



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

STROM

**59,54 €/MWh**

Epex Spot DE-LU Day Base

GAS

**44,47 €/MWh**

EEX Spot THE (End of Day)

ZAHL DES TAGES

824**Schnelladepunkte für LKW** sollen an 124 Rastplätzen in Deutschland entstehen.

POLITIK

Smart Meter Light soll Digitalisierung beschleunigen

ELEKTROMOBILITÄT

Fünf Bieter entwickeln Ladestationen für E-Laster an Autobahnen

F&E

Studie sieht hohe H2-Kosten für Kraftwerke

Inhalt

TOP-THEMA→ **STROMNETZ:** Amprion warnt vor Erzeugungslücke**POLITIK & RECHT**

- **POLITIK:** Smart Meter Light soll Digitalisierung beschleunigen
- **DIGITALISIERUNG:** Dena fordert politischen Rückenwind für Data Spaces
- **STATISTIK DES TAGES:** Wärme aus Biomasse in Deutschland 2004 bis 2025

HANDEL & MARKT

- **ELEKTROMOBILITÄT:** Fünf Bieter entwickeln Ladestationen für E-Laster an Autobahnen
- **REGENERATIVE:** Egis baut Bürgerenergieprojekte weiter aus
- **ELEKTROMOBILITÄT:** Pfalzwerke statten Hornbach komplett aus
- **ÖSTERREICH:** Österreichs Energiewirtschaft begrüßt „Reformpartnerschaft“

TECHNIK

- **F&E:** Studie sieht hohe H2-Kosten für Kraftwerke
- **WÄRME:** iKKW-Anlage macht aus Flusswasser Wärme für Gießen
- **GEOTHERMIE:** Tiefengeothermie soll künftig die Hälfte der Grazer Fernwärme liefern
- **KWK:** Energiezentrale Wedau nutzt Abwärme aus Rechenzentrum

UNTERNEHMEN

- **IT:** Cyberangriff auf Gemeinschaftsstadtwerk in Westfalen
 - **BILANZ:** 131 Millionen Euro für Bochums Netze und Wärme
 - **PERSONALIE:** TEN holt weitere Geschäftsführer an Bord
 - **BILANZ:** Enwag steigert Jahresüberschuss
 - **PERSONALIE:** Zeppelin verlängert Vertrag mit CEO Matthias Benz
 - **PERSONALIE:** Neuer Geschäftsführer in Brandenburg
 - **BILANZ:** Mehr Gewinn für Green Planet Energy
 - **BILANZ:** In Osterholz fließt viel Geld in die Infrastruktur
-

MARKTBERICHTE

- **MARKTKOMMENTAR:** Gassorgen halten Preise hoch
-

SERVICE

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

★ TOP-THEMA

Amprion warnt vor Erzeugungslücke



Amprion-CEO Christoph Müller auf der Konferenz in Berlin. Quelle: Susanne Harmsen

STROMNETZ. Der Übertragungsnetzbetreiber Amprion wirbt für einen schnellen Ausbau flexibler Kraftwerke und einen Kapazitätsmarkt, um die Versorgungssicherheit weiter zu gewährleisten.

Der Übertragungsnetzbetreiber Amprion aus Dortmund sieht in den kommenden Jahren wachsende Herausforderungen für die Versorgungssicherheit im deutschen Stromsystem. Auf einer Konferenz in Berlin machten Vorstandsvorsitzender Christoph Müller und Technikvorstand Hendrik Neumann deutlich, dass Deutschland nach ihrer Einschätzung zwar derzeit über eine sichere Stromversorgung verfügt, sich die Situation jedoch gegen Ende dieses Jahrzehnts verändern könnte.

Neumann erklärte, dass die vorhandenen marktlichen Erzeugungskapazitäten möglicherweise bereits Ende der 2020er Jahre nicht mehr in jeder Stunde ausreichen könnten. Für diese absehbare Erzeugungslücke sichern bestehende Reservekraftwerke mit 12.000 MW die Versorgung ab. Es müsse allerdings sichergestellt werden, dass bis 2030 auch für die marktliche Versorgungssicherheit ausreichend Reserven bereitstehen. Stand heute dürfen Reserven nur aus Gründen der Netzstabilität als systemrelevant ausgewiesen werden.

Deshalb müsse Deutschland jetzt umgehend neue flexible Kraftwerke errichten. Dafür seien Kraftwerksausschreibungen nach dem StromVKG in diesem Jahr nötig. Gleichzeitig müssten Systemdienstleistungen wie Schwarzstartfähigkeit, Blindleistung und Momentanreserve sichergestellt werden.

Batterien allein genügen nicht

Besondere Bedeutung misst Amprion der Momentanreserve bei. Sie stabilisiert kurzfristige Frequenzschwankungen im europäischen Stromnetz. Laut Neumann steigen die Anforderungen an diese Reserve mit der zunehmenden Transportentfernungen und Leistungen der europäischen Stromsysteme. Wo klassische Kraftwerke diese Aufgabe künftig nicht mehr übernehmen könnten, seien technische Alternativen wie rotierende Phasenschieber erforderlich. Als Beispiel nannte er eine entsprechende Anlage, die Amprion in Meppen errichtet hat.

Nach Einschätzung des Unternehmens werden sowohl Batteriespeicher als auch flexible Gaskraftwerke benötigt. Batterien könnten kurzfristige Schwankungen über Stunden ausgleichen, Kraftwerke seien jedoch weiterhin notwendig, um längere Zeiträume über Tage oder Wochen mit geringer Stromerzeugung aus

Wind- und Solaranlagen zu überbrücken.

Steinkohlekraftwerke länger in der Reserve

Müller sprach sich dafür aus, Reservezeiten von Steinkohlekraftwerken gegebenenfalls zu verlängern. Dies solle ausschließlich zur Sicherung der Stromversorgung erfolgen. „Ein Steinkohlekraftwerk in der Reserve verursacht kein Kohlendioxid, bietet aber zusätzliche Sicherheit“, sagte er. Voraussetzung sei allerdings, dass Betreiber frühzeitig Planungssicherheit für einen längeren Betrieb erhielten.

Einen flächendeckenden Stromausfall aufgrund von Kraftwerksengpässen hält Müller nach eigenen Angaben dennoch für unwahrscheinlich. Sollte sich eine kritische Versorgungslage abzeichnen, verfügten die Übertragungsnetzbetreiber über ausreichend Werkzeuge, um das Netz stabil zu halten. Vorboten seien aus seiner Sicht bereits heute temporär hohe Strompreise und starke Preisschwankungen, die insbesondere energieintensive Industrieunternehmen belasteten.

Europäische Nachbarn vernetzen

Zur Begründung verwies Müller auf den aktuellen European Resource Adequacy Assessment (ERAA) des europäischen Verbands der Übertragungsnetzbetreiber. Demnach wird Deutschland künftig den rechnerischen Zielwert von 2,77 Stunden pro Jahr ohne Lastdeckung deutlich überschreiten.

Alle gängigen Versorgungssicherheitsanalysen (ERAA, VSM) zeigten einhellig, dass die Versorgungslücke wächst und bis Anfang der 2030er Jahre neue Kraftwerke am Netz sein müssen. Daraus ergebe sich ein zusätzlicher Bedarf von bis zu 20.000 MW gesicherter Leistung in Deutschland. „Die konkrete Größenordnung hängt jedoch von der weiteren technologischen Entwicklung, speziell bei Batteriespeichern, ab“, sagte Neumann.

Neue Kraftwerke schnell bauen

Aus Sicht von Amprion ist es wichtig, den geplanten Kapazitätsmarkt zügig auf den Weg zu bringen. Nach dem Verständnis von Neumann und Müller hängt auch die beihilferechtliche Genehmigung durch die Europäische Union von einem entsprechenden Marktdesign ab. Dieses müsse die Rolle neuer Kraftwerke klar definieren und Investitionssicherheit schaffen.

Darüber hinaus sprach sich Müller für einen pragmatischen Umgang mit einem Übermaß an Netzanschlussbegehren aus. Der Redispatch-Vorbehalt aus dem Bundeswirtschaftsministerium sei in der Umsetzung kompliziert. Müller schlägt regional differenzierte Baukostenzuschüsse für Einspeiser vor, die sich an der jeweiligen Netzbelastung orientieren. Dies schaffe auch berechenbare Investitionsbedingungen für die Antragsteller neuer Anlagen. // VON SUSANNE HARMSSEN

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

POLITIK & RECHT



Das Bundeskanzleramt in Berlin. Quelle: Georg Eble

Smart Meter Light soll Digitalisierung beschleunigen

POLITIK. Der Koalitionsausschuss will den Smart-Meter-Rollout beschleunigen und die Stromnetze digitalisieren. Energieverbände begrüßen den Kurs und fordern eine zügige Umsetzung.

Am Abend des 1. Juli hat der Koalitionsausschuss von CDU/CSU und SPD in Berlin getagt. Er fasste Beschlüsse zu verschiedenen Themen, darunter zur Energiewirtschaft. Die Pläne zur Digitalisierung der Stromnetze und zum beschleunigten Ausbau intelligenter Messsysteme stießen bei Verbänden aus der Energiewirtschaft und Industrie überwiegend auf Zustimmung.

Nach den Beschlüssen des Gremiums sollen unter anderem die Ziele für den Smart-Meter-Rollout verschärft, eine kostengünstigere Variante eines digitalen Stromzählers (Smart Meter Light) für Haushalte eingeführt und die Digitalisierung der Verteilnetze vorangetrieben werden. Damit sollen Stromnetze effizienter gesteuert und flexible Stromtarife besser genutzt werden können.

Energiewirtschaft zufrieden

Für den Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) begrüßte Hauptgeschäftsführerin Kerstin Andreae das „Programm für Aufschwung und Beschäftigung“ der Koalition. So sei der geplante Abbau von Berichtspflichten mittels Beweislastumkehr ein richtiger Schritt. Als richtiges Ziel bezeichnete sie auch die Absicht die Finanzierungsmöglichkeiten der Energieinfrastruktur und die Mobilisierung von privatem Kapital zu verbessern.

„Besonders positiv ist das Ziel, den Verteilnetzausbau zu beschleunigen“, sagte Andreae. Hier bedürfe es mutiger Anpassungen der rechtlichen Rahmenbedingungen. Transparenz in Form einer Datenplattform für Smart Meter sei wichtig und richtig, müsse aber in Balance mit dem korrespondierenden bürokratischen Aufwand und vor allem auch mit Respekt vor den Sicherheitsnotwendigkeiten einer kritischen Infrastruktur realisiert werden, forderte sie.

Der Netzanschluss von Industriebetrieben oder Energieanlagen sei volkswirtschaftlich ein hochrelevantes Thema. Nach derzeitiger Rechtslage darf ein Netzbetreiber bestimmte Kundengruppen nicht priorisieren. Der Gesetzgeber müsse deshalb schnell klare gesetzliche Regeln erlassen, die es den Netzbetreibern

rechtssicher ermöglichen, Kapazitäten entsprechend ihren regional unterschiedlichen Netzsituationen zu vergeben, forderte Andreae abschließend.

Der Verband kommunaler Unternehmen (VKU) sieht in den Beschlüssen das Potenzial, Investitionen anzustoßen. VKU-Hauptgeschäftsführer Ingbert Liebing erklärte, insbesondere die vorgesehene Finanzierung der Energieinfrastruktur über den geplanten Deutschlandfonds sei ein wichtiges Signal. Kommunale Unternehmen würden dort ausdrücklich als mögliche Empfänger berücksichtigt.

Keine Doppelstrukturen schaffen

Mit Blick auf die angekündigte Neuregelung des Smart-Meter-Rollouts mahnt der VKU jedoch eine sorgfältige Ausgestaltung an. Nach Einschätzung des Verbandes gewinnt der Einbau intelligenter Messsysteme derzeit deutlich an Tempo. Zusätzliche regulatorische Eingriffe dürften deshalb nicht dazu führen, dass der Rollout erneut verzögert oder komplizierter werde.

Auch der Bundesverband Erneuerbare Energie (BEE) bewertet die beschleunigte Digitalisierung der Verteilnetze positiv. BEE-Präsidentin Ursula Heinen-Esser bezeichnete digitale Netze als Voraussetzung für eine intelligente Steuerung des Energiesystems und niedrigere Systemkosten. Positiv sieht der Verband außerdem den Ansatz, Software für Verteilnetzbetreiber gemeinsam als einheitliche Lösung zu entwickeln. Dadurch könne nach Einschätzung des BEE eine stärkere Standardisierung erreicht werden.

Gleichzeitig fordert der Verband, die geplante Anschlussgarantie nicht nur für große Industriebetriebe, sondern auch für Erneuerbare-Energien-Anlagen, Speicher und flexible Verbraucher vorzusehen. Der Zentralverband Elektrotechnik- und Elektronikindustrie (ZVEI) nannte den Beschluss zur Beschleunigung des Verteilnetzausbaus ein wichtiges Signal, wie Geschäftsführer Wolfgang Weber erklärte. Kritisch sieht der Verband allerdings die geplante Einführung eines sogenannten Smart Meter Light. Diese könne nach Einschätzung des ZVEI unnötige Doppelstrukturen schaffen.

Haushalte an der Energiewende beteiligen

Unterstützung dafür kommt dagegen vom Energieunternehmen Octopus Energy Germany. Das Unternehmen begrüßt neben der Einführung eines Smart Meter Light den geplanten Aufbau einer zentralen Datenplattform für Netzbetreiber. Geschäftsführer Bastian Gierull erklärte, beide Maßnahmen könnten dazu beitragen, den Einbau digitaler Stromzähler deutlich zu beschleunigen und Verbraucher stärker an der Energiewende zu beteiligen.

Nach Angaben der Koalition soll der Anteil intelligenter Messsysteme bis zum Jahr 2030 deutlich steigen. Damit sollen die Voraussetzungen geschaffen werden, um die Stromnetze angesichts des zunehmenden Ausbaus erneuerbarer Energien effizienter zu steuern und die Digitalisierung des Energiesystems voranzutreiben. Wann die angekündigten Maßnahmen gesetzlich umgesetzt werden, ist bislang offen.

Die **Beschlüsse des Koalitionsausschusses vom 1. Juli** stehen im Internet bereit. // VON SUSANNE HARMSSEN

[^ Zum Inhalt](#)

Dena fordert politischen Rückenwind für Data Spaces



Quelle: Shutterstock

DIGITALISIERUNG. Ein Impulspapier der Dena fordert den schnellen Ausbau von Data Spaces. Politik und Wirtschaft müssten jetzt den Übergang vom Pilotprojekt in den Regelbetrieb schaffen.

Data Spaces sollen nach Auffassung der Deutschen Energie-Agentur (Dena) zur zentralen digitalen Infrastruktur für die Energiewirtschaft und andere Branchen werden. Das geht aus dem Impulspapier „Data Spaces für die Zukunftsfähigkeit Deutschlands“ hervor, das von mehr als 50 Unternehmen, Verbänden und Forschungseinrichtungen unterstützt wird.

Die Autoren sehen Data Spaces als Voraussetzung für den sicheren und souveränen Austausch von Daten zwischen Unternehmen und Organisationen. Anders als geschlossene Datenplattformen sollen sie auf offenen Standards, Interoperabilität und Datensouveränität basieren. Gerade mit Blick auf Künstliche Intelligenz, digitale Zwillinge und die zunehmende Sektorenkopplung seien leistungsfähige Dateninfrastrukturen entscheidend, um Prozesse zu automatisieren, Transaktionskosten zu senken und neue Geschäftsmodelle zu ermöglichen.

Nach Einschätzung der Dena ist die technische Grundlage dafür inzwischen weitgehend geschaffen. Seit dem Jahr 2015 seien in Deutschland und Europa zwischen 150 und 250 Data-Space-Initiativen entstanden. Open-Source-Komponenten und standardisierte Schnittstellen ermöglichten heute eine vergleichsweise einfache Anbindung von Unternehmen. Nun müsse der Schwerpunkt auf Interoperabilität zwischen verschiedenen Datenräumen und dem dauerhaften Betrieb liegen.

Sektorspezifische Regelungen notwendig

Die größten Hürden dabei: Governance, Finanzierung und Regulierung. Mit dem Auslaufen vieler Förderprojekte drohe wertvolles Know-how verloren zu gehen, warnen die Autoren. Gleichzeitig fehle es an langfristigen Betreibermodellen sowie verbindlichen Vorgaben insbesondere für regulierte Branchen wie die Energiewirtschaft. Die europäische Gesetzgebung mit Data Act, Data Governance Act und AI Act schaffe zwar den regulatorischen Rahmen, müsse aber durch sektorspezifische Regelungen ergänzt werden.

Für den Energiesektor empfiehlt die Dena, bestehende Projekte wie „dena-ENDA“, „energy data-X“, „Re4DE“ und „DataFlex“ in einen operativen Datenraum zu überführen. Ziel sei ein wirtschaftlich tragfähiger Betrieb bis 2032. Gleichzeitig müssten Politik und Verwaltung Data Spaces als öffentliche digitale Infrastruktur anerkennen und deren Einführung vornehmlich in regulierten Prozessen wie der Marktkommunikation unterstützen.

Das Impulspapier formuliert dafür sieben Leitsätze. Sie reichen von der strategischen Bedeutung der Datensouveränität über offene Standards und gemeinsame Basisdienste bis hin zu einer Governance, die Sicherheit, Vertrauen und klare Regeln für die Datennutzung gewährleisten soll. Data Spaces seien kein Selbstzweck, sondern die Grundlage für eine Datenökonomie, in der Daten stärker als wirtschaftliche Ressource genutzt werden.

Das Impulspapier „Data Spaces für die Zukunftsfähigkeit Deutschlands“ ist auf den Internetseiten der Dena abrufbar. // VON KATIA MEYER-TIEN

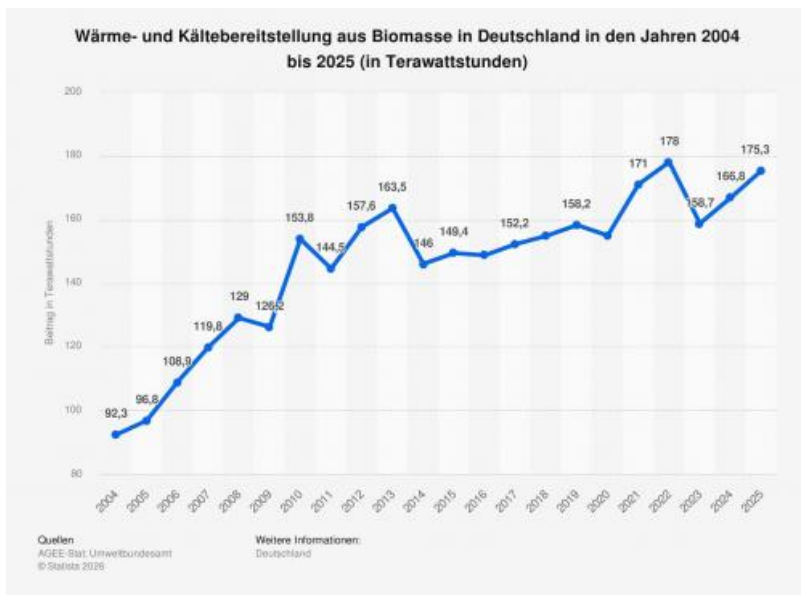
[^ Zum Inhalt](#)

Wärme aus Biomasse in Deutschland 2004 bis 2025



Quelle: E&M / Pixabay

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



Zur Vollansicht auf die Grafik klicken

Quelle: Statista

Die Statistik zeigt die Entwicklung der Biomassenutzung zur Wärmebereitstellung in Deutschland in den Jahren 2004 bis 2025. Im Jahr 2025 wurden in Deutschland rund 175 Terawattstunden Wärme aus Biomasse gewonnen. // **VON REDAKTION**

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

HANDEL & MARKT



Ladestation für Elektro-Lkw. Quelle: Tank & Rast

Fünf Bieter entwickeln Ladestationen für E-Laster an Autobahnen

ELEKTROMOBILITÄT. Das sehr schnelle Laden von elektrisch betriebenen Schwerlastern an Autobahnen nimmt Fahrt auf. Der Bund hat nun insgesamt 124 Standorte an unbewirtschafteten Rastplätzen vergeben.

Jetzt ist bekannt, wer die ersten Rastplätze an deutschen Autobahnen mit Ultraschnellladern für Elektro-Lastwagen bestücken darf. Die in fünf Paketen (Losen) vergebenen 124 Standorte des Deutschland-Netzes sind an fünf verschiedene Bieter gegangen. Das zuständige Bundesverkehrsministerium und die Autobahn GmbH des Bundes versprechen sich laut Mitteilung von der Vergabe an mehrere Marktakteure eine Stärkung des Wettbewerbs und eine zügige Umsetzung.

Zuschläge erhalten haben nach Angabe des Ministeriums

- das Berliner Unternehmen „eliso Voltix Charging GmbH“, eine Tochter von Vinci Concessions (für 25 Rastanlagen),
- das Hannoveraner Joint Venture „autostrom.plus GmbH“ (24) unter Beteiligung von Enercity, Rheinenergie, Stadtwerke Neumünster,
- „EMI ElektroMobilitätsInfrastruktur GmbH“ aus Berlin (26), eine Tochter von Engie Vianeo (Frankreich),
- eine Bietergemeinschaft von Eon und „Tank & Rast“ (24) sowie
- „STRA-loaded“, ein gemeinsames Unternehmen von „R:loaded“, „eLoaded“ und dem Baukonzern Strabag (25).

Etwa eine Milliarde Euro beträgt die Fördersumme des Bundes, die mit den Zuschlägen fließen soll. Bei den Standorten handelt es sich ausdrücklich um bisher nicht bewirtschaftete Rastplätze. Um die ebenfalls vorgesehene Entwicklung von bewirtschafteten Anlagen (mit Ladestationen für Elektro-Pkw) hatte es einen Rechtsstreit gegeben.

Rechtsstreit bremste Entwicklung an entwickelten Raststätten

Der niederländische Ladenetzbetreiber Fastned sah sich im Nachteil gegenüber Tank & Rast, weil es an existierenden Autobahn-Anlagen keine Ausschreibung für E-Lade-Punkte, sondern lediglich eine Ergänzungsvereinbarung des Bundes mit den vorhandenen Betreibern geben sollte (wir berichteten). Tank

& Rast gehören etwa 90 Prozent der entwickelten Rastplätze.

Das Oberlandesgericht Düsseldorf sah im März 2026 ein Vergabeverfahren als zwingend an. Bereits in Erwartung des Urteils hatte der Bund das Vergabeverfahren für das Laden von E-Lastern an unbewirtschafteten Rastplätze vorgezogen, die anderen Standorte sollen im nächsten Schritt ab 2030 folgen.

Der Bund gibt mit der Vergabe vor, insgesamt 824 Ladepunkte errichten zu lassen. Davon sind 447 als Megacharging-Stationen (MCS) auszubauen. Mit einer Leistung von mindestens 1.000 kW erlaubt das ultraschnelle Laden, den Akku in 30 Minuten von 20 auf etwa 80 Prozent der Kapazität aufzufüllen. Schnelligkeit ist bei gängigen Lkw-Batterien mit etwa 600 kWh Fassungsvermögen ein entscheidendes Kriterium für die Antriebswende im Schwerlastverkehr. Geringere Ladeleistungen werden die weiteren 157 Ladepunkte (CCS, mindestens 400 kW) für das Zwischenladen und die 232 vergebenen Ladepunkte für das Laden über Nacht (CCS, 100 kW) anbieten.

Eon und der Raststättenbetreiber „Tank & Rast“ weisen in einer gemeinsamen Mitteilung darauf hin, mit 101 MCS-Ladepunkten den Zuschlag für „eine der ersten großskaligen Anwendungen dieser Technologie im öffentlichen Raum“ erhalten zu haben. Die Unternehmen erklären weiter, an den 24 Rastanlagen insgesamt 195 Landepunkte errichten zu dürfen (weitere 32 CCS400 und 62 CCS150). Zum Auftrag zählen neben dem Aufbau der Ladeinfrastruktur auch das Einrichten von Netzanschlüssen, Trafostationen, IT-Anbindung und Reservierungssystemen. Mit dem Bau wollen die Partner 2027 beginnen. // VON VOLKER STEPHAN

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

[^ Zum Inhalt](#)

Egis baut Bürgerenergieprojekte weiter aus



Quelle: Shutterstock / elxeneize

REGENERATIVE. Die Energiegenossenschaft Egis hat 2025 ihre Mitgliederzahl, das Geschäftsguthaben und den Umsatz gesteigert. Zudem wurden neue Projekte bei Wärme, Photovoltaik und Wind gestartet.

Die bayerische Energiegenossenschaft „EGIS eG“ (Energiegenossenschaft Inn-Salzach) hat das Geschäftsjahr 2025 mit einem Zuwachs bei Mitgliedern, Geschäftsguthaben und Umsatz abgeschlossen. Auf der Generalversammlung am 29. Juni beschlossen die Mitglieder eine Dividende von 3,2 Prozent. Insgesamt werden nach Angaben der Genossenschaft damit rund 782.000 Euro ausgeschüttet.

Zum Jahresende 2025 zählte Egis 3.199 Mitglieder und damit 447 mehr als ein Jahr zuvor. Nach aktuellen Angaben liegt die Mitgliederzahl inzwischen bei mehr als 3.400. Damit ist die Genossenschaft nach eigenen Angaben die größte Energiegenossenschaft Bayerns. Das Geschäftsguthaben der Mitglieder stieg im vergangenen Jahr von rund 22,6 Millionen Euro auf etwa 27 Millionen Euro. Der Umsatz der Egis-Gruppe erhöhte sich von rund 11,2 Millionen Euro im Vorjahr auf etwa 11,8 Millionen Euro.

Im Wärmesektor trieb die Genossenschaft 2025 mehrere Projekte voran. Schwerpunkte waren Vorhaben in Amerang im Landkreis Rosenheim sowie in Garching an der Alz und Emmerting im Landkreis Altötting. Ende 2025 versorgten die Wärmenetze nach Unternehmensangaben bereits mehr als 1.150 Menschen. In Garching an der Alz plant Egis derzeit ein weiteres Wärmenetz, das künftig mit Geothermie betrieben werden soll. Das Projekt befindet sich nach Angaben der Genossenschaft im Genehmigungsverfahren für das Heizhaus.

Einstieg in die Windenergie im vergangenen Jahr

Auch das Photovoltaikgeschäft wurde ausgebaut. Neue Bürgersolarparks gingen in Marktl und Pirach ans Netz. Darüber hinaus bereitete Egis weitere Solar- und Speicherprojekte mit einer geplanten Gesamtleistung von 35 MW vor. Vorstand Pascal Lang erklärte, angesichts der wachsenden Bedeutung von Speichern für die Integration der Erneuerbaren in das Stromsystem, wolle man diesen Bereich in den kommenden Jahren „gezielt weiter ausbauen“.

Erstmals engagierte sich die Genossenschaft im vergangenen Jahr außerdem bei der Windenergie. Gemeinsam mit der Teckwerke Bürgerenergie eG beteiligt sie sich am Repowering des Bürgerwindparks Minden-Hahlen in Nordrhein-Westfalen. Dort sollen sechs Windenergieanlagen mit jeweils 1,8 MW Leistung durch drei Anlagen mit jeweils 5,7 MW ersetzt werden. Das neue Betätigungsfeld soll die bisherigen Aktivitäten in den Bereichen Photovoltaik und Wärmeversorgung ergänzen.

Für die kommenden Monate kündigte Egis weitere Investitionen in Photovoltaikanlagen, Batteriespeicher und Wärmenetze an. Im Mittelpunkt stehen unter anderem die Fernwärmeprojekte in Aschau am Inn und Lindenberg.

Nach Angaben der Genossenschaft wächst auch das Interesse an Bürgerenergiegemeinschaften weiter. Seit Frühjahr 2026 gehört unter anderem der Astrophysiker und Wissenschaftsjournalist Harald Lesch zu den Mitgliedern. // VON FRITZ WILHELM

[^ Zum Inhalt](#)

Pfalzwerke statt Hornbach komplett aus



Die Vorstände Erich Harsch (Hornbach) und Dominik Habig (Pfalzwerke) am Standort Bornheim in der Pfalz. Quelle: Pfalzwerke

ELEKTROMOBILITÄT. Alle Hornbach-Baumärkte in Deutschland verfügen nun über Schnellladepunkte der Pfalzwerke. Beide Unternehmen verlängern ihre Zusammenarbeit langfristig und modernisieren die Standorte.

Die Pfalzwerke haben alle 97 Hornbach-Baumärkte in Deutschland mit Schnellladeinfrastruktur ausgestattet. Diese Konstellation sei bisher einzigartig in der deutschen Fachhandelslandschaft. Nach der Inbetriebnahme eines Ladeparks am Standort Potsdam verfüge nun jeder deutsche Markt über mindestens eine Schnellladesäule, teilten die Unternehmen mit. Gleichzeitig verlängerten beide Partner ihre seit Oktober 2018 bestehende Zusammenarbeit. Die Kooperationsvereinbarung gelte für weitere zehn Jahre, die Standortverträge seien um 15 Jahre verlängert worden, heißt es weiter.

Nach Angaben der Pfalzwerke umfasst das Netz an den Hornbach-Standorten insgesamt 253 Schnellladestationen mit 485 Ladepunkten. Davon entfallen 414 HPC-Ladepunkte mit einer Ladeleistung von bis zu 400 kW sowie 71 DC-Ladepunkte mit bis zu 50 kW. Rund 65 Prozent der Baumärkte verfügten über eine eigene Trafostation und könnten dadurch mehrere Ultraschnellladepunkte versorgen. Die Ladeinfrastruktur reicht den Angaben zufolge von Kiel bis Kempten sowie von Düren bis Görlitz.

Technische Weiterentwicklung und höhere Ladeleistungen geplant

Die Schnellladepunkte befinden sich auf den Kundenparkplätzen der Baumärkte und sind während des Einkaufs nutzbar. Damit setzen beide Unternehmen auf das Destination Charging, bei dem Elektrofahrzeuge während eines ohnehin geplanten Aufenthalts geladen werden. Dieses Konzept gewinnt im Einzelhandel zunehmend an Bedeutung, da sich Ladevorgänge so mit alltäglichen Besorgungen verbinden lassen.

Die Kooperation zwischen den Pfalzwerken und Hornbach hatte 2018 mit Ladesäulen mit einer Leistung bis zu 50 kW begonnen. Mit dem Abschluss des bundesweiten Ausbaus endet nun zugleich die erste Phase des gemeinsamen Projekts. In den kommenden Jahren wollen beide Unternehmen die bestehende Ladeinfrastruktur modernisieren. Vorgesehen seien unter anderem höhere Ladeleistungen, technische Weiterentwicklungen sowie eine stärkere Einbindung der Ladeparks in die Abläufe an den Standorten. Ziel sei es, die Anlagen an die steigenden Anforderungen der Elektromobilität anzupassen.

Dominik Habig, Vorstandsmitglied der Pfalzwerke, erklärte, die flächendeckende Ausstattung aller Hornbach-Standorte zeige, dass sich ein bundesweites Schnellladenetz an Handelsstandorten mit langfristiger Planung und entsprechenden Investitionen umsetzen lasse. Planung, Bau und Betrieb solcher Anlagen stellten hohe Anforderungen.

Alexander Häge, Bereichsleiter E-Mobility sowie Strategie und Unternehmensentwicklung bei den Pfalzwerken, begründete den Ausbau mit dem Ladeverhalten vieler Fahrer von Elektroautos. Diese wollten ihre Fahrzeuge bevorzugt dort laden, wo sie sich ohnehin aufhielten, etwa beim Einkaufen oder bei anderen Besorgungen. Deshalb setze das Unternehmen beim Aufbau seiner Ladeparks auf Kooperationen mit Handelsunternehmen. // VON FRITZ WILHELM

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

[^ Zum Inhalt](#)

Österreichs Energiewirtschaft begrüßt „Reformpartnerschaft“



Quelle: Pixabay / Elias

ÖSTERREICH. Bund, Länder und Gemeinden wollen gemeinsam Österreich reformieren. Die nun erzielte Einigung findet die ausdrückliche Zustimmung der Energiewirtschaft.

Der Branchenverband „Österreichs Energie“ begrüßt die Einigung von Bund, Ländern, Städten und Gemeinden in Österreich auf eine sogenannte Reformpartnerschaft. Aus Sicht des Verbandes schafft die Vereinbarung wichtige Voraussetzungen, um den Ausbau der Energieinfrastruktur zu beschleunigen und die Transformation des Energiesystems effizienter voranzutreiben, heißt es in einer Mitteilung.

Zum Hintergrund: Die Reformpartnerschaft 2026 ist ein gemeinsamer Reformprozess der österreichischen Bundesregierung, der Bundesländer sowie des Städte- und Gemeindebundes. Ziel ist es, Zuständigkeiten neu zu ordnen, Verwaltungsverfahren zu vereinfachen und zu beschleunigen sowie die Digitalisierung voranzutreiben. Die Energiewirtschaft verbindet damit die Erwartung, dass Genehmigungen für Stromnetze, Speicher und Erzeugungsanlagen künftig schneller erteilt werden und damit die Transformation des Energiesystems zügiger umgesetzt werden kann.

Die österreichische Energiewirtschaft bewertet die geplante Neuordnung der Zuständigkeiten im Energiebereich daher auch durchaus positiv. Nach Ansicht des Verbandes führen die bislang komplexen Kompetenzverteilungen zwischen den staatlichen Ebenen häufig zu langwierigen Entscheidungsprozessen.

Künftig sollen Projekte einfacher genehmigt und schneller umgesetzt werden können.

„Einigung ist ein wichtiges Signal“

Oesterreichs-Energie-Präsident Michael Baminger fordert insbesondere mehr Tempo beim Ausbau der Energieinfrastruktur. „Die Einigung ist ein wichtiges Signal: Die Energiezukunft Österreichs ist Teamarbeit – aber sie braucht auch klare Zuständigkeiten und verbindliche Entscheidungen. Gerade bei Netzen, Speichern und Erzeugungsanlagen muss es schneller gehen. Wer Versorgungssicherheit, Leistbarkeit und Unabhängigkeit will, muss Projekte rascher vom Plan auf die Baustelle bringen“, erklärte er.

Gleichzeitig warnt der Verband davor, die Netzkosten zu senken, wenn dadurch notwendige Investitionen in das Stromsystem gefährdet würden. „Die Dämpfung der Netzkosten etwa ist wichtig und richtig, darf aber nicht zulasten des notwendigen Ausbaus des Stromsystems gehen“, heißt es weiter in der Mitteilung.

Nach Angaben von Oesterreichs Energie arbeiten die österreichischen Netzbetreiber bereits heute eng zusammen und schöpfen Effizienzpotenziale aus. Nun müsse die Politik die angekündigten Maßnahmen so ausgestalten, dass sie tatsächlich zu schnelleren Verfahren, klareren Verantwortlichkeiten und einer höheren Versorgungssicherheit führten. // VON STEFAN SAGMEISTER

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

TECHNIK



Quelle: Fotolia / alphaspirt

Studie sieht hohe H2-Kosten für Kraftwerke

F&E. Die Kosten für grünen Wasserstoff könnten bis 2035 deutlich höher ausfallen als vielfach angenommen. Eine Fraunhofer-Studie sieht vor allem Transport und Speicherung als Kostentreiber.

Nicht allein die Erzeugung entscheidet über die Wirtschaftlichkeit von grünem Wasserstoff. Auch Transport und Speicherung können die Bezugskosten erheblich erhöhen. Zu diesem Ergebnis kommt eine neue Studie des Fraunhofer-Exzellenzclusters „Integrierte Energiesysteme“ (CINES). Darin berechnen die Forschenden erstmals systematisch die gesamten Wasserstoffbezugskosten verschiedener Anwendungen für das Jahr 2035.

Nach Angaben des Fraunhofer CINES berücksichtigt die Analyse neben den Erzeugungskosten auch die Kosten für den Transport über das Wasserstoffkernnetz sowie für die Speicherung. Dabei zeigen sich deutliche Unterschiede zwischen den einzelnen Anwendungen. Industrielle Abnehmer profitieren von vergleichsweise geringen Infrastrukturkosten. Deutlich höher fallen sie dagegen bei wasserstoffbefeuelten Kraftwerken aus, die nur zur Deckung von Lastspitzen im Stromsystem zum Einsatz kommen.

Studienleiter Prof. Dr. Martin Wietschel begründet die Untersuchung mit der Unsicherheit über die künftigen Wasserstoffkosten. Zwar existierten bereits zahlreiche Analysen zu den Erzeugungskosten. Für Investitionsentscheidungen seien jedoch die tatsächlichen Bezugskosten einschließlich Transport und Speicherung entscheidend.

Spitzenlastkraftwerke besonders betroffen

Laut der Studie entsteht der Wasserstoffbedarf von Spitzenlastkraftwerken vor allem dann, wenn erneuerbarer Wasserstoff nicht erzeugt wird. Der Brennstoff müsse daher vollständig aus Speichern bereitgestellt werden. Hinzu kämen Netzentgelte für das Wasserstoffkernnetz. Diese fielen unter anderem beim Ein- und Ausspeichern sowie beim Verbraucher an.



Wasserstoffbezugskosten für Wasserstoffkraftwerke im Jahr 2035
(zum Vergrößern bitte auf die Grafik klicken)
Quelle: Fraunhofer CINES

Da Spitzenlastkraftwerke nur wenige Stunden im Jahr betrieben werden, verteilen sich die festen Netzentgelte auf geringe Wasserstoffmengen. Dadurch steigen nach Angaben der Autoren die spezifischen Transportkosten deutlich an. Insgesamt errechnete das Forschungsteam für Kraftwerke mit Netzanschluss Wasserstoffbezugskosten zwischen 8,77 und 15,16 Euro je Kilogramm. Rund die Hälfte davon entfällt auf Infrastrukturkosten.

Co-Autor Benjamin Pfluger hält es deshalb für fraglich, ob sich solche Anlagen allein über den Strommarkt wirtschaftlich betreiben lassen. Als mögliche Alternativen nennt die Studie eine Vor-Ort-Elektrolyse oder den Einsatz von erneuerbarem Methanol.

Industrie profitiert von Flexibilität

Für Industriebetriebe fällt das Bild günstiger aus. Bei einer gleichmäßigen Wasserstoffabnahme machen die Infrastrukturkosten laut Studie höchstens 16 Prozent der gesamten Bezugskosten aus. Diese liegen je nach Szenario zwischen 4,41 und 8,43 Euro je Kilogramm. Ursache sind die deutlich höheren Volllaststunden, über die sich die Netzentgelte verteilen lassen. Auch die Speicherkosten sinken, wenn Wasserstoff häufiger ein- und ausgespeichert wird.



Wasserstoffbezugskosten in der Industrie 2035
(zum Vergrößern bitte auf die Grafik klicken)
Quelle: Fraunhofer CINES

Noch günstiger könne Wasserstoff werden, wenn Unternehmen ihre Produktion zeitlich an die Verfügbarkeit erneuerbarer Erzeugung anpassen oder den Wasserstoff direkt vor Ort herstellen. Welche Variante wirtschaftlicher sei, müsse jedoch jeweils standortspezifisch berechnet werden, betonen die Autoren.

Nach Angaben des Fraunhofer CINES sollen die Ergebnisse Unternehmen aus Industrie und Energiewirtschaft dabei unterstützen, Investitionsentscheidungen unter unsicheren Rahmenbedingungen zu treffen. Statt einzelne Preisprognosen zu erstellen, modelliert das Forschungsteam Kostenbandbreiten für unterschiedliche regulatorische und technische Entwicklungen. Daraus sollen sich belastbarere Grundlagen für Strategie-, Risiko- und Investitionsentscheidungen ableiten lassen.

Die vollständige Studie „Anwendungsspezifische Wasserstoffbezugskosten in Deutschland 2035“ steht auf der Internetseite des Fraunhofer CINES zum Download bereit. // VON DAVINA SPOHN

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

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG



Verbund

**Energie speichern.
Die Region bereichern.**

[Mehr erfahren!](#)

iKWK-Anlage macht aus Flusswasser Wärme für Gießen



In Gießen dient nun Flusswasser der Lahn der Wärmeerzeugung. Quelle: Stadtwerke Gießen

WÄRME. Ein Trio fischt ab sofort die Wärme aus der Lahn. Die dreigeteilte iKWK-Anlage „PowerLahn“ der Stadtwerke Gießen ist nun offiziell in Betrieb gegangen.

Ein Prunkstück der Wärmewende verrichtet jetzt seine Arbeit. Mit der offiziellen Inbetriebnahme von „PowerLahn“ am 2. Juli haben die Stadtwerke Gießen in Hessen Maßstäbe gesetzt. Die Kombination aus drei Wärmepumpen, die dem Flusswasser Energie entziehen, zwei BHKW und einer elektrischen Direktheizung (P2H-Modul) ist die erste ihrer Art im Bundesland.

Viel Prominenz aus Politik und Energiewirtschaft ließ sich die Feierstunde zur Eröffnung nicht entgehen. Etwa 30 Millionen Euro hat der lokale Versorger sich die innovative Anlage der Kraft-Wärme-Kopplung (iKWK) kosten lassen (wir berichteten).

Die drei Großwärmepumpen produzieren etwa 29 Millionen kWh nachhaltige Wärme pro Jahr, das reicht laut Versorger rechnerisch für 3.900 Haushalte. Hinzu kommen rund 50 Millionen kWh Wärme (für 6.800 Wohnungen) aus den beiden BHKW in der nahegelegenen Energiezentrale, die allerdings auf absehbare Zeit auf Erdgas-Basis laufen. Sobald in ausreichender Menge verfügbar, werde die Anlage Biomethan oder

Wasserstoff verwenden und „PowerLahn“ dadurch vollständig klimaneutral, so Gießens Stadtwerke-Vorstand Matthias Funk laut einer Mitteilung.



Blick ins Innere der innovativen KWK-Anlage
Quelle: SW Gießen

Die BHKW liefern zudem bis zu 47 Millionen kWh Strom und versorgen somit rechnerisch 21.000 Haushalte. Insgesamt sinken die Treibhausgas-Emissionen um etwa 10.500 Tonnen pro Jahr. Diese Rechnung bezieht sich auf den Ersatz von zwei ausgedienten Gasturbinen und mehreren Gaskesseln durch die Anlage.

Matthias Funk stellte noch einmal das Power-to-heat-Modul (P2H) heraus. Die elektrische Wärmeerzeugung komme immer dann zum Einsatz, sobald Ökostrom im Überfluss zur Verfügung steht, also bei viel Wind oder Sonne. Mit dem Modul, so Frank, „entlasten wir das Stromnetz und sorgen dafür, dass PV- und Windkraftanlagen seltener vom Netz gehen müssen“.



Großer Aufruf zur Eröffnung: (von links) Ingbert Liebing (VKU), Hansjörg Roll (AGFW), SWG-Aufsichtsratschef Alexander Wright, Oberbürgermeister Frank-Tilo Becher, Staatsminister Kaweh Mansoori, Manfred Becker (Regierungspräsidium Gießen) und die SWG-Vorstände

Matthias Funk und Andreas Hergaß
Quelle: SW Gießen

// VON VOLKER STEPHAN

[^ Zum Inhalt](#)

Tiefengeothermie soll künftig die Hälfte der Grazer Fernwärme liefern



Quelle: Heidi Roeder

GEOTHERMIE. OMV und Energie Steiermark wollen in der Steiermark tiefengeothermische Wärme für die Energieversorgung nutzen. Das Projekt „Tiefenkraft“ geht nun in die nächste Phase.

OMV und Energie Steiermark haben die nächste Phase ihres gemeinsamen Tiefengeothermieprojekts „Tiefenkraft“ eingeleitet. Nach Abschluss einer seismischen Messkampagne bereiten die Partner eine Erkundungsbohrung im Raum St. Marein bei Graz in Österreich vor. Langfristig soll das Vorhaben rund die Hälfte des Fernwärmebedarfs im Großraum Graz decken.

„Mit ‚Tiefenkraft‘ setzen wir gemeinsam mit OMV einen entscheidenden und zukunftsweisenden Schritt für die Wärmeversorgung in der Steiermark“, sagten Martin Graf und Werner Ressi, Vorstands-Team der Energie Steiermark. Dieses Projekt stehe für das größte Einzelinvestment in der Geschichte der Energie Steiermark und vereine die Kompetenzen zweier starker Partner entlang der gesamten Wertschöpfungskette.

Zwischen Februar und April 2026 führten die Projektpartner seismische Untersuchungen entlang einer rund 900 Kilometer langen Messstrecke durch. Als nächster Projektschritt ist die Erkundungsbohrung „Petersdorf 2“ in St. Marein bei Graz vorgesehen. Die vorbereitenden Arbeiten sollen im September beginnen. Der Bohrstart ist für das vierte Quartal 2026 geplant und hängt von den erforderlichen Genehmigungen sowie der Fertigstellung des Bohrplatzes ab. Bohrung und Testbetrieb sollen drei bis vier Monate dauern und Daten über die geologischen Verhältnisse sowie das nutzbare geothermische Potenzial liefern.

Fallen die Ergebnisse positiv aus, wollen die Partner eine erste Geothermiedublette mit einer Förder- und einer Injektionsbohrung errichten. Ergänzend planen sie zwei weitere Bohrungen zur Untersuchung eines Aquifer Thermal Energy Storage (ATES). Das Speichersystem soll überschüssige Wärme im Untergrund saisonal speichern und bei Bedarf wieder bereitstellen.

Pipeline nach Graz Bestandteil des Vorhabens

Parallel zu den Erkundungsarbeiten soll die Planung der Anbindung an das Fernwärmenetz voranschreiten. Energie Steiermark übernimmt Bau und Betrieb einer rund 20 Kilometer langen Transportleitung nach Graz. Das Unternehmen verantwortet damit die Einbindung der geothermischen Wärme in das bestehende Fernwärmesystem. Für die Leitung veranschlagt das Unternehmen ein Investitionsvolumen von rund 150 Millionen Euro.

Über die Umsetzung des Gesamtprojekts entscheiden die Partner erst nach Abschluss der Bohrungen und Tests. Neben den Produktions- und Injektionsbohrungen umfasst das Vorhaben die Errichtung der Pipeline sowie der erforderlichen Oberflächenanlagen. Eine erste Wärmelieferung halten die Unternehmen im Jahr 2030 für möglich.

Das Vorhaben wird über eine gemeinsame Entwicklungsgesellschaft umgesetzt. OMV hält daran einen Anteil von 75 Prozent, Energie Steiermark 25 Prozent. Während OMV ihre Erfahrungen in Geologie, Bohrtechnik und Untergrundprojekten einbringt, übernimmt Energie Steiermark Aufgaben in den Bereichen Infrastruktur, Systemintegration und Wärmevertrieb.

Nach Angaben der Unternehmen könnte das Projekt bis 2037 eine jährliche Wärmeerzeugung von bis zu 670 Millionen kWh erreichen. Damit ließe sich etwa die Hälfte der Fernwärmeversorgung im Großraum Graz aus Tiefengeothermie decken. // VON HEIDI ROIDER

[^ Zum Inhalt](#)

Energiezentrale Wedau nutzt Abwärme aus Rechenzentrum



Energiezentrale Wedau. Quelle: Daniel Tomczak / DVV

KWK. Die Stadtwerke Duisburg haben die Energiezentrale Wedau in Betrieb genommen. Mit der Anlage erschließen die Stadtwerke eine bislang ungenutzte Energiequelle: die Abwärme.

Mit der Inbetriebnahme der Energiezentrale Wedau erweitern die Stadtwerke Duisburg ihre Fernwärmeversorgung um eine weitere Wärmequelle. Kern der Anlage ist die Nutzung der Abwärme eines benachbarten Rechenzentrums der Duisburger Versorgungs- und Verkehrsgesellschaft (DVV). Eine Wärmepumpe hebt das Temperaturniveau der anfallenden Abwärme auf die für das Fernwärmenetz erforderlichen 83 Grad Celsius an. Ergänzt wird die Anlage durch zwei Blockheizkraftwerke sowie einen Gaskessel zur Absicherung der Wärmeversorgung.

„Die Nutzung von Abwärme aus dem Rechenzentrum zeigt, wie sich vorhandene Energiepotenziale intelligent erschließen lassen. Damit leisten wir einen wichtigen Beitrag zur Wärmewende vor Ort“, sagte Andreas Gutsche, Vorstand Infrastruktur und Strategie bei den Stadtwerken.

Herzstück der neuen Energiezentrale ist eine Wärmepumpe

Die Energiezentrale entstand innerhalb von zweieinhalb Jahren. Sie verbindet einen denkmalgeschützten Teil des ehemaligen Kesselhauses des früheren Ausbesserungswerks der Deutschen Bahn mit einem Neubau. Die Wärmepumpe befindet sich im historischen Gebäudeteil aus dem Jahr 1911 und ist durch eine Glasfront sichtbar. Die beiden Blockheizkraftwerke stehen im neuen Anbau.

Die Wärmepumpe verfügt über eine Leistung von 270 kW. Sie nutzt jährlich 1,4 GWh Abwärme aus dem Rechenzentrum. Die Wärme wird dort über Wärmetauscher aufgenommen und über eine unterirdische Leitung zur Energiezentrale transportiert. Nach der Temperaturerhöhung speisen die Stadtwerke die Wärme in das Fernwärmenetz ein. Nach Angaben des Unternehmens reicht dieser Anteil aus, um rund 100 Haushalte mit Fernwärme zu versorgen.

Die beiden Blockheizkraftwerke leisten jeweils 1,8 MW thermisch und 1,5 MW elektrisch. Sie erzeugen Strom für den Jahresbedarf von rund 4.000 Haushalten. Die bereitgestellte Wärme reicht für etwa 1.000 Haushalte. Beide Aggregate sind H2-ready und können nach Angaben der Stadtwerke künftig auch mit Wasserstoff betrieben werden, sofern dieser verfügbar ist.

Gaskessel sichert Wärmeversorgung ab

Für den Fall eines Ausfalls der anderen Erzeugungsanlagen haben die Stadtwerke zusätzlich einen Gaskessel mit einer thermischen Leistung von 1.700 kW installiert. Das Unternehmen will durch die Kombination von Wärmepumpe, Blockheizkraftwerken und Spitzenlastkessel den Wärmebedarf flexibel decken und die Versorgung absichern.

Die Investitionskosten für die Energiezentrale belaufen sich nach Angaben der Stadtwerke auf rund 14 Millionen Euro. Das Unternehmen beziffert die jährliche CO2-Einsparung durch den Anlagenbetrieb auf rund 1.000 Tonnen.

Mit der Energiezentrale erschließt der Duisburger Versorger erstmals die Abwärme eines Rechenzentrums für die Fernwärmeversorgung. Das Projekt ist Teil der Strategie des Unternehmens, den Anteil klimafreundlicher Wärmequellen auszubauen. Als Ziel nennen die Stadtwerke eine CO2-neutrale Strom- und Wärmeerzeugung bis 2035. // VON HEIDI ROIDER

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

UNTERNEHMEN



Quelle: Pixabay / Elchinator

Cyberangriff auf Gemeinschaftsstadtwerk in Westfalen

IT. Die Abläufe bei einem westfälischen Gemeinschaftsstadtwerk sind nach einem Cyberangriff aktuell stark beeinträchtigt. Die Versorgung der Bevölkerung sei aber sichergestellt, heißt es.

Eingeschränkter Kontakt zum Versorger: Die GSW Gemeinschaftsstadtwerke GmbH Kamen, Bönen, Bergkamen melden eine Cyberattacke gegen sich. Das Unternehmen hat vorsorglich die Systeme der Informationstechnologie (IT) vom Netz genommen.

„Wir arbeiten gemeinsam mit externen IT-Sicherheitsexperten und dem Landeskriminalamt intensiv daran, den Vorfall schnellstmöglich aufzuklären. Die Ermittlungen laufen auf Hochtouren“, lässt GSW-Geschäftsführer Alexander Loipfinger sich in einer Mitteilung zitieren. Aufgefallen war der Angriff von bislang unbekannten Hackern am Abend des 28. Juni.

Welche Bereiche genau von der Cyberattacke betroffen sind, stehe noch nicht fest. Damit ist es den GSW im Moment auch nicht möglich zu beurteilen, ob Kundendaten in die Hände der virtuellen Einbrecher gelangt sind. Aufschlüsse darüber soll die Prüfung der Server bringen. Auch warnt der Versorger davor, auf verdächtige Anschreiben zu reagieren. Aktuell schreibe das Unternehmen die Kundschaft nicht an.

Wie der Versorger für die drei westfälischen Nachbarkommunen weiter mitteilt, sei die Versorgung mit Wasser oder Energie nicht von dem Angriff betroffen. Gleichwohl liegen durch das Herunterfahren der internen Systeme das Kundenportal und Applikationen auf Eis. Diverse Dienstleistungen bieten die GSW daher aktuell nicht an.

Die Einschränkungen betreffen zum Beispiel die Erreichbarkeit des Unternehmens: Bis auf den Störungsdienst ist eine Kontaktaufnahme über Telefon oder Email kaum möglich. Auch funktionieren die Geldflüsse zwischen den GSW und der Kundschaft nicht wie gewohnt. So habe der Versorger zum 1. Juli keine Abschläge von Kundenkonten einziehen können. Als Alternative empfehlen die GSW, die fälligen Beträge für den laufenden Monat eigenständig zu überweisen. Andernfalls ziehe der Versorger die Abschläge zu einem späteren Zeitpunkt ein.

Wer als Betreiber von Ökoenergieanlagen Zahlungen über das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) erhält,

muss sich ebenfalls in Geduld üben. Auch diese Abschlüsse können die GSW nicht überweisen.

Die Westfalen weisen darauf hin, dass die Kundencenter jeweils zu den üblichen Öffnungszeiten erreichbar seien. Auch würden die Bäder regulär öffnen. Allerdings seien Zahlungen in den Einrichtungen derzeit nur in bar möglich, was auch für die Gastronomiebereiche gelte. Aktuelle Entwicklungen geben die GSW über ihre Website und Auftritte in den sozialen Netzwerke sowie die Medien bekannt. // VON VOLKER STEPHAN

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG

131 Millionen Euro für Bochums Netze und Wärme



Frank Thiel, Sprecher der Geschäftsführung, und Elke Temme, Geschäftsführerin der Stadtwerke Bochum Holding. Quelle: Stadtwerke Bochum Holding GmbH

BILANZ. Die Stadtwerke Bochum investierten 2025 rund 131 Millionen Euro in ihre Energieinfrastruktur. Bis 2030 will die Unternehmensgruppe rund 1 Milliarde Euro investieren.

Die Stadtwerke Bochum stellen sich auf hohe Investitionen in den Umbau der Energieversorgung ein. Nach Angaben der Unternehmensgruppe sollen bis 2030 rund 1 Milliarde Euro in Wärmeversorgung, Stromnetze und Digitalisierung fließen. Im Geschäftsjahr 2025 investierten die Stadtwerke rund 131 Millionen Euro.

Der Jahresabschluss der Stadtwerke Bochum Holding GmbH zeigt ein Ergebnis vor Gewinnabführung von 105,4 Millionen Euro für 2025. Im Vorjahr hatte der Wert noch bei 245,4 Millionen Euro gelegen. Laut Geschäftsbericht trugen dazu unter anderem höhere Gewinnabführungen der Stadtwerke Bochum GmbH sowie Erträge aus der bereits 2024 veräußerten Steag-Beteiligung bei. Gegenläufig wirkten Abschreibungen auf Finanzanlagen. Die Pressemitteilung nennt zudem Erträge aus dem Energiehandel als Einflussfaktor

auf das Ergebnis.

Die Umsatzerlöse der Holding stiegen von 112,8 Millionen Euro auf 131,2 Millionen Euro. Die Bilanzsumme erhöhte sich von 933,2 Millionen Euro auf 966,0 Millionen Euro, das Eigenkapital von 524,5 Millionen Euro auf 553,0 Millionen Euro. Von dem Ergebnis sollen 75 Millionen Euro an die Stadt Bochum abgeführt werden. Hinzu kommen Konzessionsabgaben von 22 Millionen Euro.

Wärmeversorgung und Stromnetze im Fokus

Einen Schwerpunkt der Investitionen bildet auch in Bochum die Kommunale Wärmeplanung. Gemeinsam mit der Stadt Bochum und der Wohnungswirtschaft haben die Stadtwerke ein Konzept entwickelt, das Fernwärmegebiete und Gebiete mit dezentralen Heizlösungen unterscheidet. Nach Unternehmensangaben soll sich das Fernwärmenetz bis 2045 in seiner Länge verdoppeln. Außerhalb der Fernwärmegebiete sieht das Konzept vor allem Wärmepumpen als langfristige Lösung vor.

Daneben soll das Stromnetz für den steigenden Strombedarf ausgebaut werden. Bis 2030 plant die Unternehmensgruppe dafür Investitionen von rund 150 Millionen Euro. Vorgesehen sind unter anderem Netzverstärkungen, neue Umspannwerke und die Digitalisierung der Ortsnetzstationen. Parallel soll der Rollout intelligenter Messsysteme beschleunigt werden. Ende 2025 waren nach Unternehmensangaben rund 6.200 Smart Meter installiert. Bis Ende 2026 sollen weitere 20.000 Geräte folgen.

Die hohen Investitionen werden sich nach Einschätzung der Holding auf die künftige Ertragsentwicklung auswirken. Laut Geschäftsbericht rechnet die Holding für 2026 mit einem Ergebnis vor Gewinnabführung von 69,1 Millionen Euro. Frank Thiel, Sprecher der Geschäftsführung der Stadtwerke Bochum Holding, verweist auf die Folgen des Investitionsprogramms: „Diese Investitionen werden unsere Ergebnisse in den kommenden Jahren belasten – unter anderem durch höhere Zinsaufwendungen und Abschreibungen. Aber sie sind notwendig, um die Infrastruktur zu schaffen, von der Bochum langfristig profitieren wird.“

Bilanzkennzahlen der Stadtwerke Bochum Holding
(in Millionen Euro)

	2025	2024	Veränderung
Ergebnis vor Gewinnabführung	105,4	245,4	-57,0 %
Umsatzerlöse	131,2	112,8	+16,3 %
Bilanzsumme	966,0	933,2	+3,5 %
Eigenkapital	553,0	524,5	+5,4 %

Quelle: Geschäftsbericht 2025 der Stadtwerke Bochum Holding GmbH // VON DAVINA SPOHN

[^ Zum Inhalt](#)

TEN holt weitere Geschäftsführer an Bord



Quelle: Shutterstock / Monster Zstudio

PERSONALIE. Die TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG stellt ihre Geschäftsführung zum 1. Juli 2026 neu auf.

Neben dem langjährigen Geschäftsführer Frank-Peter Tille übernehmen Michael Agsten und Paul Jäpel als weitere Geschäftsführer Verantwortung in der Leitung der TEN. Mit der neuen Führungsstruktur reagiert Thüringens größter Netzbetreiber auf die gewachsenen Anforderungen hinsichtlich Digitalisierung, Netzausbau und Versorgungssicherheit, wie es in einer Unternehmensmitteilung heißt.

Agsten bringe als langjährige TEN-Führungskraft umfassende Erfahrungen in der Netz- und Systemführung in die Geschäftsführung ein. Jäpe, der von der Muttergesellschaft TEAG in die TEN wechselt, soll die Leitungsebene mit seiner Expertise in den Bereichen Unternehmenssteuerung, Controlling und Projektmanagement verstärken.

Tille, der bereits seit zwölf Jahren Geschäftsführer der TEN ist, verantwortet die Flächenorganisation sowie den Projektbau. Darüber hinaus steuert er die Bau-, Betriebs- und Netzanschlussprozesse für Strom und Gas in der Flächenorganisation.

Im Zuge der Neuordnung zum 1. Juli wird der bisherige Geschäftsführer Ulf Unger zum Jahresende in den Ruhestand gehen. Er war über 30 Jahre bei TEAG und TEN in verantwortlichen Positionen tätig.

// VON GÜNTER DREWNITZKY

[^ Zum Inhalt](#)

Enwag steigert Jahresüberschuss



Quelle: Fotolia / Minerva Studio

BILANZ. Der Versorger Enwag hat das Geschäftsjahr 2025 mit einem Jahresüberschuss von 5,4 Millionen Euro abgeschlossen. Wachstum im Wärmesegment und hohe Investitionen standen im Mittelpunkt.

Mit einem Jahresüberschuss von 5,4 Millionen Euro hat die Energie- und Wassergesellschaft mbh (Enwag) das Geschäftsjahr 2025 abgeschlossen. Gegenüber 2024 stieg das Ergebnis um 300.000 Euro, 500.000 Euro über Plan. Die Umsatzerlöse beliefen sich auf rund 99 Millionen Euro und blieben damit leicht hinter den Erwartungen sowie unter dem Vorjahreswert von 107 Millionen Euro zurück.

Nach Angaben des Unternehmens konnte die Ertragslage dennoch weiter verbessert werden. Vor dem Hintergrund einer schwachen Konjunktur und eines weiterhin intensiven Wettbewerbs im Energiemarkt bewertet die Enwag das Ergebnis als Beleg für ihre Marktposition. Man habe mit einer stärkeren Kundenabwanderung zu Discountanbietern gerechnet, sagte Geschäftsführer Berndt Hartmann. Diese Entwicklung sei aber weitgehend ausgeblieben. Das zeige, dass sich zunehmend mehr Haushalte auf langfristige Verträge mit regionalen Versorgern setzen.

Wärmenetze wachsen weiter

Deutlich über Plan entwickelte sich das Geschäft mit Wärme- und Kältelieferungen. Mit Erlösen von rund 2,5 Millionen Euro profitierte die Sparte sowohl von einem kalten Winter als auch von einem höheren Kundenzuwachs. Parallel setzt die Enwag den Ausbau ihrer Wärmenetze fort, im vergangenen Jahr wurden mehrere Hundert Meter neuer Leitungen verlegt. In Zusammenarbeit mit der Stadt Wetzlar entstand der Kommunale Wärmeplan, dessen politische Verabschiedung noch aussteht. Die bereits erschlossenen Netzbereiche sollen künftig als Ausgangspunkte für weitere Ausbauschritte dienen.

Für die Finanzierung der anstehenden Infrastrukturmaßnahmen wird ein Teil des Jahresüberschusses im Unternehmen belassen. Insgesamt 1,3 Millionen Euro werden thesauriert, um Eigenkapitalquote, Liquidität und Bonität zu stärken. Damit will die Enwag die Finanzierung umfangreicher Investitionen in Strom-, Wärme- und Wassernetze absichern. Neben der Modernisierung der Netzinfrastuktur gehören neue Energiedienstleistungen, Wärmelösungen, der Ausbau der Ladeinfrastruktur für Elektromobilität sowie zusätzliche Erzeugungsanlagen für erneuerbare Energien zu den Investitionsschwerpunkten.

Mit Blick auf die Energiewende verweist der Versorger auf den steigenden Personalbedarf für Wärmelösungen und Energiedienstleistungen. Als Herausforderung nennt Geschäftsführer Hartmann darüber hinaus den zunehmenden bürokratischen Aufwand in der Energiewirtschaft. Insbesondere Mehrfachmeldungen und umfangreiche Dokumentationspflichten würden personelle Ressourcen binden. Aus Sicht des Unternehmens könnten zentrale Datenplattformen für Behörden dazu beitragen, Prozesse zu vereinfachen und Kapazitäten für die Umsetzung der Energiewende freizusetzen. // VON GÜNTER DREWNITZKY

[^ Zum Inhalt](#)

Zeppelin verlängert Vertrag mit CEO Matthias Benz



Quelle: Pixabay / Gerd Altmann

PERSONALIE. Der Aufsichtsrat der Zeppelin GmbH hat Matthias Benz als Vorsitzenden der Geschäftsführung für weitere fünf Jahre wiederbestellt. Seiner neuer Vertrag läuft bis ins Jahr 2032.

Mit der Vertragsverlängerung mit Matthias Benz als Vorsitzendem der Geschäftsführung (CEO) setzt die Holdinggesellschaft der Zeppelin Gruppe auf Kontinuität an der Unternehmensspitze, teilte der Konzern mit. Benz hat den Vorstandsvorsitz vor zwei Jahren übernommen und verantwortet seitdem die strategische Ausrichtung des international tätigen Unternehmens. Seine neue Amtszeit endet nun am 30. Juni 2032. Der Beschluss fiel einstimmig.

Der Aufsichtsratsvorsitzende Simon Blümcke begründete die Wiederbestellung mit den Ergebnissen der vergangenen Jahre. Die Zeppelin Gruppe habe ihre internationale Marktposition ausgebaut und wichtige Voraussetzungen für die weitere Entwicklung geschaffen.

Nach Angaben des Aufsichtsrats hat Benz gemeinsam mit der Geschäftsführung die strategische Weiterentwicklung der Unternehmensgruppe vorangetrieben. Dazu zählen Maßnahmen zur Schärfung der Unternehmensstruktur, zur Weiterentwicklung bestehender Geschäftsmodelle sowie zur Erschließung neuer Geschäftsfelder.

Matthias Benz selbst bezeichnete die Entscheidung des Aufsichtsrats als Vertrauensbeweis. Sein Ziel sei es, die Unternehmensgruppe gemeinsam mit den Beschäftigten weiterzuentwickeln und Marktchancen in langfristige Wertschöpfung für Kunden und Gesellschafter umzusetzen.



Zeppelin-CEO Matthias Benz

Quelle: Zeppelin Group

Die Zeppelin Gruppe ist als Vertriebs- und Serviceanbieter in den Bereichen Bau, Antrieb und Energie tätig. Zum Unternehmen gehören die Marken Zeppelin Cat, Zeppelin Rental und Zeppelin Power Systems sowie die Anlagenbausparte Zeppelin Systems. Die Gruppe beschäftigt mehr als 12.000 Mitarbeitende in 29 Ländern und erzielte im Geschäftsjahr 2025 einen Umsatz von 4,4 Milliarden Euro. Eigentümerin ist die

Zeppelin-Stiftung. Die Holding hat ihren juristischen Sitz in Friedrichshafen, die Unternehmenszentrale befindet sich in Garching bei München. // VON HEIDI ROIDER

[^ Zum Inhalt](#)

Neuer Geschäftsführer in Brandenburg



Die Geschäftsführer Dworacek (l.) und Haase.
Quelle: SW Brandenburg

PERSONALIE. Jan Dworacek wird kaufmännischer Geschäftsführer der Stadtwerke Brandenburg an der Havel.

Die Stadtwerke Brandenburg haben ihre Geschäftsführung wieder vollständig besetzt. Zum 1. Juli hat Jan Dworacek die Position des kaufmännischen Geschäftsführers übernommen. Gemeinsam mit dem technischen Geschäftsführer Gunter Haase wird er künftig die strategische und operative Entwicklung des kommunalen Energieversorgers verantworten, heißt es in einer Mitteilung des Unternehmens.

Der Wirtschaftsingenieur bringt langjährige Erfahrung aus der Energie- und Versorgungswirtschaft mit. Zuletzt war er Geschäftsführer der Stadtwerke Bad Belzig. Dort hatte er eine anspruchsvolle Aufgabe übernommen. Anfang der 2020er-Jahre wurde Dworacek dort Geschäftsführer, nachdem riskante Stromtermingeschäfte eines früheren Geschäftsführers zu Verlusten von mehr als 20 Millionen Euro geführt und die wirtschaftliche Existenz der Stadtwerke bedroht hatten. Dworacek kam damals von der Wirtschaftsprüfungsgesellschaft „PricewaterhouseCoopers“.

Dworacek folgt auf Michael Woik, der Anfang des Jahres zur Stadt- und Überlandwerke GmbH Lübben gewechselt war. Seit dessen Ausscheiden war die kaufmännische Geschäftsführung vakant. Dworacek lebt bereits seit mehreren Jahren in Brandenburg an der Havel. // VON STEFAN SAGMEISTER

[^ Zum Inhalt](#)

Mehr Gewinn für Green Planet Energy



Quelle: Kurhan, Fotolia

BILANZ. Green Planet Energy hat den Jahresüberschuss 2025 deutlich gesteigert. Die Energiegenossenschaft investierte zugleich 12 Millionen Euro in den Ausbau ihres Energiewendegeschäfts.

Der Hamburger Ökostromanbieter Green Planet Energy hat den Jahresüberschuss im Geschäftsjahr 2025 deutlich erhöht. Nach Angaben des Unternehmens lag das Ergebnis bei 3,12 Millionen Euro. Im Vorjahr hatte die Genossenschaft einen Jahresüberschuss von 962.000 Euro erzielt. Der Umsatz einschließlich Energiesteuern ging von 197,5 Millionen auf 185,0 Millionen Euro zurück. Gleichzeitig stieg das Ergebnis vor Zinsen und Steuern (Ebit) leicht von 3,49 Millionen auf 3,75 Millionen Euro.

Den Geschäftsverlauf führt Green Planet Energy unter anderem auf die Entwicklung im Energievertrieb zurück. Vorstand Nils Müller erklärt, die Genossenschaft habe zum Jahreswechsel 2024/2025 die Strompreise um 4 Cent pro kWh gesenkt. Im Standardtarif „Ökostrom aktiv“ sei der Arbeitspreis dadurch auf 31,63 Cent pro kWh gesunken. Ziel sei gewesen, echten Ökostrom zu einem wettbewerbsfähigen Preis anzubieten und neue Stromkunden zu gewinnen. Tatsächlich stieg deren Zahl im Jahresverlauf um knapp 6.000 auf mehr als 166.200.

Die Zahl der Gaskunden sank dagegen um rund 2.300 auf knapp 19.600. Insgesamt versorgte Green Planet Energy zum Jahresende 2025 rund 185.800 Strom- und Gaskunden. Gleichzeitig stärkte der Zuwachs auf mehr als 51.000 Mitglieder nach Unternehmensangaben die Eigenkapitalbasis. Die Eigenkapitalquote erhöhte sich auf 67,9 Prozent.

Nach Unternehmensangaben investierte Green Planet Energy im vergangenen Geschäftsjahr rund 12 Millionen Euro in den Ausbau von Wind- und Solarprojekten sowie in neue Geschäftsfelder. Zu den Projekten zählen das abgeschlossene Repowering des Windparks Uetersen in Schleswig-Holstein, die Inbetriebnahme des Windparks Bälau mit dem ersten eigenen Umspannwerk sowie eine Agri-Photovoltaikanlage im österreichischen Parndorf. Darüber hinaus begann Green Planet Energy mit dem Bau eines Biodiversitäts-Solarparks im niedersächsischen Dedendorf, der gezielt Lebensräume für Tiere und Pflanzen schaffen soll.

Die Vertreterversammlung beschloss für das Geschäftsjahr eine Dividende von zwei Prozent. Nach Angaben von Green Planet Energy verbleibt der überwiegende Teil des erwirtschafteten Kapitals jedoch im Unternehmen. Er soll weitere Investitionen in Wind- und Solarprojekte sowie neue Geschäftsfelder wie Mieterstrom, Wärmepumpen und die Direktvermarktung erneuerbarer Energien finanzieren.

Wichtige Kennzahlen der Green Planet Energy EG (Einzelabschluss)

	2025	2024	Veränderung
Umsatz inkl. Energiesteuern (in Tsd. Euro)	184.976	197.506	-6,3 %
Ebit (in Tsd. Euro)	3.745	3.491	+7,3 %
Jahresergebnis (in Tsd. Euro)	3.124	962	+224,7 %
Bilanzsumme (in Tsd. Euro)	142.248	139.347	+2,1 %
Eigenkapital (in Tsd. Euro)	96.580	91.221	+5,9 %
Eigenkapitalquote (in Prozent)	67,9	65,5	+2,4 Prozentpunkte
Stromkunden zum 31.12.2025	166.202	160.208	+3,7 %
Gaskunden zum 31.12.2025	19.585	21.872	-10,5 %

Quelle: Green Planet Energy EG // VON DAVINA SPOHN

[^ Zum Inhalt](#)

In Osterholz fließt viel Geld in die Infrastruktur



Quelle: Fotolia / Minerva Studio

BILANZ. Deutlich höhere Investitionen und eine Bilanzsumme von 120,7 Millionen Euro vermehren die Osterholzer Stadtwerke.

Mit 11,2 Millionen Euro lagen die Investitionen in die Modernisierung der Infrastruktur rund 40 Prozent über dem Vorjahreswert von 8,0 Millionen Euro. Wie aus einer Mitteilung des niedersächsischen Versorgers weiter hervorgeht, erhöhte sich die Bilanzsumme auf 120,7 Millionen Euro (Vorjahr: 117,2 Millionen Euro). Die Umsatzerlöse gingen witterungsbedingt von 92,1 Millionen Euro auf 85,8 Millionen Euro zurück.

Ungeachtet dessen behauptete das kommunale Unternehmen nach eigenen Angaben seine Marktposition mit einem Anteil von mehr als 75 Prozent in den Wettbewerbssparten Strom und Gas. Die Zahl der Beschäftigten stieg von 162 auf 166.

Wärmeplanung und Digitalisierung im Fokus

Ein Schwerpunkt des Geschäftsjahres lag auf der Weiterentwicklung der Netzinfrastruktur sowie der Vorbereitung auf die Anforderungen der Energiewende. Die Investitionen flossen in Versorgungssicherheit, Digitalisierung und die Modernisierung betrieblicher Prozesse.

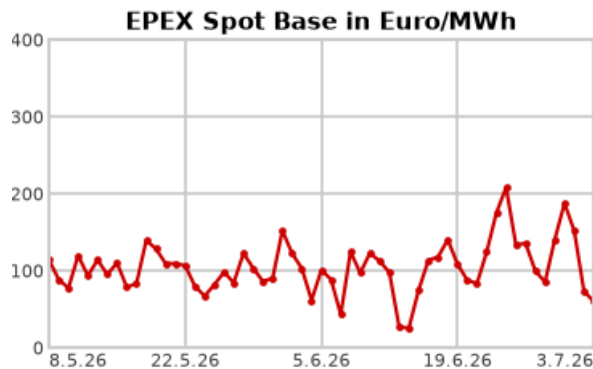
Darüber hinaus begleiteten die Osterholzer Stadtwerke die Kommunale Wärmeplanung für die Stadt Osterholz-Scharmbeck sowie die Gemeinden Lilienthal und Ritterhude. Die Konzepte bilden die Grundlage für den Aufbau einer langfristig klimafreundlichen Wärmeversorgung und gewinnen vor dem Hintergrund der gesetzlichen Vorgaben zur Wärmewende weiter an Bedeutung.

Auch wirtschaftlich blieb das Unternehmen stabil. Die Ausschüttung an die Gesellschafter lag – wie im Vorjahr – bei rund 4,4 Millionen Euro. Geschäftsführer Christian Meyer-Hammerström bewertet das Jahr als Beleg für die zunehmende Komplexität der Energieversorgung. Neben dem Ausbau der Netze, regulatorischen Anforderungen und der Digitalisierung rücke vor allem die Umsetzung regionaler Lösungen für Strom-, Gas- und Wärmeversorgung in den Mittelpunkt. Ziel bleibe es, Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit mit den Anforderungen der Energiewende zu verbinden. // VON GÜNTER DREWNITZKY

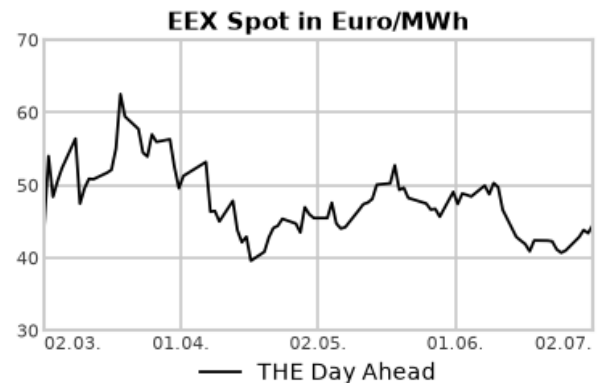
[^ Zum Inhalt](#)

MARKTBERICHTE

STROM



GAS



Gassorgen halten Preise hoch



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

Zweigeteilt haben sich am Donnerstag die Energiemärkte gezeigt. Während am Berichtstag Strom und CO₂ sich insgesamt wenig verändert präsentierten, war deutlich mehr Dynamik an den Märkten für Gas und Öl erkennbar. Bei Öl setzte sich die Abwärtsbewegung fort, die Brent mittlerweile auf Preisniveaus geführt hat, wie sie vor Ausbruch des Irankriegs bestanden. Der europäische Gasmarkt hingegen leidet unter den niedrigen Speicherständen innerhalb der EU und dem mühseligen Wiederhochfahren der LNG-Produktion Katars und folgt deswegen Öl nicht nach unten. Auch das Wetterphänomen El Nino führt zu einem bullischen Effekt auf die Gaspreise, weil es hitzebedingt die Nachfrage nach dem fossilen Primärenergieträger Gas erhöht.

Strom: Ohne klare Tendenz und in enger Bandbreite hat sich der deutsche OTC-Strommarkt am Donnerstag gezeigt. Der Day-ahead verlor in der Grundlast 13,75 auf 59,75 Euro je Megawattstunde, in der Spitzenlast 6,75 auf 16,25 Euro je Megawattstunde. An der Börse kostete der Base 59,54 Euro, der Peak 16,03 Euro. Börslich waren auf Stundenbasis die Preise zwischen 10 Uhr und 18 Uhr negativ. Der niedrigste Preis hatte sich mit -4,99 Euro für die Stunde zwischen 14 und 15 Uhr ergeben.

Ursächlich für den Preistrückgang beim Day-ahead war die höhere Erneuerbaren-Einspeiseleistung von knapp 48 Gigawatt, die am Freitag anfallen soll. Für den Berichtstag hatten die Meteorologen von Eurowind hingegen nur 38,7 Gigawatt prognostiziert. Für Samstag und Sonntag erwartet Eurowind eine Einspeiseleistung der Erneuerbaren von jeweils um die 35 Gigawatt.

Zudem hat auch die für den Freitag erwartete geringere Last zum Preistrückgang beim Day-ahead beigetragen. Die Nachfrage nach Strom beziffert MBI Research für diesen Tag auf 54,4 Gigawatt gegenüber 55,5 Gigawatt am Berichtstag.

Am langen Ende zeigte sich das Strom-Frontjahr mit einem Rückgang von 0,02 auf 92,92 Euro kaum verändert gegenüber dem Vortag.

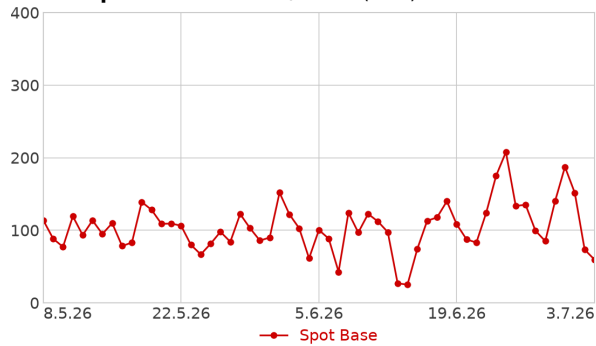
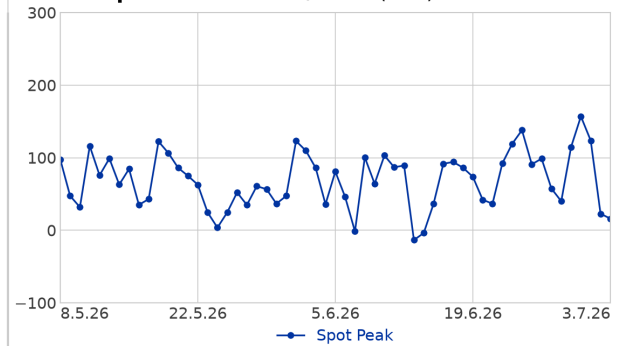
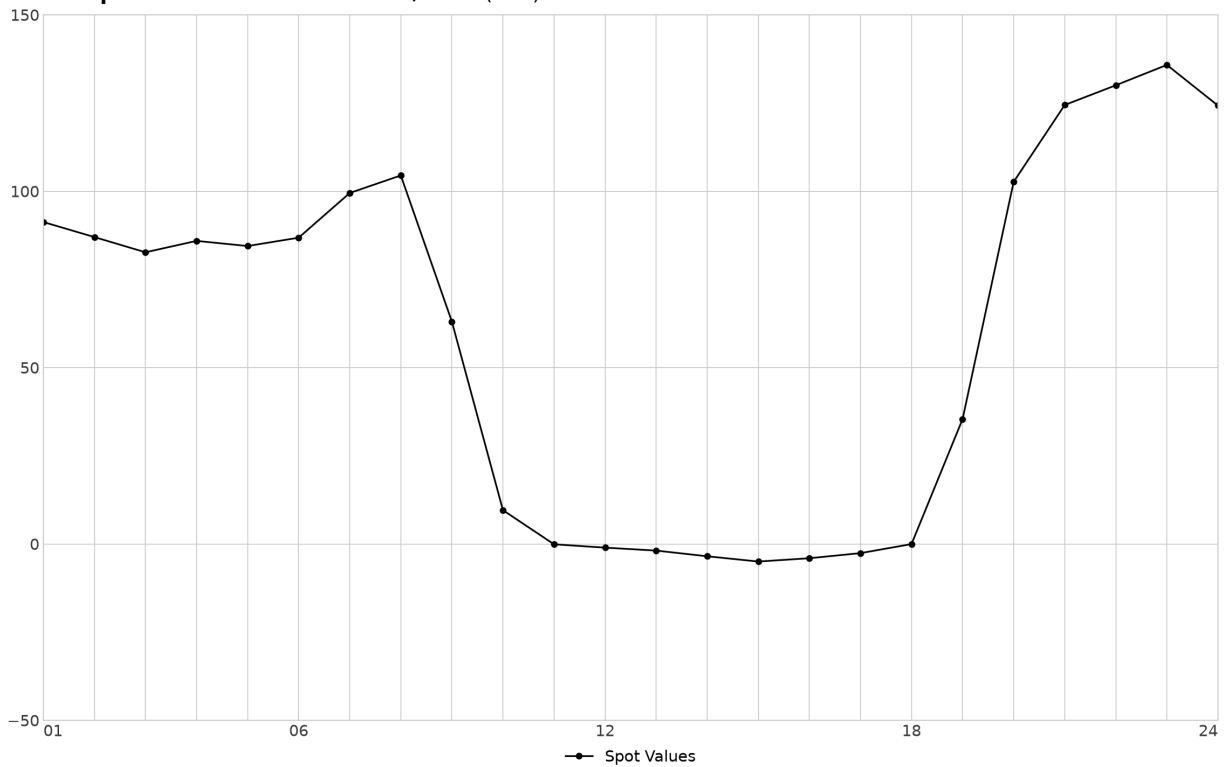
CO₂: Die CO₂-Preise haben am Donnerstag ein wenig zugelegt. Der Dec 26 gewann bis gegen 14.07 Uhr um 0,13 auf 79,67 Euro je Tonne. Umgesetzt wurden bis zu diesem Zeitpunkt 8,8 Millionen Zertifikate. Das Hoch lag bei 80,15 Euro, das Tief bei 79,00 Euro.

Der CO2-Markt hat sich zuletzt wenig dynamisch präsentiert. Der Umstand, dass die EU-Kommission ihre Vorschläge zur Reform des EU-ETS nun am 17. Juli vorstellen will, also zwei Tage später als zunächst geplant, vermittelte dem Handelsgeschehen keine Impulse. Die Analysten von Redshaw Advisors sehen Unterstützung für den Dec 26 bei 79,25 Euro, 79,11 Euro und 78,88 Euro. Widerstand wurde bei 80,26 Euro, 80,66 Euro und 81,07 Euro ermittelt.

Erdgas: Fester hat Erdgas am Donnerstag notiert. Am TTF gewann der Frontmonat August bis gegen 13.50 Uhr 0,675 auf 43,775 Euro je Megawattstunde. Am deutschen THE kletterte der Day-ahead um 0,580 auf 44,005 Euro.

Händler machten die anhaltende Unsicherheit über LNG-Lieferungen aus dem Persischen Golf für die Zugewinne verantwortlich. Obwohl die weltweiten LNG-Exporte im Juni laut den Analysten der ANZ auf den höchsten Stand seit März gestiegen sind, hat Qatar Energy kürzlich die Force Majeure für einige LNG-Lieferungen verlängert, was die Nervosität am Markt schürt. Das Wiederanlaufen der LNG-Anlage Katars dürfte mehrere Wochen dauern. Zuletzt wurde die Schätzung von zwei Monaten auf „mehrere“ Wochen reduziert, wobei dies aufgrund der jüngsten Explosion in einer Gasverarbeitungsanlage bezweifelt werden kann. Unterdessen sind die EU-Gasspeicher aktuell zu etwa 49 Prozent gefüllt. Das macht den Markt anfällig für weitere Versorgungsengpässe und stützt die Preise. // VON CLAUS-DETLEF GROSSMANN

[^ 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

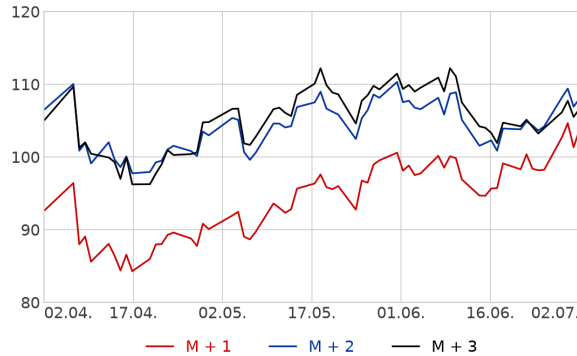
Terminmarktpreise Base in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	02.07.26	German Power Aug-2026	103,70
M2	02.07.26	German Power Sep-2026	108,00
M3	02.07.26	German Power Oct-2026	106,60
Q1	02.07.26	German Power Q3-2026	100,00
Q2	02.07.26	German Power Q4-2026	115,58
Q3	02.07.26	German Power Q1-2027	111,03
Y1	02.07.26	German Power Cal-2027	92,98
Y2	02.07.26	German Power Cal-2028	81,34
Y3	02.07.26	German Power Cal-2029	75,12

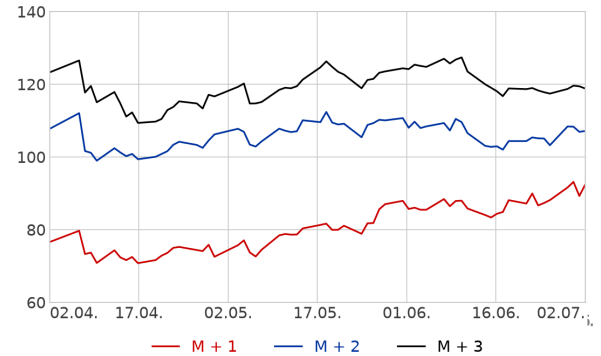
Terminmarktpreise Peak in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	02.07.26	German Power Aug-2026	92,40
M2	02.07.26	German Power Sep-2026	107,13
M3	02.07.26	German Power Oct-2026	118,81
Q1	02.07.26	German Power Q3-2026	91,62
Q2	02.07.26	German Power Q4-2026	140,27
Q3	02.07.26	German Power Q1-2027	128,42
Y1	02.07.26	German Power Cal-2027	98,24
Y2	02.07.26	German Power Cal-2028	87,24
Y3	02.07.26	German Power Cal-2029	80,89

Frontmonate Base in Euro/MWh (EEX)



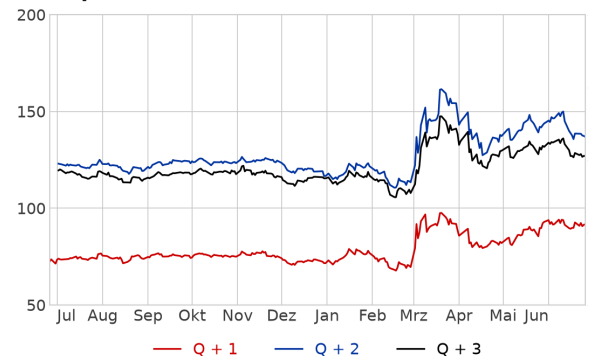
Frontmonate Peak in Euro/MWh (EEX)



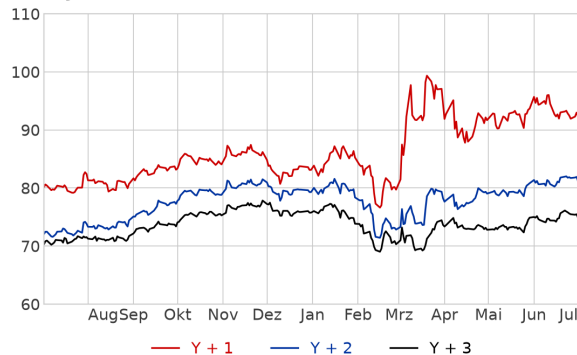
Frontquartale Base in Euro/MWh (EEX)



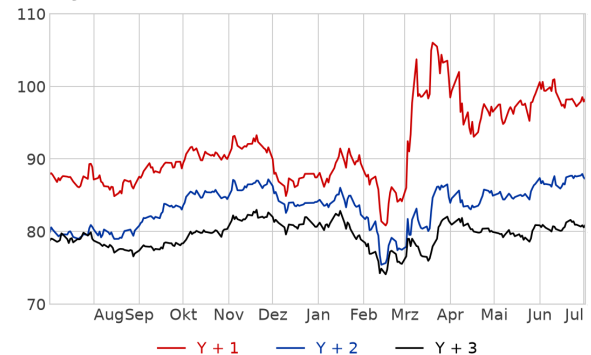
Frontquartale Peak in Euro/MWh (EEX)



Frontjahre Base in Euro/MWh (EEX)



Frontjahre Peak in Euro/MWh (EEX)



Gas Spot- und Terminmarkt

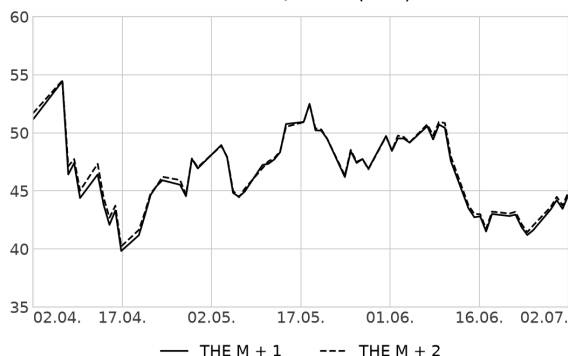
Terminmarktpreise THE in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	02.07.26	German THE Gas Aug-2026	44,6€
M2	02.07.26	German THE Gas Sep-2026	44,92
Q1	02.07.26	German THE Gas Q3-2026	41,63
Q2	02.07.26	German THE Gas Q4-2026	45,18
S1	02.07.26	German THE Gas Win-2026	44,64
S2	02.07.26	German THE Gas Sum-2027	34,04
Y1	02.07.26	German THE Gas Cal-2027	36,49
Y2	02.07.26	German THE Gas Cal-2028	28,79

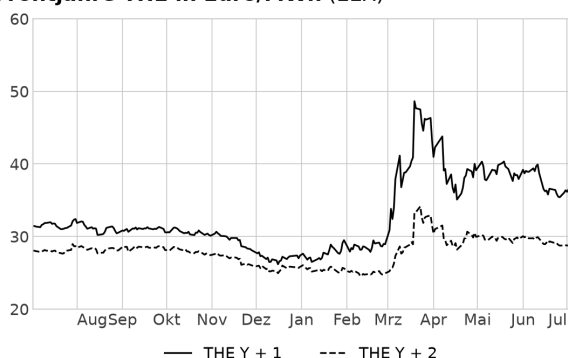
EEX Spot in Euro/MWh



Frontmonate THE in Euro/MWh (EEX)



Frontjahre THE in Euro/MWh (EEX)



Strom, CO2, und Kohle

Kontrakt	Handelstag	akt. Kl	Einheit
Germany Spot base	02.07.26	59,54	EUR/MWh
Germany Spot peak	02.07.26	16,03	EUR/MWh
EUA August	02.07.26	78,61	EUR/tonne
Coal API2 August 2026	02.07.26	119,11	USD/tonne

Frontmonat Kohle API2 in USD/t (ICE)



Gas und Öl

Kontrakt	Handelstag	akt. Kl	Einheit
German THE Gas Day AI	02.07.26	44,47	EUR/MWh
German THE Gas Aug-2026	02.07.26	44,6€	EUR/MWh
German THE Gas Cal-2026	02.07.26	36,49	EUR/MWh
Crude Oil Brent Jul-2026	02.07.26	71,80	USD/tonne

EUA in Euro/t (EEX)



E&M STELLENANZEIGEN



Gartenlandschaftsbauer (m/w/d)

Wir sind OBI. Als Team geben wir gemeinsam alles, um die kleinen und großen Projekte unserer Kund:i...
in Mannheim

vor 2 h

● Ausbildung / Freie Mitarbeit ● Weiterbildung / Sabbatical



Projektmanager (m/w/d) Windenergie & Erneuerbare Energie

Für die Energiewende in Deutschland und weltweit. erfahrener Projektleiter Genehmigungsverfahren (...
in Bremen

vor 2 h

● Projektleitung ● Freie Mitarbeit



Gartenlandschaftsbauer (m/w/d)

Wir sind OBI. Als Team geben wir gemeinsam alles, um die kleinen und großen Projekte unserer Kund:i...
in Ottersberg

vor 2 h

● Ausbildung / Freie Mitarbeit ● Weiterbildung / Sabbatical



Mitarbeiter Line Support Ingolstadt (m/w/d)

Unser Anspruch: Premium. Unsere Produkte: Komplexe Bordnetzsysteme, zentrale Elektrik- und Elektr...
in Ingolstadt

vor 2 h

● Festanstellung



Gartenlandschaftsbauer (m/w/d)

Wir sind OBI. Als Team geben wir gemeinsam alles, um die kleinen und großen Projekte unserer Kund:i...
in München

vor 2 h

● Ausbildung / Freie Mitarbeit ● Weiterbildung / Sabbatical

[WEITERE STELLEN GESUCHT? HIER GEHT ES ZUM E&M STELLENMARKT](#)

IHRE E&M REDAKTION:

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



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



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



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



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



Heidi Roider (Büro Herrsching)
Schwerpunkte: KWK, Geothermie



Susanne Harmsen (Büro Berlin)
Schwerpunkte: Energiepolitik, Regulierung



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



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



Darüber hinaus unterstützt eine Reihe von freien Journalisten die E&M Redaktion.
 Vielen Dank dafür!

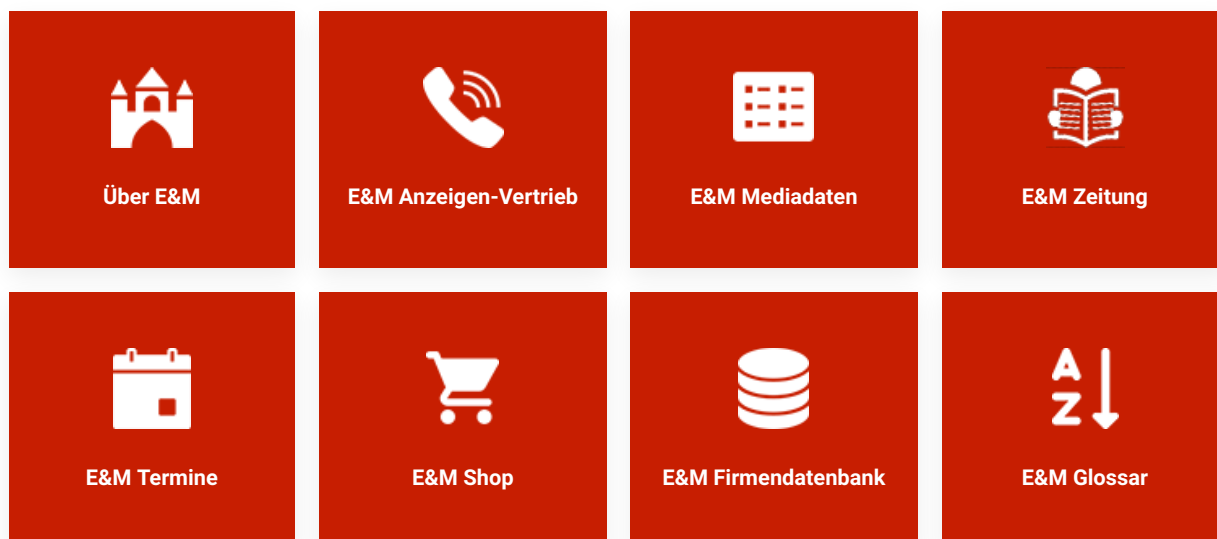
Zudem nutzen wir Material der Deutschen Presseagentur und Daten von MBI Infosource.

Ständige freie Mitarbeiter:

Volker Stephan

Manfred Fischer

Mitarbeiter-Kontakt: **Kerstin Bergen**



IMPRESSUM

Energie & Management Verlagsgesellschaft mbH

Mühlfelder Str. 18 a - D-82211 Herrsching

Tel. +49 (0) 81 52/93 11 0 - Fax +49 (0) 81 52/93 11 22

info@emvg.de - www.energie-und-management.de**Geschäftsführer:** Martin Brückner**Registergericht:** Amtsgericht München**Registernummer:** HRB 105 345**Steuer-Nr.:** 117 125 51226**Umsatzsteuer-ID-Nr.:** DE 162 448 530

Wichtiger Hinweis: Bitte haben Sie Verständnis dafür, dass die elektronisch zugesandte E&M daily nur von der/den Person/en gelesen und genutzt werden darf, die im powernews-Abonnementvertrag genannt ist/sind, bzw. ein Probeabonnement von E&M powernews hat/haben. Die Publikation - elektronisch oder gedruckt - ganz oder teilweise weiterzuleiten, zu verbreiten, Dritten zugänglich zu machen, zu vervielfältigen, zu bearbeiten oder zu übersetzen oder in irgendeiner Form zu publizieren, ist nur mit vorheriger schriftlicher Genehmigung durch die Energie & Management GmbH zulässig. Zuwiderhandlungen werden rechtlich verfolgt.

© 2026 by Energie & Management GmbH. Alle Rechte vorbehalten.

Gerne bieten wir Ihnen bei einem Nutzungs-Interesse mehrerer Personen attraktive Unternehmens-Pakete an!

Folgen Sie E&M auf:

