



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT

HANDEL &
MARKT

TECHNIK



UNTERNEHMEN

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

STROM**110,81 €/MWh**

Epex Spot DE-LU Day Base

GAS**32,95 €/MWh**

EEX Spot THE (End of Day)

ZAHL DES TAGES**1 GW**

Leistung wird ein Batteriespeichersystem haben, das die beiden Unternehmen Leag Clean Power und Fluence Energy in Jänschwalde errichten.

POLITIK

Bundestag entlastet Gaskunden und legalisiert CCS

WASSERKRAFT

Pumpspeicher Limberg III fällt bis April 2026

STROMSPEICHER

Gigawatt-Speicher soll Netz stabilisieren

Inhalt

TOP-THEMA

→ **BIOGAS:** Biogas braucht mehr Zeit für Wandel zum flexiblen Versorger

POLITIK & RECHT

- **POLITIK:** Bundestag entlastet Gaskunden und legalisiert CCS
- **VERANSTALTUNG:** Branchentreffen zur Klimafinanzierung in Cottbus
- **KLIMASCHUTZ:** Private Klimagelder mobilisieren
- **VERBÄNDE:** BDEW nimmt weitere Mitglieder auf

HANDEL & MARKT

- **WASSERKRAFT:** Pumpspeicher Limberg III fällt bis April 2026
- **VERTRIEB:** Preissenkungen in München, Stuttgart und Dresden
- **WÄRMENETZ:** Hessen bürgt für Stadtwerke mit 1 Milliarde
- **EUROPA:** Griechenland will Energie-Hub Europas werden

TECHNIK

- **F&E:** Durch KI errechnete Netzentgelte
- **AUFTRAG:** Innio liefert Technik für neues Kraftwerk in Mainz
- **WINDKRAFT:** Neuere Studien widerlegen AfD-Zahlen zu Windrad-Abrieb
- **STATISTIK DES TAGES:** Zahl der öffentlichen Ladesäulen bis September 2025

UNTERNEHMEN

- **STROMSPEICHER:** Gigawatt-Speicher soll Netz stabilisieren
 - **WINDKRAFT ONSHORE:** MVV Energie baut Windkraftkapazitäten weiter aus
 - **ELEKTROMOBILITÄT:** Shell eröffnet 500. Recharge-Ladepark hierzulande
-

MARKTBERICHTE

- **MARKTKOMMENTAR:** Energiekomplex im Minus
-

SERVICE

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

★ TOP-THEMA

Biogas braucht mehr Zeit für Wandel zum flexiblen Versorger



Quelle: Fotolia / Gerhard Seybert

BIOGAS. Das Netzwerk Flexperten kritisiert Fehler im aktuellen Biomassepaket und fordert ein Anschlussmodell ab 2027. Die Umstellung von Strom auf Wärmelieferung aus Biomasse brauche mehr Zeit.

Die Diskussion um die zukünftige Rolle von Biogasanlagen in der Strom- und Wärmeversorgung nimmt an Intensität zu. Das Netzwerk Flexperten informierte darüber in einem Webinar am 7. November. Demnach genügt der derzeitige politische Rahmen nicht, um Anlagen langfristig weiter wirtschaftlich zu betreiben. Es drohen massenhaft Stilllegungen, so das Netzwerk.

Flexperten-Geschäftsführer Uwe Welteke-Fabricsius erklärt, die Branche habe „zu lange auf die beihilferechtliche Notifizierung des Biomassepakets warten müssen“. Erst am 1. Oktober sei die erste Ausschreibung erfolgt. Laut Flexperten entfaltet das aktuelle Biomassepaket zunächst positive Wirkungen: In den Jahren 2025 und 2026 sollen demnach insgesamt über 2.000 MW zusätzliche steuerbare Leistung entstehen. Damit werde ein starker Impuls für mehr Flexibilisierung gegeben, sodass die Anlagen Strom bedarfsgerecht statt durchgehend erzeugen. Allerdings laufen die Ausbaupfade ab 2027 deutlich aus: Für 2027 sind nur noch 326 MW vorgesehen, für 2028 lediglich 76 MW. Aus Sicht der Betreiber fehlt damit eine verlässliche Perspektive, besonders für Anlagen, die aktuell nach 20 Jahren aus der Förderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) fallen.

Stilllegungen vermeiden

Derzeit arbeiten laut Flexperten rund 7.000 Biogasanlagen in Deutschland. Die Landwirtschaft erwirtschafte jährlich rund sechs Milliarden Euro ihres Jahresumsatzes von 50 Milliarden Euro über Biogas. Durch Flexibilisierung und zusätzliche Wärmenutzung könne dieser Anteil steigen, wenn die Anlagen einen Zeithorizont für eine Umrüstung bekommen.

Als problematisch gilt aus Sicht der Branche besonders die neue Systematik der Förderung. Das Biomassepaket begrenzt künftig die vergütungsfähigen Betriebsstunden im Jahr. Ziel ist es, Anreize zur bedarfsgerechten Stromerzeugung zu verstärken. Kritiker halten den Übergang jedoch für zu abrupt. Welteke-Fabricsius meint, besonders Anlagen aus den Jahrgängen 2005 und 2006 könnten aufgrund notwendiger Umbauten vorübergehend nicht voll einspeisen, sodass ohne Übergangsfrist wirtschaftliche Verluste bis hin zur Stilllegung drohen.

Auch die Verlängerung der Anschlussförderung von zehn auf zwölf Jahre bewertet die Branche nur teilweise positiv. Zwar verbessere dies laut dem Hauptstadtbüro Bioenergie die Wirtschaftlichkeit leicht. Jedoch würden dadurch Neuanlagen im Vergleich attraktiver gefördert als Bestandsanlagen. Für die zweite Förderperiode sei daher mindestens ein Zeitraum von 15 Jahren notwendig, heißt es aus Betreiberkreisen.

Umschwenken auf Gas- und Wärmeproduktion behindert

Hinzu kommen Netzfragen. So verweigern laut Flexperten Verteilnetzbetreiber häufig die für eine flexible Fahrweise erforderlichen Anpassungen der Netzanschlüsse. Auch das Deutsche Biomasseforschungszentrum (DBFZ) in Leipzig warnt. Experte Walter Stinner betont, die Kreditfähigkeit von Biogasanlagen müsse langfristig gesichert werden. Fossile Gaskraftwerke würden auch nicht für nur zwölf garantierte Betriebsjahre gebaut, für Biogas müsse daher eine Art Kapazitätsvergütung diskutiert werden. Außerdem seien Einnahmen aus dem Wärmeverkauf notwendig, um Investitionen abzusichern.

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWE) plant laut veröffentlichtem Zeitplan eine Überarbeitung des EEG frühestens ab 2026, mit Inkrafttreten zum 1. Januar 2027. Die Anpassung erfolge im Rahmen einer stärker system- und marktorientierten Förderung. Prognosen des Ministeriums gehen davon aus, dass die installierte Leistung der Biogasstromerzeugung bis 2037 auf 5.000 MW sinken könnte, wenn keine Gegenmaßnahmen erfolgen.

Die Flexperten fordert deshalb ein „Biomassepaket 2.0“. Kernpunkte sind nach Angaben des Netzwerks eine deutliche Erhöhung der Ausschreibungsvolumina zur Flexibilisierung auf mindestens 3.000 MW pro Jahr über sechs Jahre sowie abgesicherte Investitionsbedingungen auch für kleinere Betreiber. Ohne diese Schritte drohten Stilllegungen in größerem Umfang.



Konstellationen zur Einbindung von Biomasse ins Energiesystem -

Für Vollbild auf die Grafik klicken

Quelle: Flexperten

Biomethan unter Druck

Auch der Biomethanmarkt gerät unter Druck. Laut Aussagen aus Branchenkreisen belasten unsichere Netzanschlussbedingungen, Diskussionen über Kostenbeteiligungen sowie Marktunruhen nach Insolvenzen von Anbietern das Vertrauen. Dadurch würden Projekte verzögert und Investitionen zurückgestellt.

Die Branche sieht Biogas weiterhin als wichtigen heimischen Baustein für die Versorgungssicherheit, insbesondere in Zeiten niedriger Einspeisung aus Wind und Sonne. Flexible Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen könnten lokal Wärme bereitstellen und gleichzeitig Strom erzeugen. Allerdings brauche es dafür stabile wirtschaftliche Rahmenbedingungen. Die kommenden Monate dürften daher entscheidend für die Weichenstellung sein. // VON SUSANNE HARMSSEN

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

POLITIK & RECHT



Quelle: Deutscher Bundestag / Achim Melde

Bundestag entlastet Gaskunden und legalisiert CCS

POLITIK. Union und SPD haben im Bundestag beschlossen, die Kosten für die Befüllung der Gasspeicher ab 2026 aus dem Haushalt zu finanzieren. Zugleich wurde die Einspeicherung von CO₂ geregelt.

Im Bundestag haben CDU/CSU und SPD eine Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) beschlossen, mit der die bisherige Gasspeicherumlage entfällt. Die Kosten für das Auffüllen der deutschen Gasspeicher sollen ab 2026 aus dem Klima- und Transformationsfonds (KTF) des Bundes übernommen werden. Bislang zahlten Haushalte und Unternehmen dafür einen Zuschlag auf ihre Gasrechnungen. Laut Angaben aus dem Parlament liegt die Entlastung für Wirtschaft und Privatkunden bei rund drei Milliarden Euro jährlich.

Die Umlage machte laut Regierungsangaben bei Haushalten rund 2,4 Prozent des Gaspreises aus, bei Großkunden aus der Industrie rund fünf Prozent. Zuletzt betrug sie 0,289 Cent pro kWh. Ein Vierpersonenhaushalt zahlte damit pro Jahr zwischen 30 und 60 Euro.

Zustimmung und Kritik

Der Verband kommunaler Unternehmen (VKU) begrüßte die Entscheidung. VKU-Hauptgeschäftsführer Ingbert Liebing erklärte, Stadtwerke und kommunale Versorger würden die Entlastung vollständig an ihre Kundschaft weitergeben. Zugleich betonte der Verband, dass der Gaspreis aus mehreren variablen Bestandteilen bestehe. Daher führe der Wegfall der Umlage nicht zwingend zu sinkenden Endkundenpreisen.

Widerspruch kam von den Grünen und der AfD, die gegen die Reform stimmten. Die Linke enthielt sich. Vertreter der Grünen argumentierten, die freiwerdenden Mittel sollten stärker in Wärmedämmung und den Ausbau von Wärmepumpen fließen. Fossiles Gas sei keine langfristige Option. Die Linke sprach sich stattdessen für die Senkung der Stromsteuer und die Einführung eines direkten Klimageldes aus.

CCS geregelt

Neben der Änderung bei der Gasspeicherumlage hat der Bundestag auch das Kohlendioxid-Speicherungsgesetz (KSpG) reformiert. Die Novelle erlaubt künftig den industriellen Einsatz von Carbon Capture and Storage (CCS) und schafft eine Grundlage für den Ausbau entsprechender Infrastruktur. Eine Speicherung von CO₂ soll vor allem unter dem Meer erfolgen. Die Bundesländer können aber entscheiden, ob sie die Speicherung auch an Land ermöglichen. Der Schutz von Grund- und Trinkwasserressourcen hat dabei Vorrang.

Bundeswirtschaftsministerin Katherina Reiche (CDU) bewertet die Entscheidung als Voraussetzung dafür, energieintensive Industrien in Deutschland zu erhalten. Reiche sagte in der Bundestagsdebatte, die Bundesregierung wolle industrielle Prozesse mit geringeren Emissionen ermöglichen und zugleich die Wettbewerbsfähigkeit des Standorts sichern.

Auch der VKU sieht in CCS eine wichtige Ergänzung kommunaler Klimaschutzstrategien. Nach Angaben des Verbands ist die thermische Abfallbehandlung für die Entsorgungssicherheit notwendig. Treibhausgasneutralität sei dort jedoch nur über CO₂-Abscheidung erreichbar. Bei biogenen Abfällen seien sogar negative Emissionen möglich, sagte Liebing.

CO₂-Markt schaffen

Der Branchenverband Die Gas- und Wasserstoffwirtschaft (DGWW), bewertete das neue Rechtsumfeld als Schritt hin zu einer Molekülwende. Vorstandsmitglied Timm Kehler verwies darauf, dass nun Investitions- und Marktbedingungen folgen müssten, damit Anlagen und Pipelines entstehen könnten.

Auch der Fachverband im europäischen Maschinen- und Anlagenbau, VDMA Power Systems, unterstützte die Reform. Geschäftsführer Dennis Rendschmidt erklärte, eine verlässliche Infrastrukturplanung sei entscheidend, damit Unternehmen in Technologien zur CO₂-Abscheidung investieren können. Die Ausgestaltung konkreter Projekte, Investitionsbedingungen und Fördermechanismen bleibe in den kommenden Monaten ein zentrales Thema für die Energie- und Industriepolitik, sagte er zugleich.

// VON SUSANNE HARMSEN

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG



Das Upgrade für Ihre Biogasanlage!

Biogasaufbereitung & CO₂-Verflüssigung

- ✓ CO₂-Verflüssigung: Nachrüstbar bei allen Biomethanbestandsanlagen
- ✓ Standardisiert & modular
- ✓ Über 20 Jahre Erfahrung

www.bright-renewables.de

BIOGAS Convention & Trade Fair 2025: Nürnberg, 9. Bis 11. Dezember am Stand B82, Halle 09

Branchentreffen zur Klimafinanzierung in Cottbus



Ricarda Tänzer-von Daake (l.),
Kommissarische Leiterin der CDI-
Koordinierungsstelle, eröffnet mit
Moderatorin Nadine Lindner die Lausitzer
Fachkonferenz 2025 Quelle: CDI / Jens Jeske

VERANSTALTUNG. Rund 350 Fachleute aus Wirtschaft, Wissenschaft und Verbänden diskutierten bei der CDI Konferenz 2025 über Wege, klimafreundliche Investitionen wirtschaftlich tragfähig zu gestalten.

Rund 350 Vertreter aus Unternehmen, Forschungseinrichtungen und Branchenverbänden kamen laut den Veranstaltern in der Messe Cottbus zusammen, um über Finanzierungswege für klimafreundliche Projekte zu beraten. Die diesjährige „Lausitzer Fachkonferenz – Klimaneutrale Industrie“ wurde vom Cluster Dekarbonisierung der Industrie (CDI) organisiert.

Die Teilnehmenden tauschten sich am 6. November darüber aus, wie sich Klimaschutzvorhaben so planen und finanzieren lassen, dass sie langfristig wirtschaftlich tragfähig sind. Das Treffen setzte dabei vor allem auf die Verbindung von Praxisbeispielen, Fachdiskussionen und kurzen Vorstellungsformaten für neue Ideen.

Best-Practice-Beispiele

Nach Angaben der Konferenzleitung standen sowohl betriebswirtschaftliche Fragen als auch technische Optionen für Investitionen im Mittelpunkt. Unternehmen, die bereits Klimaschutzmaßnahmen umgesetzt haben, stellten ihre Vorgehensweisen und Erfahrungen vor. Diese sogenannten Best-Practice-Beispiele sollten zeigen, mit welchen finanzwirtschaftlichen Modellen Projekte umgesetzt werden können, die CO₂-Emissionen verringern und gleichzeitig wettbewerbsfähige Kostenstrukturen sichern.

In Expertengesprächen diskutierten Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftler gemeinsam mit Vertreterinnen und Vertretern aus der Industrie über aktuelle Rahmenbedingungen. Dabei ging es etwa um regulatorische Anforderungen, Förderinstrumente und die Rolle privater Kapitalgeber. Nach Darstellung mehrerer Teilnehmender sei die Nachfrage nach nachhaltigen Finanzierungsprodukten in den vergangenen Jahren gestiegen. Gleichzeitig bestünde Unsicherheit darüber, welche Investitionsmodelle für verschiedene Unternehmensgrößen und Geschäftsmodelle geeignet sind.

Innovation Pitches

Ein weiteres Element des Programms waren kurze Präsentationen junger Unternehmen und Forschungsteams. Diese sogenannten „Innovation Pitches“ zeigten laut den Veranstaltern neue Lösungen für Energieeffizienz, emissionsarme Produktionsprozesse und digitale Steuerungssysteme. Die vorgestellten Ansätze reichten von neuen Verfahren zur Einsparung von Wärmeenergie bis zu digitalen Analysewerkzeugen, die den Energieeinsatz in Betrieben transparenter machen sollen. Ziel dieser Präsentationen war es, mögliche künftige Kooperationen und Investitionsprojekte anzubahnen.

Nach Einschätzung mehrerer Diskutierender besteht ein zunehmender Bedarf, Finanzierungsmodelle an die unterschiedlichen Ausgangslagen von Unternehmen anzupassen. Während große Industrieunternehmen meist über eigene Nachhaltigkeitsabteilungen verfügen, sind kleinere und mittlere Unternehmen stärker auf externe Beratung angewiesen. Vertreter kleinerer Energieversorger betonten, dass Projekte zur Dekarbonisierung ihrer Netze und Anlagen langfristige Planungssicherheit erfordern. Die Diskussionen zeigten, dass Finanzierungswege häufig von individuellen Faktoren wie Standort, verfügbarem Kapital und regionalen Infrastrukturbedingungen abhängen.

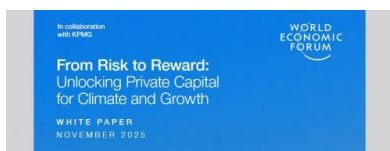
Politik soll Leitplanken setzen

Auch die Rolle der öffentlichen Hand war Teil der Gespräche. Laut Aussagen aus mehreren Verbänden erwarten Unternehmen klare Leitplanken, etwa zu Förderprogrammen oder steuerlichen Rahmenbedingungen. Einige Diskutierende verwiesen darauf, dass Förderinstrumente zwar Impulse setzen können, aber nicht alle Geschäftsmodelle abdecken. Entscheidend sei daher eine Kombination aus öffentlichen Mitteln und privaten Kapitalquellen.

Die Konferenz in Cottbus verdeutlichte insgesamt, dass sich Klimaschutz und Wirtschaftlichkeit nach Einschätzung vieler Teilnehmender nicht ausschließen müssen. Voraussetzung sei jedoch, dass Investitionen sorgfältig geplant, technologische Optionen geprüft und geeignete Finanzierungsformen gefunden werden. Die vorgestellten Praxisbeispiele und Projektskizzen sollen nun in weiteren regionalen und überregionalen Fachgesprächen vertieft werden. // VON SUSANNE HARMSSEN

[^ Zum Inhalt](#)

Private Klimagelder mobilisieren



Quelle: WEF

KLIMASCHUTZ. Das Weltwirtschaftsforum (WEF) legt einen Bericht vor, der Regierungen und Investoren Schritte zur Mobilisierung privater Klimafinanzierung in Schwellenländern empfiehlt.

Das Weltwirtschaftsforum (WEF) in Genf hat am 6. November einen Bericht zur Erschließung privater Klimafinanzierung in Schwellen- und Entwicklungsländern vorgestellt. Laut WEF benötigen diese Staaten bis 2030 jährlich rund 2,4 Billionen US-Dollar, um klimabezogene Investitionen umzusetzen. Etwa eine Billion US-Dollar davon sollen überwiegend aus privaten internationalen Quellen stammen.

Der Bericht mit dem Titel „From Risk to Reward: Unlocking Private Capital for Climate and Growth“ beschreibt praktikable Handlungsschritte für Regierungen, Entwicklungsbanken sowie institutionelle und private Investoren. Hintergrund der Analyse ist die erhebliche Lücke zwischen Finanzbedarf und tatsächlichen Geldströmen.

Nach Zahlen des WEF erhielten Schwellen- und Entwicklungsländer im Jahr 2023 rund 332 Milliarden US-Dollar für klimabezogene Projekte. Die internationale Privatfinanzierung lag bei 36 Milliarden US-Dollar. Vor dem Hintergrund wachsender Klimarisiken und steigender Kapitalkosten verweist der Bericht auf die Notwendigkeit, aus politischen Zielen finanzierbare und investierbare Projekte zu entwickeln.

Investitionen in sechs Feldern

Die Studie identifiziert sechs zentrale Bereiche, in denen unterschiedliche Akteursgruppen aktiv werden sollen. Im Mittelpunkt steht der Aufbau investierbarer Projektpipelines. Regierungen und Entwicklungsfinanzierungsinstitutionen sollen demnach verstärkt öffentlich-private Allianzen bilden, Innovationsfonds unterstützen und Nachfragebündelung fördern, um Vorhaben für Investoren kalkulierbarer zu machen.

Zudem sollen Programme zur Begleitung von Projekten in frühen Entwicklungsphasen entstehen, um die Bankfähigkeit zu verbessern. Ein weiterer Schwerpunkt betrifft die Verfügbarkeit verlässlicher Daten. Laut dem WEF erschweren fehlende Marktinformationen in vielen Ländern eine fundierte Risikoanalyse privater Investoren. Nationale digitale Plattformen zur Erfassung von Energiedaten, Kapitalströmen, Infrastrukturstatus und regulatorischen Entwicklungen könnten dem Bericht zufolge dazu beitragen, Wahrnehmungs- und Prüfungsrisiken zu reduzieren.

Darüber hinaus hebt der Bericht Maßnahmen zur Mobilisierung lokalen Kapitals hervor. Durch Kreditgarantien, Lokalwährungsinstrumente und Förderprogramme zur Reduzierung von Wechselkursrisiken sollen Investitionen vor Ort erleichtert werden. Die Vereinfachung der Risikoteilung ist ein weiterer Baustein. Standardisierte Strukturen für Mischfinanzierungen sowie Klimarisikoversicherungen gelten aus Sicht des WEF als Hebel, um höhere private Beteiligungen anzustoßen.



Entwicklung der Investitionen in entstehende Märkte und sich entwickelnde Wirtschaften (EMDE) in Milliarden Dollar.

Zur Vollansicht bitte auf die Grafik klicken.

Quelle: WEF

Politische Planungssicherheit schaffen

Ein zentrales Element bleibt die politische und regulatorische Planungssicherheit. Regierungen sollen nationale Klimaziele in konkrete Investitionsprogramme überführen, die verlässlich und über Wahlperioden hinaus gültig sind. Klare Fahrpläne und transparente Ausschreibungsverfahren sollen Vertrauen schaffen und die Planbarkeit erhöhen. Ergänzend regt das WEF den Ausbau von Eigenkapitalinstrumenten an, um langfristige und skalierbare Projekte zu ermöglichen. Plattformmodelle und katalytisches Eigenkapital könnten dabei helfen, institutionelle Investoren einzubinden.

Laia Barbara, Leiterin der Klimastrategie beim Weltwirtschaftsforum, betont laut Veröffentlichung die Bedeutung koordinierter Anstrengungen. Klimafinanzierung in Entwicklungsländern sei nicht allein ein Umweltanliegen, sondern eine finanzielle Strukturfrage, die Kreditbewertungen, Investitionsverhalten und Wachstumschancen beeinflusse. Öffentliche und private Akteure müssten ihre Maßnahmen stärker aufeinander abstimmen und gezielt dort einsetzen, wo der größte Hebel wirke.

Der Bericht versteht sich als Leitfaden für politische Entscheidungsträger, Entwicklungsbanken, Investoren und Marktteilnehmende. Er plädiert für einen systemischen Ansatz, der politische Signale, Risikoteilungsinstrumente und lokale Partnerschaften verbindet. Ziel ist es, das Vertrauen privater Investoren zu stärken und Kapitalströme in Regionen zu lenken, in denen sowohl Wachstums- als auch Emissionsminderungspotenziale bestehen.

Der Bericht „**From Risk to Reward**“ des WEF steht in englischer Sprache als PDF zum Download bereit.

// VON SUSANNE HARMSSEN

[^ Zum Inhalt](#)

BDEW nimmt weitere Mitglieder auf



Quelle: Pixabay / Joseph Redfield Nino

VERBÄNDE. Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) hat 18 neue Unternehmen als Mitglieder aufgenommen.

Der größte deutsche Energieverband mit Sitz in Berlin wächst weiter: „18 neue Unternehmen verstärken nach Beschluss des BDEW-Vorstands das Netzwerk des Verbands“, heißt es in einer Mitteilung des BDEW.

Zu den neuen Mitgliedern zählen unter anderen die Axpo Solar Deutschland GmbH und die Terra One Climate Solutions GmbH aus Berlin, die Deutsche Regas GmbH & Co. KGaA aus Lubmin, die Getec Green Energy GmbH aus Magdeburg, die Stadtwerke Rosenheim Netze GmbH, die Stadtwerke Nagold sowie das dänische Energiehandelsunternehmen In Commodities A/S.

„Die Bandbreite der Unternehmen – von regionalen Energie- und Wasserversorgern bis hin zu international tätigen Unternehmen der Energie- und Wasserwirtschaft – zeigt, wie vernetzt und innovationsorientiert unsere Branche inzwischen arbeitet“, sagt Kerstin Andreae, Vorsitzende der BDEW-Hauptgeschäftsführung.

Mit über 2.000 Mitgliedsunternehmen vertritt der BDEW die gesamte Wertschöpfungskette der Energie- und Wasserwirtschaft – von Erzeugung, Netzbetrieb und Handel bis hin zur Trinkwasser- und Abwasserwirtschaft, heißt es weiter. Die Mitgliedsunternehmen sichern rund 90 Prozent des Strommarkts, über 60 Prozent des Wärmeabsatzes, mehr als 90 Prozent des Erdgasmarkts sowie 95 Prozent der Energienetze in Deutschland. // **VON STEFAN SAGMEISTER**

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

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

HANDEL & MARKT



Quelle: Pixabay / urformat

Pumpspeicher Limberg III fällt bis April 2026

WASSERKRAFT. Der Grund sind Isolationsfehler bei den Generatoren der erst seit September in Betrieb befindlichen 480-MW-Anlage. Die Hauptstufe der Gruppe Kaprun ist ebenfalls defekt.

Knapp zwei Monate nach der offiziellen Eröffnung des Pumpspeicherkraftwerks Limberg III am 12. September fällt dieses bis voraussichtlich 11. April 2026 aus. Das berichtete der Betreiber der zur Kraftwerksgruppe Kaprun gehörenden 480-MW-Anlage, Österreichs größter Stromkonzern Verbund, in einer „Urgent Market Message“ (UMM) auf der Transparenzplattform EEX-Transparency. Im gleichen Zeitraum ist auch die Hauptstufe von Kaprun mit weiteren 160 MW nicht verfügbar. Als Grund nannte der Verbund Isolationsfehler bei den Generatoren von Limberg III. Bei der Hauptstufe wiederum ist der Einspeisetransformator defekt.

Wie sich der Ausfall finanziell auswirkt, ist laut dem Verbund noch zu erheben. Zur Frage der Redaktion, in wieweit Versicherungen gegen die Schäden bestehen und ob die Reparaturkosten für Limberg III durch Garantien gedeckt sind, teilte der Konzern mit, dass grundsätzlich Absicherungen gegen derartige Vorkommnisse bestünden. Die Details in den nun aufgetretenen Fällen müssten noch geklärt werden.

Mit Limberg III stieg die Turbinenleistung der Kraftwerksgruppe Kaprun um 53 Prozent auf 1.382 MW, die Pumpleistung erhöhte sich um 75 Prozent auf 1.120 MW. Insgesamt verfügt der Verbund über Pumpspeicherkraftwerke mit 2.600 MW Turbinen- sowie 2.300 MW Pumpleistung. Seinen Angaben zufolge beliefen sich die Kosten für Limberg III auf 572 Millionen Euro.

Geplant ist der weitere Ausbau von Kaprun. Dieser umfasst insbesondere eine neue Hauptstufe mit der Bezeichnung „Schaufelberg“, deren Leistung der Verbund mit 480 MW beziffert. Sie soll um das Ende des Jahrzehnts in Betrieb gehen. Die Investitionen schätzt der Konzern auf etwa 600 Millionen Euro.

// VON KLAUS FISCHER

[^ Zum Inhalt](#)

Preissenkungen in München, Stuttgart und Dresden



Quelle: Shutterstock / Redpixmap

VERTRIEB. Die Stadtwerke Stuttgart senken die Preise für Strom, Biogas und Erdgas. Sachsenenergie verringert den Strom- und Erdgaspreis. In München gehen die Erdgaspreise zurück.

Neue Ökostromtarife im Raum Stuttgart. Zum 1. Januar 2026 reduzieren die Stadtwerke die Tarife für Neukunden nach eigenen Angaben um durchschnittlich 8 Prozent. Bestandskunden zahlen im Schnitt 4 Prozent weniger, heißt es. Der Arbeitspreis für Neukunden beträgt ab Januar 29,95 Cent/kWh. Derzeit berechnet der Stuttgarter Versorger im Tarif „Ökostrom 12“ 32,95 Cent/kWh, im Tarif „Ökostrom Flex“, ohne Mindestvertragslaufzeit, sind es 34,95 Cent/kWh.

Der Gastarif verringert sich dem Vernehmen nach für Bestandskunden um 13 Prozent. Damit liegt er etwa 1,74 Cent unter dem Vorjahresniveau, so das Unternehmen. Den neuen Arbeitspreis für Neukunden im Stadtgebiet beziffern die Stadtwerke Stuttgart auf 8,98 Cent/kWh.

Für Biogas im Tarif für 10 Prozent Biogasbeimischung berechnen die Stadtwerke künftig einen Arbeitspreis von 10,98 Cent/kWh. Die Ersparnis bei einem Jahresverbrauch von 15.000 kWh geben die Stadtwerke mit 195 Euro an, 1.814 Euro soll die Jahresrechnung dann betragen.

8 Prozent weniger in München

Die Stadtwerke München (SWM) passen zum Jahreswechsel die Erdgaspreise an. Der kommunale Konzern verweist zum einen auf die steigenden Netznutzungsentgelte und Kosten für Emissionszertifikate. Zum anderen haben sich die Beschaffungskosten und die Bilanzierungsumlage reduziert. Hinzu kommt, dass die Gasspeicherumlage im kommenden Jahr wegfällt. „Daher können die SWM den Arbeitspreis deutlich senken, während sie den Grundpreis anheben müssen. In Summe werden die meisten Erdgaskundinnen und -kunden von einer Senkung ihrer Energiekosten profitieren“, teilt das Unternehmen mit.

Ein Münchner Musterhaushalt mit einem Verbrauch von 15.000 kWh zahlt nach Rechnung der SWM ab Januar etwa 153 Euro pro Jahr weniger – etwa 1.764 Euro statt 1.917 Euro. Das entspricht einer Senkung von 8 Prozent im Vergleich zum aktuellen Preis.

Der neue Arbeitspreis in der Grundversorgung im Kleinverbrauchstarif (bis 7.500 kWh) beträgt 9,86 Cent/kWh netto (bisher: 10,97 Cent/kWh), der neue Grundpreis 125,66 Euro netto pro Jahr (bisher: 88,90 Euro). Im Vollversorgungstarif (bis 103.000 kWh) sind es 9,46 Cent/kWh (bisher: 10,57 Cent/kWh) und 155,66 Euro pro Jahr (bisher: 118,90 Euro). Im Leistungsgrundpreistarif (mehr als 103.000 kWh) berechnen die Stadtwerke künftig 8,74 Cent/kWh (bisher: 9,85 Cent/kWh) und 147,26 Euro pro Jahr (bisher: 110,50 Euro pro Jahr).

Für Vertragskunden im Bestand beträgt der neue Arbeitspreis im Tarif „Kompakt“ 9,31 Cent/kWh netto. Der Grundpreis beträgt 116,02 Euro pro Jahr. Im Tarif „Basis“ kostet die Kilowattstunde nächstes Jahr 8,91 Cent/kWh, der Grundpreis beträgt 146,02 Euro pro Jahr.

Mindestens 3 Cent/kWh weniger für Strom in Dresden

In Dresden verringern sich die Strompreise. Wie der Regionalversorger Sachsenenergie mitteilt, sinkt der Arbeitspreis im Grundversorgungsgebiet für Haushaltskunden ohne laufende Preisbindung um 4,24 Cent/kWh. Der monatliche Grundpreis steigt um bis zu 1,94 Euro. Für einen Haushalt in der Grundversorgung in Ostsachsen mit einem Jahresverbrauch von 2.700 kWh bedeutet das unter dem Strich eine Ersparnis von 91 Euro, so das kommunale Unternehmen. Die Absenkung variere je nach Stromtarif und liege für die überwiegende Zahl der Kunden und Kundinnen bei mindestens 3 Cent/kWh.

Erdgas soll nach dem Wegfall der Gasspeicherumlage um 0,34 Cent je verbrauchter Kilowattstunde günstiger werden. „Alle anderen zum Jahresbeginn 2026 neu berechneten Kostenbestandteile gleichen sich aus und haben keinerlei Auswirkungen auf den Endkundenpreis“, schreibt Sachsenenergie.

// VON MANFRED FISCHER

[^ Zum Inhalt](#)

Hessen bürgt für Stadtwerke mit 1 Milliarde



Quelle: Fotolia / fefufoto

WÄRMENETZ. Das Land Hessen unterstützt Investitionen kommunaler Versorger in Wärmennetze mit verbürgten Krediten in Höhe von insgesamt 1 Milliarde Euro.

„Energie Fonds“ für Stadtwerke: Hessen will kommunalen Energieversorgern mit verbürgten Nachrangdarlehen den Zugang zu Krediten erleichtern. Das Land stellt dazu einen Bürgschaftsrahmen in Höhe von 1 Milliarde Euro bereit, wie das hessische Wirtschaftsministerium mitteilt. Mit dem Geld sollen Investitionen in Wärmenetze, Energiespeicher, Wasserstoff- und Stromnetzinfrasturktur sowie Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien unterstützt werden.

Anträge sollen ab Anfang Dezember bis Ende 2028 gestellt werden können. Eine Verlängerung des Programms bis 2030 sei möglich, heißt es. Die Laufzeit einzelner Darlehen beträgt bis zu 30 Jahre. Pro Unternehmen sind die verbürgten Kredite auf 100 Millionen Euro gedeckelt. Antragsberechtigt sind laut Ministerium kommunale Energieversorger und Stadtwerke mit Sitz oder überwiegender Tätigkeit in Hessen.

Bereitgestellt wird das Nachrangkapital von der „WIBank“, der Förderbank des Landes Hessen. Das Land sichert die Darlehen über eine 100-prozentige Bürgschaft ab. Das Geld stärkt die Eigenkapitalbasis; Nachrangkapital wird wirtschaftlich wie Eigenkapital behandelt, es steht im Rang hinter anderen Kreditverbindlichkeiten.

Vorhaben können „haushaltsschonend“ umgesetzt werden

„Damit Bürgerinnen und Bürger neue Energie aus Wasserstoff, Geothermie oder Fernwärme bekommen, müssen Netze modernisiert und neue gebaut werden“, wird Hessens Wirtschaftsminister Kaweh Mansoori (SPD) zitiert. „Mit dem neuen Landesprogramm geben wir den Stadtwerken die finanzielle Stärke, die sie brauchen, um in Infrastruktur und neue Technologien zu investieren.“ Hessens Finanzminister Alexander Lorz (CDU) betont: „Mit dem Nachrangkapital des Energie Fonds können nun mehrjährige Vorhaben sehr effizient, maximal wirksam, aber vor allem haushaltsschonend zum Einsatz gebracht werden.“

In der kommunalen Energiewirtschaft rennt die Politik offene Türen ein. „Mit massiven Investitionen hält unsere ESWE-Gruppe die Energienetze in der hessischen Landeshauptstadt auf modernstem Stand. Beim Infrastrukturausbau ist uns dabei wichtig, schon jetzt potenzielle zukünftige Energieträger zu

berücksichtigen. Das Nachrangdarlehen ermöglicht es uns, Technologie, Ökologie und Ökonomie bei unseren Planungen in Einklang zu bringen“, sagt Jörg Höhler, Vorstandsvorsitzender des kommunalen Unternehmens, über das neue Programm. // VON MANFRED FISCHER

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

[^ Zum Inhalt](#)

Griechenland will Energie-Hub Europas werden



Quelle: Fotolia / koya979

EUROPA. Energie neu verteilt: Wie Griechenland und die USA Europas Abkehr von russischem Gas vorantreiben – und warum Flüssiggas über griechische Häfen die Lösung sein soll.

Die EU strebt bis Ende 2027 die Unabhängigkeit von russischem Erdgas an – und Griechenland will dabei als Tor für Flüssigerdgas (LNG) aus den USA fungieren. Das sagte der griechische Ministerpräsident Kyriakos Mitsotakis auf der internationalen Energiekonferenz „Partnerschaft für transatlantische Energiekooperation“ (P-Tec) in Athen.

Die USA scheinen daran großes Interesse zu haben: Neben Vertretern von mehr als 20 europäischen Staaten nahmen auch US-Energieminister Chris Wright und US-Innenminister Doug Burgum an der P-Tec teil. „Wir alle begreifen, dass wir uns nicht darauf verlassen können, dass Russland irgendetwas liefert“, sagte Wright und betonte Griechenlands Rolle in der neuen sich entwickelnden Energielandschaft.

„Das Verbot von russischem Erdgas ist eine Gelegenheit, die Energiestrategie Südosteuropas neu zu gestalten“, sagte Mitsotakis. Europa sei bekanntlich ein großer Energieimporteur und werde Erdgas noch für viele Jahre brauchen. Die bereits unterzeichneten sowie geplanten Abkommen der Konferenz zeigten nun, dass diese Zusammenarbeit Substanz habe. Sie basiere nicht nur auf Handel, sondern auch auf gemeinsamen geopolitischen Zielen.

Kritik an der Rolle der Türkei

Griechenland wolle eine Energieinfrastruktur ohne geopolitische Spannungen gewährleisten, sagte Mitsotakis. Das erfordere jedoch auch die vollständige Durchsetzung des Banns von russischem Gas. Bisher kommt der größte Teil des Pipelinegases von Russland von der Türkei aus in Südosteuropa an. Mitsotakis appellierte mit Blick auf diese Rolle Ankaras beim Gasimport sowohl an die beiden US-Minister als auch die europäischen Partner. „Wir können russisches Gas nicht quasi durch die Hintertür, nämlich über die Türkei, importieren. Dann sind all unsere Maßnahmen umsonst.“

Für die Länder in Südosteuropa spiele stattdessen der „vertikale Korridor“ eine zentrale Rolle. Das weitmaschige Pipelinennetz verbindet Griechenland mit Bulgarien, Rumänien, Ungarn, der Slowakei, Moldau und der Ukraine. Schon längst erreicht Flüssiggas dabei in großen Mengen griechische Häfen und wird von dort aus weiterverteilt. Künftig soll laut Mitsotakis über diesen Weg noch mehr Gas aus nicht-russischen Quellen von Griechenland nach Norden fließen. Erdgaslieferungen aus den USA würden dabei die Hauptrolle spielen, sagte der griechische Regierungschef. // VON DPA

[^ Zum Inhalt](#)

TECHNIK



Quelle: Fotolia / alphaspirt

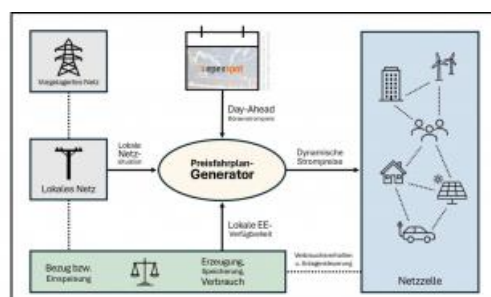
Durch KI errechnete Netzentgelte

F&E. Ein Forschungsprojekt des August-Wilhelm-Scheer-Instituts entwickelt KI-gestützte Netzentgelte, die Netzbelastung und Strompreise dynamisch verknüpfen sollen.

Mit dem Forschungsprojekt „DynaNet“ arbeitet das August-Wilhelm-Scheer-Institut für digitale Produkte und Prozesse (AWSi) aus Saarbrücken an einem neuen System für dynamische Netzentgelte. Dynanet will diese Netzentgelte flexibel gestalten, also in Echtzeit anpassen, um Netzengpässe zu vermeiden und Lastverschiebungen zu fördern. Ziel ist nicht, den gesamten Strompreis flexibel zu machen, sondern den Netzentgeltanteil – und damit ein gezieltes Steuerungssignal im Netz zu schaffen. Verbraucher sollen künftig durch variable Preissignale zu einem netzdienlichen Energieverbrauch motiviert werden.

Das vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWE) geförderte Projekt arbeitet an einem Preissystem, das die Auslastung regionaler Stromverteilnetze abbildet. Prognosen, Netzsteuerungen und Preissignale laufen hierzu in einer digitalen Plattform zusammen. Eine offene Middleware mit standardisierten Schnittstellen soll es Stadtwerken und Energieversorgern ermöglichen, diese Preissignale einzubinden.

Das Herzstück von „DynaNet“ ist ein „FlexPreis“. Er kombiniert Börsenstrompreis, Netzentgelt und Netzauslastung zu einem variablen Tarif. Das System reagiert auf lokale Engpässe und gibt den Nutzern ein Preissignal, wann Stromverbrauch das Netz entlastet. So entsteht ein Anreiz, Energie flexibler und effizienter einzusetzen.



Schema zum Zusammenspiel von Prognosen, Netzsteuerungen und Preissignalen (zur Vollansicht bitte auf die Grafik klicken)

Quelle: AWSi

Kim Jost erklärt: „Mit Dynanet machen wir flexible Stromtarife alltagstauglich – ohne technische Komplexität für die Endkunden, aber mit großer Wirkung fürs Energiesystem.“ Laut der Leiterin des Projektes am August-Wilhelm-Scheer-Institut prüfe man gemeinsam mit den Stadtwerken, wie sich das Modell in der Praxis umsetzen lässt und wie Verbraucher auf variable Preise reagieren.

Praxispartner und technologische Basis

Das AWSi arbeitet im Projekt mit mehreren Partnern zusammen, darunter die Hochschule Weserbergland und das Fraunhofer-Institut für Experimentelles Software Engineering (IESE). Die Stadtwerke Saarlouis stellen das reale Verteilnetz für den Feldversuch bereit und integrieren die neue Preislogik in ihre IT-Systeme. Der Test soll zeigen, ob das Modell technisch funktioniert, wirtschaftlich tragfähig ist und Akzeptanz bei Endkunden findet.

Technologisch basiert Dynanet auf digitalen Zwillingen, die Netzzustand, Lastflüsse und Einspeisung simulieren. Prognosemodelle für Photovoltaik- und Windstrom liefern Echtzeitdaten, um Preissignale passgenau an die aktuelle Netzsituation anzupassen.

Die Laufzeit des Projektes endet Ende Juli 2028. Das Institut will mit Dynanet ein marktfähiges Entgeltsystem entwickeln, das Netzstabilität, Wirtschaftlichkeit und regulatorische Anforderungen zusammenbringt. Besonders Stadtwerke sollen davon profitieren, da sie damit ihre Netze effizienter betreiben und Investitionen gezielter planen können. // VON DAVINA SPOHN

[^ Zum Inhalt](#)

Innio liefert Technik für neues Kraftwerk in Mainz



So soll das Rechenzentrum auf der ehemaligen Rheininsel einmal aussehen.
Quelle: KMW

AUFTRAG. Die Unternehmensgruppe Innio hat mit dem Mainzer Energieversorger KMW einen Vertrag für ein Spitzenlastkraftwerk abgeschlossen. Die Anlage soll auch Strom für ein Rechenzentrum liefern.

Großauftrag im Rheinland: Die Innio-Gruppe liefert zwölf modulare Energiesysteme auf die Igelheimer Aue. Wie das Unternehmen mitteilt, errichtet es gemeinsam mit der Kraftwerke Mainz-Wiesbaden AG (KMW) auf der ehemaligen Rheininsel ein 54-MW-Spitzenlastkraftwerk. Das Kraftwerk soll der allgemeinen Netzstabilisierung dienen und Leistung für ein neues Rechenzentrum bereitstellen.

Das Rechenzentrum namens „Green Rocks“ errichten KMW und der norwegische Datacenter-Betreiber Green Mountain. Die Innio-Technologie soll als Backup fungieren. Die Partnerschaft mit Innio sei darauf ausgelegt, „den Betrieb unseres Rechenzentrums auch im Falle eines Blackouts zu unterstützen“, wird KMW-Vorstand Oliver Malerius in einer Mitteilung zitiert.

Die Inbetriebnahme des Kraftwerks soll nach Unternehmensangaben bis Ende 2027 erfolgen. Mit den modularen Energiesystemen sichere man die Stromversorgung für kritische Infrastruktur sowie Datacenter und ermögliche so eine dynamische KI-Entwicklung, erklärt Thomas Seeber, Managing Director bei Innio. Die Aggregate verursachen bis zu 95 Prozent weniger Stickoxid-Emissionen als konventionelle Dieselgeneratoren und seien wasserstofffähig. // VON MANFRED FISCHER

[^ Zum Inhalt](#)

Neuere Studien widerlegen AfD-Zahlen zu Windrad-Abrieb



Quelle: Shutterstock / Thampapon

WINDKRAFT . Die AfD-Fraktion in NRW behauptet, ein Windrad produziere eine Tonne Mikroplastik-Abrieb. Doch jüngste wissenschaftliche Studien räumen mit solch übertriebenen Annahmen auf.

Die AfD im Düsseldorfer Landtag erreicht mit einer Behauptung über Windräder im Netz Hunderttausende Leserinnen und Leser. Dabei geht es um vermeintlich hohe Mengen an Mikroplastik-Rückständen der Rotorblätter. „Die Energiewende ist eine gewaltige Umweltsünde“, schreibt die Fraktion etwa auf ihren Social-Media-Kanälen.

Es entstehe „eine Tonne Mikroplastik-Abrieb pro Windrad“, verbreitete die Fraktion Anfang November unter anderem auf X, Facebook und Instagram. Der Abrieb belaufe sich auf rund 40 Kilogramm pro Anlage und Jahr. Offenbar wird also eine Laufzeit von 25 Jahren angenommen. Neuesten wissenschaftlichen Studien zufolge ist der Abrieb jedoch um ein Vielfaches geringer.

Fakten zum Windabrieb

Es stimmt, dass es an Windkraftanlagen zur Erosion an den Rotorblättern kommen kann, vor allem an deren Vorderkanten. Diese Flächen sind Regen, Hagel und Schnee ausgesetzt. Bei Geschwindigkeiten an den Rotorspitzen von bis zu 360 Kilometern pro Stunde wirken Tropfen wie Schmirgelpartikel.

Dadurch wird Material abgetragen, es entsteht Mikroplastik-Abrieb. Auch wenn diese Partikelemissionen nur sehr gering sind, können sie langfristig die Effizienz der Anlagen beeinträchtigen.

Was neueste technische Studien wirklich zum Abrieb sagen

Eine Studie der Technischen Universität Dänemark aus dem Jahr 2024 geht von einem durchschnittlichen jährlichen Materialverlust von 30 bis 540 Gramm pro Rotorblatt aus. Die meisten Anlagen haben drei Rotorblätter.

- Onshore-Anlagen an Land: 8 bis 50 Gramm pro Blatt und Jahr
- Offshore-Anlagen auf dem Meer: 80 bis 1.000 Gramm pro Blatt und Jahr

Nimmt man den höchsten Wert (1.000 Gramm) an, ergibt das über eine Laufzeit von 25 Jahren rund 75 Kilogramm Abrieb pro Windrad. Das sind umgerechnet 0,075 Tonnen – nicht einmal ein Zehntel dessen, was die AfD behauptet.

Eine niederländische Studie von 2024 schätzt die Emissionen moderner Offshore-Anlagen auf etwa 240 Gramm Mikroplastik pro Anlage und Jahr. Das entspricht 6,0 Kilogramm (0,006 Tonnen) über 25 Jahre.

Auch der Bundesverband Windenergie (BWE) nimmt zu diesem Thema Stellung. In einem Positionspapier vom August 2024 gibt er einen jährlichen Materialverlust von etwa 2,74 Kilogramm pro Windenergieanlage an – ein Mittelwert aus den Schätzungen der beiden Unternehmen Key Wind Energy (3,38 Kilogramm) und Deutsche Windtechnik (2,1 Kilogramm). Dieser Mittelwert ergibt bei einer Laufzeit von 25 Jahren gut 68,5 Kilogramm (0,069 Tonnen).

Unmengen mehr Abrieb bei Reifen

Geht man also von einem jährlichen Materialverlust pro Windkraftanlage von drei Kilogramm aus, so wären das hochgerechnet auf alle 28.766 Anlagen in Deutschland (Stand: 2024) eine Gesamtmenge von 86,3 Tonnen pro Jahr.

Zum Vergleich: Die jährliche Menge an Reifenabrieb in Deutschland wird vom Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik auf bis zu 100.000 Tonnen geschätzt. Andere Studien nennen noch viel höhere Werte.

AfD-Quelle ist ältere Angabe mit Unsicherheiten

Die *Deutsche Presse-Agentur* (dpa) hat beim energie- und wirtschaftspolitischen Sprecher der AfD im NRW-Landtag, Christian Loose, nachgefragt, auf welche Quelle sich seine Fraktion bei der Angabe von „eine[r] Tonne Mikroplastik-Abrieb pro Windrad“ bezieht.

Loose verweist auf eine Ausarbeitung der Wissenschaftlichen Dienste des Bundestags von 2020. Diese bezog sich damals auf das Fraunhofer-Institut für Windenergiesysteme (Fraunhofer-Iwes). Demnach könnten es in einer „Worst Case“-Rechnung 45 Kilogramm Abrieb pro Windrad und Jahr sein. Doch es gibt eine wichtige Einschränkung: Dieser Wert geht schon vor fünf Jahren von äußerst extremen Annahmen aus, was auch die Autoren damals schreiben: Ihnen zufolge liegt der tatsächliche Abrieb „mit hoher Wahrscheinlichkeit deutlich darunter“.

Die *dpa* hat auch bei Fraunhofer-Iwes nachgefragt. Deren Pressesprecherin verweist aktuell auf die Angaben im BWE-Positionspapier vom August 2024. // **VON DPA**

[^ Zum Inhalt](#)

Zahl der öffentlichen Ladesäulen bis September 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.



Zum Öffnen bitte auf die Grafik klicken

Quelle: Statista

Die Anzahl der Ladesäulen in Deutschland steigt weiter an. So gab es zum 1. September dieses Jahres nach Angaben der Bundesnetzagentur rund 103.300 öffentlichen Ladestationen für Elektroautos. Dies ist mehr als je zuvor. Die Anzahl der Ladepunkte lag bei etwa 177.400. Der größte Betreiber öffentlicher Ladesäulen in Deutschland war „EnBW mobility+“. // VON REDAKTION

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

UNTERNEHMEN



Quelle: Fotolia / malp

Gigawatt-Speicher soll Netz stabilisieren

STROMSPEICHER. Leag Clean Power und Fluence Energy haben die Errichtung eines Batteriespeichersystems mit 1 GW Leistung in Jänschwalde angekündigt.

Nach Angaben von Leag Clean Power und Fluence Energy wird das geplante Großspeichersystem im brandenburgischen Jänschwalde das größte seiner Art in Europa sein. Die Anlage mit der Bezeichnung „Giga Battery Jänschwalde 1000“ soll über eine Leistung von 1 GW und eine Kapazität von 4 GWh verfügen.

Die Anlage werde als Teil der sogenannten „Gigawatt Factory“ der Leag Clean Power errichtet, die Wind- und Solarstromanlagen mit flexiblen Kraftwerken und großtechnischen Speichern verknüpft. Das System basiert auf der Smartstack-Technologie von Fluence.

Die Partner haben vertraglich die Lieferung der Batteriesysteme mit Lithium-Eisenphosphat-Batteriezellen, die Systemintegration der elektrotechnischen Anlagen und die Errichtung des Speichers vereinbart. Dafür ist ein rund zehn Hektar großes Areal südöstlich des Kraftwerks Jänschwalde vorgesehen. Die Lieferung der Schaltanlage zum Anschluss an das 380 kV Netz wird Siemens Energy übernehmen.

Leag-Chef Adi Roesch erklärte, mit dem Projekt werde ein weiterer Schritt beim Ausbau der Gigawatt Factory vollzogen, während Fluence-CEO Julian Nebreda von einem „Meilenstein für die Energiezukunft Deutschlands und Europas“ sprach.

Thomas Brandenburg hob die Dimension des Projekts hervor. „Die technische Auslegung als Vier-Stunden-Speicher unterstützt den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien in der Gigawatt Factory, hilft bei der Netzstabilisierung und ermöglicht durch geringere spezifische Investitionskosten eine optimale Auslastung des bestehenden Netzanschlusses“, so der Geschäftsführer der Leag Clean Power GmbH.

Mit dem Projekt „Giga Battery Jänschwalde 1000“ wollen die Leag und Fluence nach eigener Aussage zeigen, dass Energiespeicher eine zentrale Rolle für die Versorgungssicherheit und die Umsetzung der Energiewende übernehmen können.

Die Leag ist nicht der einzige Auftraggeber von Fluence in Deutschland. Der Speicherhersteller hat in den vergangenen Monaten eine Reihe von Aufträgen über den Bau von Großbatterien erhalten, etwa von Tennet für die Errichtung von zwei Netzboostern mit insgesamt 200 MW, von Transnet BW für eine Anlage mit 250 MW, von Lichtblick über 100 MW und vom österreichischen Energiekonzern Verbund über zwei Speicher in Rheinland-Pfalz und in Thüringen mit zusammen 92 MW. // VON FRITZ WILHELM

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

[^ 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

MVV Energie baut Windkraftkapazitäten weiter aus



Windpark Förderstedt. Quelle: MVV Energie AG

WINDKRAFT ONSHORE. MVV Energie hat die Windparks „Förderstedt“ und „Niederkirchen 2“ in Betrieb genommen. Zusammen liefern sie Strom für rund 33.000 Haushalte.

Das Mannheimer Energieunternehmen MVV Energie AG hat zwei weitere Windparks ans Stromnetz angeschlossen. In Förderstedt im Salzlandkreis in Sachsen-Anhalt und im Windpark Niederkirchen 2 in der rheinland-pfälzischen Verbandsgemeinde Otterbach-Otterberg erzeugen künftig sechs Windkraftanlagen Strom. Laut MVV Energie reicht deren Produktion aus, um rund 33.000 Haushalte zu versorgen.

Mit den neuen Projekten betreibt der Energieversorger inzwischen 17 Windparks mit einer Gesamtleistung von mehr als 230 MW. Ziel ist es, die eigene Erzeugung aus erneuerbaren Energien langfristig auf 2.000 MW zu erhöhen. Entwickelt wurden die beiden Anlagen von der 100-prozentigen Tochtergesellschaft Juwi, die auf Planung und Bau von Wind- und Solarparks spezialisiert ist.

Der Windpark „Förderstedt“ wurde nach gut einem Jahr Bauzeit im September 2025 in Betrieb genommen. Dort stehen vier Windenergieanlagen vom Typ Vestas V162 mit einer Gesamtleistung von 24 MW. Nach Unternehmensangaben erzeugen sie jährlich rund 21 Millionen kWh Strom. Rein rechnerisch entspricht dies dem Strombedarf von 21.000 Haushalten.

Ebenfalls im September 2025 nahm MVV Energie den 520 Kilometer entfernten Windpark „Niederkirchen 2“ in Betrieb. Das Projekt liegt im Landkreis Kaiserslautern und umfasst zwei Anlagen des Typs Nordex N163 mit einer Gesamtleistung von 14 MW. Diese produzieren laut dem Unternehmen rund 12 Millionen kWh Strom pro Jahr, ausreichend für etwa 12.000 Haushalte. Beide Standorte wurden vollständig in das Erzeugungsportfolio von MVV Energie integriert.

Modernisierungen und Erweiterungen in 2026

MVV Energie plant 2026 bestehende Anlagen zu modernisieren und zu erweitern. Im rheinland-pfälzischen Minfeld sollen vier ältere Windräder aus dem Jahr 2004 durch zwei neue Vestas V162 ersetzt werden. Mit einer installierten Leistung von 6 MW je Anlage verdoppelt sich die bisherige Gesamtkapazität auf 12 MW. Künftig kann der Windpark damit jährlich rund 11 Millionen kWh Strom bereitstellen.

Ein weiteres Projekt entsteht im nordrhein-westfälischen Wilnsdorf, wo vier Vestas V150 mit zusammen 24 MW errichtet werden sollen. Diese sollen nach Angaben von MVV Energie jährlich etwa 20 Millionen kWh Strom erzeugen.

Neben dem Ausbau legt MVV Energie Wert auf die Integration erneuerbarer Energiequellen in das Stromnetz. Der Windpark Siegfriedeiche und Buhlenberg in Hessen wurde als erster deutscher Onshore-Windpark für die Bereitstellung von Sekundärregelleistung präqualifiziert und nimmt seit Juli dieses Jahres am Regelreservemarkt teil. // VON DAVINA SPOHN

[^ Zum Inhalt](#)

Shell eröffnet 500. Recharge-Ladepark hierzulande



Quelle: Shell Recharge

ELEKTROMOBILITÄT. Shell hält am Ausbau seines Ladenetzes in Deutschland fest und hat in Nordrhein-Westfalen seinen bislang größten Ultraschnellladestandort in Betrieb genommen.

Der neue Ladehub in Rheda-Wiedenbrück (Nordrhein-Westfalen) ist mit seinen zwölf Ultraschnellladepunkten (300 kW) nicht nur der bislang größte im Netz, er ist zugleich der 500. Standort von Shell-Recharge. Verkehrsgünstig – neben der Shell-Tankstelle – direkt an der A2-Ausfahrt Rheda-Wiedenbrück sowie an der B 61 gelegen, ist der neue Standort laut einer Unternehmensmitteilung vom 6. November auch für Lkw und Wohnmobile mit einer Länge bis zu zwölf Meter geeignet. Vier Ultraschnellladepunkte sind dafür ausgelegt.

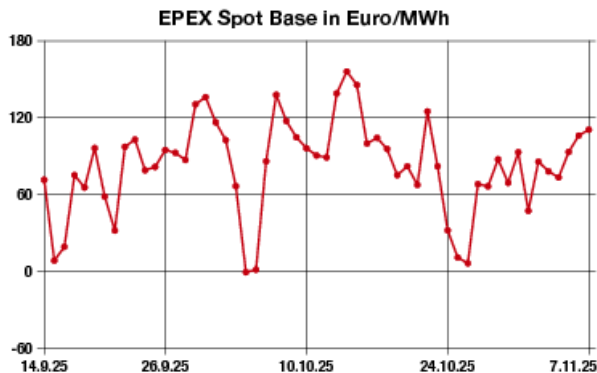
Shell setzt beim Ausbau seines öffentlichen Ladeangebots auf verkehrsgünstige Standorte, insbesondere an Shell-Tankstellen, aber auch an Einzelhandelsstandorten wie Rewe, Penny oder KFC sowie bei Fachmarktzentren des Betreibers Redevco. Ziel sei es, sagt Florian Glattes, Leiter des Shell-Tankstellengeschäftes in Deutschland, Österreich und der Schweiz, „das Laden so einfach und zuverlässig wie möglich zu gestalten – genau dort, wo Menschen ohnehin unterwegs sind“. Dafür bietet der neue Ladehub in Rheda-Wiedenbrück einen Shell-Shop mit Cafe, Waschstraße, Toiletten und eine Amazon-Paketstation.

Parallel investiert Shell in den Ausbau des öffentlichen Ladenetzes. Neben den Schnellladepunkten an Tankstellen kommen rund 1.000 zusätzliche AC-Ladepunkte der Tochtergesellschaft Ubitricity hinzu. Die strategische Ausrichtung liege, so betont Tankstellenchef Glattes, auf dem öffentlichen Laden, da sich das Ladeverhalten zunehmend vom privaten in den öffentlichen Raum verlagere. // VON IMKE HERZOG

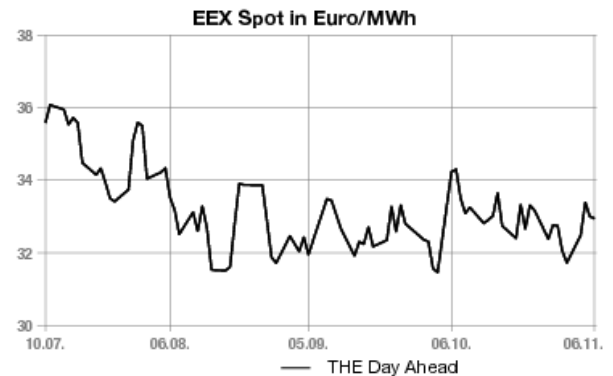
[^ Zum Inhalt](#)

MARKTBERICHTE

STROM



GAS



Energiekomplex im Minus



Quelle: E&M

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

Überwiegend schwächer haben sich die Energiemärkte am Freitag präsentiert. Strom, CO₂ und Gas gaben nach. Am deutschen OTC-Strommarkt überwogen Abgaben, auch wenn die vergleichsweise hohen Preise für Montag den erwarteten Einbruch der Erneuerbaren-Einspeisung widerspiegeln. Am CO₂-Markt fiel der Dec-25-Kontrakt erneut unter die Marke von 80 Euro, belastet durch die jüngsten EU-Beschlüsse zur Klimapolitik. Auch Gas notierte schwächer, da milde Temperaturen den Heizbedarf dämpfen.

Strom: Überwiegen schwächer hat sich der deutsche OTC-Strommarkt am Freitag präsentiert. Der Montag kostete an der Börse mit 141 Euro je Megawattstunde im Base jedoch relativ viel, was auf die für diesen Tag erwartete geringe Einspeiseleistung der Erneuerbaren von nur 6 Gigawatt zurückzuführen war. Am Donnerstag stand der Freitag selbst im außerbörslichen Handel bei 111,00 Euro im Base und 121,50 Euro im Peak.

Die Einspeiseleistung der Erneuerbaren soll den Meteorologen von Eurowind zufolge zum Start in die neue Woche noch schwach ausfallen, dann aber kontinuierlich etwas ansteigen. Ab Mittwoch wird wieder eine Einspeiseleistung von knapp über 20 Gigawatt erwartet.

CO₂: Schwächer haben die CO₂-Preise am Freitag notiert. Der Dec 25 fiel im Tagesverlauf wieder unter die Marke von 80 Euro und verlor bis gegen 14.00 Uhr 0,44 auf 79,73 Euro je Tonne. Umgesetzt wurden bis zu diesem Zeitpunkt 14,3 Millionen Zertifikate. Das Hoch lag bei 80,66 Euro, das Tief bei 79,66 Euro.

Nachdem die Preise für Emissionszertifikate in der abgelaufenen Woche zunächst noch zugelegt hatten, brachte der Mittwoch mit politischen Entscheidungen die Gegenbewegung: Das zähe Ringen der EU-Umweltminister um das Klimaziel 2040, das letztlich in einer weiteren Abschwächung mündete – nun dürfen für bis zu fünf Prozent der Minderung internationale Zertifikate angerechnet werden – sowie die Verschiebung des sogenannten EU-ETS 2 für Gebäude und Verkehr um ein Jahr auf 2028 haben der Stimmung im EU-Emissionshandel einen Dämpfer versetzt, wie die Analysten der Commerzbank zusammenfassen.

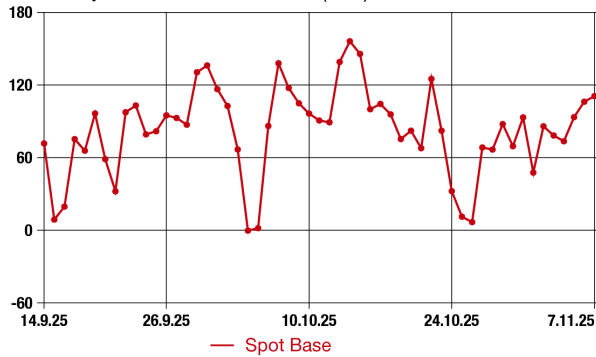
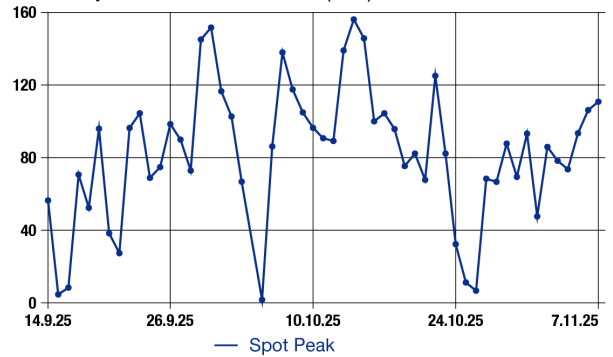
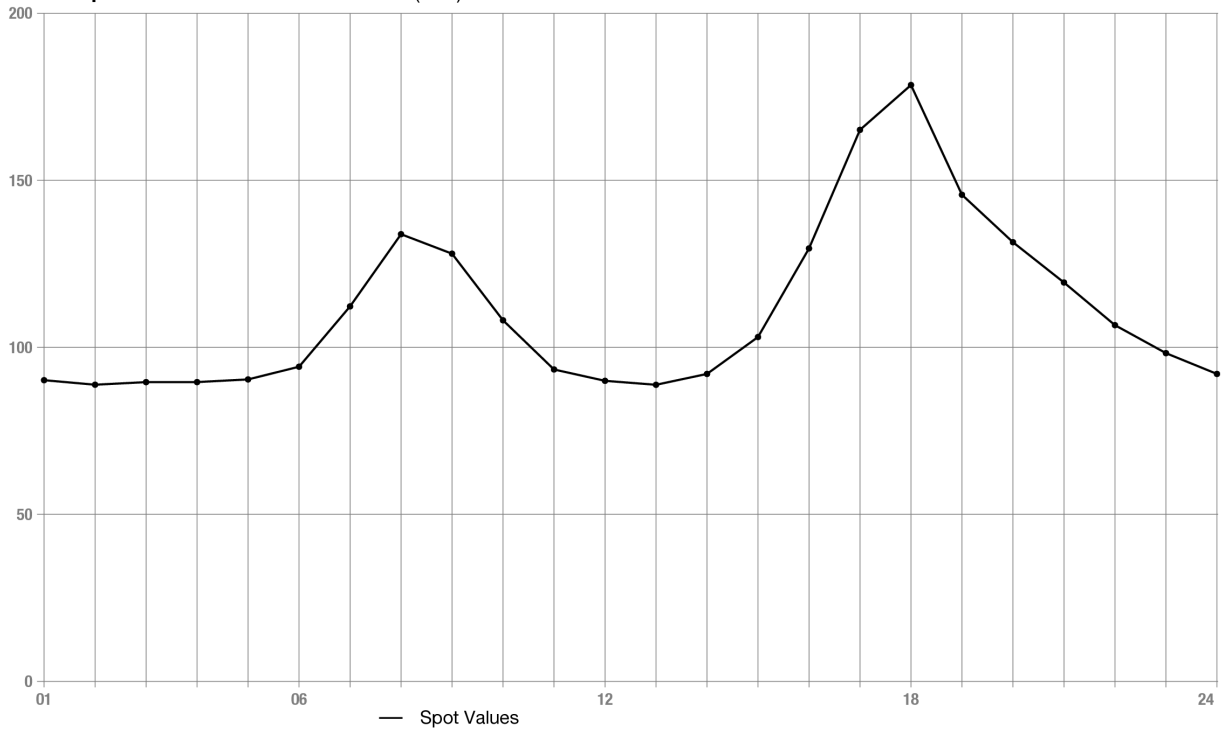
Die Aufweichung habe direkt zwar keine Auswirkungen auf den EU-Emissionshandel, denn zur Erfüllung der Emissionspflichten sollen hier keine internationalen Gutschriften eingebracht werden dürfen. Aber zum einen wurde laut einem Bloomberg-Bericht im Zuge der Kompromissfindung wohl von einigen auch die Aufforderung an die EU-Kommission formuliert, über ein langsames Ausschleichen der freien Zuteilung in den Industriesektoren ab 2028 nachzudenken. Zum anderen zeigten die Diskussionen einmal mehr, dass die EU-Staaten ihre Ambitionen in der Klimapolitik zumindest teilweise zurückschrauben, so die Analysten weiter.

Erdgas: Schwächer haben sich die europäischen Gaspreise am Freitag gezeigt. Der Frontmonat am niederländischen TTF verlor bis gegen 14 Uhr 0,175 auf 31,375 Euro je Megawattstunde. Am deutschen THE ging es für den Day-Ahead um 0,275 auf 32,80 Euro je Megawattstunde.

Marktteilnehmer verwiesen vor allem auf die Aussicht auf anhaltend milde Temperaturen im November, die den Heizbedarf reduzieren und damit die Sorgen im Hinblick auf die Gasspeicherstände abmildern.

// VON MARIE PFEFFERKORN

[^ Zum Inhalt](#)

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

Strom Terminmarkt

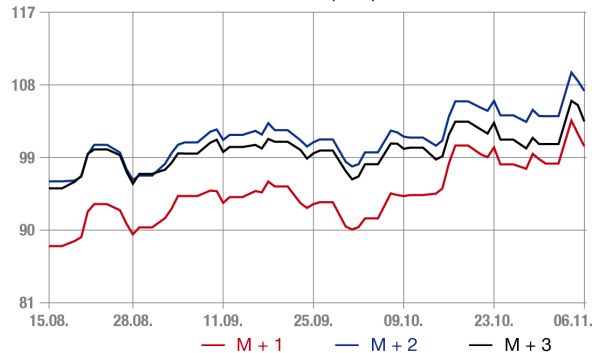
Terminmarktpreise Base in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	06.11.25	German Power Dez-2025	100,40
M2	06.11.25	German Power Jan-2026	107,26
M3	06.11.25	German Power Feb-2026	103,48
Q1	06.11.25	German Power Q1-2026	99,78
Q2	06.11.25	German Power Q2-2026	74,63
Q3	06.11.25	German Power Q3-2026	84,57
Y1	06.11.25	German Power Cal-2026	89,34
Y2	06.11.25	German Power Cal-2027	86,40
Y3	06.11.25	German Power Cal-2028	80,58

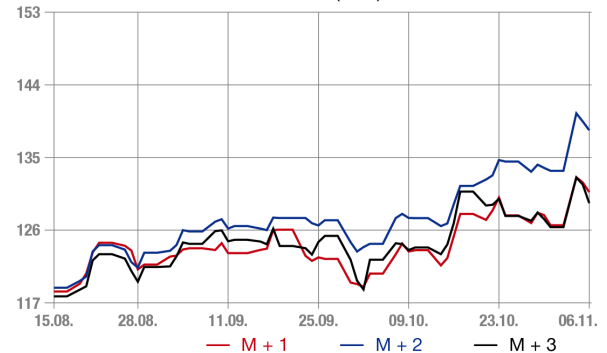
Terminmarktpreise Peak in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	06.11.25	German Power Dez-2025	130,71
M2	06.11.25	German Power Jan-2026	138,38
M3	06.11.25	German Power Feb-2026	129,35
Q1	06.11.25	German Power Q1-2026	120,87
Q2	06.11.25	German Power Q2-2026	55,72
Q3	06.11.25	German Power Q3-2026	76,72
Y1	06.11.25	German Power Cal-2026	94,44
Y2	06.11.25	German Power Cal-2027	92,55
Y3	06.11.25	German Power Cal-2028	86,37

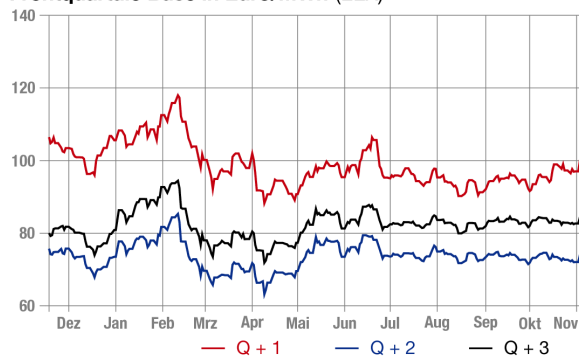
Frontmonate Base in Euro/MWh (EEX)



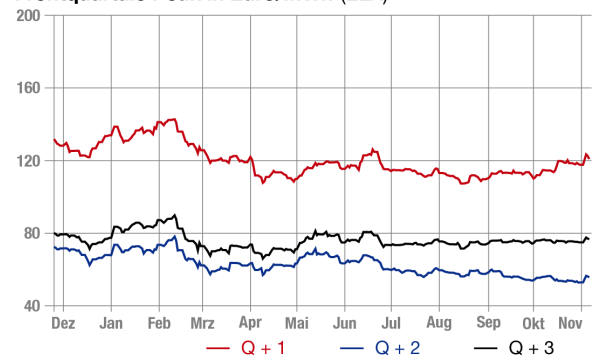
Frontmonate Peak in Euro/MWh (EEX)



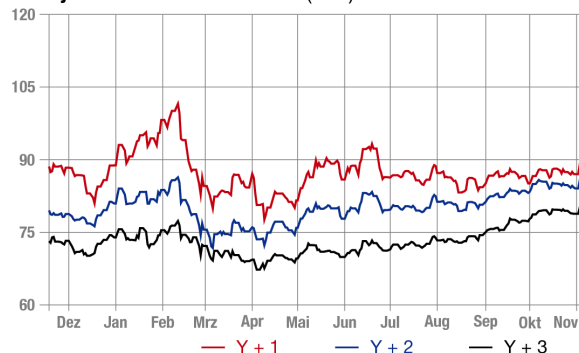
Frontquartale Base in Euro/MWh (EEX)



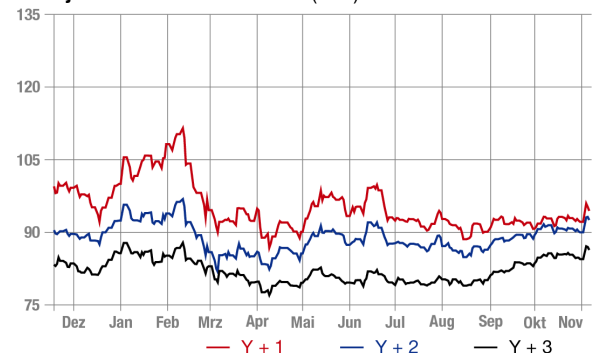
Frontquartale Peak in Euro/MWh (EEX)



Frontjahre Base in Euro/MWh (EEX)



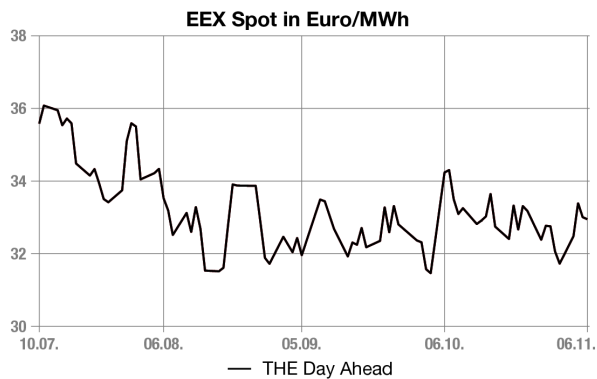
Frontjahre Peak in Euro/MWh (EEX)



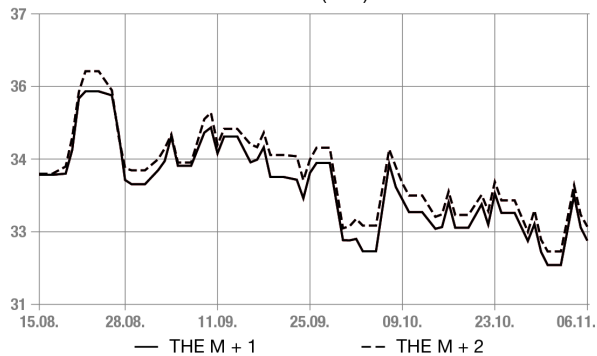
Gas Spot- und Terminmarkt

Terminmarktpreise THE in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	06.11.25	German THE Gas Dez-2025	32,82
M2	06.11.25	German THE Gas Jan-2026	33,11
Q1	06.11.25	German THE Gas Q1-2026	32,95
Q2	06.11.25	German THE Gas Q2-2026	31,34
S1	06.11.25	German THE Gas Win-2026	32,96
S2	06.11.25	German THE Gas Sum-2027	28,90
Y1	06.11.25	German THE Gas Cal-2026	32,09
Y2	06.11.25	German THE Gas Cal-2027	30,30



Frontmonate THE in Euro/MWh (EEX)



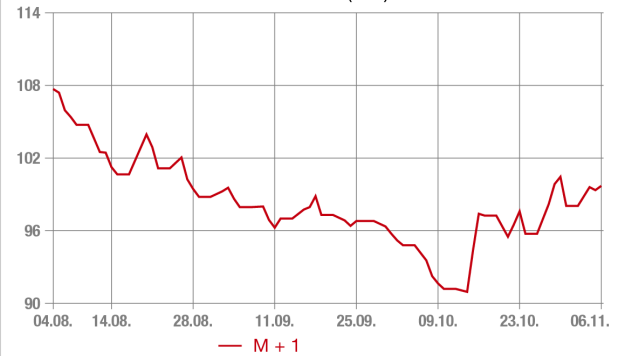
Frontjahre THE in Euro/MWh (EEX)



Strom, CO2, und Kohle

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
Germany Spot base	06.11.25	110,80	EUR/MWh
Germany Spot peak	06.11.25	110,80	EUR/MWh
EUA Dez 2025	06.11.25	80,17	EUR/tonne
Coal API2 Dez 2025	06.11.25	99,70	USD/tonne

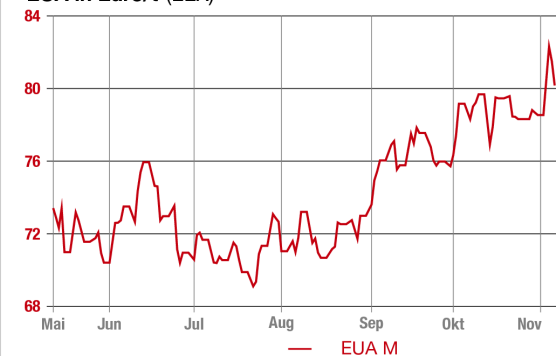
Frontmonat Kohle API2 in USD/t (ICE)



Gas und Öl

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
German THE Gas Day Ahead	06.11.25	32,95	EUR/MWh
German THE Gas Dez-2025	06.11.25	32,82	EUR/MWh
German THE Gas Cal-2026	06.11.25	32,09	EUR/MWh
Crude Oil Brent Jan-2026	06.11.25	63,38	USD/tonne

EUA in Euro/t (EEX)



E&M STELLENANZEIGEN



Bereichsleitung Vertrieb

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

vor 14 h

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



Professur (W 2) Solarenergie und Gebäudeautomation

An der OTH Amberg-Weiden ist an der Fakultät Maschinenbau/Umwelttechnik die Professur Solarener...
in Amberg

07.10.2025

● Festanstellung



Verkäufer:in Landtechnik / Agrartechnik (m/w/d)

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

vor 1 h

● Ausbildung / Freie Mitarbeit ● Homeoffice



Inbetriebnehmer (m/w/d) Windenergieanlagen - europaweit

Du möchtest in einem internationalen Team die Inbetriebnahme unserer Neu-Anlagen im Feld gestalte...
in Rostock

vor 1 h

● Ausbildung ● Weiterbildung



Praktikum Wertstrom-Management - Frischebereiche

Deine Aufgaben Unterstütze uns bei der Analyse wertschöpfender Aktivitäten im Bereich Frische. Ab s...
in Berlin (+1 weiterer Standort)

vor 1 h

● 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



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



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



Susanne Harmsen (Büro Berlin)
Schwerpunkte: Energiepolitik, Regulierung



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



Ständige freie Mitarbeiter:

Volker Stephan

Manfred Fischer

Mitarbeiter-Kontakt: **Atousa Sendner**



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



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



Heidi Roider (Büro Herrsching)
Schwerpunkte: KWK, Geothermie



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



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

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



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:

