



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT

HANDEL &
MARKT

TECHNIK



UNTERNEHMEN

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

STROM**94,46 €/MWh**

Epex Spot DE-LU Day Base

GAS**28,16 €/MWh**

EEX Spot THE (End of Day)

ZAHL DES TAGES**17,6**

Milliarden Euro betragen die Rückstellungen der Betreiber zum Rückbau der stillgelegten Atomkraftwerke in Deutschland. Ausreichend sei das, heißt es aus Behördenkreisen

STROMNETZ

Netzentwicklungsplan 2037/2045 wird konsultiert

CCS

Projekt „CO2nnectNow“ gewinnt an Struktur

ÜBERNAHME

Stadtwerke Heidenheim erweitern ihr Häuslebau-Portfolio

Inhalt

TOP-THEMA

→ **REGULIERUNG:** Bundesnetzagentur verkürzt Regulierungsperiode

POLITIK & RECHT

- **REGULIERUNG:** NEST-Festlegungen lösen Proteste aus
- **INSIDE EU ENERGIE:** EU-Kommission stellt European Grids Package vor
- **EUROPA:** Neues Klimaziel für 2040 beschlossen
- **KLIMASCHUTZ:** UBA hält CO2-Ziele mit schärferen Vorgaben für erreichbar
- **KERNKRAFT:** EU genehmigt Staatshilfen für erstes Atomkraftwerk in Polen

HANDEL & MARKT

- **STROMNETZ:** Netzentwicklungsplan 2037/2045 wird konsultiert
- **SPECULANTIUS:** Bund steigt bei Tennet ein – nur wann?
- **STUDIEN:** Gespaltene Bewertung der Infrastruktur in Deutschland
- **KERNKRAFT:** Bundesregierung sieht Rückbaukosten gut gedeckt
- **PERSONALIE:** VKU-Hauptgeschäftsführer übernimmt Präsidentschaft von SGI Europe

TECHNIK

- **CCS:** Projekt „CO2nnectNow“ gewinnt an Struktur
- **STROMSPEICHER:** Ursache für Verpuffung in Haus mit LG-Speicher weiter unklar
- **STATISTIK DES TAGES:** Prognose zur Anzahl der smarten Haushalte in Europa

UNTERNEHMEN

- **ÜBERNAHME:** Stadtwerke Heidenheim erweitern ihr Häuslebau-Portfolio
 - **WASSERKRAFT:** 40 bis 60 Millionen Euro Schäden am Pumpspeicher Kaprun
 - **WIRTSCHAFT:** Senec im Rechtsstreit mit Batteriemodulhersteller
 - **PERSONALIE:** Vorständin bei der Mainova geht vorzeitig
-

MARKTBERICHTE

- **MARKTKOMMENTAR:** Energiemärkte unter dem Eindruck von Gas
-

SERVICE

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

★ TOP-THEMA

Bundesnetzagentur verkürzt Regulierungsperiode



Barbie Kornelia Haller, Vizepräsidentin der Bundesnetzagentur. Quelle: Screenshot/Fritz Wilhelm

REGULIERUNG. Die Bundesnetzagentur hat angekündigt, künftig noch genauer auf die Effizienz der Netzbetreiber zu schauen.

Die Bundesnetzagentur hat am 10. Dezember ihre Festlegungen im Rahmen des sogenannten „NEST“-Prozesses veröffentlicht. Es geht dabei vor allem um die Weiterentwicklung der Anreizregulierung für Strom- und Gasnetzbetreiber für die Zeit nach 2027. Diese habe sich grundsätzlich in Deutschland und auch in vielen Nachbarländern bewährt, sagte Barbie Kornelia Haller bei einer Präsentation vor Journalisten.

Es bleibe demnach bei der periodischen Kostenprüfung für das jeweilige Basisjahr, bei einer Fortschreibung der Kosten über mehrere Jahre einer Regulierungsperiode und bei der Durchführung eines Effizienzvergleichs der Netzbetreiber untereinander, so die Vizepräsidentin der Bundesnetzagentur. „Wir setzen damit netzbetreiber-individuelle Effizienzvorgaben für die Regulierungsperiode“, so Haller. Es bleibe auch beim generellen sektoralen Produktivitätsfaktor (Xgen) als Ergänzung zum Verbraucherpreisindex. „Es wird eine sofortige Anerkennung der Kapitalkosten für Neuinvestitionen über den Kapitalkostenaufschlag auf Plankostenbasis geben“, fügte sie hinzu. Außerdem sei weiterhin die Übernahme von Auslastungsrisiken über das Regulierungskonto vorgesehen.

Laut Haller wird sich aber an „entscheidenden Stellen“ etwas ändern. Wie die Behörde schon von Beginn des NEST-Prozesses 2024 an erwogen hat, wird sie die Regulierungsperiode von fünf auf drei Jahre verkürzen. Allerdings werde diese Änderung erst ab der übernächsten Regulierungsperiode wirksam. Die Übergangszeit werde genutzt, um zu evaluieren, ob durch die zeitliche Straffung auch weiterhin der Prüfungszyklus umgesetzt werden kann. Dies sei ein wesentliches Anliegen der Kollegen aus den Landesregulierungsbehörden gewesen, erläuterte die Vizepräsidentin.

Erlöse für Strom-Verteilnetzbetreiber werden wachsen

Die EU-Vorgaben für die nationale Regulierung sehen vor, dass die Kunden nur die Kosten tragen sollen, die sich auch bei Wettbewerb ergeben würden. Deshalb will die Bundesnetzagentur noch stärkere Effizienzanreize setzen. Folglich sollen Ineffizienzen künftig statt über fünf Jahre schon über drei Jahre abgebaut werden. Aus Sicht der Behörde sei der verkürzte Zeitraum auch nicht überfordernd. Ohnehin stehe ja zunächst noch einmal eine fünfjährige Regulierungsperiode an. Gleichzeitig versicherte Haller: „Wir

nehmen unsere Effizienzberechnungen auch ernster als in der Vergangenheit.“

Denn im Rahmen des NEST-Prozesses habe sich gezeigt, dass Netzbetreiber in großem Umfang operative Kosten in die Basisjahre verschieben können. Damit könnten Zusatzrenditen erwirtschaftet werden, „die in diesem Umfang nicht gerechtfertigt sind“, erklärte Haller. Diese Möglichkeit werde bei einem dreijährigen Abbaupfad eingeschränkt.

Für eine für die Netzbetreiber positive Wendung in der Anreizregulierung wollte sich Haller nicht die Lorbeeren aufsetzen: Die Einführung eines Instruments zur Betriebskostenanpassung in der anstehenden fünfjährigen Regulierungsperiode – der sogenannte Opex-Faktor – sei von der Behörde zunächst für die Verteilnetzbetreiber gar nicht vorgesehen gewesen. Nun sei es aber für alle verbindlich. Dies bedeute, wenn die Versorgungsaufgabe wachse, können auch die Kosten für Personal und Wartung entsprechend angepasst werden. „Wir setzen hier ein vom VKU vorgeschlagenes Modell um“, betonte sie.

Seit jeher ist die Bestimmung des Eigenkapitalzinssatzes ein Aufreger. Durch eine neue Mittelwertbildung werde dieser künftig steigen. Außerdem werde der Fremdkapitalzinssatz für die Bestimmung der Basisjahrkosten mit dem Investitionsvolumen gewichtet. Damit soll dem Umstand Rechnung getragen werden, dass Netzbetreiber in der Vergangenheit durchaus unterschiedlich viel investiert und Kapital zu unterschiedlich hohen Zinssätzen aufgenommen haben.

Für die Strom-Verteilnetzbetreiber werde es trotz aller Effizienzvorgaben zu höheren Erlösen kommen, erklärte Haller. „Der Umbau der Strominfrastruktur wird dadurch erheblich unterstützt“, sagte sie und verwies auf einen erwarteten Zuwachs in Höhe von 1,4 Prozent. Dieser sei alleine auf die NEST-Festlegungen zurückzuführen. Andere Faktoren, wie das ohnehin gestiegene weltweite Zinsniveau oder die weltpolitische Lage, seien allerdings nicht berücksichtigt.

Dagegen sei bei den Gasnetzbetreibern mit einem Erlösrückgang zu rechnen. „Angesichts aktueller erheblicher Überrenditen und einem schrumpfenden Geschäftsmodell ist dies aber aus unserer Sicht folgerichtig“, betonte die Vizepräsidentin. // VON FRITZ WILHELM

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG

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

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

Jetzt Gratisticket sichern





TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

POLITIK & RECHT



Klaus Müller, Präsident der Bundesnetzagentur. Quelle: Screenshot/Fritz Wilhelm

NEST-Festlegungen lösen Proteste aus

REGULIERUNG. Die finalen NEST-Festlegungen der Bundesnetzagentur werden von VKU, BDEW, Verdi und den Fernleitungsnetzbetreibern als unzureichend und investitionsfeindlich bewertet.

Bei der Vorstellung der neuen Festlegungen zur Anreizregulierung am 10. Dezember 2025 betonte Klaus Müller ausdrücklich den guten Austausch mit und zwischen allen Stakeholdern. Seit dem Beginn des NEST-Prozesses – das Akronym steht für „Netze. Effizient. Sicher. Transformatiert“ – im Februar 2024 habe es die Behörde als ihre Aufgabe gesehen, „die unterschiedlichen Interessen auszubalancieren“, so der Präsident der Bundesnetzagentur. Das Ergebnis bezeichnete er als „investitionsfreundlich“ und „unbürokratischer“ bei gleichzeitig stärkeren Effizienzanreizen für die Netzbetreiber. Die unmittelbare Reaktion der Branche war jedoch eine geschlossene Welle der Kritik.

Der VKU bezeichnete die Festlegungen als „enttäuschend“ und nach Ansicht von Hauptgeschäftsführer Ingbert Liebing nicht geeignet, den steigenden Investitionsbedarf der Verteilnetzbetreiber abzusichern. Aus VKU-Sicht fehle weiterhin ein investitionsfreundlicher Regulierungsrahmen, obwohl einzelne Anregungen des Verbands – etwa der Opex-Faktor auch für kleinere Netzbetreiber – aufgegriffen wurden.

Liebing verweist zwar auf pragmatische Anpassungen, sieht zugleich aber auch strukturelle Defizite, die Investitionen auf Rekordniveau weiterhin verhindern. Besonders kritisch bewertete der Verband die verzögerte Berücksichtigung des Verbraucherpreisindex. Dadurch würden steigende Kosten nur mit erheblichem Zeitverzug anerkannt, was die Ertragslagen belastet und Investitionen bremst.

Auch der Effizienzvergleich sorgt für Unruhe. Der VKU hebt zwar positiv hervor, dass die Mindesteffizienz von 60 Prozent auf 70 Prozent steigt, warnt jedoch, dass der Abbau von Sicherungsmechanismen die Unsicherheit deutlich erhöhe. Zudem bleibe die Fremdkapitalverzinsung ein ungelöstes Problem: Der Versuch, Investitionsjahre stärker zu gewichten, sei lediglich eine „Notlösung“ mit begrenztem Effekt.

Engagement für Aus- und Weiterbildung soll nicht nachteilig wirken

Parallel dazu kritisierte der BDEW die Festlegungen als strukturelle Verschlechterung gegenüber dem Status quo. Kerstin Andreae sprach von einem „enttäuschenden Ergebnis“ und erklärte, zahlreiche

methodische Änderungen schwächten die Leistungs- und Investitionsfähigkeit der Netzbetreiber.

Die Vorsitzende der BDEW-Hauptgeschäftsführung hält es für bedauerlich, dass die Bundesnetzagentur den Widerspruch der Länderregulierungsbehörden nicht aufgriffen und entsprechende Anpassungen vorgenommen habe. So sei die Behörde auch mit „konstruktiven und fundierten Vorschlägen“, die der Verband in die Konsultation eingebracht habe, verfahren.

„Entscheidend ist jetzt, dass die Bundesnetzagentur in den noch ausstehenden Entscheidungen, insbesondere beim Opex-Aufschlag, bei den Schwellen für das Vereinfachte Verfahren und besonders bei der Kapitalverzinsung, ihre Versprechungen einlöst und tragfähige Regelungen schafft“, betonte Andreae.

Sie gab auch zu bedenken, hinsichtlich des zu erwartenden Niveaus der Kapitalverzinsung gebe es keine Planungssicherheit. Diese Entscheidung stehe noch aus und werde entscheidend für die Investitionsbereitschaft sein.

„Wichtig ist außerdem, dass die Kosten für Fremdkapital in der Regulierung vollständig refinanzierbar bleiben. Wir erwarten daher, dass die Bundesnetzagentur zeitnah eine Mindestverzinsung kommuniziert und so wieder das Vertrauen von Netzbetreibern und Investoren zurückgewinnt“, so die Verbandschefin.

Kein Verständnis hat sie für die Kürzungen bei den Gasnetzbetreibern. Schließlich müssten der Weiterbetrieb der Gasnetze und deren Transformation finanziert werden.

Auch die Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) reagierte mit deutlicher Ablehnung. FNB-Geschäftsführerin Barbara Fischer erklärte, ein transformationstaugliches Energiesystem könne ohne eine verlässliche Gasinfrastruktur nicht funktionieren. Die angestrebten sinkenden Renditen gefährdeten jedoch den wirtschaftlichen Weiterbetrieb.

Die Gewerkschaft Verdi kritisierte schließlich die Einbeziehung von Ausbildungs- und Weiterbildungskosten in den Effizienzvergleich scharf. „Diese Entscheidung ist ein schwerer Fehler“, sagte Bundesvorstandsmitglied Christoph Schmitz-Dethlefsen und wies darauf hin, dass ausgerechnet die Netzbetreiber, die in Ausbildung investieren, künftig schlechter gestellt seien als Unternehmen, die nicht ausbilden. „Aus- und Weiterbildung ist gerade kein negativ zu bewertender Kostentreiber“, sagte er.

Nach eigenen Angaben hatte Verdi sich frühzeitig in den NEST-Prozess eingebracht und in zahlreichen Gesprächen und Stellungnahmen für die Einordnung der Aus- und Weiterbildung als „dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten“ geworben. // [VON FRITZ WILHELM](#)

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG

Generalüberholung in wenigen Tagen

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

Jetzt beraten lassen!



EU-Kommission stellt European Grids Package vor



Quelle: Pixabay / NakNakNak / E&M

INSIDE EU ENERGIE. Unser Brüsseler Korrespondent Tom Weingärtner kommentiert in seiner Kolumne „Inside EU Energie“ energiepolitische Themen aus dem EU-Parlament, der EU-Kommission und den Verbänden.

Die EU-Kommission hat am 10. Dezember ihr „European Grids Package“ und das Konzept der „Energy Highways“ vorgestellt. Das European Grids Package ist ein Maßnahmenpaket der EU-Kommission zur schnelleren Planung, Finanzierung und Digitalisierung von Stromnetzen.

Die „Energy Highways“ der EU bündeln vorrangige, grenzüberschreitende Aus- und Neubauvorhaben für Leitungen, um große Mengen Strom, Erdgas und Wasserstoff zwischen Erzeugungs- und Verbrauchszentren zu transportieren.

Ein vernetztes und integriertes Energiesystem sei die Grundlage für ein starkes und unabhängiges Europa, sagte Energiekommissar Dan Jørgensen bei der Vorstellung in Brüssel: „Wir brauchen ein Energieinfrastrukturnetz aus Kabeln, Rohren und Netzen, das auf dem neuesten Stand und vollständig miteinander verbunden ist.“

Allerdings gibt es gravierende Engpässe an den Schnittstellen zwischen den nationalen Gas- und vor allem Stromnetzen. Die grenzüberschreitenden Stromleitungen sollten eigentlich so weit ausgebaut werden, dass jeder Mitgliedsstaat 15 Prozent seines Verbrauchs importieren kann. Nach den bisherigen Planungen wird diese Kapazität 2030 um 41 GW verfehlt. Die Engpässe alleine im Stromnetz verursachen Kosten von mehr als 30 Mrd. Euro pro Jahr, heißt es in Brüssel.

Dagegen will die Kommission jetzt mit einem neuen Ansatz vorgehen. Die Mitgliedsstaaten sollen beim Ausbau ihrer Netze nicht mehr unabhängig voneinander vor sich hinwerkeln, sondern sich an einem gemeinsamen Ausbau-Szenario orientieren.

Acht Energieautobahnen geplant

Kern des zentralen EU-Szenarios sind acht „Energieautobahnen“ – 5 für Strom, 1 für Erdgas, 2 für

Wasserstoff –, die vor allem den Südosten und den Südwesten der EU enger mit dem Zentrum des Binnenmarktes verbinden sollen. Deutschland wäre vor allem am Bornholm-Strom-Interkonnektor (nach Dänemark) sowie an den Wasserstoffautobahnen nach Italien und Spanien (über Frankreich) beteiligt.

Mit den Vorgaben aus Brüssel, die alle vier Jahre aktualisiert werden, sollen die Mitgliedsstaaten auf eine „europäische Perspektive für die Infrastrukturplanung“ festgelegt werden. Weil sie grundsätzlich autonom über ihre Infrastruktur entscheiden, hat sich die Kommission eine Reihe von „Instrumenten“ ausgedacht, mit denen sie der „europäischen Perspektive“ auf nationaler Ebene Nachdruck verleihen kann. Es geht vor allem ums Geld, denn gerade die grenzüberschreitenden Projekte scheitern oft daran, dass ihre Kosten und Nutzen unklar sind.

Die Kommission schlägt im Rahmen des European Grids Package einheitliche Verfahren und Methoden vor, um Kosten und Vorteile transparenter zu machen, auch über die unmittelbar beteiligten Länder hinaus. Davon verspricht man sich in Brüssel weniger Streit über die Aufteilung von Kosten und Nutzen. Grenzüberschreitende Projekte von gesamteuropäischem Interesse („PCI“) sollten darüber hinaus gebündelt werden, um Diskussionen über die Kostenteilung zwischen den Staaten zu erleichtern.

Zur Beschleunigung des Netzausbaus will die Kommission unter anderen die Vermutung einführen, dass Leitungen, Speicher und andere PCI einen Beitrag zur Dekarbonisierung und damit zum Naturschutz leisten. Damit könnte die Umweltverträglichkeit einfacher geprüft und ein Projekt schneller genehmigt werden.

Genehmigung über Ländergrenzen von einer Behörde

Die Genehmigung von Infrastrukturvorhaben soll in Zukunft nach einem einheitlichen Verfahren erfolgen und, selbst wenn mehrere Länder daran beteiligt sind, über eine einzige Behörde („single point“) abgewickelt werden.

Schnellere Planungs- und Genehmigungsverfahren würden auch die Finanzierung von Investitionen in die Infrastruktur erleichtern. Trotzdem will man sich in Brüssel auf eine rein private Finanzierung des Netzausbaus nicht verlassen. Zum Netzpaket gehören deswegen auch 39 Seiten neue „Leitlinien für Differenzverträge“. Sie sollen dafür sorgen, dass die Mitgliedsstaaten Differenzverträge („CfD“) mit einem „smarten Design“ einsetzen, um den Netzausbau zu fördern.

„Smarte“ CfD sollen ein Dilemma lösen, das durch den Einsatz von Subventionen entsteht. Mit dem Ausbau der Infrastruktur soll ja die Grundlage des Binnenmarktes gestärkt werden. Durch den Einsatz von Subventionen, wird dieses Ziel aber wieder konterkariert. Mit den Leitlinien will die Kommission sicherstellen, dass mehr Leitungen gebaut werden, und zwar dort, wo Investitionen am effizientesten und die Schäden für den Wettbewerb am geringsten sind.



Tom Weingärtner
Quelle: E&M

// VON TOM WEINGÄRTNER

Neues Klimaziel für 2040 beschlossen



Quelle: Fotolia / kreatik

EUROPA. EU-Parlament und Mitgliedstaaten haben in Brüssel ein Klimaschutzziel für 2040 vereinbart, das eine Minderung der Emissionen um 90 Prozent vorsieht.

Vertreter des Europäischen Parlaments und des Rats der Mitgliedstaaten haben sich am Abend des 9. Dezembers im Trilog auf ein neues Klimaziel der Europäischen Union für 2040 verständigt. Die EU will ihre Treibhausgasemissionen demnach um 90 Prozent gegenüber 1990 senken. Laut der EU-Kommission bildet die Zielmarke eine zusätzliche Etappe zwischen den bereits festgelegten Vorgaben für 2030 und 2050. Bis 2030 sollen die Emissionen um 55 Prozent sinken, bis 2050 strebt die EU Klimaneutralität an.

Nach Angaben der Europäischen Umweltagentur liegt die Staatengemeinschaft weitgehend auf Kurs, das 2030-Ziel zu erreichen. Für das neue Etappenziel sieht das EU-Klimagesetz eine verbindliche Vorgabe vor. Wann es formal in Kraft tritt, ist noch offen. Die Unterhändler der Mitgliedstaaten und des Parlaments müssen den Kompromiss noch bestätigen, was als formal gilt.

Deutschland begrüßt die Einigung

Bundesumweltminister Carsten Schneider (SPD) bezeichnete das neue Ziel als eine zentrale Entscheidung der laufenden Legislatur. Schneider sieht Vorteile für die deutsche Wirtschaft, weil die EU künftig stärker abgestimmt handeln werde. Der Minister verwies darauf, dass vorausschauender Klimaschutz die Wettbewerbsfähigkeit der EU stärken könne.

Der Einigung waren längere Diskussionen unter den Mitgliedstaaten vorausgegangen. Grundlage war ein Vorschlag der Europäischen Kommission aus dem Juli, der in der finalen Fassung abgeschwächt wurde. Mehrere Staaten hatten wirtschaftliche Belastungen, geopolitische Unsicherheiten und Schwierigkeiten der Industrie angeführt und die Reduzierung um 90 Prozent als zu anspruchsvoll bewertet. EU-Klimakommissar Wopke Hoekstra sprach laut Kommission von einem pragmatischen Kompromiss, der Tempo und Vorhersehbarkeit schaffe und ein Signal an internationale Partner sende.

Neue Details vereinbart

Neu ist auch, dass die EU für das 2040-Ziel ab 2036 bis zu fünf Prozentpunkte durch Klimazertifikate aus Nicht-EU-Staaten anrechnen kann. Diese Zertifikate sollen Emissionen ausgleichen, indem etwa Projekte zur Speicherung oder Entnahme von Kohlenstoff unterstützt werden. Die genaue Ausgestaltung steht jedoch noch aus. Kritiker befürchten, dass Staaten im globalen Süden ihre nationalen Ziele niedriger ansetzen könnten, um zusätzliche Zahlungen zu erhalten, oder dass Reduktionen doppelt angerechnet werden.

Die Unterhändler einigten sich außerdem darauf, Brennstoffe wie Benzin und Erdgas erst ab 2028 in den Emissionshandel einzubeziehen. Damit verschiebt sich die Ausweitung des Handelssystems um ein Jahr. Ziel ist es laut den Verhandlungsparteien, starke Preissteigerungen beim Tanken und Heizen zu vermeiden. Der Emissionshandel erfordert, dass Unternehmen Zertifikate für den Ausstoß von Treibhausgasen vorweisen, die so einen Preis für Emissionen setzen.

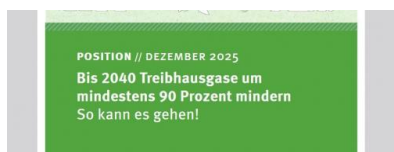
Regelmäßige Überprüfung

Zudem soll die Europäische Kommission künftig alle zwei Jahre prüfen, ob sich die EU beim Klimaschutz in die richtige Richtung bewegt. Dabei geht es auch um die Frage, ob das 2040-Ziel mit wirtschaftlicher Leistungsfähigkeit und wissenschaftlichen Erkenntnissen vereinbar bleibt. Falls Kohlenstoffsinken wie Wälder weniger Emissionen aufnehmen als bisher angenommen, kann das Reduktionsziel angepasst werden.

Aus dem Europäischen Parlament kamen unterschiedliche Reaktionen. Die Grünen-Abgeordnete Lena Schilling sprach von einer hart erarbeiteten Einigung und verlangte einen Kurswechsel, um das Ziel tatsächlich zu erreichen. Die Denkfabrik Strategic Perspectives wertete die Entscheidung als positives Signal. Laut ihrer Vertreterin Linda Kalcher schafft das Ziel Klarheit für Investoren und Unternehmen und kann Innovation und Wettbewerbsfähigkeit unterstützen. // VON SUSANNE HARMSEN

[^ Zum Inhalt](#)

UBA hält CO2-Ziele mit schärferen Vorgaben für erreichbar



Quelle: UBA

KLIMASCHUTZ. Das Umweltbundesamt hat eine Studie vorgestellt, in der die Behörde weitreichende Maßnahmen für Verkehr, Industrie und Haushalte empfiehlt, um die Klimaziele bis 2040 zu erreichen.

Das Umweltbundesamt (UBA) in Dessau erläutert in einer neuen Studie, wie Deutschland seine Treibhausgasemissionen bis 2040 um mehr als 90 Prozent im Vergleich zu 1990 senken kann. Dies entspricht auch den Vorgaben, die die EU soeben verabschiedet hat.

Laut der Behörde erfordert die beschleunigte Erderwärmung deutlich ambitioniertere politische Schritte. Die Analyse umfasst Vorschläge für Verkehr, Energie, Industrie und Haushalte. Sie skizziert einen möglichen Emissionspfad, der das Ziel der Treibhausgasneutralität bis 2045 absichern soll.

Verbrenner-Aus ab 2032 gefordert

Für den Verkehrssektor empfiehlt das UBA, den EU-Beschluss zum Ende der Neuzulassungen von Pkw mit Verbrennungsmotor ab 2035 nicht nur einzuhalten, sondern national zu verschärfen. Deutschland solle spätestens ab 2032 keine Pkw und leichten Nutzfahrzeuge mit Verbrennungsmotor mehr neu zulassen.

Die Behörde betont, dass dafür ein beschleunigter Umbau der Automobilindustrie notwendig sei. Zudem sollten im Jahr 2030 mindestens neun von zehn neu zugelassenen Pkw rein elektrisch fahren. Die Studie beschreibt, dass die Elektrifizierung des Verkehrs ein zentraler Hebel für sinkende Emissionen sei.

Ergänzend fordert das UBA eine Pkw-Maut auf allen Straßen ab 2030. Die Gebühr solle sich an der gefahrenen Strecke orientieren und bis 2035 schrittweise steigen. Das diene sowohl der Lenkungswirkung als auch der Finanzierung des Verkehrssektors.

Im Luftverkehr schlägt das UBA vor, die Steuerbefreiung für Kerosin bis spätestens 2030 zu beenden und ebenso die Mehrwertsteuerbefreiung für internationale Flüge auslaufen zu lassen. Diese Maßnahmen könnten, so die Studie, klimafreundlichere Alternativen stärken und Fehlanreize im internationalen Wettbewerb reduzieren.

Industrie defossilisieren

Für die Industrie empfiehlt die Analyse, Betriebsgenehmigungen für neue fossile Anlagen nur noch bis 2045

zu erteilen. Dies erhöhe laut UBA die Planungssicherheit, weil Investitionen in Infrastrukturen mit langen Laufzeiten klar begrenzt würden. Zudem müsse die Erdgasverstromung spätestens 2040 enden. Der Ausstieg folge der gleichen Logik wie der bereits beschlossene Kohleausstieg.

Damit die Versorgung gesichert bleibt, fordert das UBA den zügigen Aufbau von Kraftwerken auf Wasserstoffbasis. Diese Kraftwerke müssten bis 2045 in ausreichendem Umfang zur Verfügung stehen, um fossile Erzeugung vollständig zu ersetzen.

Die Studie betont, dass der konsequente Ausbau erneuerbarer Energien, eine umfassende Elektrifizierung von Prozessen sowie der weitere Ausbau der Stromnetze zentrale Voraussetzungen für die Transformation seien.

Auch im Wärmesektor sieht die Behörde Handlungsbedarf. Die Fernwärme müsse stärker dekarbonisiert und bestehende Netze angepasst werden. Die grüne Wasserstoffwirtschaft spiele für Industrie, Chemie und schwere Verkehrsbereiche eine wesentliche Rolle und könne laut UBA langfristig zur Versorgungssicherheit und zur technologischen Wettbewerbsfähigkeit beitragen.

Soziale Aspekte besser berücksichtigen

Die Autorinnen und Autoren der Studie betonen, dass soziale Aspekte berücksichtigt werden müssen. Belastungen für Haushalte mit niedrigen und mittleren Einkommen sollen abgefedert werden. Dazu schlägt das UBA vor, Einnahmen aus CO₂-Preisen im Verkehr und im Gebäudebereich als sozial differenzierte Klimaprämie an Bürgerinnen und Bürger zurückzugeben. Laut UBA könnten höhere CO₂-Preise nur dann breite Akzeptanz finden, wenn einkommensschwächere Haushalte gezielt entlastet werden.

Klaren Rahmen setzen

UBA-Präsident Dirk Messner erklärt in der Veröffentlichung, dass die Jahre zwischen 2030 und 2040 entscheidend seien, um die Klimaziele zu erreichen. „Heutige Investitionen prägen langfristige Entwicklungen“, mahnte er. Eine vorausschauende Politik müsse daher klare Leitplanken setzen und fossile Pfadabhängigkeiten vermeiden. Messner hebt hervor, dass Unternehmen verlässliche Rahmenbedingungen benötigen, um in neue Technologien zu investieren und internationale Wettbewerbsfähigkeit zu sichern.

Die Studie schließt mit dem Hinweis, dass Klimaschutz große gesellschaftliche Anstrengungen erfordere. Zugleich biete der Umbau Chancen für eine nachhaltige wirtschaftliche Entwicklung. Nach Einschätzung des UBA könne Deutschland und Europa eine Rolle als Anbieter klimaneutraler Technologien einnehmen.

Die Studie des UBA „Bis 2040 Treibhausgase um mindestens 90 Prozent mindern“ steht im Internet bereit.

// VON SUSANNE HARMSSEN

[^ Zum Inhalt](#)

EU genehmigt Staatshilfen für erstes Atomkraftwerk in Polen



Quelle: Shutterstock / lassedesignen

KERNKRAFT. Polen setzt auf Atomkraft, wohingegen Deutschland ausgestiegen ist. Nun kommt aus Brüssel grünes Licht für milliardenschwere staatliche Beihilfen.

Die EU-Kommission hat milliardenschwere nationale Staatshilfen für den Bau eines ersten Atomkraftwerks in Polen genehmigt. Das teilte eine Sprecherin in Brüssel mit. „Wir haben es geschafft!“, schrieb der polnische Regierungschef Donald Tusk erfreut bei X. Die ersten Gelder würden bereits in diesem Monat ausgezahlt.

Das geplante AKW Lubiatowo-Kopalino in der Woiwodschaft Pommern soll über drei Reaktoren mit einer Gesamtleistung von 3.750 MW verfügen. Die Lokalität liegt nahe der Ostsee, rund 300 Kilometer östlich von Greifswald. Die gesamten Investitionsausgaben für das Projekt werden auf rund 42 Milliarden Euro geschätzt.

Die polnische Regierung will dem staatlichen Atombetreiber PEJ rund 30 Prozent der Baukosten zuschießen sowie eine Garantie für die Schulden übernehmen, die zur Finanzierung des Projekts aufgenommen werden. Geplant sind zudem sogenannte Differenzverträge. Wenn der Marktpreis unter einen Garantiepreis fällt, schießt der Staat Geld zu. Wenn der Marktpreis über dem Garantiepreis liegt, erhält der Staat die Differenz.

Anders als Deutschland, das seine Kernkraftwerke abgeschaltet hat, steigt Polen neu in die Atomkraft ein. Deutschlands östlicher Nachbar will mit der Kernkraft die umweltschädliche Kohle als Energieträger ablösen.

Der AKW-Bauer Westinghouse hatte den Zuschlag aus Polen im November 2022 erhalten. Durch die Kontrolle staatlicher Beihilfen trägt die EU-Kommission dazu bei, gleiche Wettbewerbsbedingungen im EU-Binnenmarkt zu wahren. // [VON DPA](#)

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

HANDEL & MARKT



Quelle: Katia Meyer-Tien

Netzentwicklungsplan 2037/2045 wird konsultiert

STROMNETZ. Die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber haben den ersten Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom bis 2037 und 2045 veröffentlicht. Damit beginnt die öffentliche Konsultation dazu.

Die Öffentlichkeit ist ab sofort aufgerufen, sich zum ersten Entwurf des „Netzentwicklungsplans (NEP) Strom 2037/2045 (2025)“ (NEP 2025) zu äußern. Am 10. Dezember haben ihn die vier Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) Amprion, 50 Hertz, Tennet Germany und Transnet BW veröffentlicht. Stellungnahmen sind bis zum 14. Januar 2026 möglich. Sie fließen in den zweiten Entwurf ein, den die ÜNB anschließend der Bundesnetzagentur zur Prüfung übergeben werden.

Breiterer Szenariotrichter als Grundlage

Zuvor hatte die Bundesnetzagentur im April 2025 einen Szenariorahmen mit einem breiteren Szenariotrichter im Vergleich zum „NEP 2037/2045 (2023)“ (NEP 2023) bestätigt. Er nahm aktuelle technologische und energiewirtschaftliche Entwicklungen auf und spiegelte die veränderten Rahmenbedingungen der vergangenen zwei Jahre wider. Auf dieser Basis richtet der NEP 2025 zum zweiten Mal den Blick auf das Klimaneutralitätsnetz 2045.

Der erste Entwurf des NEP 2025 beinhaltet einen Szenariopfad A sowie einen Szenariopfad B, jeweils für die Zieljahre 2037 und 2045. Im Szenariopfad A sehen die ÜNB ein robustes Szenario, das ihrer Einschätzung nach eine verlässliche Grundlage für die Netzentwicklungsplanung bildet. Der Zubau bei Photovoltaik und Wind fällt hierin moderater aus als im Szenariopfad B, der sich an den energie- und klimapolitischen Zielen orientiert, zugleich steigt die Bedeutung von Großbatteriespeichern in allen Szenarien deutlich.

Volkswirtschaftliches Optimum anvisiert

Einzelne im vorherigen NEP 2023 für 2037 bestätigte Netzausbaumaßnahmen zeigen ihre Robustheit im NEP 2025 erst im langfristigen Horizont im Jahr 2045. Nach Auffassung der ÜNB bieten diese Maßnahmen zusammen mit den neu für 2045 identifizierten Maßnahmen die Möglichkeit zur Staffelung der Ausbauvorhaben bis 2045, sodass im Vergleich zum NEP 2023 eine zeitliche Entzerrung des erforderlichen

Netzausbaubedarfs ermöglicht wird.

Im Vergleich zum vorherigen NEP 2023 zeige sich ein deutlich reduzierter Bedarf an Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungs (HGÜ)-Verbindungen. Während sich die HGÜ-Verbindungen DC 40, DC 40 plus (zwischen Niedersachsen und Sachsen) und DC 41 (von Niedersachsen nach Baden-Württemberg) in diesem NEP 2025 nicht mehr als erforderlicher Bestandteil eines volkswirtschaftlich effizienten Netzes zeigen, ist die Verbindung DC 42 robust in allen Szenarien enthalten und die Erweiterung DC 42 plus in allen Szenarien mit Ausnahme von A 2037. DC 42 soll Schleswig-Holstein und Baden-Württemberg verbinden.

Offshore-Optimierungen reduzieren Netzausbaubedarf

Im aktuellen NEP-Entwurf 2025 werden erstmalig Maßnahmen zur Offshore-Optimierung angewendet, die den Fokus nicht auf die installierte Leistung, sondern auf den tatsächlichen Energieertrag richten. Berücksichtigt werden Flächenneuzuschneide der Offshore-Ausbaugelände in der Nordsee zur Reduktion der Verschattungseffekte von Windenergieanlagen auf See sowie optimale Auslastung von Netzanschlüssen und europäische Vernetzung.

Dadurch können – je nach Szenario – gegenüber der Bestätigung der Bundesnetzagentur für den NEP 2023 vier bis sieben Offshore-Netzanbindungssysteme eingespart werden – ein wichtiger Schritt für mehr Effizienz und geringere Kosten beim Offshore-Netzausbau.

Veränderte Marktbedingungen berücksichtigt

Die Marktverknappung bei technischen Komponenten und Dienstleistungen hat zu einer erheblichen Kostensteigerung von Netzausbauvorhaben gegenüber früheren Annahmen geführt. Der neue NEP 2025 zielt stärker darauf ab, ein Optimum aus Investitionskosten und verbleibendem Bedarf an Engpassmanagement unter Wahrung der Netzsicherheit zu finden – ein wichtiger Hebel, um volkswirtschaftliche Effizienzen zu heben.

Für die DC-Vorhaben DC 42 und DC 42 plus werden im NEP 2025 darüber hinaus vor dem Hintergrund des Koalitionsvertrags sowie der Empfehlungen des Energiewende-Monitorings Kostensätze für Freileitungen zugrunde gelegt. Die Gesamtinvestitionen, die sich aus den Maßnahmen des NEP 2025 bis 2045 ergeben, liegen je nach Szenario zwischen 360 und 390 Milliarden Euro. Durch die Optimierungen im vorliegenden NEP reduzieren sich die Kosten im Szenario A um knapp 80 Milliarden Euro.

Der aktuelle Entwurf zum „**Netzentwicklungsplans (NEP) Strom 2037/2045 (2025)**“ steht im Internet bereit.

// VON SUSANNE HARMSSEN

[^ Zum Inhalt](#)

Bund steigt bei Tennet ein – nur wann?



Quelle: OpenAI

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

Das Finanzkonstrukt hat inzwischen einen klaren Umriss. 7,58 Milliarden Euro hat die Bundesregierung im Haushaltsentwurf als „Vorsorge“ für die Beteiligung am Übertragungsnetzbetreiber Tennet Deutschland einkalkuliert. Davon sind 102 Millionen Euro für das kommende Jahr vorgesehen, 7,48 Milliarden als „Verpflichtungsermächtigungen“ für die folgenden Jahre.

Der Staat will sich damit einen 25,1-Prozent-Anteil an dem Netzbetreiber sichern. So klar die Zahlen sind, bis zu einer Vertragsunterzeichnung scheint noch Klärungsbedarf. „Wir prüfen hierfür einen Erwerb über die KfW. Vorsorglich ist zur haushalterischen Absicherung im vom Bundestag verabschiedeten Haushaltsgesetz 2026 der Spielraum hierfür geschaffen worden. Wichtig ist, dass damit noch keine Entscheidung in der Sache getroffen wurde“, erklärt eine Sprecherin des Ministeriums auf Anfrage von E&M.

Zu Einzelheiten des Verhandlungsstands, insbesondere Anteilspreis und Zeitplan, mit den Niederlanden könne man „aus Vertraulichkeitsgründen keine Angaben“ machen.

Verhandlung vor Abschluss?

Was die aktuell öffentlich diskutierten Zahlen betrifft, betont die Sprecherin, „dass bei einem Erwerb über die KfW überwiegend die Refinanzierungskosten haushalterisch wirksam würden. Hierbei handelt es sich um niedrigere dreistellige Millionenbeträge in den kommenden Jahren“. Hinzu komme eine „Risikoabsicherung der KfW für einen etwaigen Anteilserwerb beziehungsweise etwaige Eigenkapital-Einlagen, die einen mittleren einstelligen Milliardenbetrag ausmacht und nicht zwangsläufig dem für die Anteile etwaig zu zahlenden Betrag entspricht“.

Die Bundesregierung spricht von der Chance, sich – wie bereits bei 50 Hertz und Transnet BW – mit einer „strategischen Minderheit auch an dem größten deutschen ÜNB zu beteiligen und damit einen grundsätzlichen Beitrag zu einem bedarfsgerechten Netzausbau und einer stabilen Finanzierungsstruktur von Tennet Deutschland zu leisten“.

Die Frankfurter Allgemeine Zeitung will von mit Gesprächen vertrauten Personen erfahren haben, dass die Verhandlungen über die Bedingungen für das Geschäft bereits in dieser Woche abgeschlossen werden könnten. Mit der offiziellen Bekanntgabe, so das Blatt weiter, könnte es aber noch bis Januar oder Februar dauern. Denn es bedürfe auch regulatorischer und parlamentarischer Genehmigungen.

Die 7,58 Milliarden Euro stehen offenbar nicht allein für den Kaufpreis. „Aus dem Ansatz können auch Ausgaben für Beratungsleistungen und Sachverständige im Zusammenhang mit der Beteiligung geleistet werden“, zitiert das Handelsblatt aus der Bereinigungsvorlage des Finanzministeriums für den Haushaltsausschuss.

Im September war bekannt geworden, dass Tennet 46 Prozent der Anteile des Deutschland-Geschäfts an Investoren aus Norwegen, Singapur und den Niederlanden verkauft. Der Deal soll dem Übertragungsnetzbetreiber dem Vernehmen nach bis zu 9,5 Milliarden Euro frisches Kapital bringen.

// VON MANFRED FISCHER

[^ Zum Inhalt](#)

Gespaltene Bewertung der Infrastruktur in Deutschland



Quelle: KPMG

STUDIEN. KPMG in Deutschland hat Unternehmen und Bürger zur Infrastruktur befragt. Die Studie zeigt deutliche Unterschiede in der Wahrnehmung und den Erwartungen an Verbesserungen.

Die Einschätzungen zur Qualität der deutschen Infrastruktur gehen weit auseinander. Laut dem Beratungsunternehmen KPMG in Deutschland, das für den „Infrastruktur Monitor 2025“ 250 Unternehmen und mehr als 1.000 Privatpersonen befragt hat, äußern sich 84 Prozent der Unternehmen zufrieden. Unter den Bürgerinnen und Bürgern liegt der Anteil der Zufriedenen dagegen bei 45 Prozent. Die Studie erscheint jährlich und bildet Entwicklungen in Verkehr, Energie und Digitalisierung ab.

Unternehmen beurteilen die Infrastruktur insgesamt positiv. Sie zeigen sich mit Straßen, öffentlichem Nahverkehr und Schienenfernverkehr überwiegend zufrieden. Bürgerinnen und Bürger dagegen bewerten ihre Alltagserfahrungen kritischer. Nur rund ein Drittel äußert Zufriedenheit mit Straßen und Nahverkehr, beim Schienenfernverkehr sinkt der Wert auf 29 Prozent. Viele Bürger nennen Pünktlichkeit als wichtigste Schwachstelle. Unternehmen setzen eher auf funktionale Verbesserungen wie Verkehrsfluss oder Parkmöglichkeiten.

Sorgenkind Energie

Eine ähnliche Lücke zeigt sich im Bereich Energie. Laut KPMG bewerten 86 Prozent der Unternehmen die Stromversorgung positiv, bei den Bürgern sind es 55 Prozent. Unternehmen sehen Speichertechnologien und eine höhere Versorgungsdichte als vorrangige Aufgaben. Bürgerinnen und Bürger stellen dagegen die Bezahlbarkeit in den Mittelpunkt. In ihrem Alltag zeige sich laut der KPMG-Vorständin Ladislava Klein, wie groß der Handlungsbedarf sei.

Die KPMG-Analyse zeige zudem die besondere Rolle der Energieinfrastruktur. Sie wirkt direkt auf Investitionen, Innovationskraft und Wettbewerbsfähigkeit von Unternehmen. Strom-, Gas- und Wärmenetze sowie Ladeinfrastruktur müssen nach Einschätzung der Studienautoren zuverlässig, bezahlbar und nachhaltig bleiben. Unternehmen sehen Strom als wichtigste Energieinfrastruktur, Bürgerinnen und Bürger nennen alle drei Bereiche als zentral.



Beurteilung von Energieinfrastruktur durch Privatpersonen und Unternehmen -

Für Vollansicht auf die Grafik klicken

Quelle: KPMG

Auch bei der digitalen Infrastruktur gehen die Bewertungen auseinander. Unternehmen vergeben mit 93 Prozent beim Mobilfunk und 86 Prozent beim Internet deutlich positive Noten. Bürger äußern dagegen Unzufriedenheit mit der Abdeckung. Sie stellen ebenfalls die Kosten in den Vordergrund, während Unternehmen vor allem auf Netzsicherheit und Anbieterdiversität verweisen. Steffen Wagner, Partner bei KPMG und verantwortlich für Transport und Infrastruktur, fordert gezielte Investitionen in Instandhaltung und Modernisierung. Prozesse müssten einfacher werden, damit Ergebnisse im Alltag sichtbarer seien.

Politische Unzufriedenheit

Die unterschiedlichen Wahrnehmungen spiegeln sich in der Zahlungsbereitschaft wider. KPMG berichtet, dass Bürger eher bereit sind, höhere Kosten zu tragen. Rund ein Viertel der grundsätzlich Zahlungsbereiten würde je nach Bereich mehr als zehn Prozent zusätzlich zahlen. Unternehmen dagegen wollen kaum mehr investieren. 80 bis 92 Prozent der zahlungsbereiten Unternehmen würden maximal fünf Prozent zusätzlich aufbringen.

Die Studie beleuchtet auch die gesamtwirtschaftliche Bedeutung funktionierender Netze. 72 Prozent der Unternehmen erwarten bei einer dauerhaft schlechten Infrastruktur steigende Kosten und langsamere Abläufe. Eine Abwanderung planen sie laut KPMG jedoch nicht. Bürgerinnen und Bürger befürchten dagegen politische und gesellschaftliche Folgen. 78 Prozent rechnen mit wachsender politischer Unzufriedenheit.

Hoher Investitionsbedarf

KPMG ergänzt die Umfrageergebnisse um Einschätzungen zum Investitionsbedarf. Das Deutsche Institut für Urbanistik veranschlagt bis 2030 allein im Verkehrsbereich 372 Milliarden Euro. Das Institut für Makroökonomie und Konjunkturforschung erwartet für die Stromnetze bis 2045 Investitionen von 651 Milliarden Euro. Der Großteil entfällt auf Übertragungsnetzbetreiber. Laut KfW müsste Deutschland im Bereich Digitalisierung jährlich 140 bis 180 Milliarden Euro investieren, um international mithalten zu können.

Die **KPMG-Studie zur Infrastruktur 2025** steht als PDF zum Download bereit.

// VON SUSANNE HARMSSEN

[^ Zum Inhalt](#)

Bundesregierung sieht Rückbaukosten gut gedeckt



Quelle: Pixabay / Markus Distelrath

KERNKRAFT. Die Arbeiten an den stillgelegten KKW kommen voran. Die Bundesregierung sieht genügend finanzielle Mittel für technische Schritte, Abbauarbeiten und die Verpackung radioaktiver Abfälle.

Die Bundesregierung hat mit der Unterrichtung „Bericht nach Paragraph 7 des Transparenzgesetzes – Rückbau von Kernkraftwerken“ (**Drucksache 21/3030**) Daten zum finanziellen Stand des Rückbaus aller stillgelegten Atomkraftwerke vorgelegt.

Grundlage dafür ist die jährliche Prüfung des Bundesamts für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (Bafa), das die Angaben der Unternehmen zum Stichtag 31. Dezember 2024 ausgewertet hat. Wie das Bafa mitteilt, reichen die bilanzierten Rückstellungen der Betreiber aus, um die geplanten Rückbauarbeiten an den Anlagen zu finanzieren.

Die Rückstellungen summieren sich nach Angaben des Bafa auf 17,6 Milliarden Euro. Davon entfallen 7,2 Milliarden Euro auf den Nach- und Restbetrieb, 4,6 Milliarden Euro auf den Abbau der Anlagen und 5,9 Milliarden Euro auf die Bearbeitung und Verpackung der radioaktiven Abfälle.

Diese Aufteilung ergibt sich aus der gesetzlichen Pflicht, die Rückstellungen jährlich nach Aufgaben getrennt zu melden. Das Transparenzgesetz von 2017 verpflichtet die Betreiber der Atomkraftwerke dazu, offenzulegen, ob sie die erwarteten Ausgaben für den Rückbau finanzieren können.

Das Bundesamt bestätigt, dass die Unternehmen ihre Vorgaben erfüllen. Die Prüfung der Rückstellungsbeträge habe zu keinen Beanstandungen geführt. In der Unterrichtung verweist die Bundesregierung darauf, dass EnBW, Eon, RWE, die Stadtwerke München und Vattenfall aufgrund ihrer Konzernstrukturen und bilanzierten Rückstellungen die kommenden Rückbaujahre finanziell tragen können.

Diese fünf Unternehmen decken die 23 deutschen Atomkraftwerke ab, die sich seit 2023 vollständig im Rückbau befinden. Das Bafa bewertet dafür unter anderem die Liquidität, die Vermögenslage und interne

Finanzierungswege dieser Konzerne.

Auch externe Faktoren berücksichtigt

Das Bundesamt berücksichtigt in seiner Bewertung auch externe Faktoren, die den finanziellen Rahmen des Rückbaus spürbar beeinflussen können. Dazu zählen vor allem Inflation und Zinsen, weil sie bestimmen, wie hoch künftige Ausgaben bilanziell bewertet werden. Steigen die Zinsen, fallen diese Bewertungen niedriger aus und der rechnerische Rückstellungsbedarf sinkt. Geht die Inflation zurück, verringern sich zudem die erwarteten Preissteigerungen für Arbeiten und Material.

Beides wirkt sich laut dem Bafa rechnerisch entlastend auf die Rückstellungen aus, ohne dass sich der tatsächliche Aufwand im Rückbau ändert. Gleichzeitig weist das Bundesamt darauf hin, dass neue technische Vorgaben oder strengere Sicherheitsstandards höhere Kosten auslösen können, die in die Kalkulation einfließen müssen.

Die Bundesregierung will die Entwicklung der Rückbaukosten weiter eng begleiten, um bei neuen technischen oder regulatorischen Anforderungen schnell reagieren zu können. // VON DAVINA SPOHN

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

[^ Zum Inhalt](#)

VKU-Hauptgeschäftsführer übernimmt Präsidenschaft von SGI Europe



Quelle: Shutterstock / Nep0

PERSONALIE. Die Generalversammlung von SGI Europe hat VKU-Hauptgeschäftsführer Ingbert Liebing zum Präsidenten gewählt.

Ingbert Liebing ist neuer Präsident des Sozialverbandes SGI Europe. Er folgt auf Pascal Bolo aus Nantes (Frankreich), der nicht erneut kandidierte und in den Ruhestand geht, teilte der Verband kommunaler Unternehmen (VKU) mit. Liebing war zuvor Vizepräsident von SGI Europe und ist zudem Vorsitzender des Bundesverbands Öffentliche Dienstleistungen (BVÖD), der deutschen Sektion von SGI Europe.

SGI Europe ist ein in Brüssel ansässiger europäischer Arbeitgeber- und Unternehmensverband für Anbieter von Dienstleistungen der Daseinsvorsorge beziehungsweise „Services of General Interest“. SGI Europe vertritt die Positionen gegenüber der Europäischen Union und ist einer der vier von der EU-Kommission offiziell anerkannten Sozialpartner. Der Verband bringt die Positionen seiner Mitglieder in EU-Verfahren ein und wirkt im europäischen sozialen Dialog mit.

Liebing erklärte zu seiner Wahl: „Die Sicherung der Daseinsvorsorge ist eine europäische Aufgabe. Immer mehr Entscheidungen fallen in Brüssel. Deshalb ist es entscheidend, dass wir die Stimme der öffentlichen Unternehmen und Kommunen in Europa stärken. Ich freue mich sehr über das Vertrauen und die Wahl – und darauf, die wichtige Arbeit von SGI Europe gemeinsam mit den Mitgliedern fortzuführen.“

// VON STEFAN SAGMEISTER

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

⚙️ TECHNIK



Rendering des geplanten CO2nnectNow-Terminals. Quelle: Harbour Energy / HES

Projekt „CO2nnectNow“ gewinnt an Struktur

CCS. Die CCS-Pläne für Wilhelmshaven nehmen Fahrt auf und rücken die Rolle der Harbour Energy Germany GmbH, einem deutschen Öl- und Gasproduzenten, stärker in den Mittelpunkt.

Harbour Energy Germany GmbH aus Hamburg und HES International mit Sitz in Rotterdam bauen ihre Kooperation zur Abscheidung und Speicherung von CO₂ (Carbon Capture and Storage, CCS) weiter aus. Beide Unternehmen ordnen ihre Aufgaben innerhalb des geplanten Projektes „CO2nnectNow“ neu, um die technische Entwicklung und die künftige CO₂-Logistik am Standort Wilhelmshaven zu stärken. Dies geben sie in einer gemeinsamen Mitteilung vom 10. Dezember bekannt.

Demnach wird sich Harbour Energy Germany stärker auf geologische und seismische Untersuchungen und die Entwicklung geeigneter Speicherstätten fokussieren. Das niederländische Unternehmen HES International will dagegen seine Erfahrungen nutzen, um die geplante CO₂-Drehscheibe „CO2nnectNow“ aufzubauen. Nach Angaben der Unternehmen soll diese Aufteilung besonders frühe Marktteilnehmer unterstützen, die ihre Anlagen auf CO₂-Abscheidung ausrichten möchten.

Harbour Energy hat 2024 die Kasseler Wintershall Dea übernommen, gehört nun zu den größten Öl- und Gasproduzenten Deutschlands und entwickelt geeignete Speicherstätten in der Nordsee. Diese sollen künftig, so betont Harbour Energy in der Mitteilung, eine zentrale Rolle für schwer vermeidbare Emissionen spielen. HES International wiederum betreibt große Terminals für Massengüter in ganz Europa und möchte sein Tankterminal in Wilhelmshaven zu einem wichtigen Umschlagpunkt für flüssiges und gasförmiges CO₂ entwickeln.

Die vorhandene Schienenlogistik und der Hafenstandort seien, wie die Partner betonen, entscheidende Standortvorteile. HES International verweist auf die strategische Lage des Hafens an der deutschen Nordseeküste. Das Unternehmen möchte hier Dienstleistungen für den Umschlag und die Zwischenlagerung von CO₂ anbieten. Dies betrifft sowohl flüssige als auch gasförmige Zustände.

Wilhelmshaven als möglicher CO₂-Knotenpunkt

Harbour Energy betont zudem, dass es über lizenzierte Netto-Ressourcen von über 650 Millionen Tonnen

CO₂, also bereits genehmigte nutzbare Speicherpotenziale in europäischen Speichern, verfügt. Diese Speicherkapazitäten möchte das Unternehmen für Industriebetriebe bereitstellen.

Die Partner wollen das gemeinsame Angebot weiterhin aktiv am Markt platzieren. Sie planen, technische Machbarkeit und wirtschaftliche Bedingungen mit potenziellen Kunden aus Industriebranchen abzustimmen. Harbour Energy und HES International sehen in der Kooperation eine Möglichkeit, die Entwicklung der gesamten CCS-Wertschöpfungskette zu beschleunigen und Wilhelmshaven stärker in den europäischen Kontext einzubinden. // VON DAVINA SPOHN

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG

FEBRUARY 10 – 12, 2026
ESSEN | GERMANY



Ursache für Verpuffung in Haus mit LG-Speicher weiter unklar



Quelle: Fotolia / sdecoret

STROMSPEICHER. Seit zehn Monaten laufen die Untersuchungen zur Ursache der Verpuffung in einem Haus in Schleswig-Holstein. Weder der Speicherhersteller noch die Marktaufsicht äußern sich zu Details.

Das Gebäude ist Geschichte. Im Februar war bei einer Verpuffung die komplette Seitenwand eines Hauses in Schönberg (Schleswig-Holstein) herausgerissen worden (wir berichteten). Der Verdacht fiel auf den Batteriespeicher. Ein Gerät der Baureihe Resu des Herstellers LG. „Das alte Haus musste vollständig abgetragen werden. Planung, Statik und Baugenehmigung für den Neubau wurden innerhalb kürzester Zeit auf den Weg gebracht“, teilte der Haushersteller Viebrockhaus im April mit. Im Sommer bekamen die Betroffenen ein neues Heim.

Nicht der erste Unfall, der in Zusammenhang mit einem LG-Speicher in Deutschland gebracht wird. Im Mai

2022 geriet ein Gerät in Calw (Baden-Württemberg) in Brand. „Leider konnte die Ursache des Brandes nicht ermittelt werden. Die Batterie wurde schwer beschädigt und wurde LG Energy Solution seitens der Versicherungsgesellschaft des Kunden nicht für weitere Untersuchungen zur Verfügung gestellt“, teilte LG der Redaktion im Oktober 2023 mit.

„Wir haben unseren Kunden bei der Beseitigung der Brandschäden unterstützt und den Vorfall gelöst und abgeschlossen.“ Andere Vorfälle im Zusammenhang mit PV-Speichern, die für Schlagzeilen sorgten, ereigneten sich etwa 2023 in Kochel und Mittenwald (Bayern).

Zehn Monate nach dem Unfall in Schönberg ist noch immer unklar, welche Rolle der Batteriespeicher spielte. „Aufgrund einer laufenden Untersuchung des Brandvorfalls können wir derzeit keine weiteren Details bereitstellen“, so LG auf die Frage der Redaktion, ob Experten die Ursache für die Verpuffung inzwischen geklärt haben. Das Unternehmen weist auf seine Rückrufaktion hin. „Für bestimmte Modelle, die in einem bestimmten Zeitraum produziert wurden, haben wir im Jahr 2021 ein Austauschprogramm eingeführt und 2022 mit der Bereitstellung von Softwareupdates begonnen.“

Marktaufsicht seit 2020 im Austausch mit Speicherhersteller

Die zuständige Marktaufsicht im Regierungsbezirk Darmstadt – die LG Energy Solution Europe GmbH hat ihren Sitz in Sulzbach im Taunus – hat sich in den Fall eingeschaltet. Doch auch die Behörde äußert sich nicht zur Frage einer speichertechnischen Ursache in Schönberg. „Da es sich hierbei um ein laufendes Verfahren handelt, können wir leider keine nähere Auskunft geben“, so ein Sprecher des Regierungspräsidiums.

Die Behörde steht nicht zum ersten Mal im Austausch mit LG. Ohne den Herstellernamen zu nennen, teilte das Regierungspräsidium vergangenes Jahr gegenüber der Redaktion mit, dass man vom Hersteller „erstmal im Sommer 2020 über Brandereignisse an Photovoltaik-Speichereinheiten und die eingeleiteten Korrekturmaßnahmen in Kenntnis gesetzt“ worden sei.

„Unsere Behörde wurde im Weiteren auch über den Fortgang der freiwillig getroffenen Korrekturmaßnahmen informiert. Die vom Hersteller getroffenen und bis heute durchgeführten Maßnahmen wurden vom RP Darmstadt als geeignet und angemessen bewertet“, berichtete der Behördensprecher.

Der Rückruf vom Mai 2021 betrifft nach Angaben des südkoreanischen Konzerns Lithium-Ionen-Batteriezellen für bestimmte ESS-Produkte, die zwischen April 2017 und September 2018 hergestellt wurden. „Nach einer gründlichen Überprüfung der Herstellungs- und Qualitätssicherungsprozesse hat LG Energy Solution festgestellt, dass Abläufe in bestimmten Herstellungsprozessen einen Defekt in einigen Elektroden verursacht haben könnten“, so der südkoreanische Konzern im Oktober 2023.

„Im Jahr 2018 haben wir Verbesserungen am Herstellungsprozess und am Batteriedesign vorgenommen, um die Sicherheit unserer Ersatzbatterien zu erhöhen. Seitdem wurde bei den Elektroden kein Defekt mehr festgestellt“, teilte das Unternehmen im Oktober 2023 mit.

Speicher-Drosselung aufgehoben

Viebrockhaus hatte nach dem Unfall alle in seinen Typenhäusern installierten LG-Speicher gedrosselt. „Es handelte sich damals um eine reine Sicherheitsmaßnahme, bis Viebrockhaus vom Hersteller sowie externen Fachleuten die Situation analysiert und eingeordnet bekommen hat. Danach wurde die pauschale Drosselung wieder aufgehoben“, sagt die Unternehmenssprecherin.

Das Ehepaar, das das neue Haus nach der Verpuffung erhalten hat, hat sich laut Mitteilung auch wieder

einen Batteriespeicher einbauen lassen. „Wir waren von Anfang an von der Technik überzeugt und die Wahrscheinlichkeit, dass so etwas passiert, ist extrem gering“, wird der Bauherr in der Mitteilung von Viehbrockhaus zitiert. Neben dem eigentlichen Schaden seien die vielen Falschinformationen und Spekulationen rund um das Thema Batteriespeicher in den sozialen Medien eine große Belastung gewesen.

// VON MANFRED FISCHER

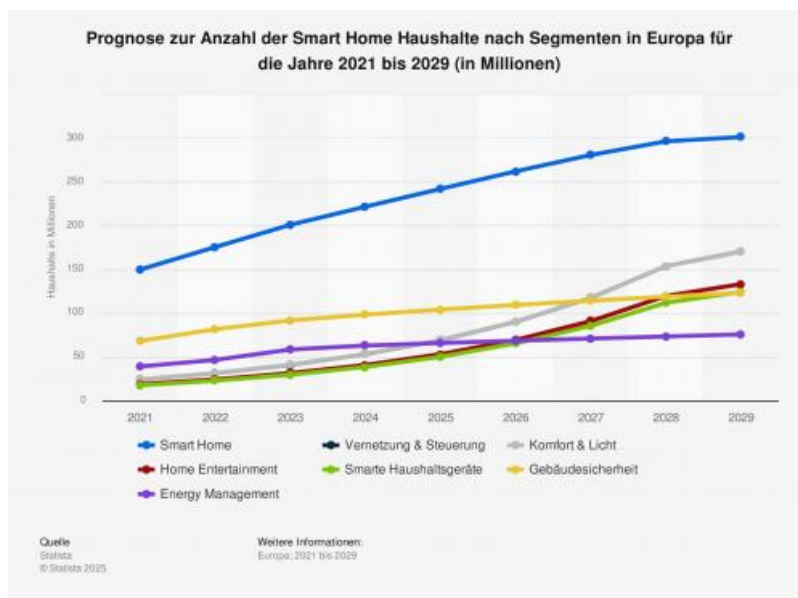
[^ Zum Inhalt](#)

Prognose zur Anzahl der smarten Haushalte in Europa



Quelle: E&M / Pixabay

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



Zur Vollansicht bitte auf die Grafik klicken

Quelle: Statista

Die Anzahl der Smart Homes wird in allen Segmenten deutlich ansteigen. Vergleicht man die vorliegenden Segmente, so wird das Segment Smart Home zahlenmäßig 2028 mit 179 Millionen Nutzern am größten sein. Im Kontrast dazu liegt auf dem siebten und damit letzten Platz das Segment Smarte Haushaltsgeräte (112 Millionen Nutzer). // VON REDAKTION

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

UNTERNEHMEN



Quelle: Fotolia / Joachim Wendler

Stadtwerke Heidenheim erweitern ihr Häuslebau-Portfolio

ÜBERNAHME. Die Stadtwerke Heidenheim übernehmen mit der Heinrich Hebel Wohnbau GmbH einen regionalen Wohnbauanbieter.

Mit der Übernahme der Heinrich Hebel Wohnbau GmbH wollen die Stadtwerke mit Sitz in Heidenheim an der Brenz (Baden-Württemberg) ihre Position im regionalen Wohnbau ausbauen. Gleichzeitig soll, wie es in einer Mitteilung des Versorgers heißt, der Fortbestand des etablierten Bauunternehmens gesichert werden. Beide Seiten begründen den Schritt mit dem anstehenden Ruhestand von Firmengründer Heinrich Hebel und dem Wunsch, die Geschäftsführung langfristig stabil aufzustellen.

Die Heinrich Hebel Wohnbau GmbH entstand vor mehr als vier Jahrzehnten in Heidenheim und entwickelte sich zu einem regional verankerten Anbieter für schlüsselfertige Wohn- und Kommunalbauten. Das Unternehmen plant und realisiert Einfamilienhäuser, Reihenhäuser, Eigentumswohnungen und kommunale Projekte wie Schulen oder Kindergärten. Die 26 Beschäftigten arbeiten eng mit regionalen Handwerksbetrieben zusammen und betreuen nach eigenen Angaben einen stetig wachsenden Kundenkreis.

Die Stadtwerke Heidenheim AG erweitert mit der Übernahme ihr bestehendes Bau- und Projektentwicklungsgeschäft. Das Unternehmen entwickelt seit mehreren Jahren Wohn- und Gewerbeflächen und bündelt Planungs-, Ingenieur- und Bauleistungen über verschiedene Konzerngesellschaften. Mit dem Zugang der Heinrich Hebel Wohnbau GmbH will der Versorger sein Angebot verbreitern und Bauprojekte künftig stärker mit energiewirtschaftlichen Dienstleistungen verknüpfen.

Heinrich Hebel, Firmengründer des Wohnbauanbieters, tritt nach mehr als vier Jahrzehnten in den Ruhestand. Die bisherigen Geschäftsführer Jürgen Beyrle und Walter Dörflinger führen ihre Aufgaben fort, wie es weiter in der Mitteilung heißt. Erich Weber, Vorstand der Stadtwerke Heidenheim AG, wird zum 1. Januar kommenden Jahres zusätzlich in die Geschäftsführung der Wohnbaugruppe eintreten. Beide Unternehmen sehen darin eine klare und stabile Nachfolgelösung, die eine kontinuierliche Weiterführung der Projekte sicherstellt.

Zu der Übernahme gehören auch die Tochterunternehmen Heinrich Hebel Gewerbe- und Industriebau

GmbH sowie Heinrich Hebel Schlüsselfertiges Bauen GmbH. Bestehende Arbeitsverhältnisse, Kundenbeziehungen und laufende Projekte führt die Gruppe ohne Änderungen fort, wie die Stadtwerke Heidenheim versichern. Sie betonen, dass der Zusammenschluss die Leistungsfähigkeit der Firmengruppe stärken und den Ausbau des Angebots erleichtern soll. // VON DAVINA SPOHN

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG



ENERGIEJOBS

DAS KARRIEREPORTAL FÜR DIE ENERGIEWIRTSCHAFT

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

 Energietechnik
  Erneuerbare Energien
  Energiemanagement

 08152 93 11 88
  www.energiejobs.online

40 bis 60 Millionen Euro Schäden am Pumpspeicher Kaprun



Quelle: Pixabay / Thomas Ehrhardt

WASSERKRAFT. Die Schäden dürften das Ergebnis für das Geschäftsjahr 2026 um einen zweistelligen Millionenbetrag verringern, meldete der österreichische Konzern Verbund

Mit insgesamt rund 40 bis 60 Millionen Euro dürften sich die Schäden an Teilen der Pumpspeichergruppe Kaprun auf die Bilanz des österreichischen Stromkonzerns Verbund auswirken. Der größte Teil davon wird das Konzernergebnis des Jahres 2026 verringern, meldete das Unternehmen am 10. Dezember nach Vorliegen der Reparaturpläne.

Wie berichtet, sind der neue Pumpspeicher Limberg III sowie die Hauptstufe von Kaprun („Limberg I“) seit Anfang November defekt. Im Zuge der seit September laufenden Inbetriebnahme von Limberg III ergaben sich Isolationsfehler bei den Generatoren der beiden Maschinensätze, die jeweils 240 MW leisten.

Wie der Verbund nun mitteilte, kann die Inbetriebnahme der Maschine 2 voraussichtlich im Sommer 2026 wieder aufgenommen werden, jene der Maschine 1 im Winter 2026/27. Der Hersteller der Generatoren, der österreichische Maschinenbaukonzern Andritz Hydro, wird die beiden Maschinen dem Verbund zufolge „vor Ort in der Kaverne umfassend reparieren“.

Im Zuge der Schadensanalyse habe sich ergeben, „dass die Rotoren in möglichen Ausnahmefällen besonders hohen Kräften ausgesetzt sind, die laut dem Hersteller zu einer Überbeanspruchung des Isolationssystems und in der Folge zum Ausfall geführt haben“.

Bei Limberg I wiederum fiel bei Schwarzstarttests ein Großtransformator aus, den die niederländische Royal Smit im Zuge der Modernisierung des 160 MW leistenden Kraftwerks in den Jahren 2020 bis 2024 geliefert hatte. Er wird nun durch einen neuen Transformator ersetzt. Dafür habe die Royal Smit eine Lieferzeit von rund einem Jahr veranschlagt, berichtete der Verbund.

Ihm zufolge unterliegt die Behebung des Schadens einer Gewährleistungspflicht. Die Ursache des Ausfalls steht noch nicht fest. Um sie zu eruieren, wird der Transformator bis Ende der Woche zu Tal gebracht und dort in einer eigens vorbereiteten Halle zerlegt. // VON KLAUS FISCHER

[^ Zum Inhalt](#)

Senec im Rechtsstreit mit Batteriemodulhersteller



Quelle: Pixabay / Photo Mix

WIRTSCHAFT. Der Leipziger PV-Speicherhersteller klagt gegen seinen ehemaligen Modul-Lieferanten BMZ. Letzterer hat im Oktober Antrag auf Insolvenz in Eigenverwaltung gestellt.

Die Trennung hat ein juristisches Nachspiel. Zwei Jahre ist es her, dass der Leipziger PV-Speicherhersteller Senec den Verkauf von Geräten mit NCA (Lithium-Nickel-Cobalt-Aluminium-Oxid) oder NMC-Modulen (Lithium-Nickel-Mangan-Cobalt-Oxid) stoppte und auf Lithium-Eisenphosphat-Speichermodule umstellte. „Wir haben in den letzten zwölf Monaten einen massiven Wandel gehabt, sowohl in den Prozessen als auch in der Supply Chain“, schilderte im Oktober 2024 Johann Georg von Hülsen. Von Hülsen war Ende 2023 als „Chief Restructuring Officer“ zu Senec nach Leipzig gekommen.

Die Umstellung traf auch den Batteriemodulhersteller BMZ. Noch in technischen Datenblättern zu Senec-Speichermusername vom Sommer 2023 ist die BMZ Group Deutschland als Lieferant angeführt.

Diesen Oktober stellte die BMZ Germany GmbH Antrag auf Insolvenz in Eigenverwaltung. Die BMZ Holding GmbH meldete „Folgeinsolvenz“ an, zur Begründung verwies das Unternehmen auf eine Patronatserklärung. Am 24. Oktober ordnete das Amtsgericht die vorläufige Eigenverwaltung für beide Firmen in Karlstein im Landkreis Aschaffenburg an.

Dass man in eine „akute Liquiditätskrise“ geraten sei, erklärte BMZ mit dem Verlust „eines Großkunden im Segment Energy Storage sowie daraus resultierenden Rechtsstreitigkeiten und Kostenbelastungen“. Die übrigen Gesellschaften im Kerngeschäft der Gruppe seien operativ gesund und nicht betroffen, hieß es. Zur Sicherstellung der Liquidität und Fortführung des Geschäftsbetriebs seien „eine Brückenfinanzierung und weitere Mittel für eine Neukapitalisierung aus dem Gesellschafterkreis vorgesehen“.

Der Rechtsstreit ist am Landgericht Leipzig anhängig. Senec macht nach Angaben des Gerichts gegen die BMZ Germany GmbH und die BMZ Holding GmbH Zahlung in Höhe von etwa 9,5 Millionen Euro geltend.

„Dabei streiten die Parteien unter anderem über Ansprüche auf Abnahme und Bezahlung von Batteriemusername sowie Lagerkosten im Zusammenhang mit einer Vergleichsvereinbarung aus Mai 2024, die – so die Klage – die Beklagten nicht eingehalten hätten“, teilt der Sprecher des Gerichts auf Anfrage der Redaktion mit.

Stand des Verfahrens: Die Beklagten haben auf die umfangreiche Klage erwidert und die Klägerin könne hierauf bis Mitte Februar 2026 replizieren, so der Gerichtssprecher.

In finanzielle Schieflage geraten ist dieses Jahr auch eine Senec-Beteiligung. Am 2. Oktober zeigte das Unternehmen Sungrade Photovoltaik beim Amtsgericht Neu-Ulm Photovoltaik Insolvenz an (wir berichteten). Senec hält laut Handelsregister 30 Prozent der Anteile an dem Handwerksbetrieb mit Sitz in Günzburg.

Die Probleme in der Vergangenheit mit Senec-Speichern haben zu Klagen gegen Senec-Händler geführt. In einer Reihe Fälle sind Händler zur Rückabwicklung von Geschäften verurteilt worden. Auch kam es immer wieder zu Kulanzlösungen. // **VON MANFRED FISCHER**

[^ Zum Inhalt](#)

Vorständin bei der Mainova geht vorzeitig



Quelle: Mainova AG/Betti Klee GmbH

PERSONALIE. Die Bereiche Vertrieb, Energiedienstleistungen, IT und Digitalisierung bei der Frankfurter Mainova werden ab Januar nicht mehr in einem eigenständigen Vorstandsressort geführt.

Diana Rauhut wird den Vorstand der Mainova zum 31. Dezember verlassen. Dies geschehe „auf eigenen Wunsch und im besten gegenseitigen Einvernehmen“, heißt es in einer Mitteilung der Mainova. Rauhut wolle sich neuen beruflichen Herausforderungen stellen und habe den Aufsichtsrat um eine einvernehmliche Aufhebung des Vorstandsvertrags gebeten.

Eigentlich sollte Rauhut bis mindestens 31. Oktober 2028 im Amt bleiben. In seiner Sitzung am 22. Mai 2023 hatte der Aufsichtsrat der Mainova die Bestellung Rauhuts als Vorstandsmitglied um fünf Jahre verlängert, wie das Unternehmen damals mitteilte.

Rauhut gehört dem Vorstand der Mainova seit November 2018 an. In dieser Zeit verantwortete sie unter anderem den Vertrieb für Privat- und Gewerbekunden sowie für Wohnungswirtschaft, Kommunen und Geschäftskunden. Zudem lagen die Bereiche Energiedienstleistungen, Smart City, Digitalisierung und IT sowie die Mainova Service Dienste in ihrem Ressort.

Nach ihrem Ausscheiden werden Rauhuts Aufgaben auf die übrigen Vorstandsmitglieder verteilt, heißt es weiter aus Frankfurt. Dem Vorstand der Mainova AG gehören dann Michael Maxelon (Vorstandsvorsitzender), Peter Arnold (Personal) und Martin Giehl (Erzeugung) an.

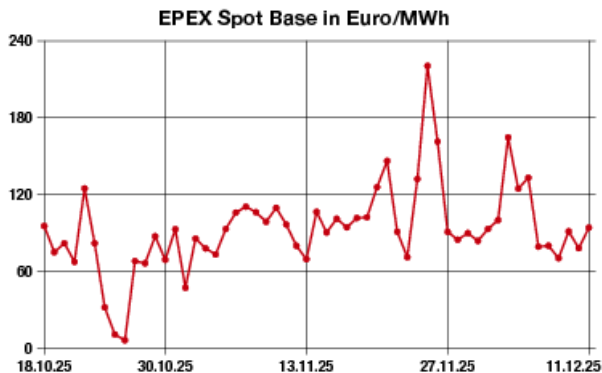
Rauhut erklärte: „Ich bin sehr dankbar für meine über siebenjährige Vorstandstätigkeit bei Mainova und die fachlich wie persönlich exzellente Zusammenarbeit im Vorstand, im Aufsichtsrat und im gesamten Team.“ Sie freue sich auf neue Herausforderungen.

// **VON STEFAN SAGMEISTER**

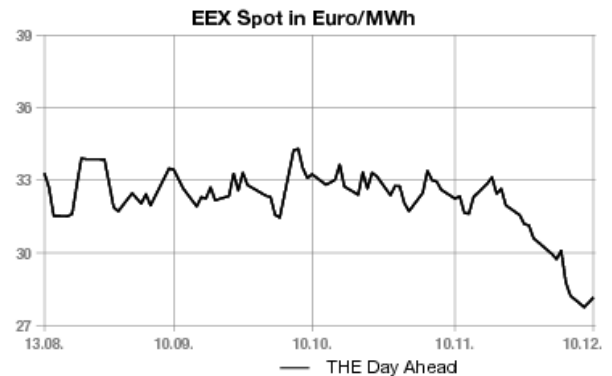
[^ Zum Inhalt](#)

MARKTBERICHTE

STROM



GAS



Energienmärkte unter dem Eindruck von Gas



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

Überwiegend leichter haben sich die Energienotierungen zur Wochenmitte gezeigt. Wieder einmal standen die Märkte weitgehend unter dem Eindruck von Gas, das seine Konsolidierungsansätze vom Vortag nicht fortsetzen konnte und am Berichtstag weiter nachgab. Inzwischen mehrten sich allerdings Stimmen unter den Marktbeobachtern, die vor den Risiken eines so schwachen Preisniveaus warnen. Als Auslöser für eine Bewegung in die Gegenrichtung böte sich das Wetter an. Doch das US-Wettermodell beispielsweise geht bis zum Ende seiner Prognoseperiode um Weihnachten herum von Temperaturen in Deutschland aus, die 3 bis 4 Grad Celsius oberhalb des saisonalen Durchschnitts liegen.

Am Berichtstag jedenfalls dürften Strom und CO₂ von den Abgaben bei Gas mit nach unten gezogen worden sein.

Strom: Leichter hat sich der deutsche OTC-Strommarkt am Mittwoch gezeigt. Der Day-ahead allerdings gewann im Base 15,75 Euro auf 94,75 Euro je Megawattstunde und im Peak 10,00 Euro auf 103,75 Euro je Megawattstunde. An der Börse kostete der Donnerstag 94,46 Euro in der Grundlast und 103,40 Euro in der Spitzenlast. Der festere Day-ahead ist auf die niedrigere Einspeiseleistung der Erneuerbaren zurückzuführen, die am Donnerstag anfallen soll. Diese dürfte laut Eurowind 24 Gigawatt betragen, während der Wetterdienst für den Mittwoch noch 29,7 Gigawatt vorhergesagt hatte. Für den Freitag werden dagegen nur sehr magere 8,9 Gigawatt prognostiziert.

Am langen Ende des Strommarktes notierte das Cal 26 unter dem Eindruck nachgebender Preise von CO₂ und Erdgas mit einem Minus von 0,56 Euro auf 82,92 Euro je Megawattstunde.

CO₂: Die CO₂-Preise haben am Mittwoch nachgegeben und zeigten sich damit im Verbund mit Gas und Strom. Der Benchmark-Kontrakt stand von Beginn an unter Druck. Bis gegen 13.25 Uhr verlor der Dec 25 um 0,73 Euro auf 82,14 Euro je Tonne. Umgesetzt wurden bis zu diesem Zeitpunkt 23,1 Millionen Zertifikate. Das Hoch lag bei 82,77 Euro, das Tief bei 81,92 Euro.

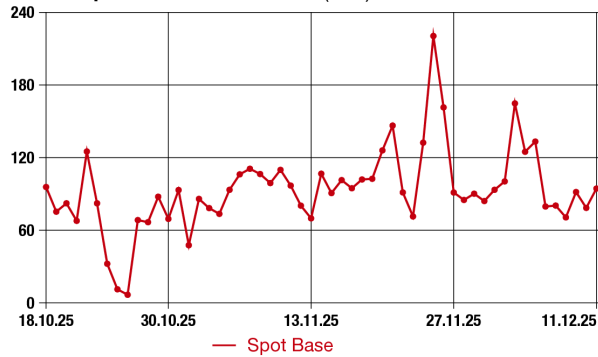
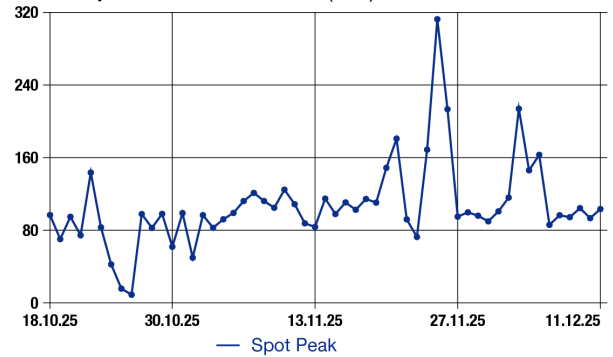
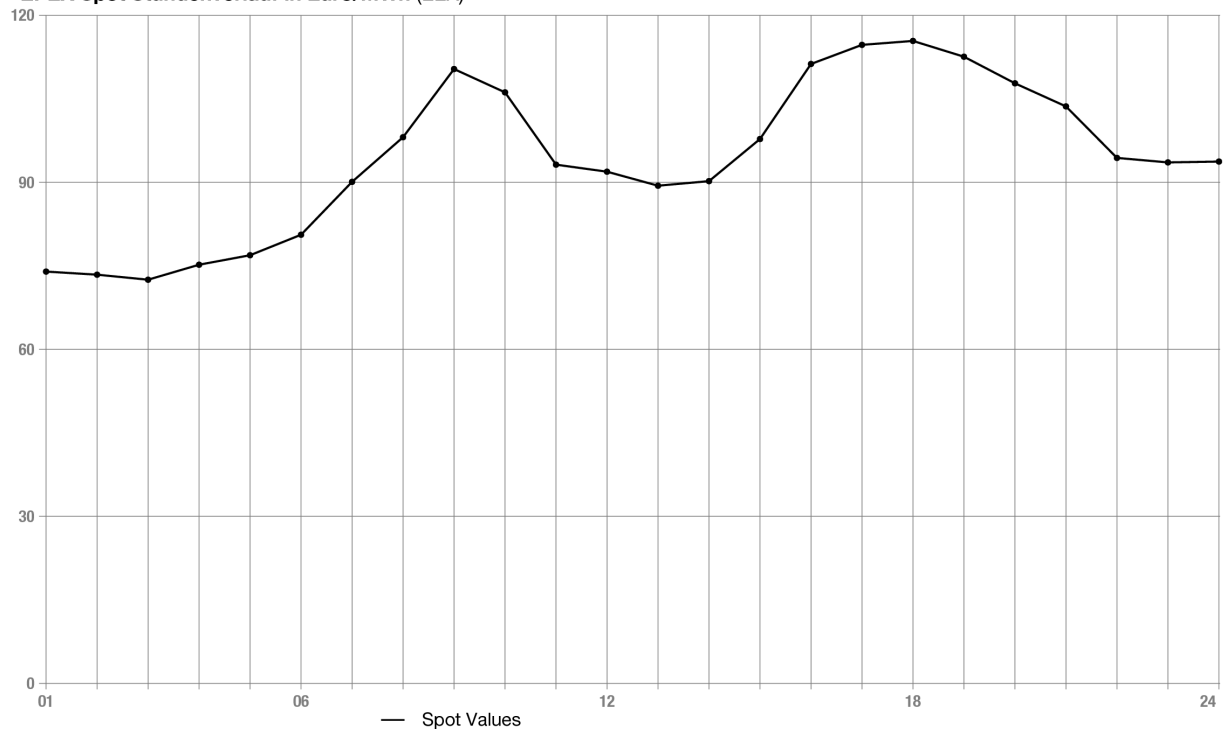
Erdgas: Leichter haben sich die europäischen Gaspreise am Berichtstag gezeigt. Der Frontmonat Januar am niederländischen TTF verlor bis gegen 12.27 Uhr 0,650 auf 26,850 Euro je Megawattstunde. Am deutschen THE notierte der Day-ahead mit einem Minus von 0,700 auf 28,100 Euro je Megawattstunde. Der

Gaspreis ist am Mittwoch mit anhaltend milden Temperaturen in Mitteleuropa auf den tiefsten Stand seit mehr als anderthalb Jahren gefallen. Damit ist europäisches Erdgas so günstig wie seit April 2024 nicht mehr.

Seit Anfang November geht es mit dem Gaspreis tendenziell nach unten. In dieser Zeit hat sich der Rohstoff um etwa 15 Prozent verbilligt. Im Juni war der Gaspreis noch zeitweise bis über 42 Euro je Megawattstunde gestiegen, nachdem ein US-Angriff auf den Iran und die Sorge vor einer geopolitischen Eskalation in der rohstoffreichen Region einen kräftigen Preissprung ausgelöst hatte.

Mit den vergleichsweise milden Temperaturen schwächte sich auch das Abschmelzen der Gasreserven zuletzt spürbar ab. Laut jüngsten Daten des europäischen Gasspeicherverbands GIE sind die deutschen Gasreserven am 8. und 9. Dezember jeweils kaum noch gesunken, wozu auch die sehr gute Versorgungslage aus Norwegen beigetragen haben dürfte. Laut dem Netzbetreiber Gassco beläuft sich der Gasflow aus Norwegen für den Berichtstag auf sehr starke 342,0 Millionen Kubikmeter. Der Füllstand der deutschen Gasspeicher lag zuletzt bei 64,35 Prozent, nachdem er Anfang November noch über 75 Prozent gelegen hatte. Einige Marktbeobachter halten den Markt dennoch für überverkauft und warnen vor einem Preissprung im Falle einer Kältewelle. // VON CLAUS-DETLEF GROSSMANN

[^ Zum Inhalt](#)

ENERGIEDATEN:**Strom Spotmarkt****EPEX Spot Base in Euro/MWh (EEX)****EPEX Spot Peak in Euro/MWh (EEX)****EPEX Spot Stundenverlauf in Euro/MWh (EEX)**

Strom Terminmarkt

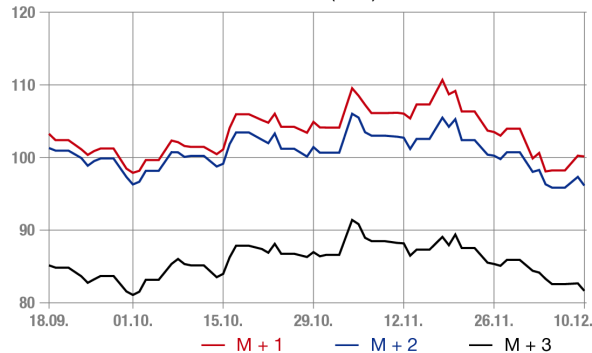
Terminmarktpreise Base in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	10.12.25	German Power Jan-2026	100,14
M2	10.12.25	German Power Feb-2026	96,14
M3	10.12.25	German Power Mar-2026	81,65
Q1	10.12.25	German Power Q1-2026	92,53
Q2	10.12.25	German Power Q2-2026	67,95
Q3	10.12.25	German Power Q3-2026	78,83
Y1	10.12.25	German Power Cal-2026	83,09
Y2	10.12.25	German Power Cal-2027	80,70
Y3	10.12.25	German Power Cal-2028	77,80

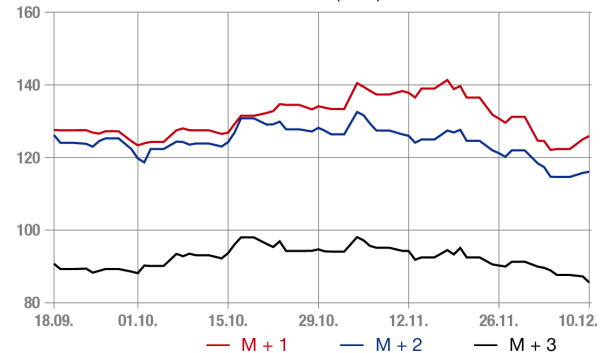
Terminmarktpreise Peak in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	10.12.25	German Power Jan-2026	125,92
M2	10.12.25	German Power Feb-2026	116,07
M3	10.12.25	German Power Mar-2026	85,59
Q1	10.12.25	German Power Q1-2026	108,98
Q2	10.12.25	German Power Q2-2026	49,35
Q3	10.12.25	German Power Q3-2026	70,70
Y1	10.12.25	German Power Cal-2026	86,76
Y2	10.12.25	German Power Cal-2027	84,89
Y3	10.12.25	German Power Cal-2028	82,56

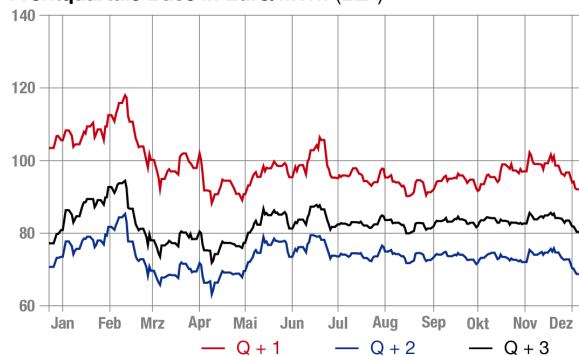
Frontmonate Base in Euro/MWh (EEX)



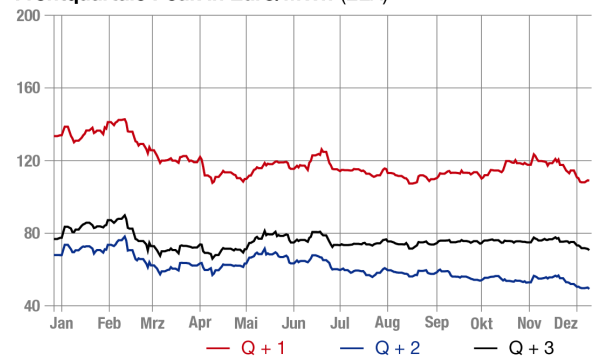
Frontmonate Peak in Euro/MWh (EEX)



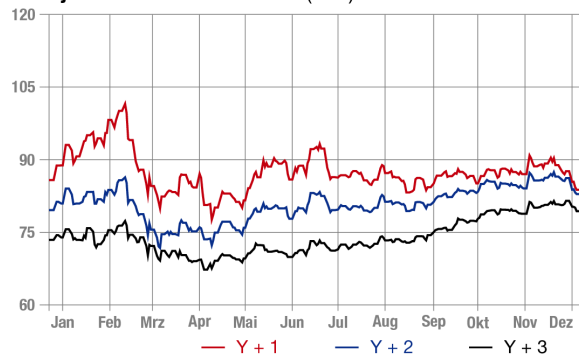
Frontquartale Base in Euro/MWh (EEX)



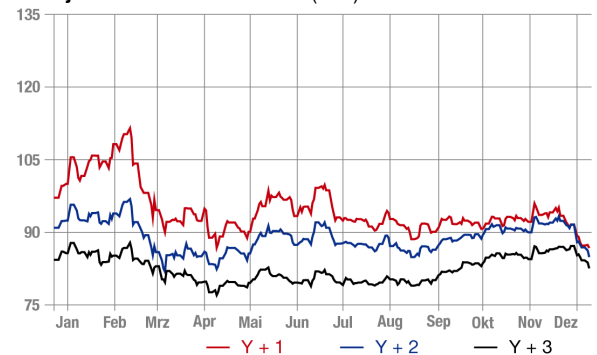
Frontquartale Peak in Euro/MWh (EEX)



Frontjahre Base in Euro/MWh (EEX)



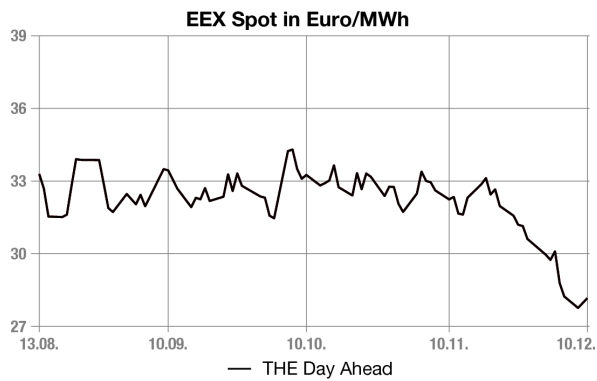
Frontjahre Peak in Euro/MWh (EEX)



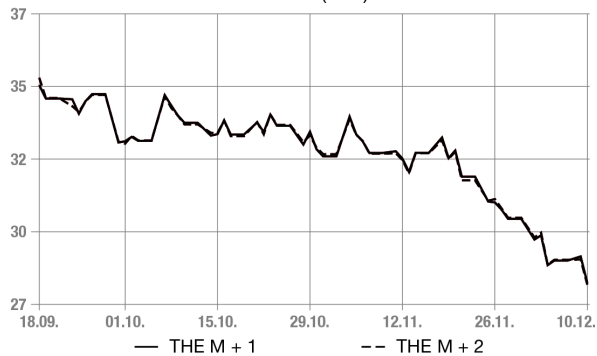
Gas Spot- und Terminmarkt

Terminmarktpreise THE in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	10.12.25	German THE Gas Jan-2026	28,24
M2	10.12.25	German THE Gas Feb-2026	28,18
Q1	10.12.25	German THE Gas Q1-2026	28,16
Q2	10.12.25	German THE Gas Q2-2026	27,04
S1	10.12.25	German THE Gas Win-2026	28,32
S2	10.12.25	German THE Gas Sum-2027	25,44
Y1	10.12.25	German THE Gas Cal-2026	27,60
Y2	10.12.25	German THE Gas Cal-2027	26,50



Frontmonate THE in Euro/MWh (EEX)



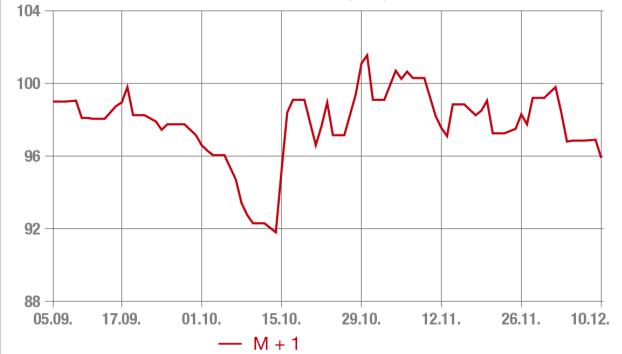
Frontjahre THE in Euro/MWh (EEX)



Strom, CO2, und Kohle

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
Germany Spot base	10.12.25	94,46	EUR/MWh
Germany Spot peak	10.12.25	103,40	EUR/MWh
EUA Jan 2026	10.12.25	82,67	EUR/tonne
Coal API2 Jan 2026	10.12.25	95,90	USD/tonne

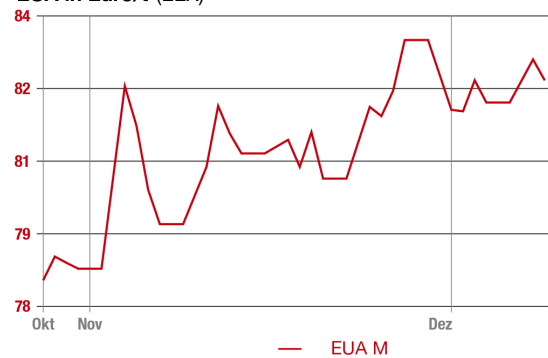
Frontmonat Kohle API2 in USD/t (ICE)



Gas und Öl

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
German THE Gas Day Ahead	10.12.25	28,16	EUR/MWh
German THE Gas Jan-2026	10.12.25	28,24	EUR/MWh
German THE Gas Cal-2026	10.12.25	27,60	EUR/MWh
Crude Oil Brent Feb-2026	10.12.25	62,21	USD/tonne

EUA in Euro/t (EEX)



E&M STELLENANZEIGEN



Professur W 2 Experimentelle Strömungsmechanik

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

20.11.2025

● Festanstellung



Bereichsleitung Vertrieb

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

07.11.2025

● Bereichs-/Hauptabteilungsleitung ● Festanstellung ● Betr. Altersvorsorge / Firmenwagen /
Flexible Arbeitszeit



Rohrnetzfacharbeiter:in Netzbetrieb für die Rohrnetzbetriebsstelle Pankow (w/m/d)

Über uns Die Berliner Wasserbetriebe sind mit über 4.800 Mitarbeiter:innen das größte Unternehmen d...
in Berlin (+1 weiterer Standort)

vor 1 h

● Ausbildung ● Homeoffice / Weiterbildung / Sabbatical



Ingenieur:in Koordination Arbeitssteuerung Gas/Wasser - 2 Jahre befristet

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

vor 1 h

● Freie Mitarbeit ● Parkplatz



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

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

vor 1 h

● Projektleitung ● Freie Mitarbeit

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

IHRE E&M REDAKTION:

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



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



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



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



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



Heidi Roider (Büro Herrsching)
Schwerpunkte: KWK, Geothermie



Susanne Harmsen (Büro Berlin)
Schwerpunkte: Energiepolitik, Regulierung



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



Korrespondent Brüssel: **Tom Weingärnter**
Korrespondent Wien: **Klaus Fischer**
Korrespondent Zürich: **Marc Gusewski**
Korrespondenten-Kontakt: **Atousa Sendner**



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

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

Ständige freie Mitarbeiter:

Volker Stephan

Manfred Fischer

Mitarbeiter-Kontakt: **Atousa Sendner**



Über E&M



E&M Anzeigen-Vertrieb



E&M Mediadaten



E&M Zeitung



E&M Termine



E&M Shop



E&M Firmendatenbank



E&M Glossar

IMPRESSUM

Energie & Management Verlagsgesellschaft mbH

Schloß Mühlfeld 20 - D-82211 Herrsching

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

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

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

© 2025 by Energie & Management GmbH. Alle Rechte vorbehalten.

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

Folgen Sie E&M auf:

