmonat Kohle API2 in USD/t (ICE)



Gas und Öl

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
German THE Gas Day Ahead	08.12.25	27,76	EUR/MWh
German THE Gas Jan-2026	08.12.25	28,53	EUR/MWh
German THE Gas Cal-2026	08.12.25	27,98	EUR/MWh
Crude Oil Brent Feb-2026	08.12.25	62,45	USD/tonne

EUA in Euro/t (EEX)



E&M STELLENANZEIGEN



Professur W 2 Experimentelle Strömungsmechanik

An der Ostbayerischen Technischen Hochschule Amberg-Weiden ist die Professur W 2 Experimentelle...
in Amberg

20.11.2025

☒ Festanstellung



Bereichsleitung Vertrieb

Gesucht wird ein erfahrener Sales Manager, der die neu geschaffene Position Bereichsleitung Vertrieb ...
in Dahlenburg

07.11.2025

☒ Bereichs-/Hauptabteilungsleitung ☒ Festanstellung ☐ Betr. Altersvorsorge / Firmenwagen /
Flexible Arbeitszeit



Ingenieur (m/w/d) Gas/Wasser

Aufgaben Als Ingenieur:in übernimmst du Verantwortung für die Vor- und Nachbereitung aller Arbeiten...
in Hannover

vor 1 h

☒ Freie Mitarbeit ☐ Parkplatz



Ingenieur Energietechnik für Integration und Qualitätssicherung Stromnetz (m/w/d)

Meine Aufgabe umfasst die zentrale Steuerung, Weiterentwicklung und Qualitätssicherung der Instand...
in Berlin (+1 weiterer Standort)

vor 1 h

☐ Projektleitung ☒ Freie Mitarbeit ☐ Flexible Arbeitszeit



Heizkraftwerker / Anlagenfahrer (m/w/d)

Die Biomasse Heizkraftwerk Siegerland GmbH & Co. KG verarbeitet Restholz in CO2-neutrale Öko-Energ...
in Seck

vor 1 h

☐ Weiterbildung

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: **Atousa Sendner**



Ständige freie Mitarbeiter:

Volker Stephan

Manfred Fischer

Mitarbeiter-Kontakt: **Atousa Sendner**



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

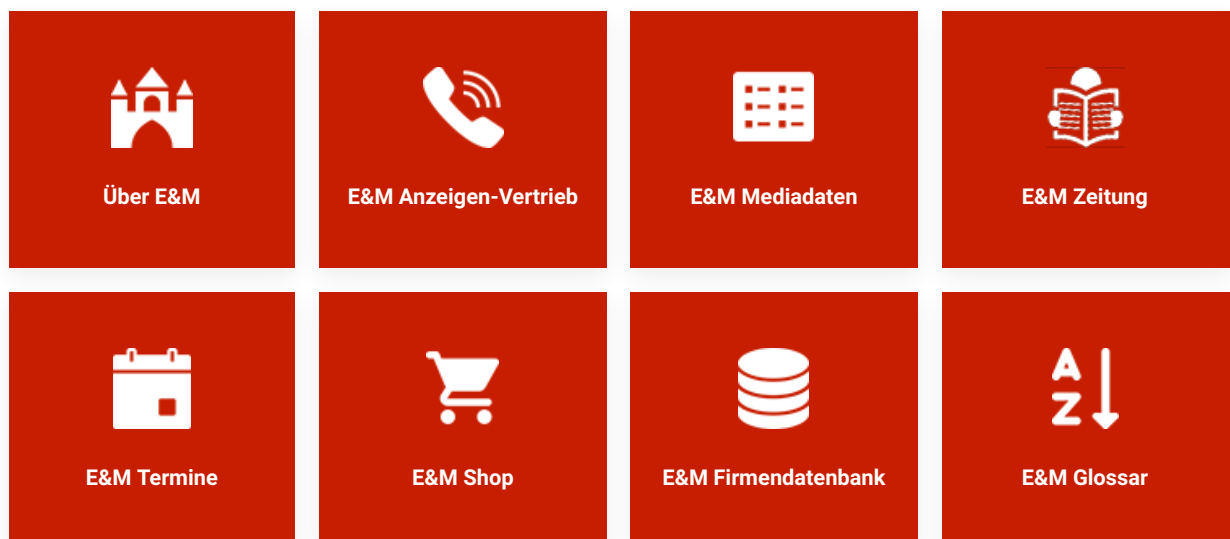


Katia Meyer-Tien (Büro Herrsching)
Schwerpunkte: Netze, IT, Regulierung, Stadtwerke



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

Schloß Mühlfeld 20 - 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.

© 2025 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:

