



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

STROM

**195,18 €/MWh**

Epex Spot DE-LU Day Base

GAS

**73,73 €/MWh**

EEX Spot THE (End of Day)

ZAHL DES TAGES

40**Milliarden** Euro erwartet der BDEW insgesamt an Investitionen in Verteil- und Übertragungsnetze für 2027

STROMNETZ

Eon weist Bedenken zum Redispatch-Vorbehalt zurück

STADTWERKE

Stadtwerke kalkulieren mit höheren Energiepreisen

BILANZ

Energiewende bremst Mainova

Inhalt

TOP-THEMA→ **VERANSTALTUNG:** Sefe soll 8 Milliarden kWh Gas einspeichern**POLITIK & RECHT**

- **STROMNETZ:** Eon weist Bedenken zum Redispatch-Vorbehalt zurück
- **VERANSTALTUNG:** BDEW fordert mehr Tempo beim Netzausbau
- **POLITIK:** EU mahnt Deutschland zur Umsetzung der neuen Wasserstoffregeln
- **VERANSTALTUNG:** EU will Methanregeln um ein Jahr verschieben
- **GASNETZ:** Bundesnetzagentur regelt Rückbau

HANDEL & MARKT

- **STADTWERKE:** Stadtwerke kalkulieren mit höheren Energiepreisen
- **STROMSPEICHER:** Vattenfall übernimmt Vermarktung von 285 MW
- **E&M-PODCAST:** Wo aus Wind Wertschöpfung wird
- **STATISTIK DES TAGES:** Primärenergieverbrauch in den USA nach Energieträger

TECHNIK

- **FINANZIERUNG:** Dreistellige Millionenspritze für Brennstoffzellen-Start-up
- **GEOTHERMIE:** Closed-Loop-Geothermie liefert Wärme

UNTERNEHMEN

- **BILANZ:** Energiewende bremst Mainova
 - **BILANZ:** Schwächeres Halbjahresergebnis in Oldenburg
 - **PERSONALIE:** Neuer Technikchef für Badenova Wärmeplus
 - **PERSONALIE:** Neue Partnerin bei LAB & Company
-

MARKTBERICHTE

- **MARKTKOMMENTAR:** Wintervorsorge treibt Gaspreise nach oben
-

SERVICE

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

★ TOP-THEMA

Sefe soll 8 Milliarden kWh Gas einspeichern



Hamead Ahrary (Sefe) auf der HB-Gaskonferenz Quelle: Susanne Harmsen

VERANSTALTUNG. Bundeswirtschaftsministerin Katherina Reiche lässt Sefe bis Mitte Dezember 8 Milliarden kWh Erdgas beschaffen. Die Speicher sind aktuell nur zu knapp 58 Prozent gefüllt.

Bundeswirtschaftsministerin Katherina Reiche (CDU) hat in Abstimmung mit dem Bundeskanzler am 30. September entschieden, das bundeseigene Energieunternehmen Sefe mit zusätzlichen Gaseinkäufen zu beauftragen. Grund sind die vergleichsweise niedrigen Füllstände der deutschen Gasspeicher.

Sefe soll bis zum 15. Dezember 8 Milliarden kWh Erdgas beschaffen und einspeichern. Das Bundeswirtschaftsministerium begründet die Maßnahme mit den weiterhin bestehenden geopolitischen Risiken. Aus Sicht der Krisenvorsorge solle die zusätzliche Einspeicherung die Resilienz der deutschen Gasversorgung erhöhen. Dies war Thema bei der Handelsblatt-Gaskonferenz in Berlin.

Die Speicher in Deutschland sind derzeit zu knapp 58 Prozent gefüllt. Nach Angaben des Sefe-Vertriebschefs Hamead Ahrary entsprechen die zusätzlich angeordneten 8 Milliarden kWh rund 3 Prozent des möglichen Speichervolumens. Sefe wolle die Beschaffung „marktschonend“ umsetzen, um einen zusätzlichen Preisanstieg zu vermeiden. Das Unternehmen verkauft jährlich rund 200 Milliarden kWh Erdgas direkt an Kunden, etwa Versorger, Kraftwerksbetreiber und Industrieunternehmen.

Markt liefert zu wenig Anreiz

Ahrary verwies zudem darauf, dass bereits 143 Milliarden kWh Gas eingespeichert seien. Eine strategische Gasreserve von 50 Milliarden kWh halte er für sinnvoll, um den sensiblen Markt zu beruhigen, sagte der Sefe-Manager.

Johanna Reichenbach, Senior Principal bei Frontier Economics, sieht derzeit keine ausreichenden wirtschaftlichen Anreize für eine stärkere Einspeicherung. Sie hält es für möglich, dass die jetzt beschafften Mengen später Bestandteil einer staatlichen Gasreserve werden, die das Wirtschaftsministerium bisher abgelehnt hatte.

Sebastian Heinermann, Geschäftsführer der Initiative Energien Speichern (INES), verwies auf einen bereits vorgelegten Aktionsplan zur stärkeren Einspeicherung. Darin seien unter anderem niedrigere staatliche

Gebühren und Abgaben als mögliche Instrumente genannt worden, was nicht umgesetzt worden sei, so Heinermann.

Nur noch 66 Prozent Speicherfüllung erwartet

Technisch seien nach seiner Einschätzung höhere Speicherstände möglich. Wenn alle gebuchten Mengen tatsächlich eingespeichert würden, könnten die Speicher maximal etwa 75 Prozent erreichen. „Ich rechne aber nur mit etwa 66 Prozent“, sagte Heinermann. Die LNG-Terminals könnten nur eine begrenzte Gasmenge liefern, bei maximalem Betrieb rund 0,8 Milliarden kWh täglich, während die Speicher bis zu acht Milliarden kWh pro Tag liefern könnten.

Die Versorgung im kommenden Winter lasse sich nach Heinermanns Einschätzung sichern. Sorgen bereitet ihm dagegen die Entwicklung der Speicherstände zum Frühjahr. Sollten die Speicher dann stark geleert sein, könnten hohe zusätzliche Beschaffungsmengen erforderlich werden – mit entsprechenden Auswirkungen auf den Gaspreis.

Streit über heimische Förderung

Auf der Konferenz wurde vor diesem Hintergrund über die Rolle der heimischen Erdgasförderung diskutiert. Sascha Müller-Kraenner, Bundesgeschäftsführer der Deutschen Umwelthilfe (DUH), verwies darauf, dass heimisches Erdgas derzeit rund 4,8 Prozent der deutschen Versorgung ausmache. Eine Ausweitung der Förderung könne weder kurzfristig die Preise noch die Versorgungslage wesentlich verbessern, argumentierte er.

Neue Investitionen würden erst nach mehreren Jahren zusätzliche Mengen liefern. „Die entscheidenden Stellschrauben liegen nicht in der Zerstörung des Wattenmeers“, sagte Müller-Kraenner. Der deutsche Gasverbrauch sei seit 2022 bereits um 11 Prozent gesunken. Mit einer zunehmenden Elektrifizierung könne er weiter zurückgehen. Eine Ausweitung der Gasförderung sei daher nicht erforderlich, sagte er.

Ludwig Möhring, Hauptgeschäftsführer des Bundesverbands Erdgas, Erdöl und Geoenergie (BVEG), widersprach. Auch der heutige Anteil der heimischen Förderung sei nur durch frühere Investitionen möglich geworden. „Jedes Molekül, das wir hier selbst haben, entlastet Importe und erhöht unsere Resilienz“, sagte Möhring. Eine umweltverträgliche Förderung sei aus seiner Sicht mit dem Stand der Technik möglich. Zugleich verwies Möhring auf die Bedeutung von Erdgas für die Transformation des Energiesystems.

Die Gaswirtschaft sei zum Ausstieg bereit. Solange Erdgas jedoch rund 25 Prozent des Endenergieverbrauchs decke, müsse die Versorgung gewährleistet werden. Katherina Reiche müsse sich als Gaslobbyistin beschimpfen lassen wegen der neuen Kraftwerke zur Stromerzeugung, die nur etwa eine Milliarde kWh Erdgas verbrauchen würden, aber das Stromsystem sichern. „Es ist keine Hilfe für den Klimaschutz, wenn wir dafür Fracking-Gas aus den USA importieren, das 30 Prozent mehr CO₂-Ausstoß verursacht als eigenes Erdgas“, argumentierte Möhring für eine heimische Förderung. (sh)

// VON SUSANNE HARMSSEN

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT

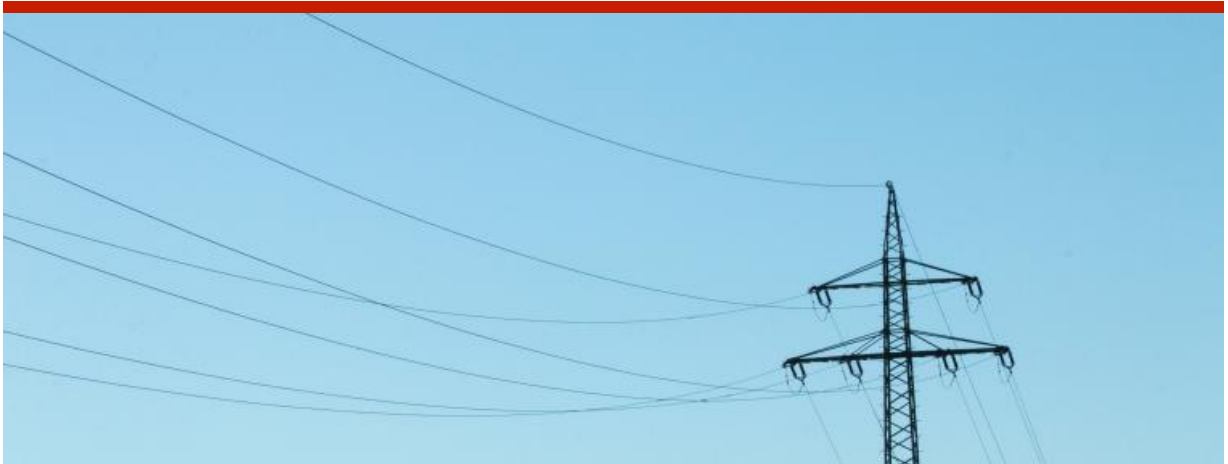


TECHNIK



UNTERNEHMEN

POLITIK & RECHT



Quelle: Jonas Rosenberger

Eon weist Bedenken zum Redispatch-Vorbehalt zurück

STROMNETZ. Eon widerspricht einer BNE-Analyse zum Redispatch-Vorbehalt und verweist auf die an die Verteilnetze des Konzerns angeschlossene Erneuerbaren-Leistung.

Eon weist die Bedenken des Bundesverbands Neue Energiewirtschaft (BNE) zurück, seine Verteilnetzbetreiber könnten vom geplanten Redispatch-Vorbehalt besonders profitieren. Der BNE hatte darauf verwiesen, dass zwischen Januar 2023 und April 2026 rund 73 Prozent der Redispatch-Mengen im Verteilnetz auf betrachtete Eon-Netzgesellschaften entfielen, bei 26,1 Prozent der untersuchten Netzanschlusspunkte.

„Die Behauptung, E.ON sei der wesentliche Profiteur des Redispatch-Vorbehalts, stellt Ursache und Wirkung auf den Kopf“, erklärte der Konzern in einer schriftlichen Stellungnahme zur BNE-Analyse. Die Eon-Verteilnetzbetreiber hätten bislang mehr Erneuerbaren-Leistung in ihre Netze integriert als alle anderen deutschen Netzbetreiber zusammen. Gemessen an einem Anteil von rund 25 Prozent an den versorgten Einwohnern hätten die Gesellschaften überproportional viel Windkraft an Land, Photovoltaik und Großbatteriespeicher angeschlossen. Bei Windkraft an Land nennt Eon rund 70 Prozent der installierten Leistung in Deutschland, bei Photovoltaik rund 50 Prozent und bei Großbatteriespeichern mehr als 50 Prozent.

Dass die Eon-Netzbetreiber die Folgen eines regional nicht ausreichend mit dem Netz synchronisierten Erneuerbaren-Zubaus besonders früh und deutlich sehen, sei „die logische Folge dieser enormen Leistung und besonderen Verantwortung für die Energiewende“. Gerade deshalb gebe Eon Impulse, wie das Ausbautempo erhalten, neue Anlagen gezielter allokiert und die Energiewende bezahlbar fortgesetzt werden könne.

„Der Redispatch-Vorbehalt ist das zentrale, einfachste und wirkungsstärkste Instrument, um den Ausbau erneuerbarer Energien stärker an den verfügbaren Netzkapazitäten auszurichten“, heißt es in der Stellungnahme von Eon zum Netzpaket der Bundesregierung. Darin verweist das Unternehmen auf eine Untersuchung von E-Bridge Consulting im Auftrag des Bundeswirtschaftsministeriums. Danach waren 2024 von rund 3.000 untersuchten Umspannwerken etwa sechs Prozent für Windenergie und fünf Prozent für Photovoltaik kapazitätslimitiert. Auf diese Netzgebiete entfielen dem Papier zufolge rund 72 Prozent

des Anstiegs der Redispatch-Mengen, obwohl dort im Jahr 2025 nur etwa 9 Prozent des Zubaus an Erzeugungsanlagen erfolgten.

Eigene Vorschläge für Redispatch-Maßnahmen

Eon spricht deshalb von Hotspots statt eines flächendeckenden Kapazitätsproblems. „Ein Instrument, das genau in diesen Hotspots wirkt, ist verhältnismäßig“, heißt es weiter. Der Redispatch-Vorbehalt solle punktuell in besonders belasteten Netzregionen wirken und zusätzliche Kosten dämpfen, die andernfalls alle Stromkunden tragen müssten.

Den Deckel einer entschädigungsfreien Abregelung von 20 Prozent der jährlichen Erzeugungsmenge lehnt Eon ab. Damit bliebe die Finanzierung einspeisender Anlagen weiterhin möglich und das Instrument entsprechend wirkungslos. Stattdessen schlägt der Konzern vor, dass bei jeder Abregelungsmaßnahme 80 Prozent des finanziellen Ausgleichs entfallen und 20 Prozent ausgezahlt werden. Hinzukommen sollen eine Auslöseschwelle von 3 Prozent Abregelungsquote und eine Geltungsdauer von acht Jahren, sofern der Engpass nicht vorher beseitigt wird.

Nach Eon-Auffassung bliebe damit das Standortsignal auch bei höheren Abregelungsquoten erhalten und das Modell ließe sich einfacher monatlich abrechnen. Bis zu einer Abregelung von 25 Prozent der Jahreserzeugung stelle es Anlagenbetreiber nach der eigenen Modellrechnung sogar besser als der Regierungsentwurf.

Den Vorwurf des BNE, der Redispatch-Vorbehalt könne den Druck zum Netzausbau schwächen, weist Eon ebenfalls zurück: „Ein Redispatch-Vorbehalt ersetzt weder den Netzausbau noch schwächt er unsere Verpflichtung und unseren Anreiz, die Netze weiter mit hohem Tempo und mit Rekordinvestitionen auszubauen.“ Der Entwurf des Netzpakets verpflichte Netzbetreiber dazu, das Netz in den als kapazitätslimitiert ausgewiesenen Gebieten „prioritär bedarfsgerecht zu optimieren, zu verstärken und auszubauen“. Voraussetzung für einen noch schnelleren Netzausbau seien vor allem kürzere Genehmigungsverfahren, die mit dem geplanten Verteilnetzpaket adressiert werden sollen.

In der Stellungnahme zum Netzpaket spricht sich Eon auch für flexible Netzanschlussvereinbarungen und regional differenzierte Baukostenzuschüsse als ergänzende Instrumente aus. Baukostenzuschüsse könnten allerdings den Redispatch-Vorbehalt wegen der erforderlichen Festlegung durch die Bundesnetzagentur und des zeitlichen Vorlaufs weder zeitlich noch sachlich ersetzen.

Die [Stellungnahme zum Netzpaket](#) steht auf der Website von Eon zum Download zur Verfügung.

// VON FRITZ WILHELM

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG

Energie & Management
Die Plattform für Entscheider der Energiewirtschaft

E&M präsentiert

Energiemanager-Konferenz 2026

Die Konferenz für Energie-Entscheider

Wärmewende | Grüne Gase | Finanzierung | Networking

Mit führenden Stimmen aus Energiewirtschaft, Politik, Finanzierung und Industrie.
Top-Speaker. Starke Partner. Praxisnahe Lösungen.

08. Oktober 2026
Spreepeicher Berlin

Jetzt Ticket sichern →

499 €
zzgl. MwSt.
inkl. Mittagessen, Erfrischungen und Award-Abend

energiemanager-online.de

IDEEN HEUTE. ENERGIE MORGEN.

ENERGIE MENSCHEN MÄRKTE PERSPEKTIVEN

STARKE IDEEN FÜR EINE SICHERE ENERGIEZUKUNFT.

BDEW fordert mehr Tempo beim Netzausbau



Netzkongress 2026 in Berlin Quelle: BDEW

VERANSTALTUNG. Der BDEW fordert schnellere Genehmigungen und bessere Investitionsbedingungen für die Netze. Amprion stellte aus Anlass des Netzkongresses KI für Planung und Systemführung vor.

Beim Ausbau der Stromnetze steigen die Anforderungen an Netzbetreiber deutlich. Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) fordert deshalb weniger Bürokratie, verlässliche Investitionsbedingungen und neue Verfahren für die Vergabe knapper Netzkapazitäten. Auf dem Fachkongress „Treffpunkt Netze 2026“ in Berlin am 30. September verwies der Verband zugleich auf Fortschritte beim Smart-Meter-Rollout und die wachsende Bedeutung digitaler Anwendungen.

„Die Anforderungen an unsere Netze verändern sich in einem enormen Tempo“, sagte Kerstin Andreae, Vorsitzende der BDEW-Hauptgeschäftsführung. Netzanschlusspaket, Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), Gaspaket und weitere regulatorische Vorgaben müssten aus Sicht des Verbands besser aufeinander abgestimmt sein und in der Praxis funktionieren.

Festlegung BRÜCKEN kommentiert

Die am selben Tag veröffentlichte Festlegung BRÜCKEN der Bundesnetzagentur begrüßte die BDEW-Hauptgeschäftsführerin Kerstin Andreae. Diese schaffe erstmals einen Rahmen, wie die im Zuge der Gasnetztransformation entstehenden Rückstellungsaufwendungen der Gasnetzbetreiber für Stilllegungen und unvermeidbaren Rückbau regulatorisch berücksichtigt werden können.

„Mit der jetzt getroffenen Festlegung werden ab 2025 Zuführungen zu und Auflösungen von Rückstellungen als Kostenanteile, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen, deklariert und mit Beginn der 5.

Regulierungsperiode regulatorisch abgebildet“, sagte Andreae. Dies verhindere, dass die Gasnetztransformation und deren regional sehr unterschiedliche Auswirkungen zu Verzerrungen im Effizienzvergleich führen.

„Es gibt keinen sachlichen Grund, zwischen der Bildung von Rückstellungen und den bereits laufenden Aufwänden zu unterscheiden“, kritisierte Andreae zugleich. Beide Kostenarten seien durch dieselben externen Faktoren geprägt und entzögen sich weitgehend dem Einfluss der Netzbetreiber. Die Behörde müsse auch die Kapitalverzinsung noch deutlich anheben, forderte sie abschließend.

Stromnetzanschluss braucht neue Regeln

Nach Angaben des BDEW haben Netzbetreiber im Stromnetz allein 2025 rund 1,5 Millionen Photovoltaik- und Windkraftanlagen, Ladesäulen und Batteriespeicher neu angeschlossen. Die zusätzliche Anschlussleistung lag demnach bei rund 28.000 MW. Für neue Anschlüsse fordert der Verband faire, transparente und rechtssichere Verfahren für die Zuteilung knapper Netzkapazitäten.

Die Bundesnetzagentur beziffert den Investitionsbedarf der größeren Verteilnetzbetreiber bis 2045 auf rund 207 Milliarden Euro. Hinzu kommen laut BDEW rund 30 Milliarden Euro für Ersatzinvestitionen und Rückbau. Für 2027 erwartet der BDEW zusammen rund 40 Milliarden Euro Investitionen in Verteil- und Übertragungsnetze. Der Verband sieht auch die Regulierung in der Pflicht, per Anreizregulierung notwendige Investitionen finanzierbar zu machen und zugleich privates Kapital für den Netzausbau zu mobilisieren.

Beim Smart-Meter-Rollout sieht der BDEW Fortschritte. Nach jüngsten Zahlen der Bundesnetzagentur waren zum 30. Juni 2026 bundesweit rund 3,17 Millionen intelligente Messsysteme installiert. Bei den verpflichtenden Einbaufällen für Verbraucher lag die Ausstattungsquote bei 26,1 Prozent. Das angekündigte Verteilnetzbeschleunigungsgesetz soll laut BDEW noch 2026 verabschiedet werden.

Amprion gründet KI-Tochter

Parallel dazu stellte der Übertragungsnetzbetreiber Amprion die Gründung von „alphaGrid“ vor. Die eigenständige Tochtergesellschaft mit Sitz in Berlin soll Anwendungen auf Basis künstlicher Intelligenz für Stromnetze entwickeln. Amprion will dafür in den kommenden zehn Jahren einen mittleren zweistelligen Millionenbetrag investieren. „Die Energiewende braucht neben neuen Leitungen auch neue digitale Werkzeuge“, begründete Amprion-CEO Christoph Müller den Schritt.

Alphagrid konzentrierte sich zunächst auf Netzplanung, Systemführung und Energiemarktdesign. KI-Anwendungen sollen unter anderem bei der Modellierung von Netzen, der Bewertung von Ausbauoptionen und der Erkennung kritischer Netzsituationen unterstützen. Im Energiemarkt sollen KI-basierte Prognosen Entwicklungen und Wechselwirkungen analysieren. KI könne dabei helfen, das Energiesystem sicher und effizient weiterzuentwickeln.

Zunächst soll Alphagrid vor allem Anwendungen für Amprion entwickeln. Geschäftsführer Thomas Dederichs sieht einen Vorteil des neuen Unternehmens in der Verbindung von KI mit Daten aus dem Echtzeitbetrieb des Übertragungsnetzes. Sein Mitgeschäftsführer Benjamin Schwarzer verwies auf das Technologie- und Forschungsumfeld in Berlin. Von dort aus wolle Alphagrid Kooperationen mit Technologieunternehmen, Energiewirtschaft und Wissenschaft aufbauen. (sh) // VON SUSANNE HARMSEN

Diesen Artikel können Sie teilen: [!\[\]\(4688aadfd656ded00cd6bdfae55089a9_img.jpg\)](#) [!\[\]\(3f972bf2e2155492661f419a89867457_img.jpg\)](#) [!\[\]\(a1a2b3c7224136cfe1cea8a4ee7f4ea8_img.jpg\)](#)

[^ Zum Inhalt](#)

EU mahnt Deutschland zur Umsetzung der neuen Wasserstoffregeln



Quelle: Pixabay / NakNakNak

POLITIK. Die EU-Kommission hat Deutschland zur Umsetzung der Vorschriften über den Markt für Wasserstoff und dekarbonisierte Gase aufgefordert.

Die EU-Kommission hat gegen zahlreiche Länder ein Vertragsverletzungsverfahren wegen der nicht vollständigen Umsetzung neuer Vorgaben für den Gas- und Wasserstoffmarkt eingeleitet. Insgesamt 26 Mitgliedstaaten, darunter auch Deutschland, sind davon betroffen.

Der Vorwurf: Deutschland hat der EU-Kommission die vollständige Umsetzung der Richtlinie (EU) 2024/1788 bis zum Ablauf der Frist nicht mitgeteilt. Die EU-Kommission hat deshalb ein Vertragsverletzungsverfahren eingeleitet und der Bundesregierung ein Aufforderungsschreiben übermittelt. Bislang habe nur Italien über die vollständige Umsetzung fristgerecht informiert, teilte die EU-Kommission mit.

Die Richtlinie (EU) 2024/1788 war 2024 als Teil des europäischen Gas- und Wasserstoff-Binnenmarktpakets beschlossen worden. Sie aktualisiert die Regeln für den europäischen Erdgasmarkt und schafft zugleich einen regulatorischen Rahmen für die künftigen Wasserstoffinfrastrukturen. Vorgesehen sind unter anderem Regeln für den Zugang und Anschluss an Wasserstoffnetze, die Entflechtung und Zertifizierung von Netzbetreibern sowie für die Netzentwicklungsplanung.

Bundesregierung war durchaus tätig

Die Mitgliedstaaten mussten die Richtlinie bis zum 5. August 2026 in nationales Recht übertragen und dies der EU-Kommission mitteilen. Deutschland hat das Verfahren bislang nicht abgeschlossen. Allerdings war die Bundesregierung durchaus tätig. Sie hat im März einen Gesetzentwurf zur Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) beschlossen. Aktuell befindet sich dieser im parlamentarischen Gesetzgebungsverfahren. Im EnWG sollen die Vorgaben des europäischen Gas- und Wasserstoff-Binnenmarktpakets in deutsches Recht übernommen werden.

Der Entwurf enthält unter anderem die geforderten Vorschriften zur Regulierung von Wasserstoffnetzen. Für Gasverteilnetzbetreiber sollen neue langfristige Verteilnetzentwicklungspläne eingeführt werden. Sie sollen unter anderem als Grundlage dafür dienen, bestehende Gasnetze weiter zu nutzen, auf Wasserstoff umzustellen oder gegebenenfalls außer Betrieb zu nehmen.

Mit dem Aufforderungsschreiben befindet sich das Verfahren zunächst auf der ersten Stufe eines EU-Vertragsverletzungsverfahrens. Deutschland hat nun zwei Monate Zeit, gegenüber der Kommission Stellung zu nehmen, die Umsetzung der Richtlinie abzuschließen und die Notifizierung an die EU-Kommission vorzunehmen.

Hält die Kommission die Antwort für nicht ausreichend oder bleibt die Umsetzung unvollständig, kann sie als nächsten Schritt eine Stellungnahme übermitteln. Bleibt auch diese ohne ausreichende Reaktion, kann die Kommission den Fall schließlich vor den Europäischen Gerichtshof bringen, was jedoch sehr selten der Fall ist. // **VON STEFAN SAGMEISTER**

[^ Zum Inhalt](#)

EU will Methanregeln um ein Jahr verschieben



Panel auf dem HB-Gaskongress (v.li.): Julia Bläsius (Agora), Christian Essers (Wacker Chemie), Sylwia Bialek-Gregory (EWI) und Moderator Heiko Lohmann Quelle: Susanne Harmsen

VERANSTALTUNG. Die EU-Kommission will Teile der Methanverordnung für Energieimporte um ein Jahr verschieben. Die Gasbranche plädiert weiter für eine Verschiebung um drei Jahre.

Die EU-Kommission will Teile der Methanverordnung für Energieimporte um ein Jahr verschieben. Energiekommissar Dan Jorgensen sagte am 29. September am Rande eines Treffens der EU-Energieminister in Dublin, er schlage vor, die Regelungen zu Energieimporten aus der Verordnung herauszunehmen und das Inkrafttreten um ein Jahr zu verschieben. Das Thema wurde am 30. September auf der Handelsblatt-Gaskonferenz in Berlin diskutiert.

Kirsten Westphal, Mitglied der Hauptgeschäftsführung des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), begrüßte den angekündigten Aufschub. Bei der Umsetzung seien noch wesentliche administrative Fragen offen. Die nationale Gesetzgebung sei noch nicht abgeschlossen, zudem stünden Zertifizierungsbehörden, die Methanemissionen weltweit messen könnten, bisher nicht bereit.

„Eigentlich wäre ein Aufschieben um drei Jahre besser, auch um rechtssichere Langfristverträge abschließen zu können“, sagte Westphal auf der Konferenz. Ein längerer Zeitraum würde nach ihrer Einschätzung auch den Lieferländern mehr Zeit geben, technische Maßnahmen zur Verringerung des Methanschlupfs umzusetzen und die Anforderungen der Verordnung besser zu erfüllen.

Die Methanverordnung der Europäischen Union soll die Methanemissionen entlang der Lieferketten fossiler Energieträger verringern. Für Importeure gelten dabei Anforderungen an die Erfassung, Berichterstattung und Verringerung von Methanemissionen bei der Förderung und Verarbeitung fossiler Energieträger in Drittstaaten.

Umstrittene CO₂-Zertifikate für Industrie

Auf der Gaskonferenz ging es außerdem um die künftige Belastung der Industrie durch steigende CO₂-Preise. Die EU plant, die kostenlose Zuteilung von Emissionszertifikaten für Industrieunternehmen schrittweise zurückzuführen und stärker an Investitionen in die Dekarbonisierung zu koppeln.

Christian Essers, Vice President Global Energy Procurement der Wacker Chemie AG, wandte sich gegen eine vollständige Abschaffung der kostenlosen Zertifikate. Die Chemieindustrie stehe weiterhin in erheblichem Umfang im globalen Wettbewerb. Unternehmen außerhalb der EU hätten teilweise keine vergleichbaren CO₂-Kosten. Zudem gebe es nicht für alle industriellen Prozesse bereits wirtschaftlich umsetzbare technische Möglichkeiten, die Emissionen zu reduzieren.

Essers verwies zugleich auf den Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM), mit dem die EU CO₂-Kosten für bestimmte importierte Waren berücksichtigen will. Solange kein wirkungsvoller Mechanismus gegen Importe aus Ländern ohne vergleichbare CO₂-Bepreisung etabliert sei, belaste der europäische Emissionshandel die Chemieunternehmen nach seiner Einschätzung übermäßig.

Sylwia Bialek-Gregory, wissenschaftliche Geschäftsführerin des Energiewirtschaftlichen Instituts an der Universität zu Köln (EWI), bewertete die geplante Änderung der kostenlosen Zuteilung anders. Auch Julia Bläsius, Direktorin Deutschland bei Agora Energiewende, sprach sich auf dem Podium für eine stärkere

Kopplung der Zertifikatszuteilung an die Dekarbonisierung aus.

Bläsius argumentierte, die Klimaschutzpolitik der EU könne nur glaubwürdig bleiben, wenn Unternehmen für die kostenlose Zuteilung Gegenleistungen erbringen. Solange energieintensive Unternehmen Zertifikate ohne entsprechende Verpflichtungen erhielten und deren Menge nicht sinke, werde die Dekarbonisierung aus ihrer Sicht nicht ausreichend vorankommen.

Wärmeversorgung braucht weiter Erdgas

Auch die künftige Rolle von Erdgas in der Wärmeversorgung war Thema der Konferenz. Georg Friedrichs, Vorstandsvorsitzender der Gasag, Energieversorger für Gas, Wärme und Strom, erwartet auch in den kommenden Jahren einen relevanten Erdgasbedarf. Der Umbau der Wärmeversorgung verlaufe langsam, sagte er. Neben dem Gebäudebestand begrenze insbesondere der Ausbau der Strom- und Wärmenetze die Geschwindigkeit der Umstellung.

Friedrichs verwies auf die Situation in Berlin. „Für rund eine Million Einwohner gibt es bislang keine Lösung für eine vollständig dekarbonisierte Wärmeversorgung“, sagte er. Ein Anschluss an das Fernwärmenetz sei nicht überall möglich. In Gebäuden mit ungünstigem baulichem Zustand seien Wärmepumpen nach seiner Darstellung teilweise wirtschaftlich nicht darstellbar. Gleichzeitig könne das Stromnetz die zusätzliche Nachfrage kurzfristig nicht überall aufnehmen.

Die Gasag plane deshalb auch die Beschaffung von Wasserstoff und Biogas. Die benötigten Mengen seien nach seiner Einschätzung jedoch auf absehbare Zeit nicht verfügbar. Das Unternehmen stehe dennoch zum Ziel Berlins, bis 2045 klimaneutral zu werden. Erdgas werde bis zum Übergang zu anderen Energieträgern allerdings weiterhin benötigt, sagte Friedrichs. (sh) // VON SUSANNE HARMSSEN

[^ Zum Inhalt](#)

Bundesnetzagentur regelt Rückbau



Quelle: Shutterstock / Zivica Kerkez

GASNETZ. Die Bundesnetzagentur hat den Prozess zu Rückstellungen für Stilllegungen und unvermeidbaren Rückbau von Erdgasnetzen (BRÜCKEN) abgeschlossen.

Am 30. September hat die Beschlusskammer 9 der Bundesnetzagentur das Verfahren nach § 29 Abs. 1 EnWG in Verbindung mit § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 3 EnWG (Az. BK9-25/618) abgeschlossen. Es regelt Bestimmungen zu Rückstellungen für Stilllegungen und unvermeidbaren Rückbau von Erdgasnetzen (BRÜCKEN).

Dessen Veröffentlichung im Internet und im Amtsblatt Nr. 19/2026 der Bundesnetzagentur ersetzt die Zustellung des Beschlusses an die betroffenen Unternehmen gemäß § 73 Abs. 1a EnWG. Die Entscheidung gilt gemäß § 73 Abs. 1a Satz 3 EnWG mit dem Tag als zugestellt, an dem seit dem Tag der Bekanntmachung im Amtsblatt zwei Wochen verstrichen sind, so die Behörde.

BDEW begrüßt die Festlegung

BDEW-Hauptgeschäftsführerin Kerstin Andreae begrüßte diese Festlegung. Sie schaffe erstmals einen Rahmen, wie die im Zuge der Gasnetztransformation entstehenden Rückstellungsaufwendungen der Gasnetzbetreiber für Stilllegungen und unvermeidbaren Rückbau regulatorisch berücksichtigt werden können.

„Mit der jetzt getroffenen Festlegung werden ab 2025 Zuführungen zu und Auflösungen von Rückstellungen als Kostenanteile, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen, deklariert und mit Beginn der 5. Regulierungsperiode regulatorisch abgebildet“, sagte Andreae. Dies verhindere, dass die Gasnetztransformation und deren regional sehr unterschiedliche Auswirkungen zu Verzerrungen im Effizienzvergleich führen.

Handlungsbedarf bestehe jedoch weiterhin: „Es gibt keinen sachlichen Grund, zwischen der Bildung von Rückstellungen und den bereits laufenden Aufwänden zu unterscheiden“, sagte Andreae. Beide Kostenarten seien durch dieselben externen Faktoren geprägt und entzögen sich weitgehend dem Einfluss der Netzbetreiber. Mit Blick auf die Investitionsfähigkeit der Netzbetreiber müsse die Behörde insbesondere die Kapitalverzinsung noch deutlich anheben, forderte sie abschließend.

Der **Beschluss zu BRÜCKEN BK9-25/618** steht im Internet bereit. (sh)

// VON SUSANNE HARMSSEN

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

HANDEL & MARKT



Quelle: Fotolia / nmann77

Stadtwerke kalkulieren mit höheren Energiepreisen

STADTWERKE. Eine VKU-Umfrage unter 225 Stadtwerken zeigt: Für die kommende Heizperiode gehen viele Versorger von höheren Preisen für Gas, Fernwärme und Strom aus.

Preisanstieg zum Start der Heizperiode am 1. Oktober: Nach einer Umfrage des Verbandes kommunaler Unternehmen (VKU) rechnen 65 Prozent der Stadtwerke, die an der Erhebung teilgenommen haben, mit höheren Erdgaspreisen. Bei der Fernwärme erwarten 54 Prozent steigende Preise, beim Strom sind es 49 Prozent.

Als Gründe nennen die Versorger vor allem steigende Investitionen in Netze und Anlagen sowie höhere Großhandelspreise. „Die Preise stehen auch unter dem Einfluss internationaler Krisen und des Umbaus unseres Energiesystems. Stadtwerke investieren heute in Netze und Anlagen, damit die Energieversorgung morgen sicher, klimaneutral und bezahlbar ist“, kommentiert VKU-Hauptgeschäftsführer Ingbert Liebing den Befund.

Beim Strom sehen 82 Prozent der befragten Unternehmen steigende Netzentgelte infolge des wachsenden Investitionsbedarfs als Grund für mögliche Preiserhöhungen. 70 Prozent nennen gestiegene oder steigende Großhandelspreise. Ein weiterer Faktor seien unter anderem zusätzliche bürokratische Vorgaben.

Was Erdgas angeht, nennen 67 Prozent der Unternehmen gestiegene oder steigende Großhandelspreise als Grund für mögliche Preiserhöhungen. 48 Prozent verweisen auf vorgezogene Abschreibungen der Gasnetze wegen absehbarer Stilllegungen. Weitere 36 Prozent sehen steigende Netzentgelte infolge notwendiger Stilllegungen oder Umrüstungen als Faktor.

Bei der Fernwärme stehen Investitionen in Netze und Erzeugungsanlagen im Fokus. 68 Prozent der Befragten nennen steigende Investitionen als Grund für mögliche Preisanpassungen. Weitere 43 Prozent verweisen auf zeitverzögerte Auswirkungen früherer krisenbedingter Preissteigerungen bei Strom, Gas und Kohle.

Knackpunkt: kosteneffiziente Ausgestaltung Wärmewende

Trotz der erwarteten Preissteigerungen sei die Skepsis der Unternehmen gegenüber der langfristigen Bezahlbarkeit der Wärmeversorgung zurückgegangen, teilt der VKU mit. 31 Prozent halten laut Umfrage eine langfristig bezahlbare Wärmeversorgung in Deutschland für gesichert, 35 Prozent sehen dies nicht so. Im Vorjahr hatten noch 51 Prozent die langfristige Bezahlbarkeit verneint. Weitere 34 Prozent können die Entwicklung derzeit nicht einschätzen, heißt es.

Gleichzeitig mahnen Unternehmen politischen Handlungsbedarf an, um die Bezahlbarkeit der Wärmeversorgung zu sichern. 44 Prozent nennen eine kosteneffiziente Ausgestaltung der Wärmewende als zentrale Maßnahme. Jeweils 41 Prozent sprechen sich für eine Reform der Strom- und Gasnetzentgelte, eine Senkung der Stromsteuer auf das europarechtliche Minimum sowie eine Verlängerung und Reform des KWKG aus. 39 Prozent nennen zusätzliche Fördermittel, unter anderem für Fernwärme, Wärmepumpen und die energetische Verbesserung von Gebäuden.

VKU-Chef Liebing sieht vor allem verlässliche Rahmenbedingungen als Voraussetzung für weitere Investitionen: „Wir können die Wärmewende nur dann erfolgreich umsetzen, wenn Klimaschutz, Versorgungssicherheit und Bezahlbarkeit zusammengedacht werden.“

Die Umfrage fand nach Angaben des VKU zwischen dem 3. August und dem 1. September 2026 statt. Insgesamt seien 757 Stadtwerke und kommunale Energieversorger angeschrieben worden, 225 Unternehmen beteiligten sich. (mf) // VON MANFRED FISCHER

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG

Energie & Management | WEBINAR

Energievertrieb 2030:
Warum heutige Erfolgsmodelle morgen nicht mehr ausreichen.

01.12.2026 | Online | Mit Benedikt Minge und Jan-Emanuel Brandt von m3 management consulting GmbH

Jetzt kostenfrei anmelden >

IDEEN. HEUTE. WIRKUNG MORGEN.

m3

Vattenfall übernimmt Vermarktung von 285 MW



Quelle: Jonas Rosenberger / E&M

STROMSPEICHER. Der Energiekonzern Vattenfall übernimmt die Vermarktung von vier Großbatterien mit zusammen 285 MW in Deutschland. Drei Anlagen befinden sich bereits im Bau.

Der schwedische Energieversorger Vattenfall erweitert sein Geschäft mit Batteriespeichern auf deutschem Boden. Wie das Unternehmen bekannt gab, hat es langfristige Vereinbarungen für vier Großbatterien abgeschlossen. Diese entstehen an Standorten in unterschiedlichen Regelzonen. Zusammen kommen die Speicher auf eine Leistung von 285 MW. Wer die Anlagen entwickelt, nennt Vattenfall nicht. Das Unternehmen spricht lediglich von einem „führenden unabhängigen Flexibilitätsanbieter“ in Deutschland.

Anders als bei virtuell gebündelten Batteriespeichern erhält Vattenfall nach eigenen Angaben direkten Zugriff auf die vier Anlagen und kann deren Einsatz steuern. Damit kann das Unternehmen entscheiden, wann und an welchen Märkten die Speicher eingesetzt werden. Die Vereinbarungen laufen bis 2036.

Alle vier Projekte haben laut Vattenfall ihre Finanzierung abgeschlossen. Drei Speicher befinden sich bereits im Bau. Die ersten Anlagen sollen abhängig vom jeweiligen Baufortschritt ab Januar 2027 kommerziell in Betrieb gehen. Angaben zu den einzelnen Standorten, zur jeweiligen Leistung oder zur Speicherkapazität in MWh machte Vattenfall nicht.

Speicher für Stromhandel und Regellenergie

Nach der Inbetriebnahme will Vattenfall die vier Batterien über seine Handelssysteme steuern. Sie sollen Strom aufnehmen, wenn das Angebot hoch ist, und ihn später wieder ins Netz abgeben. Je nach Marktlage kann der Konzern die Batterien sowohl im Stromgroßhandel als auch für Regelleistung nutzen. Gerade bei kurzfristigen Schwankungen können die Anlagen schnell reagieren und so helfen, Erzeugung und Verbrauch im Netz im Gleichgewicht zu halten.

Für Vattenfall ist die Vereinbarung zugleich ein Finanzierungsmodell für Speicherprojekte. Schneegans unterstreicht, dass langfristige Abnahme- und Nutzungsverträge planbare Erlöse über mehrere Jahre schaffen und damit den Bau neuer Batteriespeicher absichern können.

Die vier Anlagen sind Teil eines größeren Ausbauprogramms. In Nordwesteuropa will Vattenfall in den kommenden Jahren Batteriespeicher mit insgesamt 1.500 MW Leistung optimieren. Dabei setzt der Konzern sowohl auf eigene Anlagen als auch auf Speicher anderer Betreiber, deren Vermarktung er übernimmt.

Eigene Batteriespeicher mit einer Leistung von rund 270 MW befinden sich laut Unternehmen bereits in Betrieb oder im Bau. Hinzu kommt das geplante Speicherprojekt in Brunsbüttel mit weiteren 254 MW. (ds)

// VON DAVINA SPOHN

[^ Zum Inhalt](#)

Wo aus Wind Wertschöpfung wird

**ENERGIE
FUNK**IM GESPRÄCH MIT KATHARINA FEGEBAK, PROF. DR. HANS SCHÄFERS UND DR. ROLF STRITTMATTER
WERTSCHÖPFUNG AUS WIND & CO.

Quelle: E&M



E&M-PODCAST. Die Stadt Hamburg verknüpft im Innovationspark Bergedorf Forschung und Wirtschaft. So soll hier das klimaneutrale Energiesystem der Zukunft als Beispiel für Deutschland entstehen.

Am Schleusengraben in Hamburg Bergedorf entsteht derzeit ein Standort, der Forschung, Energie, industrielle Anwendung und Produktion miteinander verbinden soll. Rund um den Energie-Campus der Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg (HAW Hamburg) ist über Jahre bereits ein Forschungsökosystem gewachsen, berichtet Professor Hans Schäfers. Er leitet deren Competence Center for Energy Transition (CC4E). Mit dem Innovationspark Bergedorf kommt jetzt die nächste Entwicklungsstufe hinzu: Auf insgesamt 29 Hektar entstehen neue Unternehmensflächen und Infrastruktur.

Laut Hamburg-Invest-Geschäftsführer Rolf Strittmatter sind knapp 500 Millionen Euro an öffentlichen und privaten Investitionen bereits auf den Weg gebracht. Dazu gehören neben dem CC4E die Erweiterung des Fraunhofer-Instituts für Additive Produktionstechnologien (IAPT) und das Fraunhofer-Institut für Windenergiesysteme (IWES). Sie unterstützen die Industrie bei der Dekarbonisierung, begünstigen weitere Investitionen und schaffen Arbeitsplätze.

Zu den industriellen Partnern gehören unter anderem das Unternehmen Körber Technologies und der schwedische Batteriebetreiber Flower. Parallel dazu sichern städtische Investitionen in Höhe von rund 95 Millionen Euro durch Hamburg Invest und REGE Hamburg Projekt-Realisierungsgesellschaft die strategische Flächen- und Infrastrukturentwicklung des Parks. Aus der Nähe von Forschung, Infrastruktur und industriellen Partnern entsteht neue Wertschöpfung. Die zweite Bürgermeisterin der Hansestadt Katharina Fegebank (Grüne) unterstreicht im E&M Energiefunk zudem die Entschlossenheit, Wasserstoffwirtschaft zu etablieren.

Gesprächspartner:

- Katharina Fegebank (Bd. 90/Grüne), Zweite Bürgermeisterin Hamburgs und Präses der Behörde für Umwelt, Klima, Energie und Agrarwirtschaft (BUKEA)
- Prof. Dr. Hans Schäfers, Leiter des Competence Center for Energy Transition (CC4E) der HAW Hamburg
- Dr. Rolf Strittmatter, Geschäftsführer Hamburg Invest

**ENERGIE
FUNK**

IM GESPRÄCH MIT KATHARINA FEGEBAK, PROF. DR. HANS SCHÄFERS UND DR. ROLF STRITTMATTER

WERTSCHÖPFUNG AUS WIND & CO.

Um zu dieser aktuellen Podcastfolge zu kommen, klicken Sie bitte auf das Bild

Quelle: E&M

Warum Energiefunk?

Vierzehntäglich mittwochs bringt eine neue Folge des *Energiefunks* Fakten, Meinungen und Skurriles aus der Energiewelt. Neben dem Bericht steht die persönliche Meinung, der Aufruf, Ausbruch oder die plötzliche Einsicht der Energieakteure im Mittelpunkt. Dazu gehören Kurzinterviews aus Politik, Verbänden,

Unternehmen oder Wissenschaft, Schlagzeilen der Woche, Trends, Entwicklungen, Prognosen zu aktuellen Prozessen in der Energiewelt und natürlich Meldungen aus der digitalen Welt. Auch das Kurzporträt eines Unternehmens oder innovativen Projekts wird aus aktuellem Anlass gezeichnet.

Hören ist manchmal leichter als Lesen. Es geht auch unterwegs oder beim Autofahren oder sogar im Dunkeln. Und Sie bekommen den Originalton. Keine gefilterten Berichte, sondern die Aussage pur. Als wären Sie dabei, sozusagen „Ohrenzeuge“. Das kann Sie erheitern, aufregen, den Kopf schütteln oder die Ohren spitzen lassen. Die Wahl liegt bei Ihnen – also Reinhören!

Der *E&M Energiefunk* kann bei [iTunes](#), über [Spotify](#), auf SoundCloud sowie bei [Deezer](#) und [Google Play Music](#) und [Amazon Alexa](#) oder per [RSS-Feed](#) abonniert und angehört werden. Bei [Google Play](#) gibt es ihn auch als App. (sh) // [VON SUSANNE HARMSSEN](#)

Diesen Artikel können Sie teilen: [!\[\]\(26388bf82a9d28864e0ddb284e508cab_img.jpg\)](#) [!\[\]\(bdb6c83986906aa7a859720b54a30f47_img.jpg\)](#) [!\[\]\(c5c68ae8c3a890488999e4e4903e6b55_img.jpg\)](#)

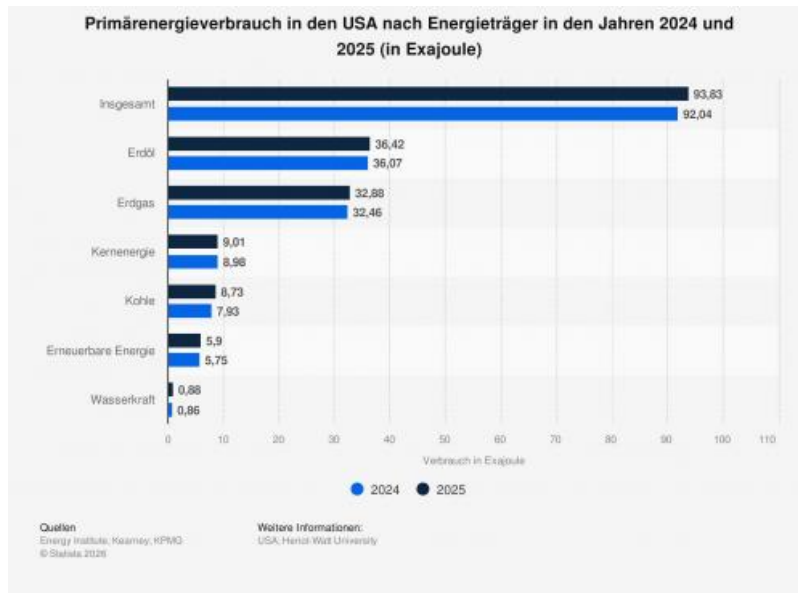
[^ Zum Inhalt](#)

Primärenergieverbrauch in den USA nach Energieträger



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

Im Jahr 2025 verbrauchten die USA rund 36,42 Exajoule Erdöl. Als Primärenergie wurden nur die gewerbsmäßig gehandelten Energieträger berücksichtigt. Nicht enthalten sind demnach Energieträger wie Holz, Torf und tierische Abfälle, die zwar in einigen Ländern einen hohen Stellenwert haben, über deren Verbrauch jedoch keine zuverlässigen statistischen Angaben vorliegen. // **VON REDAKTION**

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

⚙️ TECHNIK



Brennstoffzellenkraftwerk made in Bayern. Quelle: Abgedreht GmbH / Reverion GmbH

Dreistellige Millionenspritze für Brennstoffzellen-Start-up

FINANZIERUNG. Das bayerische Energietechnik-Unternehmen Reverion meldet den Abschluss einer Series-B-Finanzierungsrunde über 175 Millionen Dollar.

Frisches Kapital zum Bau von Brennstoffzellenkraftwerken: Das Start-up Reverion erhält nach eigenen Angaben über eine Series-B-Finanzierungsrunde 175 Millionen Dollar. Das Energietechnik-Unternehmen mit Sitz im oberbayerischen Eresing will mit dem Geld vor allem einen neuen Produktionsstandort finanzieren. Zudem soll es zur Skalierung der Technologie dienen.

Reverion entwickelt reversible Brennstoffzellenkraftwerke. Die Anlagen können im Brennstoffzellenbetrieb Gas in Strom umwandeln. Im Elektrolysebetrieb lässt sich der Prozess umkehren: Überschüssiger Strom wird dabei zur Erzeugung speicherbarer Gase eingesetzt.

Als Brennstoffe kommen nach Unternehmensangaben Biogas, Erdgas und Wasserstoff infrage. Im Brennstoffzellenbetrieb werde das im Brennstoff enthaltene CO₂ in konzentrierter Form abgeschieden, heißt es. Bei der Nutzung von Biogas sei damit ein CO₂-negativer Betrieb möglich. Reverion gibt für seine Anlagen einen elektrischen Wirkungsgrad von 74,2 Prozent an. Für den neuen Produktionsstandort schwebt dem Unternehmen eine Fertigungskapazität von 250 MW pro Jahr vor.

Die Finanzierungsrunde wird laut eigener Mitteilung vom europäischen Wachstumsfonds Kembara angeführt. Neben den bisherigen Investoren seien die Allianz, KfW Capital über ein von UVC verwaltetes Special Purpose Vehicle (SPV), Aurum Impact und Carbon Equity neu beteiligt.

Kraftwerke mit 500 kW in Betrieb

Sieben Kraftwerke befinden bereits bei Kunden im Regelbetrieb, teilt das Start-up mit. Die Leistung pro Einheit liege bei 500 kW. Die Projektpipeline habe ein Umsatzpotenzial von mehr als zwei Milliarden Dollar. Erste internationale Projekte seien in der Entwicklung, heißt es weiter. „Die Finanzierung ermöglicht den Aufbau eines zusätzlichen Produktionsstandortes und damit die weitere Skalierung des Produktes hinein in die Megawatt-Klasse“, so Stephan Herrmann, CEO und Mitgründer.

Reverion wurde 2022 gegründet und beschäftigt nach eigenen Angaben inzwischen mehr als 200

Mitarbeiter. Im Jahr 2025 verbuchte das Unternehmen Umsatzerlöse in Höhe von rund 3 Millionen Euro. Die Verbindlichkeiten betrugen 1,1 Millionen Euro. Unter dem Strich stand ein Jahresfehlbetrag von knapp 10 Millionen Euro (2024: 4,7 Millionen Euro). (mf) // VON MANFRED FISCHER

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG

Closed-Loop-Geothermie liefert Wärme



Der Geothermie-Forschungsstandort Groß Schönebeck des GFZ Helmholtz-Zentrums für Geoforschung. Quelle: Green Therma

GEOTHERMIE. Das Unternehmen Green Therma und das GFZ Helmholtz-Zentrum für Geowissenschaften haben eine neue Tiefengeothermie-Technologie entwickelt. Das System ist nun in Betrieb gegangen.

Nördlich von Berlin ist das Geothermie-Demonstrationsprojekt „Heat4Ever“ von Green Therma und dem GFZ Helmholtz-Zentrums für Geowissenschaften in Betrieb gegangen, teilten die Projektpartner mit. Am Geothermie-Forschungsstandort Groß Schönebeck ist damit die erste Installation des „DualVac-Vakuumrohr-Verfahrens“ erfolgt – eine eigene Entwicklung des dänischen Geothermie-Unternehmens.

Nach Angaben von Green Therma zirkuliert Wasser durch das System und transportiert Wärme aus mehr als drei Kilometern Tiefe an die Oberfläche. Dabei fördert die Anlage kein Formationswasser. Mit dem Versuch will Green Therma ein Konzept erproben, das die Nutzung tiefer Erdwärme von hydrothermalen Reservoiren entkoppeln soll. Anders als bei hydrothermalen Anlagen zirkuliert das Wärmeträgermedium in einer abgedichteten Bohrung. Es nimmt Wärme aus der umgebenden Formation auf und transportiert sie an die Oberfläche. Eine Förderung und Reinjektion von Thermalwasser entfällt mit diesem Verfahren.

„Die Wärme ist bereits da, direkt unter unseren Füßen. Wir müssen lernen, diese gewaltige natürliche Ressource besser zu nutzen und dorthin zu bringen, wo Menschen und Industrie sie brauchen“, sagte Jorgen Peter Rasmussen. „Was wir in Groß Schönebeck gezeigt haben, beweist: Wir können tiefe geothermische Wärme erschließen und sie in Temperaturen an die Oberfläche bringen, die sich ohne Wärmepumpen direkt nutzen lassen“, so der Gründer und CEO von Green Therma. So werde eine neue Quelle für Grundlastwärme erschlossen, die rund um die Uhr und mit sehr geringem Stromverbrauch

verfügbar sei.

Vakuumisolierung soll Wärmeverluste begrenzen

Ein Bestandteil des Systems ist die von Green Therma entwickelte vakuumisolierte Komplettierung „DualVac“. Dieses neue Vakuumrohr-Verfahren ist laut Green Therma darauf ausgelegt, Wärme aus der Tiefe mit minimalen Wärmeverlusten zu transportieren. Erstmals wird eine kontinuierliche Vakuumisolierung, die auch in industriellen Anwendungen zum Einsatz kommt, in einem Geothermiesystem mit nur einem Bohrloch verwendet.

Das Unternehmen teilte nun mit, dass es bei der Demonstration die Vakuumdichtheit des Systems nachgewiesen habe. Die erreichten Temperaturen sollen eine direkte Wärmenutzung ohne zusätzliche Wärmepumpe ermöglichen. Konkrete Angaben zu Vor- und Rücklauftemperaturen, thermischer Leistung und Strombedarf nennt Green Therma in der Mitteilung allerdings nicht. Die nun folgende Betriebsphase soll deshalb Daten zum Langzeitverhalten, zur Stabilität und zum Wärmeentnahmepotenzial unter unterschiedlichen Betriebsbedingungen liefern.

Hannes Hofmann, Leiter der Helmholtz-Nachwuchsgruppe Advanced Reservoir Engineering am GFZ, bezeichnet den Beginn der Zirkulation als Meilenstein des Projekts: „Der operative Test wird nun wertvolle wissenschaftliche Daten zum Langzeitverhalten liefern und uns helfen, das Potenzial und die Integrität geschlossener geothermischer Systeme zu bewerten.“

Green Therma wurde im Jahr 2023 in Dänemark gegründet und entwickelt das „Heat4Ever“-System für Fernwärme und industrielle Wärmeanwendungen. Neben dem Hauptsitz in Dänemark ist das Unternehmen nach eigenen Angaben in Deutschland, Norwegen und den USA vertreten. (hr) // VON HEIDI ROIDER

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

UNTERNEHMEN



Quelle: Fotolia / Eisenhans

Energiewende bremst Mainova

BILANZ. Mainova hat im ersten Halbjahr ein um 6,2 Prozent geringeres bereinigtes Ergebnis erzielt als im Vorjahreszeitraum. Der Aufwand für Erneuerbaren-Projekte belastet das Geschäft.

Bremsspuren in der Halbjahresbilanz der Mainova AG: Der hessische Regionalversorger verbucht für die Zeit von Januar bis Ende Juni des laufenden Jahres ein bereinigtes Ergebnis vor Steuern (EBT) in Höhe von 159,2 Millionen Euro. Das sind 10,5 Millionen Euro, umgerechnet 6,2 Prozent, weniger als im gleichen Zeitraum vor einem Jahr. Belastet worden sei das Konzernergebnis „vor allem durch höhere Aufwände und eine zunehmende Komplexität bei der Umsetzung von Projekten im Bereich der erneuerbaren Energien“, teilt das Unternehmen mit.

Stabil entwickelt haben sich das Vertriebs- und Netzgeschäft sowie das Handelsgeschäft, wie es weiter heißt. „Unser robustes Kerngeschäft, eine vorausschauende Beschaffung und unsere breite Aufstellung entlang der energiewirtschaftlichen Wertschöpfungskette bilden die Grundlage für das gute Halbjahresergebnis“, kommentiert Konzernchef Michael Maxelon.

Der Vorstandsvorsitzende der Mainova AG erwartet für das Gesamtjahr ein bereinigtes EBT „leicht unter dem Vorjahresniveau“. Im Konzernlagebericht zum 31. Dezember 2025 hatte das Management noch ein „deutlich unter dem Vorjahr liegendes Ergebnis prognostiziert“.

12 Millionen Euro weniger im Stromgeschäft

Das Ergebnis der Stromversorgung beträgt zum 30. Juni 2026 rund 20,3 Millionen Euro (Vorjahr: 32,4 Millionen Euro). Nach dem „außergewöhnlich starken Vorjahresergebnis“ habe sich insbesondere das Handelsergebnis normalisiert. Gleichzeitig habe sich das Netzgeschäft aufgrund gestiegener Mengen und Leistung weiterhin positiv gestaltet.

Die Gasversorgung schneidet mit 63,1 Millionen Euro ab (Vorjahr: 53,2 Millionen Euro). Ausschlaggebend dafür seien unter anderem die insgesamt stabile Entwicklung des Vertriebs- und Netzgeschäfts sowie positiv wirkende Sondereffekte im Vorjahr gewesen, heißt es.

Für das Segment Erzeugung und Fernwärme stehen 32,9 Millionen Euro zu Buche (Vorjahr: 26,2 Millionen Euro). Als wesentliche Treiber nennt Mainova die Entwicklung der Fernwärme sowie Einsparungen bei Emissionszertifikaten, die durch einen optimierten Brennstoffmix mit geringerem Kohleeinsatz ermöglicht worden seien. Gegenläufig hätten geringere Ergebnisbeiträge aus den Gaskraftwerken gewirkt.

Im Segment erneuerbare Energien und Energiedienstleistungen verbucht Mainova ein Ergebnis von 11,6 Millionen Euro (Vorjahr: 18,7 Millionen Euro). Der Rückgang sei insbesondere auf die schwierige Marktentwicklung bei erneuerbaren Energien zurückzuführen, heißt es. „Der Ausbau von Wind- und Solarenergie bleibt zentral, neue Projekte werden aber zunehmend anspruchsvoller. Verzögerungen beim Netzausbau, lange Wartezeiten bei Netzanschlüssen und zusätzliche Anforderungen wie Batteriespeicher oder Umspannwerke erhöhen Komplexität und wirtschaftliche Risiken. Positiv entwickelte sich dagegen das Contractinggeschäft“, so Maxelon.

Investitionen von mehr als 460 Millionen Euro vorgesehen

Das Ergebnis aus Beteiligungen beziffert Mainova auf 43,7 Millionen Euro (Vorjahr: 54,3 Millionen Euro). Maxelon spricht von erwartungsgemäßer Normalisierung. „Die Beteiligungen bleiben mit einem Anteil von über einem Viertel am Gesamtergebnis weiterhin ein wichtiges und verlässliches Standbein unseres Unternehmens“, so der Konzernchef.

Die Investitionen im ersten Halbjahr summieren sich nach Unternehmensangaben auf 123,1 Millionen Euro. Investitionsschwerpunkte seien der weitere Ausbau der Stromnetze, die Transformation der Wärmeversorgung sowie Infrastrukturprojekte wie die Umstellung auf wasserstofffähige Gasturbinentechnologie am Heizkraftwerk West in Frankfurt und der Neubau des Gemeinschaftskraftwerks Hanau sowie der Ausbau der eigenen Technik- und Lagerstandorte. Für das Gesamtjahr peilt Mainova laut Geschäftsbericht Investitionen in Höhe von 463,6 Millionen Euro an. (mf) // VON MANFRED FISCHER

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG

ENERGIEJOBS

**DAS KARRIEREPORTAL FÜR
DIE ENERGIEWIRTSCHAFT**

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

Enginetechnik Erneuerbare Energien Energiemanagement

08152 93 11 88 www.energiejobs.online

Schwächeres Halbjahresergebnis in Oldenburg



Quelle: Kurhan, Fotolia

BILANZ. Der Energiekonzern EWE verzeichnet für die ersten sechs Monate des Jahres ein bereinigtes Ebitda von 582,5 Millionen Euro. Die Investitionen summieren sich auf 611,2 Millionen Euro.

Geringeres Ergebnis, höhere Investitionen: Der Oldenburger Energiekonzern schließt das erste Halbjahr mit einem bereinigten Ergebnis vor Zinsen, Steuern und Abschreibungen (Ebitda) in Höhe von 582,5 Millionen Euro ab. Das bedeutet einen Rückgang um acht Prozent im Vergleich zu den ersten sechs Monaten vor einem Jahr (633,3 Millionen Euro). Belastend haben sich nach Angaben des Unternehmens unter anderem geringere Erlöse aus der Vermarktung von Gasspeichern, ein schwächeres Ergebnis im Energiehandel sowie der Verkauf des Wärmecontractinggeschäfts bemerkbar gemacht. Positiv entwickelt hätten sich die Geschäfte mit erneuerbaren Energien, Elektromobilität und Teile des Netzgeschäfts.

Als Konzernumsatz weist die Halbjahresbilanz 3,92 Milliarden Euro aus, das sind 4,9 Prozent weniger als zur gleichen Zeit 2025 (4,12 Milliarden Euro). EWE führt den Rückgang vor allem auf Mengen- und Preiseffekte im Strom- und Gasvertrieb zurück. Zu Jahresbeginn hatte das Unternehmen die Preise für Privatkunden gesenkt.

Im Segment erneuerbare Energien liegt das bereinigte Ebitda mit 97,3 Millionen Euro auf Vorjahresniveau (2025: 97,7 Millionen Euro). Das Segment Infrastruktur schneidet mit einem bereinigten Ebitda von 273,8 Millionen Euro ab – nach 314,1 Millionen Euro im Vorjahr. Im sogenannten Marktsegment beträgt das Ergebnis 93,7 Millionen Euro nach zuvor 121,2 Millionen Euro. Für das Segment „swb“ – der Bremer Energieversorger, der EWE gehört – weist der Geschäftsbericht ein Ergebnis von 125,2 Millionen Euro aus (2025: 114,2 Millionen Euro).

Investitionen um 15 Prozent gesteigert

Die Investitionen des Konzerns belaufen sich in den ersten sechs Monaten auf 611,2 Millionen Euro – ein Anstieg um 15 Prozent gegenüber dem Vorjahreszeitraum. „Wir sind wie angekündigt weiter auf Investitionskurs, stärken die Netze, bauen erneuerbare Energien und Ladeinfrastruktur aus und sorgen für den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft“, so der EWE-Vorstandsvorsitzende Stefan Dohler.

Mit Blick auf die kommende Heizperiode hebt Dohler die Bedeutung langfristiger Gasbeschaffung hervor. „Für die Versorgung der Kundinnen und Kunden im Winter ist neben den Speicherfüllständen daher entscheidend, welche Mengen sich die Versorger bereits für den Winter vertraglich gesichert haben.“ EWE unterstützt nach eigenen Angaben die geplante strategische Gasreserve des Bundes. „In einer solchen geopolitischen Lage brauchen wir mehr Vorsorge, als der Markt allein hervorbringt. Wenn zusätzliche Gasmengen für außergewöhnliche Krisenfälle vorgehalten werden sollen, müssen dafür die richtigen Rahmenbedingungen geschaffen werden. Es ist richtig, dass dies jetzt seitens der Bundesregierung geschieht – wir hätten uns diese Entscheidung allerdings deutlich früher gewünscht“, betont Dohler.

Für das Gesamtjahr 2026 erwartet der Oldenburger Konzern das bereinigte Ebitda im unteren Bereich des im Konzernlagebericht 2025 genannten Korridors von minus 4 bis plus 2 Prozent. (mf)

// VON MANFRED FISCHER

[^ Zum Inhalt](#)

Neuer Technikchef für Badenova Wärmeplus



Florian Dommel. Quelle: Juan Mueller

PERSONALIE. Badenova Wärmeplus stellt seine technische Führung neu auf. Florian Dommel kommt zum 1. Januar 2027 in die Geschäftsführung. Klaus Preiser scheidet im Laufe des kommenden Jahres aus.

Ab Anfang 2027 verstärkt Florian Dommel die Geschäftsführung von Badenova Wärmeplus. Die Freiburger Tochter des regionalen Energieversorgers Badenova ist im Bereich Wärmeversorgung und Energieinfrastruktur tätig.

Dommel soll das Unternehmen zunächst gemeinsam mit Geschäftsführer Moritz Keding und dem technischen Geschäftsführer Klaus Preiser führen. Preiser wird laut einer aktuellen Mitteilung der Badenova im Laufe des Jahres 2027 in den Ruhestand gehen.

Dommel ist Wirtschaftsingenieur mit Schwerpunkt Energietechnik und verfügt nach Unternehmensangaben über rund 19 Jahre Erfahrung in der Energiewirtschaft. Seine Laufbahn begann er bei der Energiedienstleistungen Rhein-Neckar GmbH. Anschließend wechselte er zur Pfalzwerke AG und übernahm dort verschiedene Führungsfunktionen. Die Bereiche Energiedienstleistungen, Wärmeversorgung und dezentrale Energieerzeugung fielen in seinen Zuständigkeitsbereich. Zuletzt leitete Dommel das strategische Geschäftsfeld E-Mobility.

Zu seinen Schwerpunkte gehören laut Badenova unter anderem die Entwicklung sowie der Bau und Betrieb von Energieinfrastrukturen sowie Wärme- und Contracting-Lösungen.

Badenova mit Sitz in Freiburg im Breisgau ist ein regionaler Energieversorger. Mehr als 90 Städte und Gemeinden aus Südbaden sind kommunale Anteilseigner. (ds) // VON DAVINA SPOHN

[^ Zum Inhalt](#)

Neue Partnerin bei LAB & Company



Quelle: Shutterstock / megaflopp

PERSONALIE. Die Düsseldorfer Personalberatung LAB & Company verstärkt sich zum 1. Oktober mit Sabine Schewe als neuer Partnerin.

Die Führungsebene bei der Personalberatung LAB & Company wird um Sabine Schewe als neue Partnerin erweitert. Sie soll sich von Bremen aus auf die Besetzung von Führungspositionen in der Energie-, Entsorgungs- und Wasserwirtschaft konzentrieren, heißt es in einer Mitteilung.

Schewe verfügt nach Angaben des Unternehmens über mehr als 25 Jahre Berufs- und Führungserfahrung im Personalbereich. Laut ihrem LinkedIn-Profil gehört zu ihren beruflichen Stationen unter anderem der Energieversorger EWE. Anschließend arbeitete sie selbstständig als Beraterin und Coach. Von 2018 bis 2020 war sie Seniorberaterin bei Klein & Köpfe, von 2021 bis März 2026 Geschäftsführerin der Bremer Personalberatung.

Damit kenne Schewe die kommunale Energie- und Versorgungswirtschaft bereits aus ihrer bisherigen Tätigkeit im Executive Search, heißt es weiter. Bei Klein & Köpfe begleitete sie insbesondere die Besetzung von Führungspositionen und beschäftigte sich mit Personal- und Organisationsentwicklung.

„Mit Sabine Schewe gewinnen wir eine in unseren Kernmärkten sehr erfahrene und geschätzte Kollegin“, sagt Heike Schoon-Pernkopf, Geschäftsführerin bei LAB & Company. „Ihre Expertise, ihr belastbares Netzwerk und ihr hoher Qualitätsanspruch passen hervorragend zu unserer Unternehmenskultur und unserem Beratungsverständnis.“

LAB & Company hat seinen Sitz in Düsseldorf und ist auf die Suche und Auswahl von Führungskräften unter anderem im öffentlichen und kommunalen Sektor spezialisiert. (sag)



Sabine Schewe

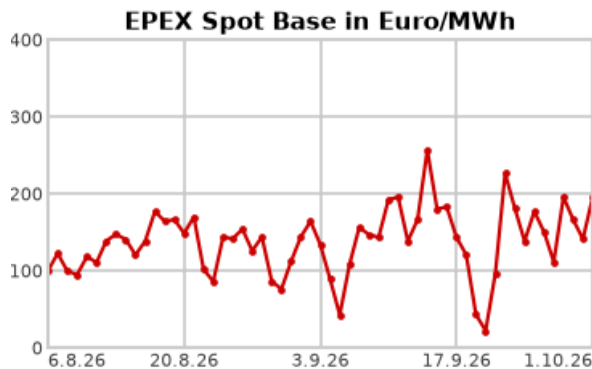
Quelle: LAB & Company

// VON STEFAN SAGMEISTER

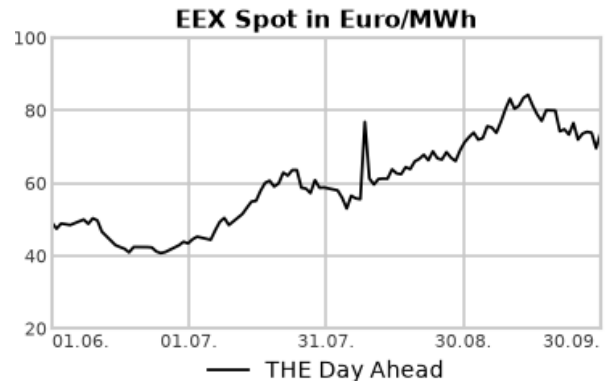
[^ Zum Inhalt](#)

MARKTBERICHTE

STROM



GAS



Wintervorsorge treibt Gaspreise nach oben



Quelle: E&M

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

Fester haben sich die Energiemärkte am Mittwoch gezeigt. Neben einer technischen Korrektur nach den jüngsten Abgaben sind laut Händlern auch die geplanten deutschen Erdgaskäufe und neue Schlagzeilen vom Irankrieg für die Aufschläge verantwortlich. So hat US-Präsident Donald Trump Meldungen dementiert, wonach er mögliche Lockerungen von Sanktionen gegen Iran im Gegenzug für Zugeständnisse beim iranischen Atomprogramm in Aussicht gestellt haben soll.

Unterdessen hat Teheran neue Drohungen gegen die USA und ihre Verbündeten ausgestoßen. Parlamentspräsident Mohammed Bagher Ghalibaf sagte nach Angaben der staatlichen Nachrichtenagentur Irna: „In einer Region, in der wir kein Öl verkaufen können, wird niemand Öl verkaufen.“ Wenn die Sicherheit des Irans nicht gewährleistet werde, werde keine Infrastruktur sicher sein.

Strom: Überwiegend fester hat sich der deutsche OTC-Strommarkt am Mittwoch präsentiert. Der Day-ahead legte in der Grundlast um 54,50 auf 195,50 Euro je Megawattstunde zu, in der Spitzenlast ergab sich ein Plus von 68,75 auf 200,50 Euro je Megawattstunde. An der Börse wurde der Base mit 195,18 Euro gesehen, der Peak mit 200,27 Euro.

Händler begründeten den Preisanstieg beim Day-ahead mit der deutlich niedrigeren Erneuerbaren-Einspeiseleistung von 18,0 Gigawatt, die für den Donnerstag erwartet wird. Für den Berichtstag hatte Eurowind noch 31,7 Gigawatt vorhergesagt. Für die Tage bis Sonntag erwarten die Meteorologen von Eurowind schwache Beiträge von Wind- und Solarstrom, von insgesamt nicht mehr als 13,5 Gigawatt täglich. Das US-Wettermodell rechnet mit einem schwachen Windaufkommen bis zum Ende der ersten Oktoberdekade. Die Temperaturen sollen im genannten Zeitraum langsam auf unterdurchschnittliche Werte zurückgehen.

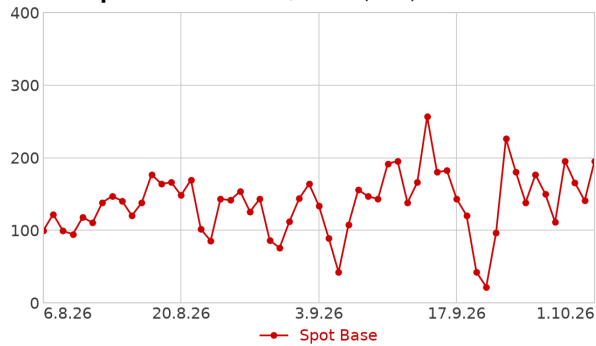
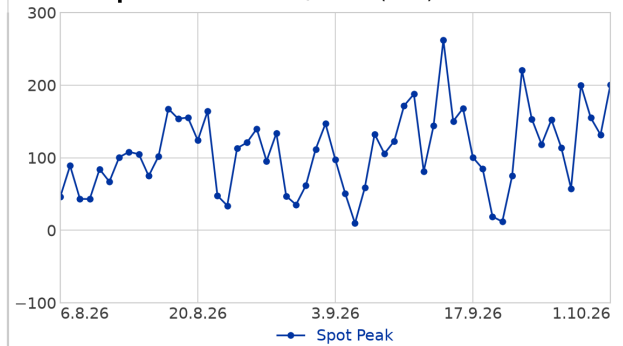
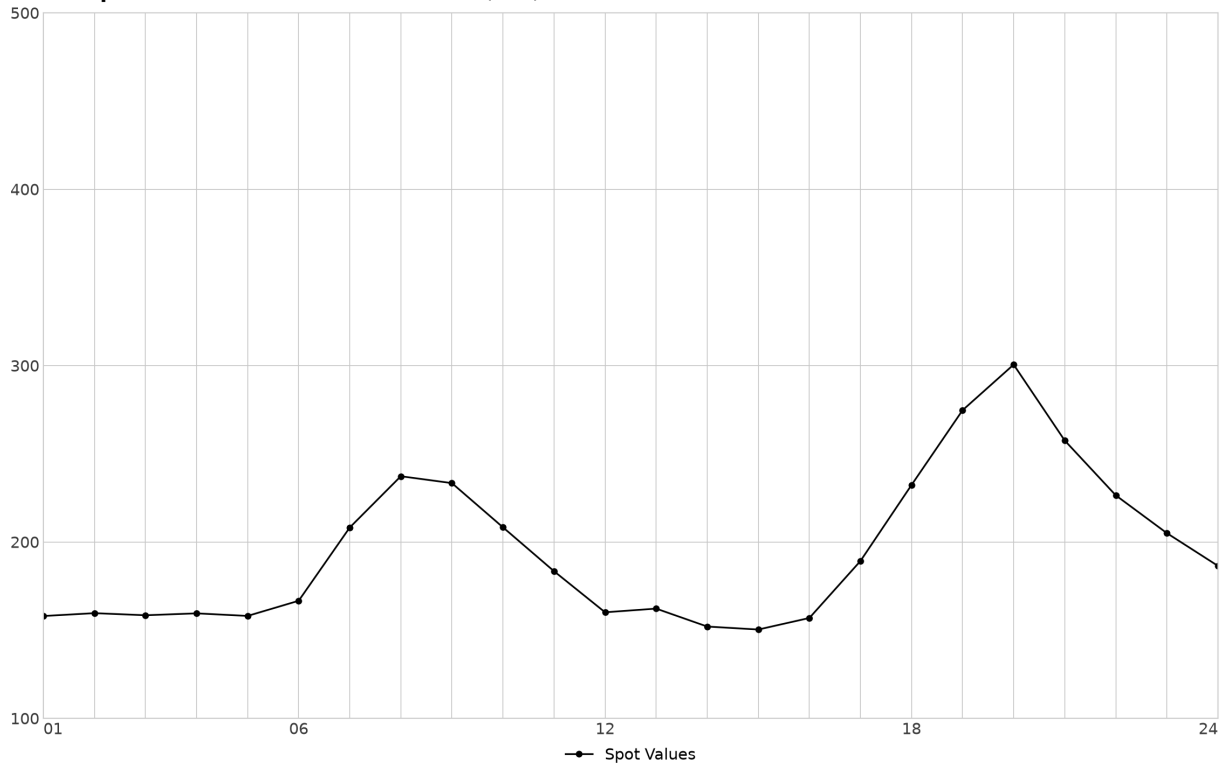
Am langen Ende legte das Cal 27 um 1,92 auf 126,91 Euro je Megawattstunde zu.

CO₂: Die CO₂-Preise haben am Berichtstag deutlich nachgegeben. Der Dec 26 verlor bis gegen 13.59 Uhr um 1,57 auf 84,38 Euro je Tonne. Umgesetzt wurden bis zu diesem Zeitpunkt 12 Millionen Zertifikate. Das Hoch lag bei 86,096 Euro, das Tief bei 84,36 Euro. Unterdessen sind die Nettolongpositionen spekulativer Anleger an der ICE in der vergangenen Woche um knapp 3 Millionen auf 36,7 Millionen EUA gestiegen.

Erdgas: Fester haben sich die europäischen Gaspreise am Mittwoch gezeigt. Der richtungsweisende Frontmonat am niederländischen TTF gewann bis gegen 13.56 Uhr 3,850 auf 72,550 Euro je Megawattstunde.

Auslöser der Aufschläge ist laut Händlern die Anordnung des Bundeswirtschaftsministeriums, die bundeseigene Sefe mit dem Ankauf von Erdgas zu betrauen. Mit den Käufen sollen die deutschen Speicher vor dem Winter befüllt werden, deren Kapazität derzeit nur zu 58 Prozent ausgelastet ist. Unterdessen meldet der norwegische Fernleitungsnetzbetreiber Gassco für den Berichtstag einen Export von 306,2 Millionen Kubikmetern Erdgas. Die Menge liegt im unteren Normalbereich. Die norwegische Wartungssaison ist noch nicht ganz abgeschlossen, so dass mit noch etwas ansteigenden Exporten gerechnet werden kann. (cdg) // VON CLAUD-DETFEF 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

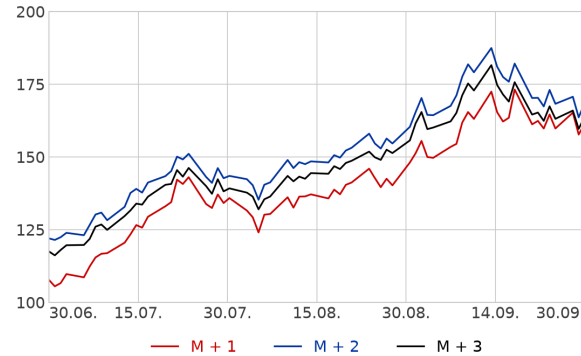
Terminmarktpreise Base in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	30.09.26	German Power Oct-2026	161,27
M2	30.09.26	German Power Nov-2026	168,33
M3	30.09.26	German Power Dec-2026	163,59
Q1	28.09.26	German Power Q4-2026	167,25
Q2	30.09.26	German Power Q1-2027	161,91
Q3	30.09.26	German Power Q2-2027	107,24
Y1	30.09.26	German Power Cal-2027	128,03
Y2	30.09.26	German Power Cal-2028	98,05
Y3	30.09.26	German Power Cal-2029	86,68

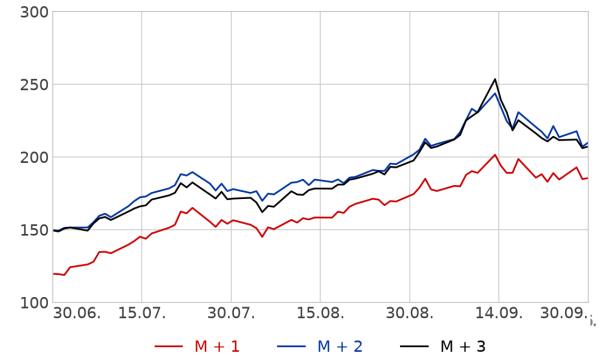
Terminmarktpreise Peak in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	30.09.26	German Power Oct-2026	185,48
M2	30.09.26	German Power Nov-2026	209,95
M3	30.09.26	German Power Dec-2026	207,18
Q1	28.09.26	German Power Q4-2026	207,39
Q2	30.09.26	German Power Q1-2027	191,72
Q3	30.09.26	German Power Q2-2027	90,59
Y1	30.09.26	German Power Cal-2027	137,47
Y2	30.09.26	German Power Cal-2028	108,08
Y3	30.09.26	German Power Cal-2029	96,28

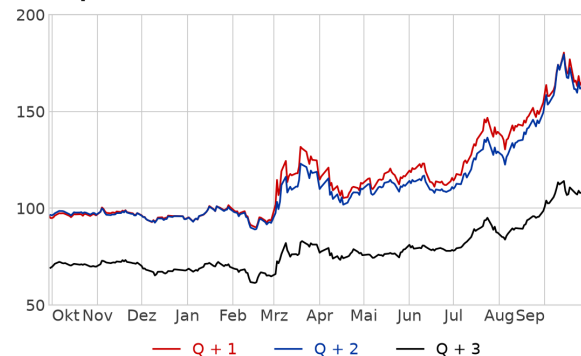
Frontmonate Base in Euro/MWh (EEX)



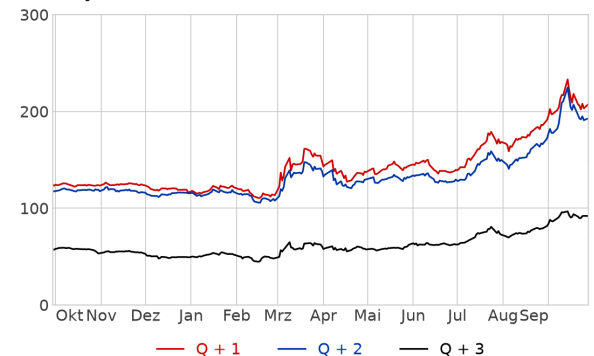
Frontmonate Peak in Euro/MWh (EEX)



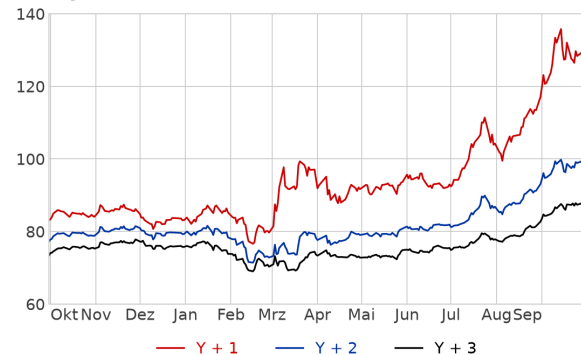
Frontquartale Base in Euro/MWh (EEX)



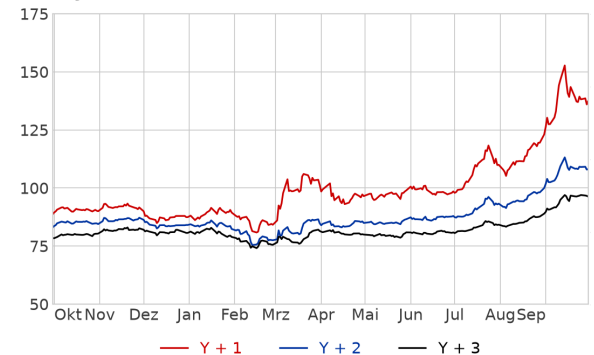
Frontquartale Peak in Euro/MWh (EEX)



Frontjahre Base in Euro/MWh (EEX)



Frontjahre Peak in Euro/MWh (EEX)

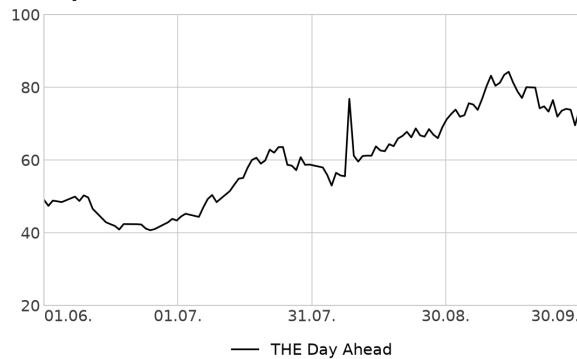


Gas Spot- und Terminmarkt

Terminmarktpreise THE in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	30.09.26	German THE Gas Oct-2026	70,58
M2	30.09.26	German THE Gas Nov-2026	73,60
Q1	28.09.26	German THE Gas Q4-2026	74,10
Q2	30.09.26	German THE Gas Q1-2027	72,60
S1	28.09.26	German THE Gas Win-2026	73,83
S2	30.09.26	German THE Gas Sum-2027	54,32
Y1	30.09.26	German THE Gas Cal-2027	58,33
Y2	30.09.26	German THE Gas Cal-2028	38,60

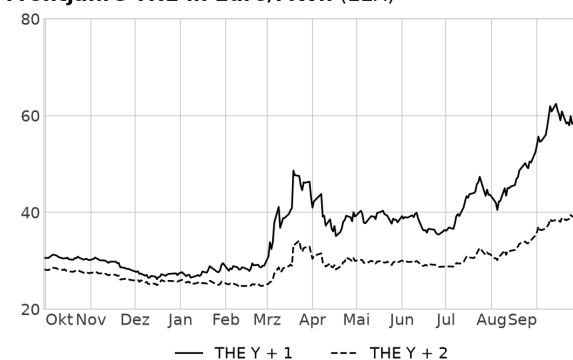
EEX Spot in Euro/MWh



Frontmonate THE in Euro/MWh (EEX)



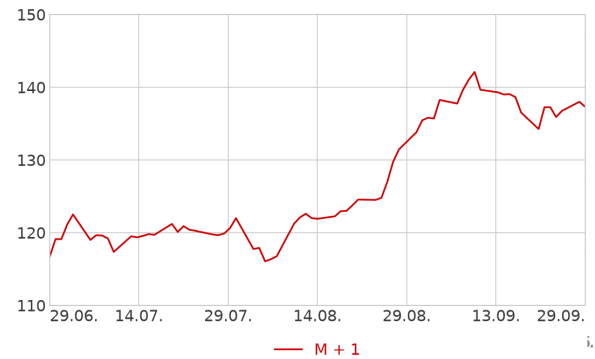
Frontjahre THE in Euro/MWh (EEX)



Strom, CO2, und Kohle

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
Germany Spot base	30.09.26	195,18	EUR/MWh
Germany Spot peak	30.09.26	200,27	EUR/MWh
EUA Dezember 2026	30.09.26	86,83	EUR/tonne
Coal API2 Oktober 2026	29.09.26	137,30	USD/tonne

Frontmonat Kohle API2 in USD/t (ICE)



Gas und Öl

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
German THE Gas Day Ahead	30.09.26	73,73	EUR/MWh
German THE Gas Oct-2026	30.09.26	70,58	EUR/MWh
German THE Gas Cal-2027	30.09.26	58,33	EUR/MWh
Crude Oil Brent Nov-2026	30.09.26	103,53	USD/bbl

EUA in Euro/t (EEX)



E&M STELLENANZEIGEN



Geschäftsführer (m/w/d) Erneuerbare Energien

Geschäftsführer (m/w/d) für NaturEnergy & NaturStromProjekte. Führe die Energiewende strategisch ...
in Bamberg (+1 weiterer Standort)

06.09.2026

● Vorstand/Geschäftsführung



Erfahrener Projektentwickler Photovoltaik (m/w/d)

Mehr Sonnenschein für dein Berufsleben. Wir bei wpd entwickeln und betreiben Onshore-Wind- und Sol...
in Dresden

vor 2 h

● Befristete Anstellung / Freie Mitarbeit



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

MITNETZ STROM ist der größte regionale Verteilernetzbetreiber in Mitteldeutschland. Du suchst eine ...
in Taucha

vor 2 h

● Parkplatz / Mitarbeiterrabatte



Verkäufer Landtechnik / Agrartechnik (m/w/d)

AGRAVIS ist mehr als Trecker & Ernte Die AGRAVIS Techniken sind Teil der AGRAVIS Raiffeisen AG un...
in Angermünde

vor 2 h

● Ausbildung / Freie Mitarbeit



Ingenieur - Steuerung & Überwachung Strom- & Gasnetze (m|w|d)

Du bist ehrgeizig, teamorientiert und hast große Ziele? Wir auch! MITNETZ STROM ist der größte regio...
in Taucha

vor 2 h

● Parkplatz / Betriebsarzt / Mitarbeiterrabatte

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

IHRE E&M REDAKTION:

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



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



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



Susanne Harmsen (Büro Berlin)
Schwerpunkte: Energiepolitik, Regulierung



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



Ständige freie Mitarbeiter:

Volker Stephan

Manfred Fischer

Mitarbeiter-Kontakt: **Kerstin Bergen**



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



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



Heidi Roider (Büro Herrsching)
Schwerpunkte: KWK, Geothermie

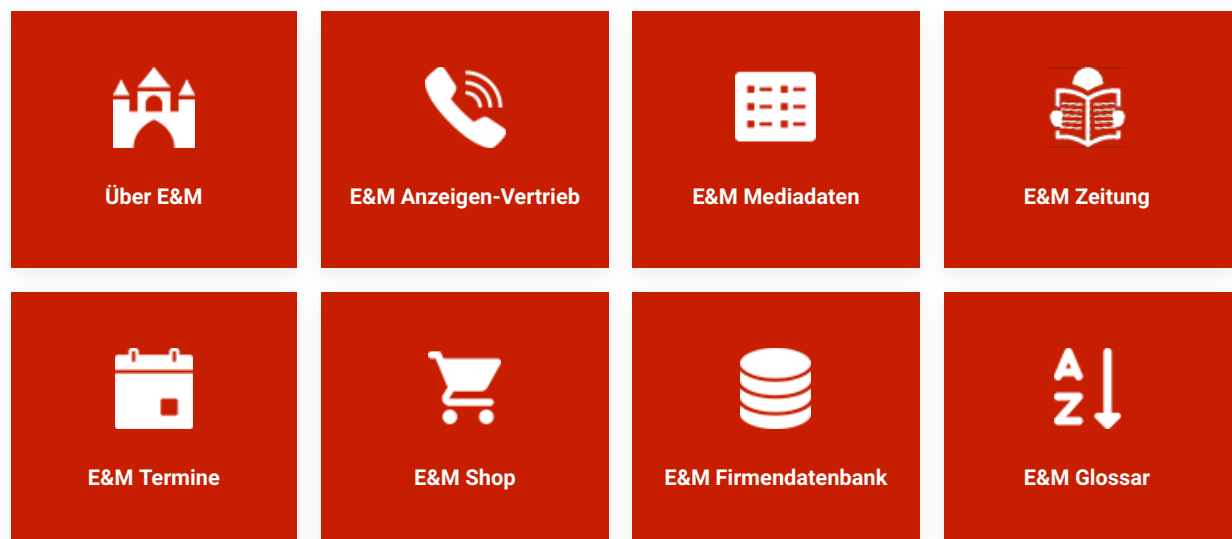


Katia Meyer-Tien (Büro Herrsching)
Schwerpunkte: Netze, IT, Regulierung, Stadtwerke



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

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



IMPRESSUM

Energie & Management Verlagsgesellschaft mbH

Mühlfelder Str. 18 a - D-82211 Herrsching

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

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

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

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

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

Folgen Sie E&M auf:

