



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT

HANDEL &
MARKT

TECHNIK



UNTERNEHMEN

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

STROM**137,59 €/MWh**

Epex Spot DE-LU Day Base

GAS**90,98 €/MWh**

EEX Spot THE (End of Day)

ZAHL DES TAGES**300**

Terawattstunden könnten Geothermieprojekte in Deutschland liefern. Ein Viertel des gesamten Wärmebedarfs.

POLITIK

Länder fordern rasche Senkung der Stromsteuer

VERTRIEB

Hybride PPA verändern den Markt für Grünstromverträge

GEOTHERMIE

Geothermieprojekt in Hannover-Lahe gestoppt

Inhalt

TOP-THEMA

→ **WASSERSTOFF:** Kernnetz schließt im zweiten Jahr Unternehmen an

POLITIK & RECHT

- **POLITIK:** Länder fordern rasche Senkung der Stromsteuer
- **WINDKRAFT OFFSHORE:** BSH: 70.000 MW mit weniger Netzanbindungen
- **KLIMASCHUTZ:** UN sieht deutlich überhitzte Erde
- **GEOTHERMIE:** Bundesfinanzminister Klingbeil stellt sich hinter die Tiefengeothermie
- **EUROPAEISCHE UNION:** Umweltvorschriften für Energieimporte werden verschoben

HANDEL & MARKT

- **VERTRIEB:** Hybride PPA verändern den Markt für Grünstromverträge
- **SMART METER:** Berlin treibt Ausbau intelligenter Stromzähler voran
- **WÄRME:** Schlecht gedämmt, fossil beheizt

TECHNIK

- **GEOTHERMIE:** Geothermieprojekt in Hannover-Lahe gestoppt
- **GEOTHERMIE:** Forschende wollen Ängste vor Erdbeben abbauen
- **IT:** Studierende lernen an realer Technik

UNTERNEHMEN

- **SPECULANTIUS:** Eon: Sparprogramm „Polaris“ im Gespräch
 - **UNTERNEHMEN:** Thermondo gründet neue Geschäftseinheit
 - **PERSONALIE:** Alterric-CEO Frank May verlässt das Unternehmen
 - **STATISTIK DES TAGES:** Investitionen in das Gasverteilnetz in Deutschland 2015 bis 2025
-

MARKTBERICHTE

- **MARKTKOMMENTAR:** Drohende US-Offensive treibt Gaspreise
-

SERVICE

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

★ TOP-THEMA

Kernnetz schließt im zweiten Jahr Unternehmen an



Quelle: Shutterstock / petrmalinak

WASSERSTOFF. Zwei Jahre nach der Genehmigung des Wasserstoff-Kernnetzes sind 537 Kilometer Leitungen in Betrieb. Bis Ende 2027 sollen weitere 900 Kilometer hinzukommen.

Zwei Jahre nach der Genehmigung des bundesweiten Wasserstoff-Kernnetzes ziehen die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber eine positive Zwischenbilanz. Seit Sommer 2026 strömt erstmals Wasserstoff durch Teile des Netzes. Industrieunternehmen in mehreren Regionen nutzen die Infrastruktur bereits, während die Nachfrage nach Transportkapazitäten steigt.

Am 22. Oktober 2024 hatte die Bundesnetzagentur den Aufbau des Kernnetzes mit einer geplanten Länge von rund 9.040 Kilometern genehmigt. Nach Angaben des Verbands der Fernleitungsnetzbetreiber Gas (FNB Gas) sind inzwischen 537 Kilometer Wasserstoffleitungen in Betrieb. Bis Ende 2027 sollen weitere 900 Kilometer hinzukommen. Zu zwei Dritteln werden dafür bestehende Erdgasleitungen umgestellt. Wasserstoff soll der Industrie helfen, ihre Treibhausgasemissionen zu reduzieren.

Erste Produktions- und Verbrauchsstandorte verbunden

Bereits 2025 versetzten die Netzbetreiber mehr als 500 Kilometer Leitungen in Betriebsbereitschaft. Davon entfielen 507 Kilometer auf die Umstellung bestehender Erdgasleitungen. Den längsten Abschnitt bildet eine rund 400 Kilometer lange Trasse von Lubmin an der Ostsee über Brandenburg bis Bobbau in Sachsen-Anhalt. Der Fernleitungsnetzbetreiber Gascade befüllte die Leitung im Dezember 2025 mit Wasserstoff.

Im laufenden Jahr zeigt sich laut FNB Gas erstmals das Zusammenspiel von Wasserstoffproduktion, Transport und industrieller Abnahme im Realbetrieb. In Lingen produziert eine Elektrolyseanlage von RWE erneuerbaren Wasserstoff. Über Leitungen der Netzbetreiber Nowega und Open Grid Europe (OGE) sowie der Evonik-Tochter SYNEQT gelangt das Gas zum Chemiepark Marl.

Auch im ostdeutschen Chemiedreieck entsteht eine Transportverbindung zwischen Erzeugung und Verbrauch. Der Fernleitungsnetzbetreiber Ontras kann nach eigenen Angaben jährlich rund 2.700 Tonnen grünen Wasserstoffs aus dem Energiepark Bad Lauchstädt zur Total-Energies-Raffinerie in Leuna transportieren.

Für 2027 ist zudem die Inbetriebnahme des ersten kommerziellen Wasserstoff-Kavernenspeichers Deutschlands in Epe geplant. Die Anbindung an das europäische Wasserstofftransportnetz treibt Gasunie voran. Das Unternehmen hat im Rahmen seines Projekts Hyperlink nach Angaben des FNB Gas bereits mehr als 170 Kilometer Wasserstoffleitungen durch die Umstellung bestehender Infrastruktur realisiert.

Transportkapazitäten von knapp 6.000 MW reserviert

Auch die Nachfrage nach der neuen Infrastruktur entwickelt sich. Seit dem 19. März 2026 können Marktteilnehmer verbindlich Ein- und Ausspeisekapazitäten im Wasserstoff-Kernnetz reservieren. Bis zum letzten Stichtag wurden nach Angaben des FNB Gas Kapazitäten von knapp 6.000 MW zahlungspflichtig gebucht. Das entspricht dem Doppelten des Wertes vom Mai 2026.

FNB-Gas-Geschäftsführerin Barbara Fischer sieht darin ein Signal für den Markthochlauf. „Weitere Leitungen benötigen ausreichend Abnehmer und die Industrie genügend Wasserstoff“, erläuterte sie. Für Investitionen entlang der gesamten Wertschöpfungskette seien verlässliche Finanzierungsbedingungen erforderlich. Fischer fordert deshalb unter anderem die Fortführung und Ausweitung der Klimaschutzverträge sowie eine finanzielle Absicherung der Importkorridore.

Regulierung für den Markthochlauf

Die Bundesnetzagentur hat in den vergangenen zwei Jahren zentrale Vorgaben für den Betrieb des Wasserstoff-Kernetzes festgelegt. Mit WANDA und KOSMO wurden das Netzentgeltsystem und mit WaKandA und WasABi das künftige Netzzugangs- und Bilanzierungsmodell geregelt. Die vollständige Anwendung von WaKandA und WasABi ist ab dem 1. Januar 2028 vorgesehen. Die zuständigen Verbände erarbeiten derzeit eine Kooperationsvereinbarung für Wasserstoff. Parallel passen die Verantwortlichen die Infrastrukturplanung an die erwartete Marktentwicklung an.

Der zweite Entwurf des ersten integrierten Netzentwicklungsplans für Gas und Wasserstoff (NEP 2025) sieht bis 2037 ein Wasserstofftransportnetz mit einer Länge von 9.241 Kilometern vor. Darin enthalten sind 291 Kilometer zusätzliche Maßnahmen, die über das genehmigte Kernnetz hinausgehen. Das geplante Investitionsvolumen beträgt insgesamt 24 Milliarden Euro. Die Infrastruktur soll Produktionsstandorte, Häfen, Speicher und Industriezentren in allen Bundesländern verbinden.

Hintergründe zum **Wasserstoffkernnetz** stehen bei der Bundesnetzagentur bereit. (sh)

// VON SUSANNE HARMSSEN

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG

MIT UNS KÖNNEN SIE DEN
KURZFRISTHANDEL
IM 15-MINUTEN-TAKT
SPIELEN.

WIR FÜHLEN ENERGIE.
WIR KOMPONIEREN SOFTWARE.
WIR ROCKEN IN TEAMS.

JETZT TERMIN
VEREINBAREN >

Soptim



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

POLITIK & RECHT



Bundesrat in Berlin. Quelle: Georg Eble

Länder fordern rasche Senkung der Stromsteuer

POLITIK. Bei der Ministerpräsidentenkonferenz in Berlin drängten mehrere Länderchefs auf eine Senkung der Stromsteuer für private Haushalte und Unternehmen. Am liebsten schon zum 1. Januar 2027.

Die Bundesländer erhöhen den Druck auf die Bundesregierung, die Stromsteuer wie im Koalitionsvertrag angekündigt für alle Verbraucher und Unternehmen zu senken. Bei der Ministerpräsidentenkonferenz (MPK) am 22. Oktober in Berlin forderten mehrere Regierungschefs eine schnelle Umsetzung. Der rheinland-pfälzische Ministerpräsident Gordon Schnieder (CDU) sprach sich für eine Senkung zum 1. Januar 2027 aus. Nordrhein-Westfalens Regierungschef Hendrik Wüst (CDU) verlangte ebenfalls eine rasche Entlastung.

„Die Energiekosten sind für viele inzwischen zu einer enormen Belastung geworden“, sagte Wüst vor Beginn der Beratungen. Die Senkung müsse private Haushalte ebenso wie Handwerk, Handel und Dienstleistungsunternehmen erreichen. Bezahlbarer Strom entlaste die Menschen im Alltag und stärke zugleich die Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Wirtschaft, argumentierte Wüst.

Koalitionsversprechen nicht umgesetzt

Die schwarz-rote Bundesregierung hat im Koalitionsvertrag vereinbart, die Stromsteuer für alle auf das europäische Mindestmaß von 0,5 Prozent statt derzeit 16 Prozent zu senken. Bislang profitieren davon jedoch nur die Industrie, das produzierende Gewerbe sowie die Land- und Forstwirtschaft. Private Haushalte und andere Unternehmen warten weiterhin auf die angekündigte Entlastung.

Schnieder sieht in einer umfassenden Senkung auch eine Möglichkeit, Vertrauen in die Politik zurückzugewinnen. Im rbb24 Inforadio sagte er, die Maßnahme sei inzwischen finanzierbar. Zusätzliche Steuereinnahmen aufgrund der verbesserten Wirtschaftslage könnten den nötigen Spielraum schaffen. „Die muss jetzt kommen, am liebsten zum 1.1.2027“, sagte der rheinland-pfälzische Regierungschef mit Blick auf die Stromsteuersenkung.

Wüst bezifferte die mögliche jährliche Entlastung auf mehr als fünf Milliarden Euro. Auch Bundeskanzler Friedrich Merz (CDU) spricht sich dafür aus, vorhandene Haushaltsspielräume für die vollständige Umsetzung des Koalitionsversprechens zu nutzen.

Finanzierung bleibt umstritten

Bundesfinanzminister Lars Klingbeil (SPD) steht dem Vorhaben grundsätzlich offen gegenüber, bezweifelt jedoch, dass sich die Entlastung dauerhaft finanzieren lässt. Eine anziehende Konjunktur allein reiche dafür nicht aus, hatte er argumentiert.

Auch einige Länderchefs verweisen auf die begrenzten finanziellen Spielräume.

Niedersachsens Ministerpräsident Olaf Lies (SPD), der gemeinsam mit Schnieder den Vorsitz der MPK innehat, hält eine Gegenfinanzierung für notwendig. Wenn sich die wirtschaftliche Lage nicht weiter verbessere, werde eine Senkung schwierig, sagte er. Zugleich bewertete Lies niedrigere Energiekosten als wirksames Entlastungsinstrument. Zusätzlich müssten die Netzentgelte stärker in den Blick genommen werden, da sie einen wesentlichen Teil der Energiekosten ausmachten.

Bremens Regierungschef Andreas Bovenschulte (SPD) unterstützt die Stromsteuersenkung grundsätzlich, mahnte aber ebenfalls eine Prüfung der finanziellen Folgen an.

Länder verlangen weitere Entlastungen

Neben der Stromsteuer stehen weitere Energiekosten auf der Agenda. Mecklenburg-Vorpommerns Ministerpräsidentin Manuela Schwesig (SPD) verwies darauf, dass die Senkung sowohl die Bevölkerung als auch die Wirtschaft entlasten könne. Sie forderte, günstig erzeugten erneuerbaren Strom auch zu niedrigeren Preisen an Unternehmen und Verbraucher weiterzugeben.

Schwesig und die saarländische Ministerpräsidentin Anke Rehlinger (SPD) verlangen zudem, den angekündigten Spritpreisdeckel rasch umzusetzen. Darüber hinaus sprechen sie sich für Entlastungen bei den Heizölkosten aus. Rehlinger warnte davor, dass Menschen im Winter aus finanziellen Gründen auf eine ausreichende Beheizung ihrer Wohnungen verzichten müssten. (sh) // VON SUSANNE HARMSSEN

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG

Warum kompliziert verdrehen?

reev macht aus komplex ziemlich einfach.

reev Energiemanagement und Ladeinfrastruktur einfach gemacht

BSH: 70.000 MW mit weniger Netzanbindungen



Quelle: Shutterstock

WINDKRAFT OFFSHORE. Das BSH legt den Vorentwurf zur Fortschreibung des Flächenentwicklungsplans vor. Er zeigt den Weg zu 70 Gigawatt bis 2045 auf und kommt mit fünf Netzanbindungen weniger aus.

Das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) hat das Verfahren zur Änderung und Fortschreibung des Flächenentwicklungsplans 2025 gestartet. Dazu veröffentlichte es einen Vorentwurf sowie den Entwurf des Untersuchungsrahmens für die Strategische Umweltprüfung. Der Vorentwurf beschreibt den Ausbau der Offshore-Windenergie von derzeit rund 11.000 MW auf 70.000 MW bis 2045. Er baut auf dem aktuellen Entwurf der WindSeeG-Novelle auf. Behörden und Öffentlichkeit können bis zum 3. Dezember 2026 Stellung nehmen.

Erst Anfang Oktober hatte das BSH mit der 2. Änderung des Flächenentwicklungsplans 2025 die Bedingungen für die Ausschreibungen 2027 verbessert. Der Vorentwurf blickt nun auf die Zeit danach. Das Verfahren muss vor den Ausschreibungen 2028 abgeschlossen sein. „Der Ausbau der Offshore-Windparks und ihrer Netzanbindungen muss Hand in Hand gehen“, sagt BSH-Präsident Helge Heegewaldt. Ziel seien langfristige Planungssicherheit und zugleich Flexibilität für künftige Entwicklungen.

Überbauung senkt Kosten

Ein zentraler Baustein ist die Überbauung: Auf einer Fläche werden Windenergieanlagen mit mehr Leistung installiert, als der Netzanschluss übertragen kann. Das funktioniert, weil die Anlagen selten gleichzeitig ihre maximale Leistung erreichen. Der Netzanschluss wird so besser ausgelastet. Durch die Überbauung und weitere Maßnahmen verzichtet das BSH auf fünf Netzanbindungen, die frühere Planungen noch vorsahen. Das spart Kosten in zweistelliger Milliardenhöhe. Zudem werden deutlich weniger Kabeltrassen benötigt,

sodass sensible Küstenmeerbereiche seltener gequert werden müssen.

Für die neu vorgesehenen Windparkflächen plant das BSH mit einer geringeren Leistungsdichte. Vorgesehen sind jeweils 1.100 MW je Fläche, bisher waren es regelmäßig 2.000 MW. Die Anlagen können dadurch weiter auseinanderstehen und beeinflussen sich gegenseitig weniger, was die Stromerträge verbessert. Das gesetzliche Ausbauziel von 70.000 MW bis 2045 werde weiterhin erfüllt, so das BSH.



Vorentwurf zum Flächennutzungsplan: Karte mit neuen Gebietszuschnitten und Flächen für den Ausbau der Windenergie auf See.
(Zum Vergrößern bitte auf die Grafik klicken)

Quelle BSH

Außerdem prüft das BSH eine andere Reihenfolge des Ausbaus. Statt die Flächen schrittweise von der Küste in Richtung offenes Meer zu planen, kommt eine räumlich stärker verteilte Erschließung in Betracht. Zwischen bereits bebauten und später hinzukommenden Windparks blieben dann länger größere Freiräume bestehen. Ertragssimulationen des Fraunhofer IWES zeigen, dass sich so über die Zeit insgesamt höhere Stromerträge erzielen ließen. Die Ergebnisse hat das BSH mit den übrigen Unterlagen veröffentlicht.

Beschleunigungsflächen und Nachnutzung

Der Vorentwurf sieht fünf Beschleunigungsflächen vor, die nach der europäischen Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED III) erstmals auf Planebene festgelegt werden sollen. Zudem zeigt er Szenarien für die Nachnutzung bestehender Flächen, die den Rahmen für einen Weiterbetrieb bestehender Windparks abstecken. Mögliche Festlegungen sollen im Verfahren konkretisiert werden. Mit Blick auf die Seevögel hat das BSH die Planung angepasst: Das Gebiet N-17 wird nach Südosten verschoben, das Gebiet N-16 an seiner nordwestlichen Kante kleinräumig verändert. Die Auswirkungen auf die Meeresumwelt untersucht die Strategische Umweltprüfung.

Festlegen will das BSH voraussichtlich nur Flächen und Netzanbindungen, die bis etwa Ende der 2030er-Jahre in Betrieb gehen. Wie weit die Festlegungen reichen sollen, steht zur Konsultation. Am 19. Januar 2027 lädt das BSH zu einem Anhörungstermin in die Handwerkskammer Hamburg ein. Anschließend erstellt es einen Entwurf samt Umweltberichten, zu dem Behörden und Öffentlichkeit erneut Stellung nehmen können. (gd) // VON GÜNTER DREWNITZKY

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

[^ Zum Inhalt](#)

UN sieht deutlich überhitzte Erde

Emissions Gap Report



Bericht zur Emissionslücke für das Pariser Klimaschutzziel Quelle: UNEP

KLIMASCHUTZ. Der UN-Emissionsbericht 2026 zeigt, wie stark die Treibhausgasemissionen sinken müssen, um die Erderwärmung bis 2100 wieder auf 1,5 Grad zu begrenzen. Mehr Klimaschutz ist nötig.

Die globale Erwärmung wird die Grenze von 1,5 Grad gegenüber dem vorindustriellen Niveau voraussichtlich überschreiten. Um das Ausmaß und die Dauer dieser Überschreitung zu begrenzen, müssen die weltweiten Treibhausgasemissionen deutlich schneller sinken. Das geht aus dem „Emissions Gap Report 2026: The Point of Return“ des Umweltprogramms der Vereinten Nationen (UNEP) hervor, der am 21. Oktober in Nairobi (Kenia) veröffentlicht wurde.

Für ein Szenario mit einer möglichst geringen Überschreitung der 1,5-Grad-Grenze müssten die globalen Treibhausgasemissionen gegenüber dem Niveau von 2025 bis 2030 um 18 Prozent, bis 2035 um 45 Prozent und bis 2040 um 69 Prozent zurückgehen. In diesem Szenario erreicht die Erwärmung um die Mitte des Jahrhunderts einen Höchststand von 1,7 bis 1,8 Grad. Bis 2100 könnte sie mit einer Wahrscheinlichkeit von rund 50 Prozent wieder auf 1,5 Grad oder darunter sinken.

Klimaschutz wirkt

Bundesumweltminister Carsten Schneider (SPD) sieht im Bericht sowohl den Handlungsdruck als auch die Wirksamkeit des Klimaschutzes bestätigt. Zugleich zeige der weltweite Aufschwung der erneuerbaren Energien, dass sich die Entwicklung verändern lasse. Schneider fordert, bestehende Lösungen schneller auszubauen, um sowohl den Klimaschutz als auch die wirtschaftliche Entwicklung voranzubringen.

Der Minister verwies zudem auf die energiepolitischen Vorteile erneuerbarer Energien und der Elektrifizierung. „Wer auf heimische erneuerbare Energien setzt und fossile Anwendungen elektrifiziert, verringert die Abhängigkeit von Öl- und Gasimporten und erhöhe die Sicherheit der Energieversorgung“, erinnerte er.

Aktuelle Maßnahmen reichen nicht aus

Wie groß die Lücke zwischen den bisherigen Zusagen und dem erforderlichen Klimaschutz bleibt, verdeutlichen die Szenarien des UNEP. Selbst wenn alle national festgelegten Klimaschutzbeiträge (Nationally Determined Contributions, NDCs) vollständig umgesetzt würden, gingen die Emissionen gegenüber 2025 bis 2030 lediglich um fünf bis acht Prozent und bis 2035 um elf bis 15 Prozent zurück.

Bei einer Fortsetzung der derzeitigen politischen Maßnahmen könnte die globale Erwärmung im Laufe dieses Jahrhunderts 2,8 Grad erreichen und danach weiter steigen. Selbst in einem optimistischen Szenario, das zusätzlich die Erreichung weiterer Netto-Null-Ziele voraussetzt, bliebe sie bei etwa 2,1 Grad.

Um die Erwärmung auf einen möglichst niedrigen Höchststand zu begrenzen, müssten die globalen Emissionen im Zeitraum von 2025 bis 2035 durchschnittlich um 5,7 Prozent pro Jahr sinken. Darüber hinaus wäre eine groß angelegte Entnahme von CO₂ aus der Atmosphäre erforderlich. Das UNEP beziffert die Menge im Laufe des Jahrhunderts auf rund 320 Milliarden Tonnen CO₂. Ob diese Menge tatsächlich entfernt und dauerhaft gespeichert werden kann, ist jedoch ungewiss.

Erneuerbare Energien als zentraler Hebel

Der Bericht verweist zugleich auf Fortschritte seit der Verabschiedung des Pariser Klimaabkommens. Die globalen Kapazitäten für erneuerbaren Strom sind demnach dreimal schneller gewachsen als erwartet, bei der Photovoltaik war das Wachstum sogar siebenmal so schnell. Auch klimapolitische Maßnahmen haben in verschiedenen Ländern und Sektoren nachweislich zur Emissionsminderung beigetragen.

Auswertungen von mehr als 220 politischen Maßnahmen zeigen laut UNEP, dass Maßnahmen im Stromsektor die Emissionen im untersuchten Zeitraum durchschnittlich um neun Prozent senkten. Ökonomische Instrumente wie Emissionshandelssysteme und CO₂-Steuern führten sektorübergreifend zu Minderungen zwischen fünf und 13 Prozent.

Diese Erfolge beschränken sich bislang jedoch auf bestimmte Länder, Sektoren und Zeiträume. Nach Einschätzung des UNEP verlaufen die Entwicklungen bei wichtigen Emissionsindikatoren bislang nicht schnell genug, um die erforderlichen Minderungen zu erreichen.

COP31 soll Umsetzung beschleunigen

Für die Weltklimakonferenz COP31 im türkischen Antalya sieht Schneider deshalb einen klaren Auftrag. Aus politischen Zusagen müssten schnellere Emissionssenkungen werden. Deutschland werde sich dafür einsetzen, die Elektrifizierung der Weltwirtschaft mit erneuerbarem Strom voranzubringen. Die Konferenz müsse sich daran messen lassen, ob sie die Lücke zwischen Klimaversprechen und tatsächlichem Handeln verkleinere.

Als weiteres Signal nannte Schneider den deutschen Fahrplan zur schrittweisen Abkehr von fossilen Energien. „Der UNEP-Bericht unterstreicht zugleich, dass die Welt die Ziele des Pariser Abkommens noch erreichen kann“, sagte er. Voraussetzung dafür seien schnelle, tiefgreifende und anhaltende Emissionssenkungen sowie eine konsequentere Umsetzung der bereits vereinbarten Klimaschutzmaßnahmen.

Der **UN-Emissions-GAP-Report 2026** steht in englischer Sprache im Internet bereit. (sh)

// VON SUSANNE HARMSSEN

[^ Zum Inhalt](#)

Bundesfinanzminister Klingbeil stellt sich hinter die Tiefengeothermie



Bundesfinanzminister Lars Klingbeil beim Besuch in München. Er informierte sich über das GIGA-M-Projekt. Quelle: SWM

GEOTHERMIE. Im Großraum München läuft eine Seismik-Messkampagne. Bundesfinanzminister Lars Klingbeil betonte bei einem Besuch, dass solche Projekte für mehr Energieunabhängigkeit wichtig seien.

Seit Ende August läuft im Großraum München die bislang umfassendste seismische Untersuchung von Geothermiepotezialen hierzulande. Nun haben sich bei einem Besuch im Münchner Olympiapark der Bundesfinanzminister Lars Klingbeil, Bayerns Wissenschaftsminister Markus Blume und Münchens Zweite Bürgermeisterin Mona Fuchs über das Verbundforschungsprojekt „GIGA-M“ und den weiteren Ausbau der Geothermienutzung in München und der Region erkundigt.

Koordiniert wird Giga-M von der Technischen Universität München. Zu den Projektpartnern gehören neben den Stadtwerken München unter anderem die Energie-Wende-Garching, die Energieagentur Ebersberg-München, die Landeshauptstadt München sowie der Landkreis München.

Mit dieser groß angelegten 3D-Seismik wollen die Projektpartner des Forschungsvorhabens „GIGA-M“ die geologischen Voraussetzungen für den weiteren Ausbau der Tiefengeothermie im Großraum München genauer erfassen (wir berichteten). Im Rahmen von Giga-M startet im Großraum München die nach Angaben der Projektpartner bislang umfassendste seismische Untersuchung zur Erkundung von Geothermiepotezialen in Deutschland.

Ziel ist es, ein durchgängiges dreidimensionales Modell des tiefen Untergrunds zu erstellen. Die Daten sollen die Planung neuer Geothermieprojekte verbessern und allen interessierten Akteuren nach Abschluss des Forschungsvorhabens kostenlos zur Verfügung gestellt werden. Der Großraum München liegt über dem Süddeutschen Molassebecken, das zu den geologisch günstigsten Regionen Europas für die Nutzung der Tiefengeothermie zählt.

Klingbeil betonte, dass Energie bezahlbar bleiben muss

„Projekte wie Giga-M sind genau das, wo wir hinwollen. Wir machen uns unabhängig von alten Energieträgern und ausländischen Energielieferanten. So schaffen wir die Energiewende. Entscheidend ist hierbei für mich, dass Energie damit auf lange Sicht für die Menschen bezahlbar bleibt“, sagte Bundesfinanzminister Lars Klingbeil in München am 21. Oktober. Laut Bayerns Wissenschaftsminister Markus Blume zeigt sich bei diesem Projekt, wie aus exzellenter Forschung konkrete Lösungen für eine sichere, nachhaltige und unabhängige Energieversorgung entstehen.

Das Potenzial der Tiefengeothermie liegt hierzulande laut den Forschenden der TU München bei bis zu 300 Terawattstunden pro Jahr. Damit könnte die Geothermie rund ein Viertel des deutschen Wärmebedarfs decken. „Forschungsprojekte wie Giga-M tragen dazu bei, die Nutzung dieser natürlichen und regionalen Energiequelle voranzubringen und so die Dekarbonisierung im Energiesektor voranzutreiben“, sagte Kai Zosseder von der TU München. Er ist der Projektleiter des Giga-M Forschungsprojektes.

Die SWM haben im Jahr 2004 ihre erste Geothermie-Anlage in Betrieb genommen. „Aktuell bauen wir unsere siebte Anlage, weitere sind in Planung und Vorbereitung“, sagte Florian Bieberbach, Vorsitzender der SWM Geschäftsführung. „Die Bundesförderung für das Forschungsprojekt GIGA-M und das Geothermiebeschleunigungsgesetz, das seit diesem Jahr in Kraft ist, unterstützen uns bei unserem Ziel, den Münchner Bedarf an Fernwärme ab spätestens 2040 vor allem mithilfe von Tiefengeothermie bereitzustellen. Für die Unterstützung bei der Untersuchung weiterer Potenziale sind wir sehr dankbar.“

Die Messkampagne erstreckt sich über rund 1.110 Quadratkilometer und mehr als 60 Kommunen. Sie beginnt Ende August im südlichen Landkreis München und wird anschließend schrittweise auf weitere Teile im Umland von München sowie auf das Stadtgebiet der Landeshauptstadt ausgeweitet. Die Arbeiten sollen bis November abgeschlossen sein. Mehrere Messteams werden parallel im Einsatz sein.

Das Projekt Giga-M wird über das 7. Energieforschungsprogramm der Bundesregierung „Innovationen für die Energiewende“, durch das Bundeswirtschaftsministerium mit Zuwendungen aus dem Sondervermögen „Klima- und Transformationsfonds“ gefördert. (hr) // **VON HEIDI ROIDER**

Diesen Artikel können Sie teilen: [!\[\]\(173968034f6ca6c36e25dcb8a274badd_img.jpg\)](#) [!\[\]\(02d28a4c4ca0666e31d02e309503bc63_img.jpg\)](#) [!\[\]\(aecb52f86cc2992259f68b761648d51b_img.jpg\)](#)

[^ Zum Inhalt](#)

Umweltvorschriften für Energieimporte werden verschoben



Quelle: Shutterstock / Lightspring

EUROPAEISCHE UNION. Methanlecks aufspüren, klimaschädliches Abfackeln begrenzen: In der EU sind Unternehmen dazu bereits verpflichtet. Bei Importen von Öl, Gas und Kohle könnte sich der Start verschieben.

Angeichts der Energiepreiskrise sollen nach dem Willen des Europaparlaments bestimmte Klimaschutzregeln für importierte fossile Brennstoffe erst später als geplant greifen. Die Abgeordneten stimmten mit 341 Ja-Stimmen, 225 Nein-Stimmen und 6 Enthaltungen dafür, dass Importeure von Öl, Gas und Kohle erst ab Mai 2031 EU-Klimaschutzregeln für das klimaschädliche Treibhausgas Methan befolgen müssen – gut drei Jahre später als bisher vorgesehen. Damit gehen sie über den Vorschlag der EU-Kommission hinaus, die die Pflicht um ein Jahr verschieben will.

Methan ist dem Umweltbundesamt zufolge nach Kohlendioxid das Treibhausgas mit der zweitgrößten Bedeutung und für Klimaerwärmung und Luftverschmutzung verantwortlich. Es bleibt zwar kürzer in der Atmosphäre, ist dafür aber schädlicher als CO₂. Methan entsteht in der Landwirtschaft, auf Mülldeponien sowie in der Öl- und Gasindustrie.

Schädliches Treibhausgas

Seit 2024 sind in der EU Regeln in Kraft, die die Methan-Emissionen des Energiesektors senken sollen. So müssen Betreiber von Öl- und Gasanlagen regelmäßig nach größeren Methanlecks suchen und diese reparieren. Außerdem ist in den Anlagen das Lüften oder Abfackeln, wobei Methan in die Atmosphäre freigesetzt wird, unter bestimmten Umständen verboten.

Eigentlich müssen Unternehmen ab 1. Januar 2027 für bestimmte Lieferverträge auch nachweisen, dass der Produzent im Herkunftsland seine Methan-Emissionen mindestens so sorgfältig überwacht und dokumentiert, wie es die EU von ihren eigenen Unternehmen verlangt. Diese Pflicht könnte nun erst später greifen.

Die EU-Staaten müssen noch über den Vorschlag beraten. Bundesumweltminister Carsten Schneider (SPD) hatte jüngst bekräftigt, an der Reduzierung der Methanemissionen festhalten zu wollen. Energieministerin Katherina Reiche (CDU) zeigte sich zuletzt offen für mehr Flexibilität. Eine Änderung kann nur in Kraft treten, wenn sich Parlament und Länder einigen.

Gegen den Klimaschutz oder für die Versorgungssicherheit?

Die Grünen-Abgeordnete Jutta Paulus kritisierte den Plan. „Wieder einmal machen Konservative und Rechtsextreme Politik gegen den Klimaschutz und für die fossile Industrie.“ Man beuge sich Drohungen der Industrie und der US-Regierung. „Es ist absolut nicht nachvollziehbar, warum man in Zeiten der Energiepreiskrise Gas ungenutzt abfackelt oder entweichen lässt.“

Die beiden CDU-Abgeordneten Christian Ehler und Andrea Wechsler sprachen dagegen von einer „Frage der politischen Verantwortung“. „Es geht um unsere Versorgungssicherheit und bezahlbare Energie.“ Methanemissionen müssten reduziert werden, um die Klimaziele zu erreichen. Aber es brauche noch Anpassungen bei den gesetzlichen Vorgaben. // **VON DPA**

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

HANDEL & MARKT



Quelle: Fotolia / Photo-K

Hybride PPA verändern den Markt für Grünstromverträge

VERTRIEB. Batteriespeicher eröffnen neue Möglichkeiten für langfristige Stromlieferverträge. Ein Webinar zeigte, wie sich solche Modelle in der Praxis umsetzen lassen.

Bislang lief das so: Unternehmen schlossen langfristige Stromabnahmeverträge zu festen Preisen, sogenannte Power Purchase Agreements (PPA), für Solar- oder Windstrom ab. Doch dieses Modell funktioniert immer weniger, wie Anwar Darwich, Commercial Director PPA Origination beim Projektentwickler Maxsolar, bei einem Webinar des Verbands der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft (VIK) am 22. Oktober erläuterte.

Gründe sind die zunehmende Volatilität der Strompreise und Netzengpässe: An sonnigen Tagen produzieren Solaranlagen oft gleichzeitig große Strommengen. Bei einem Überangebot fallen die Börsenpreise mitunter unter null. Für Anlagenbetreiber wird es dadurch schwieriger, wirtschaftlich attraktive PPA abzuschließen. Auch für die Abnehmer hat das Modell einen Nachteil: Die Stromlieferung richtet sich nach dem Wetter und nicht nach ihrem tatsächlichen Bedarf.

Von daher gewinnen neue Vertragsmodelle immer mehr an Bedeutung, sagte Darwich. Sie sollen nicht nur die Stromkosten kalkulierbar machen, sondern auch die Lieferung stärker an den Bedarf der Abnehmer anpassen. Eine Lösung sind hybride PPA. Dabei werden Solaranlagen mit Batteriespeichern kombiniert und gemeinsam vermarktet. Der Speicher ermöglicht es, Solarstrom zeitlich versetzt zu liefern. Dadurch entstehen neue Möglichkeiten, Preise, Liefermengen und Flexibilität vertraglich zu regeln.

Darwich nannte ein Praxisbeispiel: einen Vertrag zwischen „MaxSolar“ und der DB Energie, einer Tochtergesellschaft der Deutschen Bahn. Im norddeutschen Friedrichshof entstehen ein Solarpark mit 36,5 MWp Leistung und ein Batteriespeicher mit 15 MW Leistung und 30 MWh Speicherkapazität. Die Inbetriebnahme ist für Sommer 2027 geplant. Der Stromabnahmevertrag läuft über zehn Jahre. Nach Angaben von Max Solar handelt es sich um den ersten hybriden PPA dieser Art für eine nicht staatlich geförderte Anlagenkombination in Deutschland.

Das Vertragsmodell sieht vor, dass DB Energie den Solarstrom nicht unmittelbar zum Zeitpunkt seiner Erzeugung übernehmen muss. Stattdessen werden die Liefermengen anhand von Erzeugungsprognosen

und dem Strombedarf für den Folgetag geplant. Der Batteriespeicher ermöglicht es, die Einspeisung zeitlich zu verschieben. Bei Bedarf können die angemeldeten Liefermengen angepasst werden.

Nutzen für Stromsystem und Abnehmer

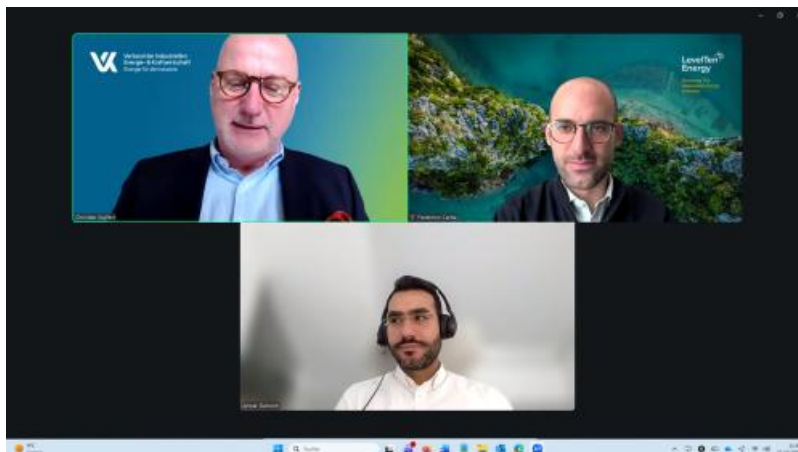
Der Ansatz markiert nach Ansicht von Darwich einen grundlegenden Wandel. Statt die Stromproduktion zu maximieren, gehe es zunehmend darum, erneuerbare Energie dann bereitzustellen, wenn sie für das Stromsystem und die Abnehmer den größten Nutzen stiftet.

Neben dem Vertrag mit DB Energie stellte Darwich weitere Möglichkeiten vor, hybride PPA zu gestalten. Bei einem Modell werden die eingespeisten Strommengen und die bereitgestellte Flexibilität des Batteriespeichers getrennt vergütet. Damit lassen sich die beiden Bestandteile des Vertrags – Stromerzeugung und Flexibilität – wirtschaftlich unabhängig voneinander bewerten.

Ein weiteres Modell orientiert sich stärker an den Börsenpreisen. Dabei wird der erzeugte Solarstrom mit einem Abschlag auf den Marktpreis vergütet. Für die Nutzung der Speicherflexibilität ist zusätzlich eine garantierte Mindestvergütung vorgesehen. Das soll dem Anlagenbetreiber eine gewisse Erlössicherheit bieten, während der Abnehmer stärker an der Entwicklung der Strompreise teilhaben kann.

Darwich sieht weiteres Potenzial in der gemeinsamen Vermarktung von Solarstrom, Windstrom und Batteriespeichern. Diese Kombination bezeichnet Maxsolar als Tri-Colocation. Wind- und Solaranlagen haben unterschiedliche Erzeugungsprofile, die sich teilweise ergänzen. Ein Batteriespeicher kann die Stromlieferung zusätzlich an die Nachfrage und die jeweiligen Marktpreise anpassen.

Für die PPA-Vermarktung könnten solche Anlagenkombinationen neue Möglichkeiten eröffnen. Statt ausschließlich den Strom einer einzelnen Solar- oder Windanlage abzunehmen, könnten Unternehmen ein besser auf ihren Bedarf abgestimmtes Lieferprofil vereinbaren. (sag)



Die Teilnehmer des Webinar des Verbands der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft (VIK)

Quelle: sag

// VON STEFAN SAGMEISTER

[^ Zum Inhalt](#)

Berlin treibt Ausbau intelligenter Stromzähler voran



Attila Schmidt montiert den 100.000. intelligenten Stromzähler in Berlin. Quelle: Stromnetz Berlin / Georg Lewark

SMART METER. Der Verteilnetzbetreiber Stromnetz Berlin hat den 100.000. intelligenten Stromzähler installiert. Damit sei bereits rund die Hälfte der vorgeschriebenen Einbaufälle erfüllt.

Stromnetz Berlin hat Anfang Oktober im Gewerbehof Bülowbogen in Berlin-Schöneberg den 100.000. intelligenten Stromzähler installiert. Damit liegt der Verteilnetzbetreiber nach eigenen Angaben bundesweit bei der Verbreitung von Smart Metern vorn. Das Unternehmen rollt die digitale Messtechnik seit 2020 in der Hauptstadt aus. Sie soll Verbrauchsdaten transparenter machen und künftig unter anderem die Nutzung dynamischer Stromtarife unterstützen.

Stromnetz Berlin ist neben seiner Funktion als Verteilnetzbetreiber auch grundzuständiger Messstellenbetreiber. In dieser Rolle verantwortet das Unternehmen nach eigenen Angaben rund 2,4 Millionen Stromzähler. Die Bundesnetzagentur gibt vor, in welchen Fällen Messstellenbetreiber intelligente Messsysteme installieren müssen. Bei diesen sogenannten Pflichteinbaufällen hat Stromnetz Berlin bereits rund die Hälfte der geforderten Installationen umgesetzt.

Dazu gehört auch die Ausstattung der Liegenschaften des Landes Berlin. In den vergangenen Monaten hat das Unternehmen dort nach eigenen Angaben rund 5.000 intelligente Stromzähler eingebaut. Die automatisierte Übermittlung der Zählerstände macht manuelle Ablesungen überflüssig und ermöglicht es, Energieverbräuche miteinander zu vergleichen.

Ausbau vom Pilotprojekt zum Massengeschäft

Den ersten intelligenten Stromzähler installierte Stromnetz Berlin im August 2020 auf dem EUREF-Campus in Berlin-Schöneberg. In den folgenden Jahren sammelte das Unternehmen Erfahrungen mit der Technik und baute die Installationen schrittweise aus. Bis 2025 setzte es dabei ausschließlich eigenes Personal ein. Inzwischen übernehmen auch Partnerunternehmen die Montage. Dadurch installiert Stromnetz Berlin nach eigenen Angaben jährlich mehrere Zehntausend Smart Meter.

Die Technik besteht aus einem digitalen Stromzähler und einem zusätzlichen Kommunikationsgerät, dem Smart Meter Gateway. Dieses übermittelt die Messwerte verschlüsselt über Mobilfunk. Der Zähler erfasst den Stromverbrauch alle 15 Minuten, das Gateway überträgt die Daten einmal täglich. Während anfangs jedem Zähler ein eigenes Gateway zugeordnet war, kann heute ein Gerät bis zu sechs Zähler anbinden.

Intelligente Messsysteme können Verbrauchern helfen, ihren Stromverbrauch genauer nachzuvollziehen. Zugleich schaffen sie technische Voraussetzungen für die Nutzung dynamischer Stromtarife, bei denen sich der Preis am Strommarkt orientiert. Für die Digitalisierung des Stromnetzes sind sie ebenfalls relevant, weil sie eine detailliertere Erfassung und Übermittlung von Verbrauchsdaten ermöglichen.

Smart Meter nicht für alle verpflichtend

Stromnetz Berlin stattet neue Stromanlagen bereits standardmäßig mit digitalen Zählern aus. Diese lassen sich bei Bedarf durch ein Gateway zu einem intelligenten Messsystem erweitern. Ein Smart Meter ist allerdings nicht für alle Haushalte und Anlagen vorgeschrieben. In bestimmten Fällen, etwa bei größeren Photovoltaikanlagen oder beim Einbau einer Wallbox, gelten gesetzliche Einbaupflichten.

Wer nicht unter die verpflichtenden Einbaufälle fällt, kann ebenfalls einen intelligenten Stromzähler bestellen. Stromnetz Berlin bietet dafür einen Bestellprozess über seine Website an. Auch die

verschiedenen Ausstattungsoptionen hat das Unternehmen nach eigenen Angaben im Kundenportal hinterlegt und den Ablauf digitalisiert, um die Umsetzung zu beschleunigen.

Als nächsten Ausbauschritt plant Stromnetz Berlin die zusätzliche Ausstattung intelligenter Messsysteme mit Steuerboxen. Diese sind gesetzlich vorgesehen und sollen Netzbetreibern ermöglichen, bestimmte Kundenanlagen bei Bedarf vorübergehend zu steuern. Das kann beispielsweise bei Engpässen im Stromnetz relevant werden. In solchen Situationen sollen die Netzbetreiber den Stromverbrauch betroffener Anlagen zeitweise reduzieren können. (sh) // VON SUSANNE HARMSSEN

[^ Zum Inhalt](#)

Schlecht gedämmt, fossil beheizt



Quelle: playgroundai (KI-generiert)

WÄRME. Eine Analyse von 7.493 Immobilien in 30 deutschen Großstädten zeigt: Die Energieeffizienzklasse H ist am häufigsten vertreten. Erdgas dominiert bei der Wärmeversorgung.

Der Massivhausanbieter Town & Country Haus hat 7.493 Immobilien in den 30 größten deutschen Städten untersucht und dabei festgestellt, dass die schlechteste Energieeffizienzklasse H mit 15,8 Prozent am häufigsten vertreten ist. Bei den Heizenergieträgern dominiert Erdgas mit einem Anteil von 62,3 Prozent. Die Untersuchung basiert auf Immobilienangeboten des Portals Immowelt vom August 2026.

Auf die Effizienzklasse H folgen die Klassen D mit 12,9 Prozent, F mit 12,8 Prozent, E mit 11,7 Prozent und G mit 11 Prozent. Die Auswertung unterscheidet zwischen Energiebedarfsausweisen, die den Energiebedarf eines Gebäudes rechnerisch ermitteln, und Energieverbrauchsausweisen, die auf gemessenen Verbrauchsdaten beruhen.

Bei den Bedarfsausweisen liegt der Anteil der Gebäude mit Effizienzklasse H bei mehr als 20 Prozent. Besonders hoch fällt er in Bonn mit 43,7 Prozent aus. Dahinter folgen Aachen mit 40 Prozent und Münster mit 36,1 Prozent.

Anders sieht es in Mönchengladbach und Dresden aus. In Mönchengladbach erreichen laut den untersuchten Bedarfsausweisen 55,5 Prozent der Gebäude die Effizienzklasse A. In Dresden entfallen 56,4 Prozent auf die Klasse A+.

Verbrauchsausweise zeigen anderes Bild

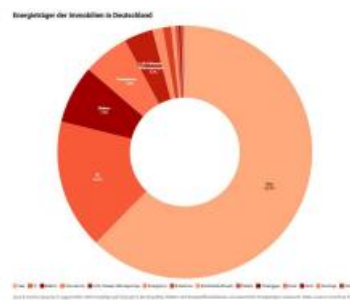
Bei den Verbrauchsausweisen ist dagegen die Effizienzklasse D mit 24,5 Prozent am häufigsten vertreten. Die Klassen A und A+ erreichen insbesondere in Mannheim und Wiesbaden höhere Anteile: In Mannheim entfallen 44,7 Prozent der untersuchten Immobilien auf diese beiden Klassen, in Wiesbaden sind es 15,6 Prozent.

Die Unterschiede zwischen den beiden Ausweisarten hängen auch mit ihrer Erhebungsmethode zusammen. Während der Bedarfsausweis den Energiebedarf anhand baulicher und technischer Eigenschaften berechnet, berücksichtigt der Verbrauchsausweis den tatsächlichen Energieverbrauch und damit auch das Heizverhalten der Bewohner.

Aus den unterschiedlichen Verteilungen lässt sich allerdings nicht unmittelbar ableiten, dass Bedarfsausweise den Energieverbrauch systematisch überschätzen. Dafür wäre ein Vergleich beider Ausweisarten für dieselben Gebäude erforderlich. Ein solcher Vergleich geht aus der veröffentlichten Untersuchung nicht hervor.

Erdgas bleibt wichtigster Heizenergieträger

Bei der Wärmeversorgung der untersuchten Immobilien liegt – insgesamt betrachtet – Erdgas mit 62,3 Prozent an erster Stelle. Heizöl folgt mit 16,6 Prozent. Elektrische Heizsysteme erreichen einen Anteil von 7,5 Prozent, Wärmepumpen kommen auf 3,7 Prozent.



Energieträger der Immobilien in Deutschland

Zum Vergrößern bitte auf die Grafik klicken.

Quelle: Town & Country Haus

Auch hier zeigen sich Unterschiede zwischen den Ausweisarten. Auf Gas entfallen 37,8 Prozentpunkte der Gesamtauswertung bei den Bedarfsausweisen und 24,4 Prozentpunkte bei den Verbrauchsausweisen. Bei Heizöl sind es 11,7 beziehungsweise 4,9 Prozentpunkte.

Bei den Bedarfsausweisen erreichen elektrische Heizsysteme mit 5,6 Prozentpunkten den dritten Rang. Unter den Verbrauchsausweisen liegt Fernwärme mit 2,8 Prozentpunkten auf dem dritten Platz.

Wärmepumpen sind in den untersuchten Immobilien noch vergleichsweise selten vertreten. Bei den Bedarfsausweisen entfallen 3,3 Prozentpunkte auf diese Heiztechnik, bei den Verbrauchsausweisen 0,4 Prozentpunkte. München erreicht bei den Bedarfsausweisen mit 16,3 Prozent den höchsten Wärmepumpenanteil unter den untersuchten Städten.

Die Ergebnisse beziehen sich ausschließlich auf die ausgewerteten Immobilienangebote. Eine repräsentative Aussage über den gesamten deutschen Gebäudebestand lässt sich daraus nicht ableiten. Insbesondere die unterschiedlichen Gebäuestichproben bei Bedarfs- und Verbrauchsausweisen schränken deren direkte Vergleichbarkeit ein. (kmt) // VON KATIA MEYER-TIEN

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

⚙️ TECHNIK



Quelle: Pixabay / aymane jdidi

Geothermieprojekt in Hannover-Lahe gestoppt

GEOTHERMIE. Das von Enercity und Eavor geplante Tiefengeothermieprojekt in Hannover-Lahe wird nicht umgesetzt. Es scheitert an der Finanzierung. Am Kohleausstieg hält Enercity jedoch fest.

Die Stadt Hannover hatte im vergangenen Jahr mit einem langfristigen Erbbaurechtsvertrag den Weg für grüne Wärme aus Hannover-Lahe geebnet. Nun hat Enercity mitgeteilt, das Geothermieprojekt doch nicht umzusetzen. Damit entfällt ein geplanter Baustein für die Dekarbonisierung der Fernwärmeversorgung in Hannover. Enercity hält dennoch am Kohleausstieg nach der Heizperiode 2027/2028 fest.

Hintergrund der Projektabgabe ist eine veränderte Geschäftsstrategie des Geothermieunternehmens Eavor. Das Unternehmen hatte Anfang 2026 entschieden, sich künftig auf seine Rolle als Technologieanbieter zu konzentrieren. Damit stand Eavor nicht mehr als Investor und Projektentwickler für das Vorhaben in Hannover zur Verfügung. In den folgenden Monaten prüften die Projektpartner alternative Möglichkeiten zur Umsetzung. Die Gespräche führten nach Angaben von Enercity jedoch zu keiner tragfähigen Lösung.

Das Geothermieprojekt des örtlichen Versorgers Enercity sollte bis zu 30 MW grundlastfähige Leistung für das hannoversche Fernwärmenetz liefern. In Hannover-Lahe sollten dafür zwei Eavor-Loops entstehen. Anders als konventionelle hydrothermale Geothermieranlagen nutzt die Technologie ein geschlossenes unterirdisches Rohrsystem, in dem ein Wärmeträgermedium zirkuliert. Die Wärmegewinnung setzt damit keine natürlichen Heißwasservorkommen voraus. Die Anlage sollte kontinuierlich Wärme bereitstellen und in das Fernwärmenetz der niedersächsischen Landeshauptstadt einspeisen.

Wegfall der Geothermie soll kompensiert werden

Mit der Absage verliert Enercity eine vorgesehene Wärmequelle für die Umstellung der Fernwärmeerzeugung. Das Unternehmen sieht darin allerdings keine Gefährdung seines Zeitplans für den Kohleausstieg. „Wir bedauern, dass wir dieses innovative Vorhaben nicht gemeinsam verwirklichen können“, erklärt Enercity-Vorstandsvorsitzende Aurelie Alemany. Zugleich betont sie, dass der Versorger am vorzeitigen Kohleausstieg festhalte und den Umbau der Fernwärmeerzeugung fortsetze. Das Unternehmen stütze sich dabei auf unterschiedliche Technologien und voneinander unabhängige Wärmequellen.

Für den Ersatz der Kohleblöcke am Kraftwerksstandort Hannover-Stöcken baut Enercity ein dezentrales Erzeugungsportfolio auf. Dazu zählen Anlagen zur energetischen Nutzung von Biomasse und Klärschlamm, Großwärmepumpen sowie Power-to-Heat-Anlagen.

Der erste Kohleblock in Stöcken ist bereits außer Betrieb. Fünf dezentrale Anlagen haben dessen Wärmeerzeugung übernommen. Für den Ersatz des zweiten Blocks befinden sich weitere Erzeugungsanlagen im Bau oder in der Planung. Nach Angaben des Unternehmens verfügt das Konzept über zusätzliche Leistungsreserven, sodass die ursprünglich aus der Tiefengeothermie vorgesehenen 30 MW für den Kohleausstieg kurzfristig nicht erforderlich seien.

Enercity geht davon aus, dass das übrige Anlagenportfolio die entfallende Wärmeleistung ausgleichen kann. Der vollständige Ersatz der Kohlewärme nach dem Winter 2027/2028 sei deshalb weiterhin möglich.

Unabhängig vom Kohleausstieg benötigt Enercity perspektivisch weitere Erzeugungskapazitäten. Mit dem geplanten Ausbau der Fernwärmeversorgung in Hannover steigt auch der Wärmebedarf des Netzes. Der Versorger prüft deshalb zusätzliche Erzeugungsoptionen. Im Mittelpunkt stehen nach Unternehmensangaben Wärmequellen, die kontinuierlich zur Verfügung stehen und das bestehende Anlagenportfolio ergänzen können.

An der geplanten Fernwärmeleitung zur Kirchhorster Straße hält Enercity trotz des Projektendes fest. Sie wird unabhängig vom Tiefengeothermieprojekt benötigt, um zusätzliche Wärme aus der Abfallverwertungsanlage Lahe oder aus weiteren, künftig zu erschließenden Wärmequellen in das hannoversche Fernwärmenetz einzuspeisen. (hr) // **VON HEIDI ROIDER**

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG



Energie & Management | WEBINAR

**Was Netzbetreiber von der
Verteidigung lernen können:**
Schutz von Umspannwerken
mit msg.MOEWE

26.11.2026 | 14:00 Uhr | Online

Jetzt kostenfrei anmelden >

msg

Forschende wollen Ängste vor Erdbeben abbauen



Quelle: Pixabay / Alexa

GEOTHERMIE. Ein Forschungsverbund untersucht, wie sich Erdbebenrisiken bei Geothermieprojekten verständlicher vermitteln lassen. Der Bund stellt dafür 2,27 Millionen Euro bereit.

Die Tiefe Geothermie ist nicht nur technisch komplex, sie stellt für Energieversorger, Stadtwerke und Kommunen auch in der Kommunikation mit den Bürgerinnen und Bürgern so manche Herausforderung dar: Sachverhalte müssen verständlich und zugleich nachvollziehbar vermittelt werden. Ein neues Verbundprojekt will dafür wissenschaftlich fundierte Grundlagen und praxisnahe Instrumente schaffen, teilte das Fraunhofer-Institut IEG mit.

„Die Energieversorgung der Zukunft entsteht nicht allein im Untergrund, sondern auch im Dialog mit den Menschen. Saurier unterstützt dabei. Es macht aus Daten nachvollziehbare Informationen und zudem Wissen transparent zugänglich“, erklärte Claudia Finger, die Projektleiterin am Fraunhofer IEG.

Das Verbundprojekt trägt den Namen „SAURIER“ („Seismologische Auswertung und gesellschaftliche Relevanz von tiefen Energieprojekten“) und läuft bis zum 30. August 2029. Die Fördermittel stammen aus dem 8. Energieforschungsprogramm des Bundes. Neben dem Fraunhofer IEG beteiligen sich die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR), das Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung (UFZ), das Helmholtz-Zentrum für Geoforschung (GFZ) und das Institut für geothermisches Ressourcenmanagement („igem“).

Seismische Ereignisse beeinflussen die öffentliche Wahrnehmung

Im Mittelpunkt der Forschungsarbeiten von Saurier steht die Seismizität bei tiefeingeothermischen Projekten. Durch Eingriffe in den Untergrund können seismische Aktivitäten im Untergrund entstehen, die Messinstrumente registrieren, Menschen an der Oberfläche jedoch häufig nicht wahrnehmen. Betreiber überwachen solche Ereignisse mit seismologischen Messnetzen und nutzen unter anderem Ampelsysteme, um den Anlagenbetrieb anhand festgelegter Schwellenwerte anzupassen.

Auch schwache Erschütterungen können allerdings die öffentliche Diskussion über Geothermieprojekte beeinflussen. Die beteiligten Forschungseinrichtungen wollen deshalb untersuchen, wie sich Messergebnisse, Gefährdungseinschätzungen und mögliche Auswirkungen seismischer Ereignisse so darstellen lassen, dass Kommunen, Behörden und Anwohner sie nachvollziehen können. Dabei geht es auch um die Frage, welche Informationen unterschiedliche Zielgruppen benötigen und wie sie seismische Risiken wahrnehmen.

Seismologie und Sozialwissenschaften arbeiten zusammen

Das Forschungsteam verbindet dafür seismologische Untersuchungen mit sozialwissenschaftlichen Methoden. Neben Verfahren zur Analyse und Bewertung seismischer Ereignisse untersucht der Verbund Informationsbedürfnisse, Risikowahrnehmungen und Möglichkeiten der Bürgerbeteiligung. Geplant sind unter anderem Bevölkerungsbefragungen, Workshops und Gespräche mit Kommunen, Genehmigungsbehörden, Anlagenbetreibern und weiteren Beteiligten.

Ein Schwerpunkt liegt auf der Entwicklung von Visualisierungen, die seismologische Messdaten und Gefährdungseinschätzungen verständlich darstellen. Die Wissenschaftler wollen außerdem Kommunikationsformate erarbeiten, mit denen Betreiber und Behörden über Erschütterungen und deren mögliche Folgen informieren können. Dabei sollen die Informationen sowohl den wissenschaftlichen Anforderungen als auch den Bedürfnissen der jeweiligen Adressaten entsprechen.

Leitfaden für Betreiber und Genehmigungsbehörden geplant

Als Ergebnis des Vorhabens plant der Forschungsverbund unter anderem einen Leitfaden für Kommunikations- und Beteiligungsstrategien. Er soll Kommunen, Landesbehörden, Versorger und Unternehmen unterstützen, die tiefengeothermische Anlagen entwickeln, genehmigen oder betreiben. Neben Empfehlungen zur Darstellung seismologischer Daten sollen die Forschungsergebnisse Grundlagen für den Umgang mit Fragen und Bedenken aus der Bevölkerung liefern.

Die Projektpartner wollen die entwickelten Methoden zudem auf andere Technologien übertragen, die den geologischen Untergrund nutzen. Dazu zählen insbesondere die geologische Speicherung von Kohlendioxid sowie die unterirdische Wasserstoffspeicherung. Auch bei diesen Anwendungen können Fragen zur Sicherheit, zu möglichen Auswirkungen auf den Untergrund und zur Beteiligung der Bevölkerung eine Rolle spielen. (hr) // VON HEIDI ROIDER

[^ Zum Inhalt](#)

Studierende lernen an realer Technik



Server. Quelle: Pixabay / Edgar Oliver

IT. Die Technische Hochschule Deggendorf hat Europas erstes Lehrrechenzentrum eröffnet. Studierende lernen dort alles über Gebäudetechnik, Strom, Kühlung und IT im laufenden Betrieb.

Die Technische Hochschule Deggendorf (THD) hat das Lehrrechenzentrum „ROBERT“ eröffnet. Die Abkürzung steht für „**R**echenzentrum **O**stbayern für **B**ildung und **E**ntwicklung **R**esilienter **T**echnologien“. Nach Angaben der Hochschule ist es das erste Rechenzentrum in Europa, das eigens dafür aufgebaut wurde, Studierenden eine ganzheitliche Ausbildung zu bieten. Sie reicht von Gebäudetechnik, Stromversorgung und Kühlung über Hardware, Netzwerke und Speichersysteme bis zu Virtualisierung, Cloud Computing und Automatisierung.

„Unsere Studierenden lernen hier nicht nur, wie ein Rechenzentrum funktioniert – sie betreiben es“, erklärte THD-Präsident Prof. Waldemar Berg bei der offiziellen Inbetriebnahme. Das Zentrum schließt eine Lücke: Die Theorie von Netzwerken, Speichersystemen und Energieversorgung werde an Hochschulen gut vermittelt, doch nur wenige Absolventen hätten je in einem laufenden Rechenzentrum gearbeitet.

Das Zentrum gehört zur Fakultät Angewandte Informatik, steht aber Studierenden verschiedener Studiengänge offen, darunter Informatik, Elektrotechnik und Bauingenieurwesen. Vorlesungsraum und Werkstatt liegen direkt neben den Serverräumen. „Was am Vormittag erklärt wird, erproben die Studierenden am Nachmittag an realer Technik“, so Robert-Leiterin Prof. Dr. Helena Liebelt.

Anlage soll laufend wachsen und modernisiert werden

Lehrveranstaltungen mit bis zu 20 Teilnehmern sollen unter anderem Gebäudemanagement, Energieeffizienz und grüne Technologien, Netzwerk- und Sicherheitsmanagement sowie Notfallwiederherstellung behandeln. Hinzu kommt der Einsatz künstlicher Intelligenz im Energiemanagement. Zugleich steht die Anlage Forschenden der THD für rechenintensive Projekte zur Verfügung. Als Living Lab angelegt, soll Robert mit Industrie und Forschung wachsen.

Getragen wird das Projekt gemeinsam von Wissenschaft und Industrie. Die THD stellt Räume, Personal, Lehre und Forschung. Die technische Ausstattung kommt von den Kooperationspartnern, die sie auch

fortlaufend modernisieren. Dazu zählen Airsys, Amphenol Sachsenkabel, Intel, Justairtech, „PANDUIT“, Rittal, Siemens, Synaforce und ZVK Technologies. Weitere fachliche Kompetenz steuern das Leibniz-Rechenzentrum, die Max Planck Computing and Data Facility und „MEGWARE“ bei.

Die Schirmherrschaft hat der Verband innovativer Rechenzentren (VIRZ). Dessen Vorstand Hartwig Bazzanella betont: „Unsere Branche braucht Fachkräfte, die ein Rechenzentrum als Ganzes verstehen.“ (gd)

// VON GÜNTER DREWNITZKY

Diesen Artikel können Sie teilen: [!\[\]\(06c63dadea3471d5a21d94122ad85b6d_img.jpg\)](#) [!\[\]\(7e230521df3ad0d70cb1411ac38176b0_img.jpg\)](#) [!\[\]\(bc145ea108726d124d87ef21104c5f2a_img.jpg\)](#)

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

UNTERNEHMEN



Quelle: OpenAI/KI-generierte Abbildung

Eon: Sparprogramm „Polaris“ im Gespräch

SPECULANTIUS. In der Rubrik „Speculantius“ veröffentlicht die Redaktion für den Markt relevante Gerüchte, Meinungen und unbestätigte Berichte.

Der Essener Energiekonzern Eon arbeitet offenbar an einem Sparprogramm. Medienberichten zufolge sollen die Kosten um bis zu 25 Prozent sinken. Bestätigt hat der Konzern bislang nur Überlegungen zu einer organisatorischen Neuordnung.

Unter dem Projektnamen „Polaris“ bereitet Eon möglicherweise einen größeren Konzernumbau vor. Als Erstes berichtete das Manager Magazin unter Berufung auf Insider über die Pläne. Demnach sollen die Kosten um 20 bis 25 Prozent reduziert werden. Dabei geht es insbesondere um den Abbau von Doppelstrukturen und eine Neuverteilung von Zuständigkeiten zwischen der Konzernzentrale und den operativen Gesellschaften.

An der Ausarbeitung des Programms soll die Unternehmensberatung McKinsey beteiligt sein. Die Pläne würden dem Vernehmen nach intern noch diskutiert. Ein Start sei frühestens 2027 vorgesehen, möglicherweise bereits im Frühjahr. Ob mit der Neuorganisation auch ein größerer Stellenabbau verbunden wäre, ist bislang nicht bekannt.

Unklar bleibt außerdem, auf welche Kostenbasis sich das angebliche Einsparziel von 20 bis 25 Prozent bezieht. Denkbar wären etwa die Verwaltungs- und Managementkosten. Eine Reduzierung der gesamten Konzernkosten in dieser Größenordnung würde dagegen eine wesentlich größere finanzielle Dimension erreichen.

Eon bestätigte auf Medienanfragen, an einem einfacheren „Steuerungsmodell zum Zusammenspiel zwischen Headquarter und operativen Einheiten“ zu arbeiten. Im Mittelpunkt stünden ausgewählte Prozesse und Strukturen. Konkrete Maßnahmen seien noch nicht beschlossen. Erste Gespräche mit den Arbeitnehmervertretungen hätten bereits stattgefunden.

Hintergrund der Überlegungen könnte auch das Investitionsprogramm des Konzerns sein. Bis 2030 will Eon rund 48 Milliarden Euro investieren, insbesondere in den Ausbau der Stromnetze. Eine effizientere Organisation könnte helfen, die damit verbundenen finanziellen und organisatorischen Anforderungen zu bewältigen.

Ob „Polaris“ tatsächlich in der berichteten Größenordnung umgesetzt wird, bleibt offen. Die genannten Einsparziele und die Beteiligung von McKinsey sind bislang nicht offiziell bestätigt. (sag) // VON REDAKTION

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG

ENERGIEJOBS

DAS KARRIEREPORTAL FÜR DIE ENERGIEWIRTSCHAFT

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

Energietechnik Erneuerbare Energien Energie management

08152 93 11 88 www.energiejobs.online

Thermondo gründet neue Geschäftseinheit



Quelle: Pixabay / David Schwarzenberg

UNTERNEHMEN. Thermondo erweitert sein Angebot an Elektrifizierungslösungen auf Mehrfamilienhäuser im Bestand. Die Leitung der neuen Gesellschaft übernimmt Hannes Schwarzer.

Der Berliner Energiedienstleister Thermondo hat eine neue Geschäftseinheit mit dem Namen „thermondo energy solutions GmbH“ gegründet, teilte das Unternehmen am 22. Oktober mit. Die neue Gesellschaft richtet sich an Immobilienunternehmen, Einzelimmobilienhalter, Hausverwaltungen und Wohnungseigentümergeinschaften. Sie bietet diesen Kundengruppen künftig den Wechsel auf die Wärmepumpe in Mehrfamilienhäusern mit vier bis zu 20 Wohneinheiten an.

Mit der neuen Gesellschaft will Thermondo neben dem Kerngeschäft für Ein- und Zweifamilienhäuser auch den Markt mit komplexeren Immobilienlösungen erschließen. Die Leitung des Geschäftsfeldes übernimmt Hannes Schwarzer, der seit mehr als drei Jahren bei Thermondo für Venture Development zuständig ist.

Ziel ist es, das Angebot für die Wohnungswirtschaft schrittweise zu skalieren.

Die Thermondo Energy Solutions soll ebenfalls das Thermondo-Komplettpaket aus Beratung, Planung, Fördermittelservice, Installation und Wartung abdecken. Thermondo verantwortet demnach die Beratung, Projektsteuerung und Koordination der Bauvorhaben. Für Planung, Installation sowie Wartung und Service arbeitet das Cleantech mit Partnerunternehmen zusammen.

Installiert werden nach Unternehmens-Informationen Wärmepumpen vom Thermondo-Partner Buderus sowie Modelle anderer europäischer Hersteller. Als optimale Ergänzung zur Wärmepumpe bietet Thermondo Energy Solutions der Kundschaft auch Photovoltaik-Anlagen an, perspektivisch sind zudem Mieterstrom-Lösungen vorgesehen.

„Die Nachfrage aus der Immobilienwirtschaft ist bereits zum Start hoch. Jedes Mehrfamilienhaus stellt besondere Anforderungen an Planung, Partnersteuerung und Ausführung“, erklärte der neue Bereichsleiter der Thermondo Energy Solutions, Hannes Schwarzer. „Genau darauf ist unser Angebot ausgerichtet: Wir steuern die Projekte zentral und arbeiten mit erfahrenen Installationspartnern zusammen, um komplexe Bauvorhaben in höchster Qualität umzusetzen. Wir werden den Geschäftsbereich schrittweise auf weitere Regionen ausweiten und zu einer weiteren Wachstumssäule für thermondo entwickeln.“ (hr)

// VON HEIDI ROIDER

[^ Zum Inhalt](#)

Alterric-CEO Frank May verlässt das Unternehmen



Quelle: Fotolia / Aurielaki

PERSONALIE. Dr. Frank May, CEO der Alterric GmbH, wird das Unternehmen zum Ende seines laufenden Vertrags am 31. März 2027 verlassen. Bereits im Mai verließ der CFO das Unternehmen.

Dr. Frank May steht für eine Vertragsverlängerung aus persönlichen Gründen nicht zur Verfügung. Seine Amtszeit als Vorsitzender der Geschäftsführung (CEO) von Alterric endet daher Ende März 2027, gab der Windparkbetreiber am 21. Oktober bekannt. Wie die Nachfolge geregelt werden soll, teilte das Unternehmen nicht mit.

„Alterric aufzubauen, war eine herausragende und anspruchsvolle unternehmerische Aufgabe. Gemeinsam mit den Gesellschaftern, unserem herausragenden Team und unseren tollen Mitarbeitenden haben wir ein Unternehmen geformt, das auf einem stabilen Fundament steht und hervorragend für weiteres Wachstum positioniert ist“, lässt sich May zitieren.

Beide Gesellschafter haben laut Mitteilung diese Entscheidung mit Bedauern und Respekt zur Kenntnis genommen und zugleich ihre Wertschätzung für die erfolgreiche Arbeit von Frank May bekundet. Das Unternehmen mit Sitz in Aurich (Niedersachsen) hatte erst im Mai dieses Jahres einen neuen CFO benannt (wir berichteten).

Wie es damals hieß, beendete Kai Peter Zoellmann seine Tätigkeit als Chief Financial Officer (CFO). Als Grund nannte Alterric unterschiedliche Auffassungen über die strategische Ausrichtung des Unternehmens in der aktuellen Wachstumsphase. Zum 1. Juli 2026 übernahm Ingmar Schmitt die Position des kaufmännischen Geschäftsführers (Chief Financial Officer, CFO) beim Energieparkbetreiber. Er verantwortet das Finanzressort und ergänzt die Geschäftsführung. Mit in der Geschäftsführung sind Chief Operating Officer (COO) Christian Karst und noch Frank May als CEO.

Alterric entwickelt, projiziert, betreibt und vermarktet Wind- und Hybridparks an Land. Das Unternehmen ist insbesondere in Deutschland, Frankreich und Griechenland aktiv. Nach eigenen Angaben betreibt Alterric Energieparks mit einer installierten Leistung von mehr als 2.500 MW im Eigenbestand. Die Projektpipeline geht über 11.000 MW hinaus. Alterric ist ein Gemeinschaftsunternehmen der Aloys Wobben Stiftung – der Trägerstiftung des Windenergie-Anlagenbauers Enercon – und der EWE AG. (hr) // VON HEIDI ROIDER

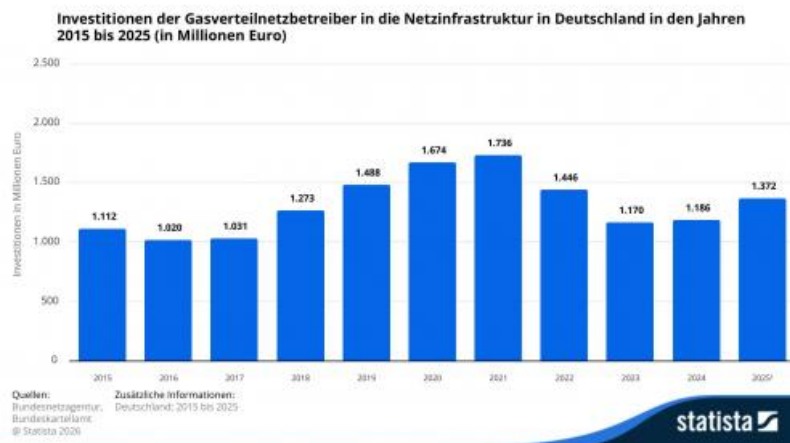
[^ Zum Inhalt](#)

Investitionen in das Gasverteilnetz in Deutschland 2015 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](#)

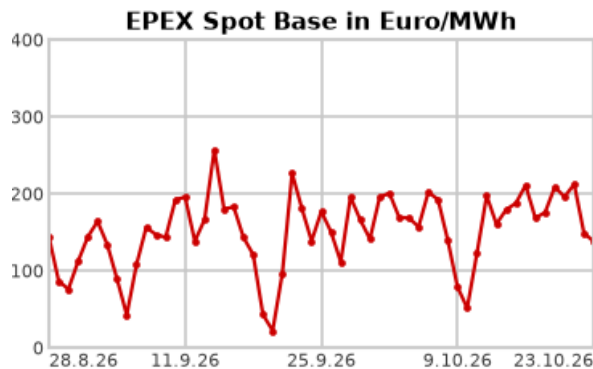
Quelle: Destatis

Die Statistik zeigt die Entwicklung der Investitionen der Gasverteilnetzbetreiber in die Netzinfrastruktur in Deutschland in den Jahren 2015 bis 2025. Im Jahr 2024 investierten die Gasverteilnetzbetreiber in Deutschland 1,19 Milliarden Euro in die Netzinfrastruktur. Im Jahr 2025 waren Investitionen in Höhe von rund 1,37 Milliarden Euro geplant. // VON REDAKTION

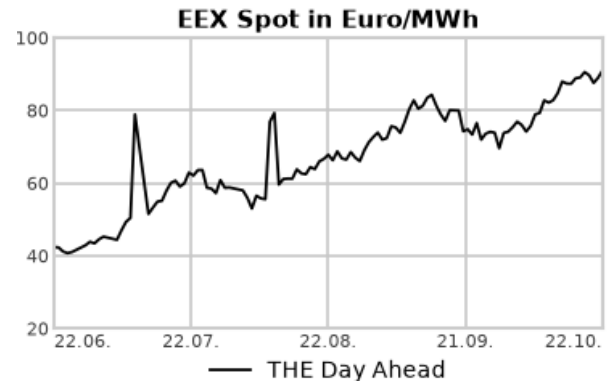
[^ Zum Inhalt](#)

MARKTBERICHTE

STROM



GAS



Drohende US-Offensive treibt Gaspreise



Quelle: E&M

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

Überwiegend fester haben sich die Energienotierungen am Donnerstag gezeigt. Nur Kohle und CO₂ präsentierten sich mit Abgaben. Hintergrund der Aufwärtsbewegung sind die militärischen Auseinandersetzungen im Nahen Osten, die wieder an Intensität zunehmen.

Laut New York Times ließ US-Präsident Donald Trump im Pentagon sehr „spezifische“ Pläne für eine etwa dreitägige Offensive ausarbeiten. Ziele sind Irans Raketen- und Drohnenarsenal, Energieanlagen und Kommandozentralen der Revolutionsgarden. Vizepräsident JD Vance beriet die Optionen mit Sicherheitsberatern in Camp David. Das Weiße Haus lehnte zunächst jeden Kommentar ab. Dem Vernehmen nach könnte sich auch Israel an einer neuen Runde des Krieges beteiligen.

Strom: Fester hat sich der deutsche OTC-Strommarkt am Donnerstag präsentiert. Der Day-Ahead allerdings verlor im Base um 11,25 auf 137,75 Euro je Megawattstunde und im Peak um 14,25 auf 137,00 Euro je Megawattstunde. Börslich zeigte sich die Grundlast mit 137,59 Euro, die Spitzenlast mit 136,77 Euro.

Auslöser des Preisanrückgangs für den Day-Ahead ist die durch ein hohes Windstromaufkommen bedingte verstärkte Erneuerbaren-Einspeiseleistung. Auch für die Folgetage geht das US-Wettermodell von zum Teil deutlich überdurchschnittlichen Beträgen an Windstrom in Deutschland aus. Der Höhepunkt der Starkwindphase dürfte am kommenden Wochenende erreicht werden. Ein erhöhtes Windaufkommen zeichnet sich jedoch dem Wetterdienst zufolge bis Mitte der kommenden Woche ab.

Am langen Ende gewann das Cal 27 um 2,16 auf 148,46 Euro je Megawattstunde.

CO₂: Leichter haben sich die CO₂-Preise am Donnerstag präsentiert. Der Dec 26 verlor bis 13.24 Uhr 0,80 auf 85,11 Euro je Tonne. Umgesetzt wurden bis zu diesem Zeitpunkt 11,8 Millionen Zertifikate. Das Hoch lag bei 85,51 Euro, das Tief bei 84,90 Euro. Der Dec 26 bewegt sich damit weiterhin in einer engen Handelsspanne. Der Markt findet weiter Käufer bei rund 85 Euro, während Versuche, den Kurs nach oben zu treiben, kaum Fuß fassen können, da der Widerstand oberhalb von 88 Euro pro Tonne hält.

Derzeit deutet die Kursentwicklung eher auf eine anhaltende Konsolidierung als auf eine klare Richtungsbewegung hin, heißt es vom Analysehaus belektron. Die Marktpositionierung liefere kaum

Anzeichen für einen bevorstehenden Ausbruch. Auch der jüngste CoT-Bericht zeige, dass die spekulativen Aktivitäten weiterhin verhalten sind.

Erdgas: Die europäischen Gaspreise haben sich am Donnerstag fest gezeigt. Der richtungsweisende Frontmonat am niederländischen TTF gewann bis gegen 12.55 Uhr 2,756 auf 89,400 Euro je Megawattstunde. Am deutschen THE legte der Day-Ahead um 3,025 auf 91,025 Euro je Megawattstunde zu.

Damit reagiert der Markt auf die sich verschärfende politische und militärische Situation im Nahen Osten und auf die nur schwach befüllten Speicher zu Beginn der Heizperiode. Der Auslastungsgrad der Gasspeicher in der Europäischen Union liegt aktuell bei 74,6 Prozent. Laut den Angaben von ICIS wurden am Montag zum ersten Mal in der gegenwärtigen Wintersaison Nettoausspeicherungen registriert.

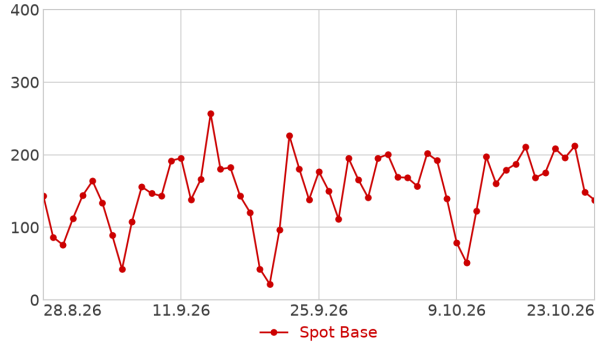
Den Prognosen des US-Wettermodells zufolge dürften die Temperaturen entsprechend dem saisonalen Durchschnitt zurückgehen, sodass sich das Fenster für weitere Einspeicherungen rasch schließt. Die Exporte von Gas aus Norwegen belaufen sich am Berichtstag zudem wartungsbedingt auf recht schwache 300,5 Millionen Kubikmeter, doch sollte sich die Ausfuhr bis zum Beginn der neuen Woche den Prognosen von Gassco zufolge merklich erholen. (cdg) // **VON CLAUD-DETLEF GROSSMANN**

[^ Zum Inhalt](#)

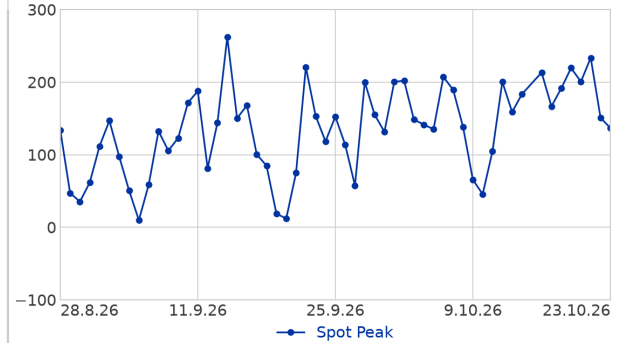
ENERGIEDATEN:

Strom Spotmarkt

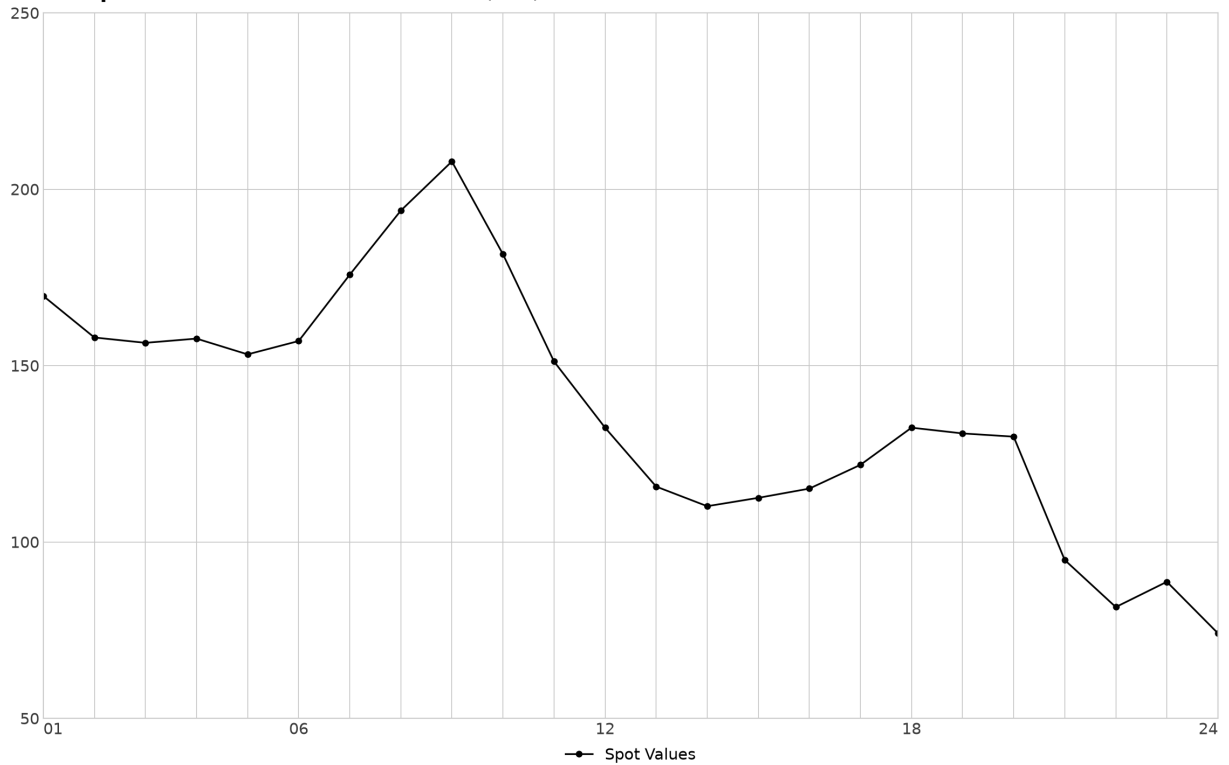
EPEX Spot Base in Euro/MWh (EEX)



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	22.10.26	German Power Nov-2026	198,02
M2	22.10.26	German Power Dec-2026	191,81
M3	22.10.26	German Power Jan-2027	206,25
Q1	22.10.26	German Power Q1-2027	193,42
Q2	22.10.26	German Power Q2-2027	123,86
Q3	22.10.26	German Power Q3-2027	133,06
Y1	22.10.26	German Power Cal-2027	149,80
Y2	22.10.26	German Power Cal-2028	111,63
Y3	22.10.26	German Power Cal-2029	94,82

Terminmarktpreise Peak in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	22.10.26	German Power Nov-2026	239,35
M2	22.10.26	German Power Dec-2026	234,35
M3	22.10.26	German Power Jan-2027	251,56
Q1	22.10.26	German Power Q1-2027	220,67
Q2	22.10.26	German Power Q2-2027	104,00
Q3	22.10.26	German Power Q3-2027	120,93
Y1	22.10.26	German Power Cal-2027	158,47
Y2	22.10.26	German Power Cal-2028	121,58
Y3	22.10.26	German Power Cal-2029	102,95

Frontmonate Base in Euro/MWh (EEX)



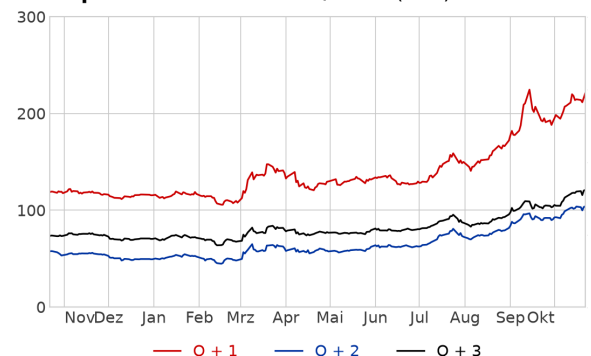
Frontmonate Peak in Euro/MWh (EEX)



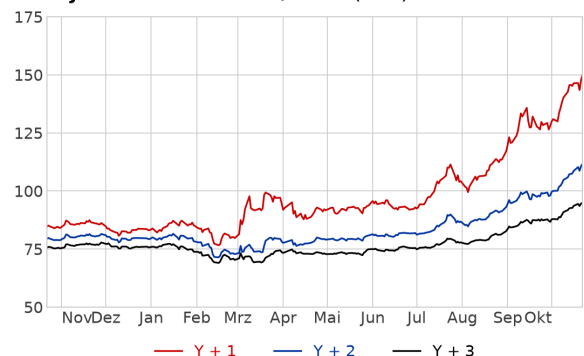
Frontquartale Base in Euro/MWh (EEX)



Frontquartale Peak in Euro/MWh (EEX)



Frontjahre Base in Euro/MWh (EEX)



Frontjahre Peak in Euro/MWh (EEX)

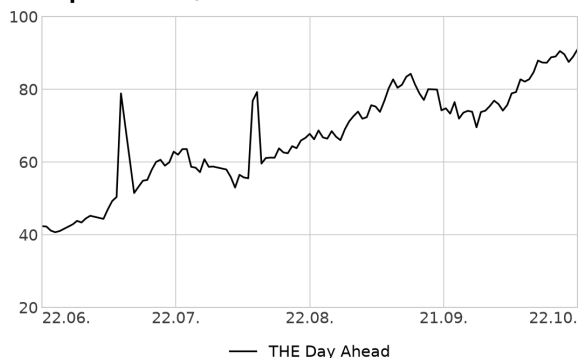


Gas Spot- und Terminmarkt

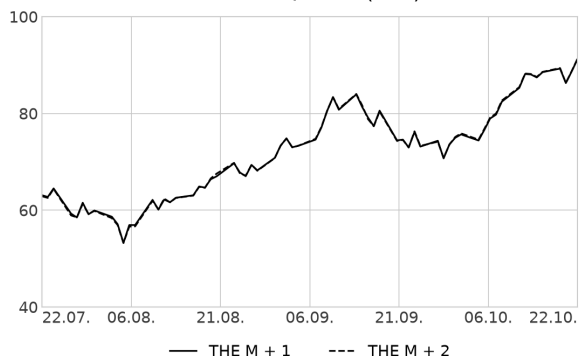
Terminmarktpreise THE in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	22.10.26	German THE Gas Nov-2026	91,22
M2	22.10.26	German THE Gas Dec-2026	91,30
Q1	22.10.26	German THE Gas Q1-2027	90,35
Q2	22.10.26	German THE Gas Q2-2027	73,96
S1	22.10.26	German THE Gas Sum-2027	71,61
S2	21.10.26	German THE Gas Win-2027	66,03
Y1	22.10.26	German THE Gas Cal-2027	75,42
Y2	22.10.26	German THE Gas Cal-2028	48,72

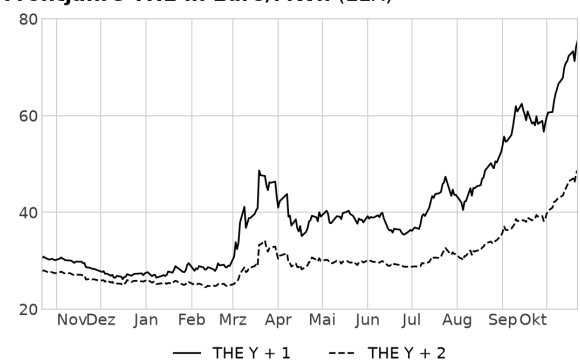
EEX Spot in Euro/MWh



Frontmonate THE in Euro/MWh (EEX)



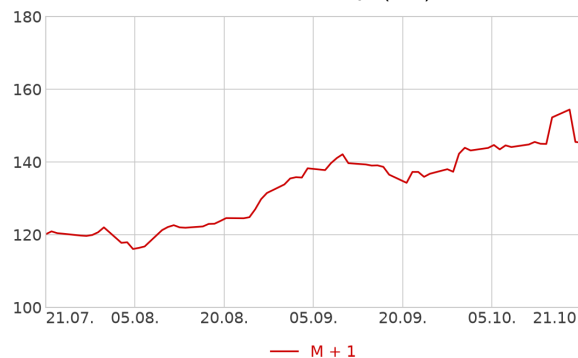
Frontjahre THE in Euro/MWh (EEX)



Strom, CO2, und Kohle

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
Germany Spot base	22.10.26	137,59	EUR/MWh
Germany Spot peak	22.10.26	136,77	EUR/MWh
EUA Dezember 2026	22.10.26	86,47	EUR/tonne
Coal API2 November 2026	21.10.26	145,30	USD/tonne

Frontmonat Kohle API2 in USD/t (ICE)



Gas und Öl

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
German THE Gas Day Ahead	22.10.26	90,98	EUR/MWh
German THE Gas Nov-2026	22.10.26	91,22	EUR/MWh
German THE Gas Cal-2027	22.10.26	75,42	EUR/MWh
Crude Oil Brent Dec-2026	22.10.26	113,17	USD/bbl

EUA in Euro/t (EEX)



E&M STELLENANZEIGEN



Vorarbeiter Garten- & Landschaftsbau - Dortmund (m/w/d)

Job Description Wer pflastert den Weg zu Deinem Erfolg? Wir machen das! Vorarbeiter Garten- & Lands...
in Deutschland

vor 6 h

Ausbildung



Gärtner/in Baumschule oder Garten- und Landschaftsbau (m/w/d)

Kristall steht für Wasser, Wärme und Wohlbefinden - ein Leitgedanke, der unsere Firmenphilosophie m...
in Ludwigsfelde

vor 6 h

Ausbildung



Gärtnerin (m/w/d) Garten- und Landschaftsbau

Kristall steht für Wasser, Wärme und Wohlbefinden - ein Leitgedanke, der unsere Firmenphilosophie m...
in Ludwigsfelde

vor 6 h

Ausbildung



Referent*in Programmpartnerschaften und Fundraising

Das Geschäftsmodell der Sklaverei beenden das ist unsere Vision. Wir wollen noch viel mehr Mensche...
in Berlin

vor 6 h

Befristete Anstellung / Freie Mitarbeit Flexible Arbeitszeit



Trainer (m/w/d) für Nordex® Windenergieanlagen

Wir sind 2.700 fantastisch geschulte Menschen voller Tatendrang und mit hohem Wirkungsgrad. Unse...
in Bielefeld

vor 6 h

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

IHRE E&M REDAKTION:

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



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

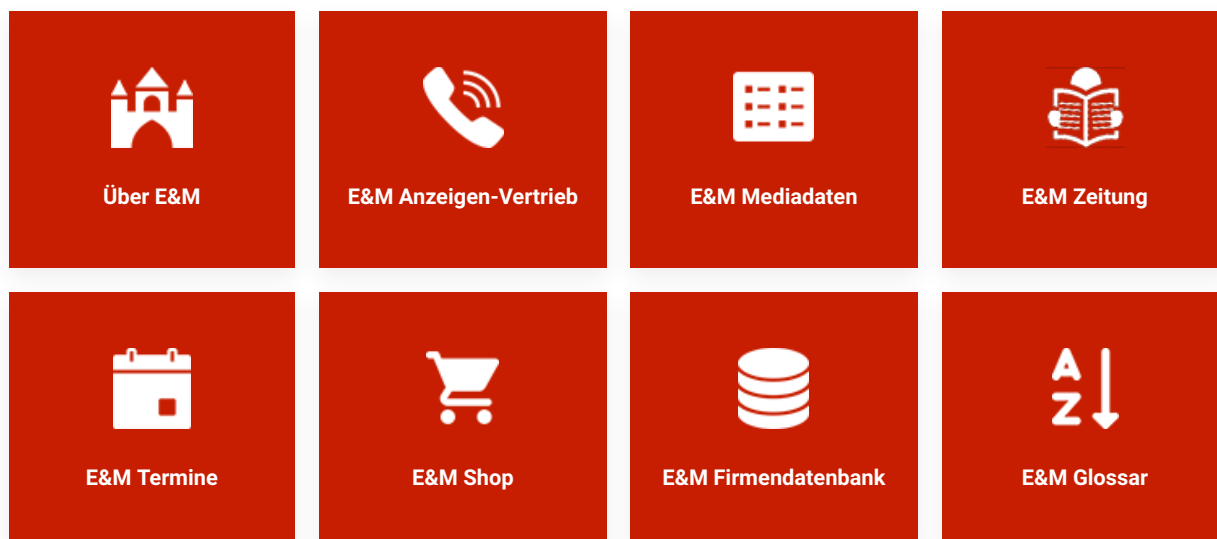


Katia Meyer-Tien (Büro Herrsching)
Schwerpunkte: Netze, IT, Regulierung, Stadtwerke



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:

