



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT

HANDEL &
MARKT

TECHNIK



UNTERNEHMEN

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

STROM

112,54 €/MWh

Epex Spot DE-LU Day Base

GAS

34,3 €/MWh

EEX Spot THE (End of Day)

ZITAT DES TAGES

„Wenn der Ausbau der Erneuerbaren gebremst wird, droht ein unguter Kreislauf“

Wolf-Peter Schill, Leiter des Forschungsbereichs Transformation der Energiewirtschaft am DIW in Berlin, anlässlich des neuen Energiewende-Monitors des Instituts.

E-WORLD 2026

Kein Entweder-Oder

REGENERATIVE

Geringere
Förderauszahlungen
als fast im ganzen
Jahr 2025

CONTRACTING

Full-Service-
Contracting für
effiziente Kälte

Inhalt

TOP-THEMA→ **E-WORLD 2026:** Plan der Bundesnetzagentur trifft Trianel hart**POLITIK & RECHT**

- **E-WORLD 2026:** Kein Entweder-Oder
- **POLITIK:** Reiches Netzpaket löst breite Kritik aus
- **E-WORLD 2026:** Politik soll Investitionsrisiken senken
- **E-WORLD 2026:** Branche fordert Kraftwerksstrategie mit KWK
- **STUDIEN:** Schlechte Kommunikation schadet der Energiewende
- **POLITIK:** Von der Leyen: Mehr Geld aus Klimazertifikaten für Industrie

HANDEL & MARKT

- **REGENERATIVE:** Geringere Förderauszahlungen als fast im ganzen Jahr 2025
- **ENERGIEWENDE:** Erneuerbare holen auf, aber die Lücke bleibt groß
- **STATISTIK DES TAGES:** Fernwärmeversorger mit den niedrigsten Durchschnitts-Wärmepreisen

TECHNIK

- **SMART METER:** Vattenfall plant flexible Kundenlösungen
- **IT:** Sherpa geht, GY kommt

UNTERNEHMEN

- **CONTRACTING:** Full-Service-Contracting für effiziente Kälte
 - **BILANZ:** Thyssenkrupp Nucera startet schwächer ins Jahr
 - **BILANZ:** Siemens Energy übertrifft Markterwartungen
 - **PERSONALIE:** Wiener Stadtwerke schreiben Wien-Energie-Geschäftsführung aus
-

MARKTBERICHTE

- **MARKTKOMMENTAR:** Energiekomplex am Mittwoch ohne klare Richtung
-

SERVICE

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

★ TOP-THEMA

Plan der Bundesnetzagentur trifft Trianel hart



Markus Hagel (r.) bei seinem Vortrag. Quelle: sag

E-WORLD 2026. Die Pläne der Regulierungsbehörde, die gesetzliche Netzentgeltbefreiung für Speicher rückwirkend zu ändern, stößt auf Widerstand.

Nicht gut auf die Bundesnetzagentur zu sprechen ist zurzeit Markus Hagel, Bereichsleiter Energiepolitik und Unternehmenskommunikation bei der Trianel. Die Trianel plant in Waltrop in Nordrhein-Westfalen einen ziemlich großen Batteriespeicher mit einer Leistung von 900 MW. Investoren sind gefunden, die Flächensicherung ist abgeschlossen, Mitte 2028 soll der Speicher bereits fertig sein. Aber.

„Das ist einem Industriestandort unwürdig“, sagte Hagel bei einem Pressetermin auf der E-world. Der Hintergrund: Die Bundesnetzagentur hat angekündigt, die Befreiung der Batteriespeicher von den Netzentgelten vorzeitig zu beenden. Ein herber Schlag für alle aktuellen Batterieprojekte, auch das der Trianel, mit nicht absehbaren Konsequenzen.

Am 16. Januar hat die Bundesnetzagentur ein Positionspapier zu Einspeiseentgelten für Speicher veröffentlicht. Darin stellt sie eine Regelung im Energiewirtschaftsgesetz infrage, die unter anderem Batteriespeichern eine Befreiung von Netzentgelten für die Dauer von 20 Jahren gewährt, sofern sie vor August 2029 in Betrieb gehen.

Investitionen in Speicherprojekt gefährdet

Diese Regelung besteht seit mehreren Jahren und wurde 2023 vom Gesetzgeber von ursprünglich 2026 auf 2029 verlängert. Nach Darstellung der Bundesnetzagentur soll die 20-jährige Befreiung jedoch künftig nicht mehr gelten. „Stattdessen sollen auch Speicher, die vor dem Stichtag ans Netz gehen, Einspeiseentgelte zahlen“, sagte Hagel im Gespräch mit dieser Redaktion.

Der Plan der Bundesnetzagentur würde in bereits laufende und weit fortgeschrittene Projekte eingreifen – wie das der Trianel. Betroffen sind Vorhaben im Bau, mit erteilten Genehmigungen und bereits getätigten Investitionen. Das Projekt der Trianel in Waltrop hat eine Investitionssumme von 500 bis 600 Millionen Euro. Sollte die Behörde an ihrer Position festhalten, könnte dies die Investitionen in das Speicherprojekt gefährden.

Die genaue finanzielle Dimension ist zurzeit nicht absehbar. Denn die Behörde ist gerade dabei, das Netzentgeltregime neu zu regeln, auch bekannt unter dem Kürzel „AgNes“. Vieles sei dabei noch offen. Aber generell sind Geldgeber nun verunsichert und der Groll von Investoren von Batteriespeicherprojekten auf die Bundesnetzagentur ist groß.

Vor allem, weil die Entscheidung rückwirkend getroffen werden soll. Bislang sei man davon ausgegangen, hierzulande gebe es ein Vertrauensschutz und Investitionssicherheit, so Hagel. Diese Gewissheit sei nun erschüttert.

Zur möglichen juristischen Bewertung äußert er sich nicht konkret. Aus der Bundesnetzagentur sei auf öffentlichen Veranstaltungen der Hinweis gefallen, man könne gegen eine entsprechende Entscheidung klagen. Für Projektentwickler wie die Trianel ist das jedoch keine befriedigende Lösung. „Wir wollen unsere Projekte umsetzen und nicht über Jahre hinweg Rechtsstreitigkeiten führen“.

Netzbetreiber sind in der Pflicht

Dabei seien Speicher essenziell für die Energiewende, so der Trianel-Manager. Sie seien auch politisch gewollt. Dass die Bundesnetzagentur nun ihre Macht nutzt, so eine Entscheidung zu treffen, sei ein schlechtes Zeichen. Auch dass sich die Politik zurückhält, gefällt ihm nicht. „Die Politik sagt, die Bundesnetzagentur ist unabhängig. Das ist mir zu einfach.“

Hagel sieht durchaus die Engpässe im Stromnetz, auf die die Bundesnetzagentur verweist. Gleichwohl sei es das Versäumnis der Netzbetreiber in den vergangenen Jahren gewesen, das Netz nicht auszubauen. Zudem schaut die Bundesnetzagentur seiner Meinung nach zu sehr auf das Netz und zu wenig auf das Gesamtsystem. „Das Netz soll dem Markt dienen und nicht der Markt dem Netz.“

Klaus Holstick, Geschäftsführer Trianel-Flexibilitätsprojekte, ging auf den Trianel-Speicher ein. Die Stadt Waltrop sei sehr erfreut über das Projekt, sagte er. Die Gemeindevertreter hatten schon länger nach einem Nutzer für das Areal gesucht. Denn andere Interessenten, wie ein Logistikunternehmen mit viel Lkw-Verkehr, wollte man dort nicht. Deshalb wurde die Anfrage mit großem Wohlwollen aufgenommen.

Entscheidung im April

Zudem sei auch für die Trianel der Standort ideal: „Wenn man einen Batteriespeicher baut, dann an dieser Stelle“, so Holstick. Der Netzanschluss erfolge auf 380-kV-Ebene, die Stromautobahn für den Anschluss des Speichers liege quasi um die Ecke. Ein entsprechender Anschluss über 900 MW sei rechtsverbindlich mit Amprion vereinbart, ein Baukostenzuschuss sei nicht vorgesehen.

Das Areal umfasst 7 Hektar. Der Genehmigungsantrag wurde eingereicht, die Baugenehmigung wird im Februar 2026 erwartet. „Die finale Investitionsentscheidung ist für April 2026 geplant“, so Holstick

// VON STEFAN SAGMEISTER

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

POLITIK & RECHT



Margarita Flores auf dem Podium des Future Forum bei der E-world 2026. Quelle: Katia Meyer-Tien

Kein Entweder-Oder

E-WORLD 2026. Batteriespeicher sind ein zentraler Bestandteil des Energiesystems der Zukunft. Ganz ohne Gaskraftwerke wird es aber nicht gehen, heißt es in einer aktuellen Analyse der LSEG.

Können Batteriespeichersysteme (BESS) Gaskraftwerke im deutschen Stromsystem ersetzen? Dieser Frage ist Margarita Flores, Lead Power Analyst beim Analysten LSEG, nachgegangen. Die Antwort präsentierte sie auf der diesjährigen E-world in Essen. Sie lautet: Jein.

Ausgangspunkt ihrer Untersuchung ist das Jahr 2025 mit – ihrer Schätzung zufolge – rund 7 Millionen kWh abgeregeltem Solar- und etwa 5,5 Millionen kWh abgeregeltem Windstrom: Strom, der hätte produziert werden können, aus verschiedenen Gründen aber nicht produziert wurde. An mehr als 500 Tagen lag der Strompreis am Day-Ahead-Markt im negativen Bereich, und die Erlöse für Solar- und Windstrom schwanken. All das, sagte Flores, seien Zeichen des Marktes, dass sich etwas ändern müsse. „Und die Antwort ist klar: Es fehlt Flexibilität“.

In einem Basisszenario geht die Analyse für das Jahr 2040 von einer installierten Solarkapazität von 293.000 MW und einer installierten Windkraftkapazität von 176.000 MW aus. Die dann installierte Batteriespeicherkapazität schätzt Flores auf 164.000 MW. Durch den Kohleausstieg fallen 20.000 MW Erzeugungskapazität weg, während die Kapazität der Gaskraftwerke um geplante 10.000 MW steigen soll. Demgegenüber stehe dann ein um geschätzte 177 Milliarden kWh gesteigener Stromverbrauch von 637 Milliarden kWh.

110 Prozent Bedarfsdeckung

In diesem Szenario könnte im Jahr 2040 rechnerisch der Strombedarf zu 91 Prozent durch die Erneuerbaren gedeckt werden, referierte Flores. Lege man ein etwas ambitionierteres Szenario zugrunde, in dem der Wind- und Solarzubau 10 Prozent höher liege und zusätzlich 10 Prozent mehr Batteriespeichersysteme als bislang geplant zugebaut werden – der aus erneuerbaren Energien gewonnene Strom also effizienter genutzt werden könne –, seien 96 Prozent möglich. Liege der Zubau der Batteriespeichersysteme sogar 150 Prozent höher und setze man sich das noch ambitioniertere Erneuerbaren-Zubauziel von 15 Prozent, könnten rechnerisch sogar bis zu 110 Prozent möglich werden.

Auf die Strompreise hätte das deutliche Auswirkungen: Sie könnten um bis zu 26 Prozent im Vergleich zu heute sinken. Allerdings sänke auch der Erlös von PV- und Windkraftanlagen, was teilweise aber durch die Erlöse der Batteriespeichersysteme ausgeglichen werden könne.

Die Stromerzeugung mittels Gaskraftwerken, resümiert Flores, bleibe allerdings in allen Szenarien erhalten: Während die Stromspeicher die direkte Integration des Stroms aus erneuerbaren Energien ins Netz und die Profitabilität der PV- und Windkraftanlagen ermöglichen, seien Gaskraftwerke weiterhin zur Sicherung der Stabilität und Versorgungssicherheit notwendig. Erneuerbare und Batteriespeicher könnten in diesem System auch von Preisspitzen durch den Einsatz der Gaskraftwerke profitieren.

Die Lösung für das Energiesystem der Zukunft, schloss Flores, liege nicht im Entweder-Oder. Sondern in einer Kombination aller Flexibilitätsoptionen. // VON KATIA MEYER-TIEN

[^ Zum Inhalt](#)

Reiches Netzpaket löst breite Kritik aus



Quelle: Shutterstock / nitpicker

POLITIK. Verbände und Unternehmen kritisieren einen durchgesickerten Entwurf des BMWE zum Netzanschlussrecht. Sie verlangen mehr Konsultationszeit und warnen vor Investitionsrisiken.

Der durchgesickerte Referentenentwurf eines „Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts zur Synchronisierung des Anlagenzubaues mit dem Netzausbau sowie zur Verbesserung des Netzanschlussverfahrens“ stößt in der Energiewirtschaft auf ein geteiltes Echo. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWE) will mit dem sogenannten Netzpaket den Ausbau von Wind- und Solaranlagen stärker mit dem Netzausbau verzahnen und Verfahren für Netzanschlüsse neu regeln.

Politisch sorgt das Vorhaben ebenfalls für Widerspruch. Hamburgs Umweltsenatorin Katharina Fegebank (Grüne) kritisiert die Pläne von Bundeswirtschaftsministerin Katherina Reiche (CDU). Ein Ausbremsen von Wind- und Solarenergie halte Strompreise hoch und verhindere Investitionen, erklärte Fegebank. Netzengpässe ließen sich nur durch konsequenten Infrastrukturausbau beheben.

Energieverbände fordern längere Fristen

Ingbert Liebing, Hauptgeschäftsführer des Verbands kommunaler Unternehmen (VKU), bezeichnet ein Netzanschlusspaket als „längst überfällig“. Laut VKU steigt die Zahl der Anschlussanfragen für Speicher, Erneuerbare-Energien-Anlagen und die Elektrifizierung der Industrie deutlich. Es brauche klare und rechtssichere Regeln, um Netzanschlüsse und Leistungserhöhungen priorisieren zu können.

Der VKU begrüßt demnach, dass Anschlussanträge verbindlicher werden und ungenutzte Kapazitäten wieder freigegeben werden sollen. Positiv bewertet der Verband auch, dass der Entwurf sogenannte netzneutrale Batteriespeicher in „Co-Location“ zu bestehenden Anlagen erleichtern will. Diese könnten Netzkapazitäten effizienter nutzen und Engpässe reduzieren. Kritisch sieht der VKU zusätzliche Pflichten für Netzbetreiber, etwa eine vollständig digitale Antragsbearbeitung oder Online-Tools zur Netzanschlusssauskunft.

Hier komme es auf ein angemessenes Verhältnis von Aufwand und Nutzen sowie ausreichende Umsetzungsfristen an. Baukostenzuschüsse zur Refinanzierung von Netzkosten hält der Verband grundsätzlich für einen konsistenten Ansatz. Eine Einbeziehung von Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen

(KWK) bewertet der VKU jedoch als systemisch nicht sinnvoll. Für die Gesetzgebung fordert Liebing ausreichende Zeit für Stellungnahmen, um Praxiserfahrungen der Kommunen und Netzbetreiber zu berücksichtigen.

Kritik an Redispatch-Vorbehalt

Ähnlich argumentiert der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW). Die Vorsitzende der BDEW-Hauptgeschäftsführung Kerstin Andreae betont, die Branche benötige ausreichend Konsultationszeit, wie es die Bundesregierung im Koalitionsvertrag zugesagt habe. Wirtschaftliche Planbarkeit müsse sowohl für Erzeuger als auch für Netzbetreiber gewährleistet bleiben. Komplexität und administrativer Aufwand sollten gering bleiben, zugleich müssten Preissignale für systemeffiziente Standortentscheidungen wirken.

Der BDEW unterstützt laut Andreae regional differenzierte Baukostenzuschüsse und mehr Transparenz über Netzsituationen, etwa durch digitale Plattformen. Inhalte, Form und Fristen des Entwurfs gingen jedoch insgesamt zu weit. Kritisch bewertet der Verband insbesondere einen Redispatch-Vorbehalt. In kapazitätslimitierten Leitungsabschnitten sollen laut Ministeriumsentwurf ab einem Redispatch-Volumen von drei Prozent für bis zu zehn Jahre keine Redispatch-Ausgleichszahlungen erfolgen. „Das gefährdet die Planungssicherheit von Investitionen, vor allem bei standortgebundenen Technologien wie Wind an Land“, sagte Andreae.

Erneuerbaren Ausbau in Gefahr

Der Bundesverband Erneuerbare Energie (BEE) geht noch weiter. Präsidentin Ursula Heinen-Esser warnt, der Entwurf könne den Fortschritt der Energiewende gefährden. Wer den Einspeise- und Anschlussvorrang einschränke, greife die Grundsystematik des Erneuerbare-Energien-Gesetzes an und schwäche Investitionssicherheit. Ohne bundeseinheitliche Vorgaben drohten zahlreiche unterschiedliche Verfahren bei den Verteilnetzbetreibern, was Transparenz und Planbarkeit beeinträchtige.

Auch den vorgesehenen Redispatch-Vorbehalt sieht der BEE kritisch. Laut Heinen-Esser würden Finanzierungen dadurch erschwert. Der gewählte Schwellenwert sei zudem nicht hinreichend begründet. Positiv bewertet der Verband Ansätze zu Co-Location-Speichern und mehr Transparenz, fordert jedoch stärkere Anreize für einen beschleunigten Netzausbau.

Das Hamburger Unternehmen Einkomma fünf Grad, das bundesweit Photovoltaik-, Speicher- und Wärmepumpensysteme vertreibt, warnt vor zusätzlichen Baukostenzuschüssen für bestehende Netzanlüsse. Der Entwurf impliziere, dass auch bei bereits vorhandenen Anschlüssen neue Gebühren für zusätzliche PV-Anlagen anfallen könnten.

Für eine Anlage mit 10 kW Leistung könne dies nach Unternehmensangaben rund 1000 Euro betragen. CEO Philipp Schröder sieht darin ein Risiko für dezentrale Investitionen und Arbeitsplätze.

// VON SUSANNE HARMSSEN

[^ Zum Inhalt](#)

Politik soll Investitionsrisiken senken



Auf der E-world wurde die Studie vorgestellt

E-WORLD 2026. Der BDEW hat mit Capgemini auf der E-world in Essen eine Studie zu Investitionsrisiken beim Wasserstoffhochlauf vorgestellt und politische Maßnahmen gegen seine Hemmnisse gefordert.

Das Interesse der Unternehmen an Wasserstoff ist weiterhin groß, allerdings hemmen regulatorische, wirtschaftliche und infrastrukturelle Risiken die nötigen Investitionen. Das ist das Fazit einer Studie, die der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) auf der E-world vorstellte. Partner der Studie sind die Unternehmensberatung Capgemini und das Oldenburger Unternehmen EWE.

Kirsten Westphal, Mitglied der BDEW-Hauptgeschäftsführung, begründet vor Pressevertretern in Essen die Studie mit dem anhaltenden Klärungsbedarf in Politik und Branche. „Wir haben die Studie gemacht, weil wir so oft gefragt werden, ob die Instrumente ausreichen, die jetzt in den Wasserstoffhochlauf gehen. Man muss ganz deutlich sagen: Man muss wirklich tief in den Werkzeugkasten greifen.“ Entlang der gesamten Wertschöpfungskette brauche es Anreize, einen verlässlichen ordnungspolitischen Rahmen und Instrumente zur Schließung von Preisdifferenzen.

Zugleich zeige die Befragung von Energie- und Industrieunternehmen ein einheitliches Bild. „Die Haupte Erkenntnis ist, dass alle Unternehmen sehr ähnlich argumentieren: Die Risiken sind in dieser Initialphase, in der noch kein Markt besteht, sehr hoch“, so Westphal. Deshalb müsse über staatliche Garantien und Ausfallgarantien nachgedacht werden. Förderung solle jedoch auf die Aufbauphase begrenzt bleiben. Entscheidend sei, Wasserstoff als zentralen Baustein für ein modernes Energiesystem und für industrielle Kunden zügig in den Markt zu bringen.

Die Autoren der Studie kommen zu dem Ergebnis, dass Einzelmaßnahmen nicht ausreichen, um Investitionen auszulösen oder belastbare finale Investitionsentscheidungen (Final Investment Decisions, FID) zu ermöglichen. Erst ein abgestimmtes Maßnahmenpaket könne zentrale Risiken senken und so den Aufbau eines bislang nicht existierenden Marktes unterstützen. Die vorgeschlagenen Instrumente seien ausdrücklich als zeitlich befristete Maßnahmen für die Hochlaufphase konzipiert und nicht als dauerhafte Marktmechanismen.

Zu enge Definition für grünen Wasserstoff

Als zentrale Stellschraube nennt die Studie die Anforderungen des Delegierten Rechtsakts zu Renewable Fuels of Non-Biological Origin (RFNBO), der die Kriterien für erneuerbaren Wasserstoff festlegt. Die derzeitigen Vorgaben führten zu hohen Kosten und erschwerten Investitionen. So sei es aus Sicht der Autoren nicht zielführend, zwingend neue Windparks errichten zu müssen, um Wasserstoff als erneuerbar anerkennen zu lassen. Systemisch sinnvoller sei es, Synergien im bestehenden Energiesystem zu nutzen, statt exklusive Erzeugungsanlagen allein für die Wasserstoffproduktion aufzubauen.

Darüber hinaus empfehlen BDEW und Capgemini staatliche Contracts-for-Difference (CfD) während der Hochlaufphase. Diese Differenzverträge könnten die Kostenlücke zwischen erneuerbarem beziehungsweise kohlenstoffarmem Wasserstoff und fossilen Alternativen schließen. Um die Belastung für den Staatshaushalt zu begrenzen, schlagen die Autoren zusätzliche staatliche Garantien vor. Flankierend brauche es verbindliche Leitmärkte, um eine verlässliche Nachfrage zu schaffen und Investitionssicherheit zu erhöhen.

Vollständige Wertschöpfungsketten nötig

Torben Schuster, Head of Energy Transition & Utilities bei Capgemini Invent, verwies auf der E-world auf die vorhandene Investitionsbereitschaft in Deutschland. Es fehle jedoch an Planbarkeit und regulatorischer Stabilität. Die Studie ordne die identifizierten Risiken ihren jeweiligen Treibern zu und analysiere, welche Faktoren Marktakteure tatsächlich beeinflussen könnten. Viele Projekte erreichten keine finale Investitionsentscheidung, weil die kumulierten Unsicherheiten die Risikotragfähigkeit der Unternehmen überstiegen. Den größten Handlungsbedarf sieht Schuster bei Finanzierung, Abnahmevereinbarungen und verlässlicher Regulierung.

Auch aus Unternehmenssicht bestätigt die Analyse nach Angaben der Beteiligten die bestehenden Hemmnisse. Geert Tjarks, Geschäftsführer der EWE Hydrogen, erklärte, der Hochlauf scheitere nicht an fehlender Technologie oder mangelndem Interesse, sondern an hohen Risiken und unzureichender wirtschaftlicher Absicherung entlang der gesamten Kette.

EWE investiere bereits in integrierte Wasserstoffprojekte, dies sei in der frühen Phase jedoch nur mit gezielter Förderung von Bund und Ländern möglich. Für einen breiten und nachhaltigen Markthochlauf brauche es daher Instrumente, die perspektivisch Investitionen auch ohne projektbezogene Einzelförderung ermöglichen, so Tjarks. Er wirkte als Praxisvertreter an der Studie mit.

Die **Studienergebnisse zum Wasserstoffhochlauf** stehen im Internet bereit.

// VON STEFAN SAGMEISTER UND SUSANNE HARMSSEN

[^ Zum Inhalt](#)

Branche fordert Kraftwerksstrategie mit KWK



Barbara Minderjahn (B.KWK), Ralf Köpke (LEE NRW), Frank Grewe (2G Energy) und Christian Vossler (LEE NRW). Quelle: Katia Meyer-Tien

E-WORLD 2026. Die Kraftwerksstrategie - beziehungsweise das Warten auf deren Ausschreibungsdesign - beschäftigt auf der E-world 2026 auch die KWK-Branche.

Barbara Minderjahn, Hauptgeschäftsführerin des Bundesverbands Kraft-Wärme-Kopplung (B.KWK), hat große Erwartungen an die ausstehende Ausschreibung der in der Kraftwerksstrategie vorgesehenen Gaskraftwerke. „Die Zielsetzung muss sein, dass wir nicht Energieverschwendung, sondern eine effiziente Energienutzung betreiben“, sagte sie beim gemeinsamen Pressegespräch von B.KWK und dem LEE NRW auf der E-world. „Ein entscheidender Faktor dafür ist, dass die Ausschreibungen auch die kleineren Kraftwerksklassen zulassen.“

Mit kleineren Kraftwerksklassen sind in diesem Fall KWK-Anlagen gemeint. „Alles andere macht energiepolitisch für die Zukunft keinen Sinn“. KWK produziere nicht nur Strom, sondern auch Wärme, die in anderen Kraftwerken nicht genutzt wird. Selbst wenn man für den Bau der Anlagen die gleichen Größen wie für Gaskraftwerke ansetzen würde, hätte man also einen Effizienzgewinn. Der Vorteil der KWK sei aber, dass sie dezentral aufgestellt werden und auch kleinere Knotenpunkte im Netz adressieren und versorgen kann. Und zwar im Zusammenspiel mit den Erneuerbaren, immer dann, wenn die Erneuerbaren nicht liefern können.

Wie vorteilhaft sich diese Dezentralität auf die Resilienz auswirke, sei derzeit in der Ukraine zu beobachten, wo sich KWK schnell überall dort einsetzen lasse, wo Strom und Wärme fehlten. Ebenso gut sei KWK aber auch auf der grünen Wiese zur Versorgung eines Rechenzentrums ohne Stromanschluss einsetzbar: „Klein, mittel, groß: KWK liefert, was gerade gebraucht wird“.

Keine neuen Abhängigkeiten schaffen

Darüber hinaus lassen sich KWK-Anlagen an die individuellen Bedürfnisse anpassen. „Wir haben mehr Ingenieure im kundenindividuellen Einsatz als in der Entwicklung“, sagte Frank Grewe, Vorstandsmitglied der 2G Energy AG. Auch seien die Anlagen seiner Firma nicht nur H2-ready, sondern sogar schon in mehreren Fällen im Einsatz mit Wasserstoff. Und auch im Hinblick auf die Netzentwicklung könne die Einbeziehung von KWK-Anlagen in die Planungen Teil der Lösung sein: „Weil wir den Netzausbau bis in die

unterste Ebene nicht in der Intensität brauchen, wenn wir lokal Kraftwerkskapazitäten aufbauen“, sagte der für Forschung und Entwicklung verantwortliche Vorstand des BHKW-Herstellers.

„Man kann die Energieversorgung nachhaltig gestalten, aber dafür muss man das System zusammendenken und Synergien nutzen“, referierte Christian Vossler, Geschäftsführer des LEE NRW. Es gebe bessere Alternativen, als neue Gasturbinen zu bauen: „Sonst wird nur der Weg in eine neue fossile Abhängigkeit geschaffen. Und je mehr wir wieder in diese Richtung gehen, desto schwieriger wird es, rechts und links von diesem Weg zu schauen, welche Rolle beispielsweise KWK oder Stromspeicher spielen können.“ // VON KATIA MEYER-TIEN

[^ Zum Inhalt](#)

Schlechte Kommunikation schadet der Energiewende



Quelle: BMW Foundation

STUDIEN. Die BMW Foundation hat vor der Münchner Sicherheitskonferenz eine neue Bevölkerungsumfrage zur Energiewende vorgestellt. Die Studie zeigt wachsende Zweifel am Kurs der Politik.

Die BMW Foundation Herbert Quandt hat am 11. Februar 2026 zentrale Ergebnisse ihres „Energiewende Zukunftsmonitors 2026“ präsentiert. Anlass ist die Eröffnung des „Energy Security Hub“ auf der Münchner Sicherheitskonferenz (MSC), deren Partner die Stiftung ist. Ziel der Studie des Allensbach-Instituts ist es, Einstellungen der deutschen Bevölkerung zur Energiewende und deren Entwicklung im Jahresverlauf 2025 zu erfassen.

Die aktuelle Untersuchung basiert auf 1.029 mündlich-persönlichen Interviews mit einem repräsentativen Querschnitt der Bevölkerung ab 16 Jahren. Die Befragung fand Ende 2025 statt. Ein Großteil der Fragen entspricht denen einer Vorgängerstudie aus Januar 2025, um Veränderungen im Meinungsbild sichtbar zu machen.

Wirtschaftssorgen drängen Klimaschutz zurück

Nach Angaben des Instituts für Demoskopie Allensbach nimmt die Sorge um die Folgen des Klimawandels in der Bevölkerung weiter ab. Aktuell geben 33 Prozent der Befragten an, sich große Sorgen über die Erderwärmung zu machen. 40 Prozent äußern begrenzte Sorgen, 21 Prozent keine Sorgen. Besonders ausgeprägt sind Sorgen bei jüngeren Menschen, Frauen, höheren sozialen Schichten und Anhängern der Partei Bündnis 90/Die Grünen.

Der langfristige Trend zeigt laut Allensbach, dass der Anteil stark Besorgter zwischen 2010 und 2019 deutlich gestiegen war, seit 2022 jedoch kontinuierlich sinkt. Das Institut führt diese Entwicklung auf das Zusammenspiel mehrerer Krisen zurück, darunter wirtschaftliche Unsicherheiten, der Krieg in der Ukraine sowie eine insgesamt pessimistischere Zukunftseinschätzung.

Parallel dazu verändert sich die Bewertung der klimapolitischen Maßnahmen. Erstmals liegt der Anteil derjenigen, die die Klimaschutzanstrengungen in Deutschland für überzogen halten, mit 30 Prozent gleichauf mit dem derjenigen, die mehr Maßnahmen fordern.

Politisches Engagement ungenügend

Auch die Rolle der Akteure bei der Energiewende wird kritischer gesehen. Laut Studie schreiben nur noch 41 Prozent der Bevölkerung der Politik ein starkes oder sehr starkes Engagement für die Energiewende zu.

Vor einem Jahr lag dieser Wert noch bei 55 Prozent. Die Wirtschaft schneidet noch schlechter ab: Nur 25 Prozent sehen dort ein starkes Engagement. Lediglich der Wissenschaft bescheinigt eine Mehrheit ein hohes Engagement.

Gleichzeitig zeigt die Befragung, dass die Bevölkerung klare Vorstellungen über mögliche Wege der Energiewende hat. Jeweils 61 Prozent halten den Ausbau von Biogas und Biomasse sowie den Ausbau der Stromnetze für sinnvoll. 60 Prozent sprechen sich für finanzielle Unterstützung erneuerbarer Energien aus, 54 Prozent für eine stärkere Nutzung von Erdwärme.

Ambivalent fällt die Haltung zu neuen Gaskraftwerken aus. 37 Prozent halten deren Bau für notwendig, 26 Prozent lehnen ihn ab, ebenso viele sind unentschieden. Laut Institut für Demoskopie Allensbach deutet der hohe Anteil Unentschiedener auf einen geringen Informationsstand zu diesem Thema hin.

Angst vor Kosten dominiert

Insgesamt verbinden mehr Menschen die Energiewende mit Risiken als mit Chancen. 37 Prozent sehen überwiegend Risiken, 28 Prozent überwiegend Chancen. Besonders kritisch äußern sich ältere Menschen, sozial schwächere Gruppen sowie Anhänger von AfD und FDP. Jüngere Befragte und höhere soziale Schichten bewerten die Energiewende häufiger als Chance.

Als größte Risiken gelten laut Studie steigende Kosten. 77 Prozent erwarten starke Belastungen für private Haushalte und ebenso viele für die Wirtschaft. Gleichzeitig plädiert eine deutliche Mehrheit dafür, die wirtschaftliche Entwicklung gegenüber dem Klimaschutz zu priorisieren, falls beide Ziele nicht vereinbar erscheinen.



Skepsis gegenüber der Energiewende bleibt hoch
(zum Vergrößern bitte auf die Grafik klicken)
Quelle: Institut für Demoskopie Allensbach

Zunehmenden Widerstand registriert die Studie auch gegenüber konkreten politischen Vorgaben. Mehr als die Hälfte der Befragten hält verpflichtende Heizungstausche für inakzeptabel. Auch der Bau von Windrädern oder Stromtrassen in Wohnnähe stößt auf wachsende Ablehnung.

Bessere Kommunikation notwendig

Trotz klarer Meinungen zu vielen Aspekten fühlt sich die Mehrheit der Bevölkerung laut Allensbach nicht ausreichend informiert. Nur 34 Prozent geben an, sich gut oder sehr gut über Ziele und Fortschritte der Energiewende informiert zu fühlen.

Vor diesem Hintergrund betonte Heba Aguib, Vorstandsmitglied der BMW Foundation, dass „eine der zentralen Herausforderungen für die Politik darin liege, Ziele und Wege der Energiewende verständlicher zu kommunizieren“. Michael Sommer vom Institut für Demoskopie Allensbach warnte davor, dass mangelnde Planungssicherheit und unklare Kostenverteilungen das Vertrauen weiter belasten könnten.

// VON SUSANNE HARMSSEN

[^ Zum Inhalt](#)

Von der Leyen: Mehr Geld aus Klimazertifikaten für Industrie



Quelle: Pixabay / NakNakNak

POLITIK. Spitzenpolitiker und Manager treffen sich, um die schwierige Lage der europäischen Industrie zu besprechen. Die Chefin der EU-Kommission stellt dabei Forderungen an EU-Mitgliedsländer.

EU-Kommissionspräsidentin Ursula von der Leyen dringt darauf, dass mehr Einnahmen aus Klimazertifikaten in die Industrie zurückfließen. Die Mitgliedstaaten investierten weniger als fünf Prozent der Einnahmen in die Vermeidung von CO₂-Emissionen in der Industrie, sagte sie bei einem Treffen von europäischen Industrievertretern und Politikern im belgischen Antwerpen mit etwa 500 Teilnehmenden.

Die Einnahmen kommen aus dem Emissionshandelssystem (ETS), das 2005 eingerichtet wurde, um Treibhausgasemissionen einzusparen. Dies gilt bisher für die Industrie und den Energiesektor: Bestimmte Unternehmen müssen Zertifikate für den Ausstoß klimaschädlicher Gase wie Kohlendioxid (CO₂) vorweisen und können nach Bedarf auch damit handeln. Das soll als Anreiz dienen, um Treibhausgase einzusparen.

„Auf europäischer Ebene wurden 100 Prozent dieser Einnahmen wieder in industrielle Innovation reinvestiert“, betonte von der Leyen. Ein Beispiel dafür sei die mit 100 Milliarden Euro ausgestattete Bank für industrielle Dekarbonisierung. Über dieses Instrument sollen finanzielle Mittel bereitgestellt werden für Projekte, die Industrie und Wirtschaft klimafreundlich machen. Unter anderem wird das Instrument aus Einnahmen des ETS finanziert.

Die Mittel stammten aus der Industrie und sollten auch dort reinvestiert werden, sagte von der Leyen. Dies werde ein zentraler Schwerpunkt der anstehenden ETS-Reform im Sommer sein.

Von der Leyen: Mehr Zuschläge für „Made in Europe“

Zudem zeigte sich die deutsche Politikerin in ihrer Rede erneut offen für einen französischen Vorschlag, bei öffentlichen Investitionen verpflichtende Quoten für europäische Produkte einzuführen. Das öffentliche Beschaffungswesen sei ein mächtiger Hebel für die Industrie. Zu oft müssten öffentliche Auftraggeber subventionierte ausländische Produkte statt der europäischen Alternativen kaufen. Die EU-Kommission werde spezifische EU-Quoten für strategische Sektoren einführen, sagte von der Leyen im Hinblick auf einen Gesetzesvorschlag der noch in diesem Monat kommen soll.

Auch in einem Brief an die 27 Staats- und Regierungschefs vor dem EU-Gipfel am Donnerstag hatte von der Leyen das Thema aufgegriffen und es gleichzeitig an Bedingungen geknüpft. Eine bevorzugte Behandlung europäischer Firmen müsse mit den industriellen Prioritäten in Einklang stehen und auf einer soliden wirtschaftlichen Analyse beruhen. // VON DPA

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

HANDEL & MARKT



Quelle: Fotolia / Jürgen Fälchle

Geringere Förderauszahlungen als fast im ganzen Jahr 2025

REGENERATIVE. Inmitten hoher Marktwerte geförderten Ökostroms haben die Netzbetreiber im Januar weniger an Erneuerbare-Anlagen-Betreiber auszahlen müssen als im Großteil des Jahres 2025.

Hohe Erlöse pro kWh und relativ geringe Solarstrom-Einspeisung dürften im Januar 2026 das treuhänderische EEG-Konto der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) geschont haben. Laut den am 6. Februar aktualisierten Transparenzzahlen der ÜNB lag der Marktwert von Solarstrom im Januar sogar wieder oberhalb des Day-ahead-Graustrom-Durchschnitts, nämlich bei 11,019 Cent/kWh, während Grünstrom und Graustrom zusammen zeitgleich in den Day-ahead-Auktionen der Börse Epex Spot mit durchschnittlich 11,009 Cent/kWh unter den Hammer gingen.

Geförderten Windstrom von der See (offshore) bekamen die ÜNB im Januar immerhin noch für 10,519 Cent/kWh an den Käufer. Windstrom vom Land (onshore) ging mit 9,536 Cent/kWh weg.

Die Monatsmarktwerte sind der Referenzpunkt für die eventuelle Differenz zu der anlagenspezifischen garantierten Einspeisevergütung („Anzulegender Wert“). Diese Differenz wird an den Betreiber ausbezahlt, wenn der AW höher ist. Verhält es sich umgekehrt, behalten die ÜNB die Differenz treuhänderisch ein, um andere Anlagenbetreiber auszubezahlen. Das System ist bei Weitem nicht kostendeckend; im Gesamtjahr 2025 beliefen sich die marktlichen Einnahmen ohne Bundeszuschüsse nur auf knapp 20 Prozent der Ausgaben - und auch das war eine Erholung gegenüber 2024 (wir berichteten).

Kostenrucksack drückt

Der geringe Kostendeckungsgrad ist vor allem auf den sogenannten Kostenrucksack hoher gesetzlicher Fördersätze von bis zu 50 Cent/kWh (500 Euro/MWh) für alte private PV-Anlagen zurückzuführen. Für die Einspeisevergütung gibt es eine Garantie des Bundes auf gut 20 Betriebsjahre, die erst nach und nach ausläuft.

Die Betreiber bekommen ihre Förderung zudem auch bei negativen Preisen, was den Zuschussbedarf weiter erhöht – dies ist erst bei Neuinstallationen seit Februar 2025 abgeschafft.

Außerdem sind die Monatsmarktwerte ein üblicher Preis, den Direktvermarkter an Anlagenbetreiber als Redispatch-Entschädigung zahlen. Sind die Monatsmarktwerte höher, schonen sie also das EEG-Konto und damit indirekt den Bundesetat.

Im Gesamtjahr 2025, das natürlich auch den teuren Sommer enthält, sahen die Werte wesentlich niedriger aus als im Januar 2026: Während der Day-ahead-Preis im Mittel bei 8,932 Cent/kWh landete, war Offshore-Windstrom 8,059 Cent wert, Wind vom Land 7,441 Cent und PV-Strom nur 4,508 Cent.

Gegenüber dem saisonal besser vergleichbaren Vorjahresmonat Januar 2025 sehen die aktuellen Marktwerte ebenfalls weitgehend besser aus. Damals war Offshore-Windstrom nur mit 9,7 Cent bewertet worden, Onshore-Windstrom mit 8,5 Cent. Nur der Solarstrom überflügelte mit 11,5 Cent das aktuelle Ergebnis.

Im Januar 2026 gab es auch wieder Vier-Stunden-Abschnitte mit durchgehend negativen Preisen. Je nach Inbetriebnahmejahr fällt dann für jüngere Erneuerbaren-Anlagen die Subvention auf den gleichzeitig eingespeisten Strom weg.

So sieht es mit EEG-Kontostand aus

Die Netzbetreiber mussten im Januar 2026 weniger ausbezahlen als in den Monaten zurück bis zum März 2025, in denen zumeist Milliardenbeträge fällig waren. Diesmal waren es 794 Millionen Euro, im Februar 2025 waren es 754 Millionen Euro gewesen. Die Markteinnahmen aus dem Ökostrom beliefen sich aktuell nur auf 163 Millionen Euro.

Der Bund schoss im Januar 291 Millionen Euro zu. Das hätte er nicht müssen: Der Monatssaldo des EEG-Kontos war zwar mit 359 Millionen Euro negativ, aber am Monatsende lagen immer noch 1,18 Milliarden Euro Guthaben auf dem Treuhandkonto – als totes Kapital und Risikopuffer zugleich.

Die EEG-Kontoabrechnungen von Anfang 2011 bis Januar 2026 stehen monats-scharf **auf der Transparenzseite der ÜNB** zur Verfügung // **VON GEORG EBLE**

[^ Zum Inhalt](#)

Erneuerbare holen auf, aber die Lücke bleibt groß



Quelle: Shutterstock / PopTika

ENERGIEWENDE. Der Ausbau der erneuerbaren Energien gewinnt an Dynamik, doch das Tempo reicht nicht zum Erreichen der Klimaziele. Vor allem Wärme und Verkehr bremsen, moniert das DIW.

Der Ausbau von Photovoltaik und Windkraft legt zu, dennoch verfehlt Deutschland weiterhin den notwendigen Zielpfad bis 2030. Dieses Resümee zieht das Deutsche Institut für Wirtschaftsforschung (DIW Berlin), ein wirtschaftswissenschaftliches Forschungsinstitut mit Sitz in Berlin, in seinem Energiewende-Monitor für das zweite Halbjahr 2025. Studienautor Wolf-Peter Schill erklärt: „Bei der Energiewende sehen wir derzeit Fortschritte in vielen Bereichen, aber insgesamt noch nicht das Tempo, das für Klimaschutz und Energiesouveränität wünschenswert wäre.“ Schill leitet am DIW den Forschungsbereich „Transformation der Energiewirtschaft“.

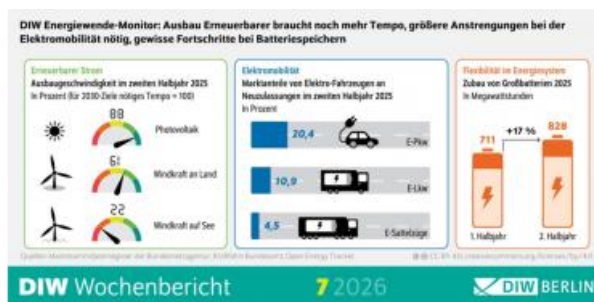
Ein Blick auf die installierte Leistung verdeutlicht die Dimension. Ende 2025 erreichte die Photovoltaik 117.000 von 215.000 MW, die das Erneuerbare-Energien-Gesetz für 2030 vorsieht. Damit liegt gut die Hälfte des Zielwertes vor.

Die Windkraft an Land kommt auf knapp 60 Prozent des angestrebten Niveaus. Deutlich größer fällt der Rückstand bei der Windkraft auf See aus.

Auch beim aktuellen Ausbautempo bleibt laut dem DIW Abstand zum Zielpfad. Das Forschungsinstitut definiert den für das Erreichen der 2030-Ziele notwendigen Ausbaupfad mit einem Indexwert von 100. Die Photovoltaik erreicht im zweiten Halbjahr 2025 einen Indexwert von 88 und damit 88 Prozent des erforderlichen Tempos. Die Windkraft an Land kommt auf einen Indexwert von 61, die Offshore-Windenergie lediglich auf 22. Damit nähert sich die Photovoltaik dem Zielpfad am stärksten an, während Offshore weiterhin deutlich zurückliegt.

Wärme und Verkehr bremsen

Neben der Stromerzeugung untersucht der Monitor die Sektorenkopplung. Hier erkennt das DIW zwar Fortschritte, sieht jedoch weiterhin erheblichen Nachholbedarf. Wärmepumpen erreichten im zweiten Halbjahr 2025 einen Anteil von 48 Prozent an den neu installierten Heizungen. Schill betont mit Blick auf das Ziel der Klimaneutralität 2045: „Wir brauchen insbesondere bei Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen eine deutlich stärkere Beschleunigung.“



Die Energiewende braucht noch mehr Tempo, vor allem im Bereich der Elektromobilität (zum Vergrößern bitte auf die Grafik klicken)
Quelle: DIW Berlin

Im Verkehrssektor zeigt der Monitorbericht des DIW ein ähnliches Bild. Batterieelektrische Pkw erreichten im zweiten Halbjahr 2025 einen Anteil von 20,4 Prozent an den Neuzulassungen. Bei elektrischen Lastkraftwagen lag der Anteil bei 10,9 Prozent, bei elektrischen Sattelzügen bei 4,5 Prozent. Trotz des Aufwärtstrends ist damit die Mehrheit der neu zugelassenen Fahrzeuge weiterhin fossil betrieben.

Schill warnt vor widersprüchlichen politischen Signalen. „Wenn der Ausbau der Erneuerbaren gebremst wird, droht ein unguter Kreislauf“, sagt er. Die Stromnachfrage steige derzeit langsamer als erwartet, unter anderem wegen des verhaltenen Hochlaufs von Elektromobilität und Wärmepumpen. Ein verzögerter Ausbau könnte jedoch später zu Engpässen führen, sobald die Nachfrage anzieht, so der Studienautor.

Batteriespeicher legen zu

Bei der Flexibilität im Stromsystem registriert das DIW ebenfalls Veränderungen. So sei die Anzahl der Stunden mit negativen Großhandelspreisen im zweiten Halbjahr 2025 deutlich zurückgegangen. Diese Entwicklung werten die Berliner Wissenschaftler als Hinweis darauf, dass Angebot und Nachfrage besser zusammenfinden.

Zugleich wachse der Markt für Großbatterien. Wie das DIW mitteilt, stieg der Zubau von 711.000 kWh im ersten Halbjahr 2025 auf 828.000 kWh im zweiten Halbjahr. Das entspricht einem Plus von 17 Prozent. Damit gewinnen Speicher an Bedeutung für die Integration erneuerbarer Energien, auch wenn das DIW weitere Anstrengungen für notwendig hält.

Nach Einschätzung des Instituts bieten technologische Fortschritte, gesunkene Kosten und verbesserte Genehmigungsverfahren derzeit günstige Voraussetzungen. Schill argumentiert, eine beschleunigte Energiewende diene nicht nur dem Klimaschutz, sondern stärke auch Industrie und Energiesouveränität. Der Ersatz von Öl und Gas durch erneuerbaren Strom, Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen senke die Abhängigkeit von fossilen Energieimporten deutlich. Die Politik müsse diese Rahmenbedingungen konsequent nutzen und den eingeschlagenen Kurs fortsetzen.

Weitere Details zum [aktuellen Energiewende-Monitor 7/2026](#) stellt das DIW auf seiner Internetseite bereit.

// VON DAVINA SPOHN

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

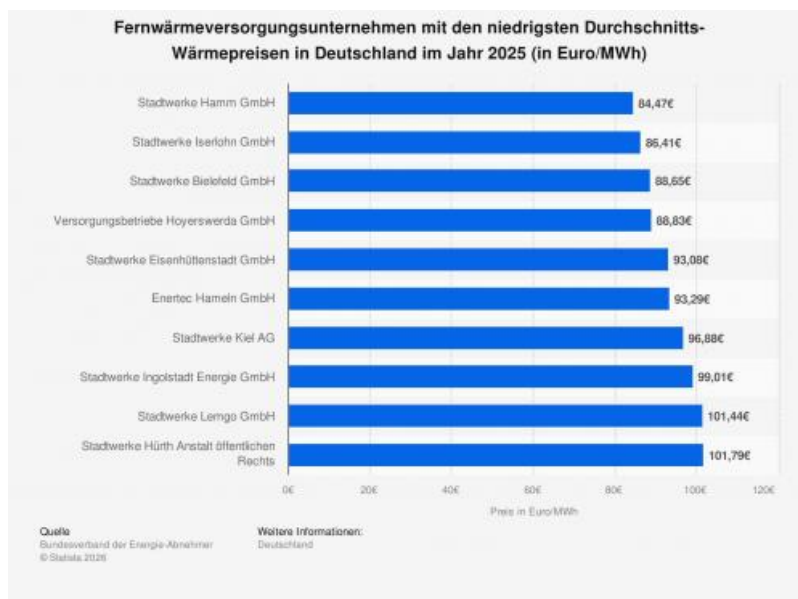
[^ Zum Inhalt](#)

Fernwärmeversorger mit den niedrigsten Durchschnitts-Wärmepreisen



Quelle: E&M / Pixabay

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



Zur Vollansicht auf die Grafik klicken

Quelle: Statista

Das preisgünstigste Fernwärmeunternehmen war im Februar 2025 die Stadtwerke Hamm GmbH mit einem Durchschnittspreis von 84,47 Euro pro Megawattstunde. Auf dem zweiten Platz folgten die Stadtwerke Iserlohn. // VON REDAKTION

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

⚙️ TECHNIK



Quelle: Shutterstock / Monkey Business Images

Vattenfall plant flexible Kundenlösungen

SMART METER. Vattenfall kooperiert mit der Energy Hub Alliance, um flexible Stromanwendungen in Haushalten digital zu vernetzen und Kunden eine marktnahe Verbrauchssteuerung zu ermöglichen.

Am 10. Februar schlossen Energy Hub Alliance (EHA) und der Energiekonzern Vattenfall eine strategische Partnerschaft. Die EHA ist eine europäische Plattforminitiative mit Sitz in den Niederlanden, die herstellerübergreifende Lösungen für intelligentes Energiemanagement entwickelt. Ziel der Zusammenarbeit sei es laut den Partnern, flexible Verbraucher in Privathaushalten stärker in den Strommarkt zu integrieren.

Laut Vattenfall soll die Anbindung an die Plattform der EHA perspektivisch ermöglichen, Geräte wie Wärmepumpen, Elektrofahrzeuge, Heimspeicher, Wallboxen oder Haushaltsgeräte gebündelt zu steuern. Kundinnen und Kunden sollen diese Anwendungen herstellerunabhängig mit ihrem jeweiligen Stromtarif verknüpfen können. Ein intelligentes Energiemanagementsystem soll dann automatisch erkennen, wann Strom etwa aufgrund hoher Einspeisung aus Wind- oder Solarenergie besonders günstig oder systemdienlich verfügbar ist.

Voraussetzung für solche Anwendungen ist ein intelligentes Messsystem - ein Smart Meter plus Kommunikationsmodul (Smart Meter Gateway). Der Smart Meter bildet die technische Grundlage, um Verbrauch und Erzeugung zeitlich präzise zu erfassen und steuerbar zu machen. Laut Vattenfall will das Unternehmen damit die Nutzung flexibler Stromtarife und die aktive Teilnahme von Haushalten am Energiemarkt erleichtern.

Erzeugung und Verbrauch synchronisieren

Hintergrund ist die wachsende Zahl dezentraler Erzeugungs- und Verbrauchseinheiten. Immer mehr Haushalte erzeugen Strom selbst, laden Elektrofahrzeuge zu Hause oder nutzen elektrische Wärmepumpen. Gleichzeitig schwankt die Einspeisung aus erneuerbaren Energien stärker als bei konventioneller Erzeugung. Flexibel reagierende Verbraucher können in diesem Umfeld Lastspitzen reduzieren und Angebotsschwankungen ausgleichen.

Nach Angaben der Partner soll die Kooperation dazu beitragen, Netze zu entlasten und erneuerbare Energien effizienter zu integrieren. Ein zeitlich angepasster Verbrauch könne dazu beitragen, Systemkosten zu senken und den Bedarf an Netzausbau zu begrenzen. Damit adressiert die Partnerschaft zentrale Herausforderungen der Energiewende.

Lösungen noch in der Entwicklung

Antonius Bronstering, Geschäftsführer der EHA, sieht in dem Einstieg von Vattenfall ein Signal für die industrieübergreifende Zusammenarbeit. „Der Beitritt unterstreicht den Allianzgedanken der Plattform“, erklärte Bronstering. Carsten Gerasch, leitender Produktmanager bei Vattenfall, betonte gemeinsam mit der EHA die Voraussetzungen dafür zu schaffen, dass Kundinnen und Kunden von der Energiewende profitieren und zugleich zur Stabilität des Stromsystems beitragen.

Vattenfall will die Plattform nach eigenen Angaben nicht nur für bestehende Produkte und Dienstleistungen nutzen, sondern sich auch an deren Weiterentwicklung beteiligen. Gemeinsam mit der EHA plant das Unternehmen, die Marktabdeckung in Europa auszubauen und weitere Anwendungsfälle für standardisiertes, interoperables Energiemanagement zu erschließen.

Ob und in welchem Umfang sich solche Lösungen im Massenmarkt durchsetzen, dürfte maßgeblich von der Verfügbarkeit intelligenter Messsysteme, regulatorischen Rahmenbedingungen und der Akzeptanz auf Kundenseite abhängen. // VON SUSANNE HARMSSEN

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG



Verbund

Direkt aus der Natur.
Direkt vermarktet.
Strom aus eigener Kraft.

[Mehr erfahren!](#)

Sherpa geht, GY kommt



Quelle: Stadtwerke Schwäbisch Hall /
Stephan Baraniecki

IT. Die Stadtwerke Schwäbisch Hall lösen ihre eigene IT-Lösung „SHERPA.klassik“ durch eine Cloud-Lösung der Wilken Software Group ab.

Die Stadtwerke Schwäbisch Hall setzen künftig nicht mehr auf das Abrechnungssystem für Dienstleistungskunden „SHERPA.klassik“, teilte der Versorger am 10. Februar mit. Die Eigenentwicklung wird abgelöst von cloud-basierter Lösungsplattform GY der Wilken Software Group. Der Vertragsabschluss erfolgte Anfang Februar und soll laut dem Versorger der Startpunkt für eine neue strategische Partnerschaft sein.

Mit der Umstellung reagieren die Stadtwerke Schwäbisch Hall laut eigener Aussage auf einen immer schnelleren Wandel in der IT-Landschaft. „Unsere Eigenentwicklung ist über viele Jahre hinweg entstanden. Mit ihr haben wir unsere Dienstleistung aufgebaut und uns am deutschen Energiemarkt etabliert“, erklärt Matthias Knödler, Bereichsleiter Energiewirtschaft bei den Stadtwerken Schwäbisch Hall. „Doch die Anforderungen am Markt verändern sich drastisch. Wir stoßen mit unserer Eigenentwicklung an Kapazitätsgrenzen.“ Daher habe sich der Versorger einen Partner gesucht – und diesen in Wilken gefunden.

Standardisierte, skalierbare Plattform

Ausschlaggebend für die Entscheidung zugunsten von GY des IT-Anbieters Wilken war die auf Standardisierung, Automatisierung und Skalierbarkeit ausgelegte Systemarchitektur, teilten die Stadtwerke Schwäbisch Hall weiter mit. Das System reduziere manuelle Eingriffe und steigere die Prozessqualität. Viele Funktionen, die bislang nur mit hohem Aufwand umgesetzt werden konnten, seien in GY zudem bereits integriert. Außerdem hofft der Versorger, neue regulatorische Anforderungen künftig schneller als bisher abbilden zu können.

Mit der Partnerschaft will sich der kommunale Versorger wieder verstärkt seinen Kernkompetenzen widmen: die zuverlässige und serviceorientierte Abwicklung energiewirtschaftlicher Prozesse für Dienstleistungskunden. „Gerade für Stadtwerke und Energieversorger mit Dienstleistungsmodellen zeigt dieses Projekt, wie sich ein hoher Funktionsumfang, Standardisierung und Zukunftsfähigkeit in einer modernen Branchenlösung mit kalkulierbarer Kostenstruktur verbinden lassen“, erklärt Tobias Mann, Chief Customer Officer (CCO) bei der Wilken Software Group. // VON HEIDI ROIDER

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

UNTERNEHMEN



Die neue Kältezentrale von Toyota. Quelle: Rheinenergie / Maurice Volmeyer

Full-Service-Contracting für effiziente Kälte

CONTRACTING. Das Entwicklungszentrum von Toyota in Köln-Marsdorf wird von einer neuen Kältezentrale versorgt. Sie wird von der Rheinenergie in einem Full-Service-Contracting-Modell betrieben.

Toyota Racing und der Energiedienstleister „RheinEnergie – next energy solutions“ haben am Standort Köln-Marsdorf eine neue Kältezentrale in Betrieb genommen, teilte Rheinenergie am 10. Februar mit. Die neue Anlage versorgt das Toyota-Entwicklungszentrum aber nicht nur mit Kälte, sondern auch mit Strom und Wärme. Rheinenergie übernimmt auch den Betrieb der Anlage via Contracting-Vertrag.

Auf dem 30.000 Quadratmeter großen Gelände des Entwicklungszentrums werden unter anderem die Fahrzeuge für die FIA Langstrecken-Weltmeisterschaft (WEC) und die Motoren für die FIA Rallye-Weltmeisterschaft (WRC) entwickelt und gebaut. Die Kältezentrale der Rheinenergie besteht aus zwei hocheffizienten Turbokompressoren, einem Blockheizkraftwerk sowie einem Absorber in einem eigens errichteten Gebäude. Sie befindet sich aktuell im Testbetrieb, so Rheinenergie.



Die Energiezentrale bei Toyota

Quelle: Rheinenergie / Maurice Volmeyer

Die Zentrale wird von der Rheinenergie in einem Full-Service-Contracting-Modell betrieben: Das umfasst alle Leistungen von der Beratung und Konzeption über die Finanzierung und den Bau bis hin zu Betrieb und Instandhaltung. „Solche Full-Service-Contracting-Partnerschaften sind für uns der Beweis, dass die Energiewende in der Industrie wirtschaftlich sinnvoll und technisch machbar ist“, erklärt Emil Issagholian, Leiter des Geschäftsbereichs Energiedienstleistungen und Fernwärme der Rheinenergie.

„Wir arbeiten seit vielen Jahren an einer klimaneutralen Zukunft des Motorsports – sei es durch Wasserstoffmotoren, synthetische Kraftstoffe oder Biokraftstoffe“, erklärt Peter Hesse, Director Business Operations von Toyota Racing. „Zusammen mit Rheinenergie – next energy solutions konnten wir dieses Bestreben auch auf unser Entwicklungszentrum in Köln ausweiten.“

Seit dem Jahr 2016 arbeiten die Rheinenergie und Toyota Racing im Rahmen einer Kälte- und Druckluftlieferung zusammen. Als Expertin für nachhaltige und innovative Energielösungen prüft und optimiert Rheinenergie fortwährend die bestehenden Anlagen. Durch das neue Energiekonzept, das der Versorger im Rahmen von Effizienzuntersuchungen gemeinsam mit Toyota entwickelt hat, wird die Kälte am Standort in einer Zentrale statt in vielen dezentralen Anlagen erzeugt. // VON HEIDI ROIDER

[^ Zum Inhalt](#)

Thyssenkrupp Nucera startet schwächer ins Jahr



Quelle: Thyssenkrupp Nucera

BILANZ. Thyssenkrupp Nucera startet mit rückläufigem Umsatz und negativem Ebit ins Geschäftsjahr 2025/26. Der weitere Verlauf hängt maßgeblich von der Umsetzung großer Wasserstoffprojekte ab.

Als Tochter der Essener Thyssenkrupp AG entwickelt Thyssenkrupp Nucera in Dortmund Elektrolyseure für grünen Wasserstoff und für die Chlor-Alkali-Produktion. Im ersten Quartal 2025/26 sank der Auftragseingang laut Unternehmen auf 75 Millionen Euro. Im Vorjahresquartal hatte er noch 95 Millionen Euro erreicht. Das Unternehmen mit Sitz in Dortmund begründet den Rückgang mit zeitlichen Verschiebungen im Wasserstoffgeschäft und einem niedrigeren Bestellvolumen im Chlor-Alkali-Segment.

Den Konzernumsatz beziffert Thyssenkrupp Nucera auf 147 Millionen Euro. Im ersten Quartal 2024/25 hatte der Wert noch bei 262 Millionen Euro gelegen. Das Unternehmen führt das Minus vor allem auf den hohen Fertigstellungsgrad großer Projekte zurück. Der Auftragsbestand lag zum 31. Dezember 2025 bei 489 Millionen Euro nach 606 Millionen Euro zum Ende des vergangenen Geschäftsjahres.

Beim Ergebnis vor Zinsen und Steuern rutschte der Konzern ins Minus. Das Ebit belief sich auf minus 4 Millionen Euro (Vorjahresquartal: 8 Millionen Euro). Als Einflussfaktor nennt das Unternehmen unter anderem Bewertungseffekte aus Derivaten in Höhe von 2 Millionen Euro. Das Ergebnis nach Steuern sank auf minus 3 Millionen Euro nach 9 Millionen Euro im Vorjahr. Das Finanzergebnis verringerte sich auf 3 Millionen Euro. Das ist die Hälfte im Vergleich zum Vorjahresquartal. Die Zahl der Mitarbeiter stieg auf 1.089 nach 944 ein Jahr zuvor.

Segment „Grüner Wasserstoff“ mit deutlichem Minus

Im Segment „Grüner Wasserstoff“ blieb der Auftragseingang mit 5 Millionen Euro auf Vorjahresniveau. Der Umsatz halbierte sich jedoch auf 77 Millionen Euro (Vorjahresquartal: 154 Millionen Euro). Thyssenkrupp Nucera verweist auf die weitgehend abgeschlossene Umsatzrealisierung beim Großprojekt „Neom“ in Saudi-Arabien. Als wichtigen Umsatztreiber nennt das Unternehmen das Stegra-Projekt in Schweden. Dort liefert Thyssenkrupp Nucera Elektrolyseure mit einer installierten Leistung von mehr als 700 MW. Das Segment-Ebit verschlechterte sich auf minus 12 Millionen Euro nach minus 8 Millionen Euro im Vorjahresquartal.

Vorstandschef Werner Ponikwar bezeichnet das Marktumfeld als anspruchsvoll, sieht aber positive Impulse für grünen Wasserstoff. Man investiere weiter gezielt in Technologie, erklärte er. Die Ausgaben für Forschung und Entwicklung stiegen auf 9 Millionen Euro (Vorjahreszeitraum: 7 Millionen Euro). Das Unternehmen arbeitet unter anderem an der Festoxid-Elektrolyse sowie an einer modularen Hochdrucklösung.

Segment „Chlor-Alkali“ mit rückläufigem Ergebnis

Im Segment Chlor-Alkali erreichte der Auftragseingang 70 Millionen Euro. Im Vorjahreszeitraum war er noch bei 89 Millionen Euro gelegen. Während das Neubaugeschäft zulegte, blieb das Servicegeschäft unter dem hohen Vorjahreswert, wie das Unternehmen mitteilt. Der Umsatz sank auf 70 Millionen Euro nach 108 Millionen Euro im ersten Quartal 2024/25. Das Ebit im Segment halbierte sich auf 8 Millionen Euro.

Finanzvorstand Stefan Hahn sieht die erwarteten Spuren der Marktsituation in den Quartalszahlen. Zugleich halte das Unternehmen an flexiblen Kostenstrukturen fest und arbeite an einer Verbesserung der Margen.

An der Prognose für das Gesamtjahr 2025/26 hält der Vorstand fest. Thyssenkrupp Nucera erwartet weiterhin einen Auftragseingang zwischen 350 Millionen und 900 Millionen Euro nach 348 Millionen Euro im Geschäftsjahr 2024/25. Den Umsatz prognostiziert das Unternehmen mit 500 Millionen bis 600 Millionen Euro nach 845 Millionen Euro im Vorjahr. Beim Ebit rechnet der Vorstand mit minus 30 Millionen bis 0 Millionen Euro. Im Geschäftsjahr 2024/2025 war es bei 2 Millionen Euro gelegen.

// VON DAVINA SPOHN

[^ Zum Inhalt](#)

Siemens Energy übertrifft Markterwartungen



Quelle: Fotolia / Eisenhans

BILANZ. Das Neugeschäft von Siemens Energy ist im ersten Geschäftsquartal von Oktober bis Dezember um ein Drittel auf 17,6 Milliarden Euro gewachsen.

Der mit dem KI-Boom einhergehende rasante Ausbau neuer Rechenzentren füllt die Auftragsbücher bei Siemens Energy. Neben der Netztechnik boomt vor allem das Geschäft mit konventioneller Kraftwerkstechnik, wie aus der Zwischenbilanz zum abgelaufenen ersten Quartal 2025/26 hervorgeht, die der Energietechnikkonzern am Mittwoch vorlegte. 102 Gasturbinen wurden von Oktober bis Dezember bestellt, das ist mehr als die Hälfte des Auftragsvolumens, der im gesamten Vorjahr verbucht wurde.

Der Auftragseingang im Geschäftsbereich Gas Services summierte sich damit auf 8,75 Milliarden Euro - ein Anstieg um gut 80 Prozent zum Vorjahr und rund 2,5 Milliarden Euro mehr als am Markt erwartet worden waren. Insgesamt wuchs das Neugeschäft von Siemens Energy um ein Drittel auf 17,6 Milliarden Euro, wobei die Bestellungen von Windturbinen nach einem Großauftrag im Vorjahr um ein Drittel geringer ausfielen. Analysten hatten nur mit 14,4 Milliarden Euro Auftragseingang gerechnet. Mit 146 Milliarden Euro hat Siemens Energy nun Umsatz für etwa drei Jahre in den Büchern stehen.

Deutlich besser als erwartet fielen auch operatives Ergebnis und Marge aus, die sich jeweils mehr als verdoppelten. Das bereinigte Konzernergebnis kletterte von 481 Millionen auf 1,16 Milliarden Euro, die entsprechende Marge erreichte 12 Prozent nach 5,4 Prozent im Vorjahr und fiel damit um 210 Basispunkte besser aus als von Analysten im Schnitt prognostiziert.

Windgeschäft im Turnaround

Ursächlich dafür waren nach Unternehmensangaben höhere Volumina mit im Jahresvergleich gestiegener Margenqualität sowie Produktivitätsverbesserungen. Die größte Verbesserung erzielte die Windsparte Siemens Gamesa, deren Verlust mit 46 Millionen Euro erheblich geringer ausfiel als im Vorjahr (minus 374 Millionen Euro), aber deutlich besser als vom Markt erwartet mit minus 154 Millionen Euro. Das Windgeschäft steckt mitten im Turnaround und soll im Gesamtjahr den Breakeven erreichen, wie Siemens Energy bestätigte.

Bestätigt wurde auch die im November ausgegebene Prognose für das bis Ende September laufende Gesamtjahr, die ein vergleichbares Umsatzwachstum von 11 bis 13 Prozent, eine Ergebnis-Marge vor Sondereffekten zwischen 9 und 11 Prozent und einen Nettogewinn von 3 bis 4 Milliarden Euro vorsieht. Im ersten Quartal standen nach Anteilen 677 Millionen Euro Gewinn unter dem Strich - Analysten hatten hier mit 640 Millionen Euro gerechnet.

// VON MBI

[^ Zum Inhalt](#)

Wiener Stadtwerke schreiben Wien-Energie-Geschäftsführung aus



Quelle: Shutterstock / Andrii Yalansky

PERSONALIE. Nach der Berufung Michael Strebls in den Vorstand der Regulierungsbehörde E-Control wird eine Person gesucht, die ihm nachfolgt. Die Unterlagen sind in Vorbereitung.

Die Wiener Stadtwerke (WSTW) schreiben in den nächsten Wochen die Funktion des Vorsitzenden der Geschäftsführung ihres Tochterunternehmens Wien Energie neu aus. Die Unterlagen sind in Vorbereitung, teilte ein Sprecher der WSTW der Redaktion auf Anfrage mit. Wie berichtet, wurde der bisherige Funktionsträger, Michael Strebl, von Wirtschaftsminister Wolfgang Hattmannsdorfer (Österreichische Volkspartei, ÖVP, konservativ) in den Vorstand der Regulierungsbehörde E-Control berufen. Dem Stadtwerke-Sprecher zufolge legte Strebl seine Funktion unmittelbar danach „mit sofortiger Wirkung zurück, er wurde am Tag der Bestellung beurlaubt“. Seine neue Aufgabe übernimmt er Ende März.

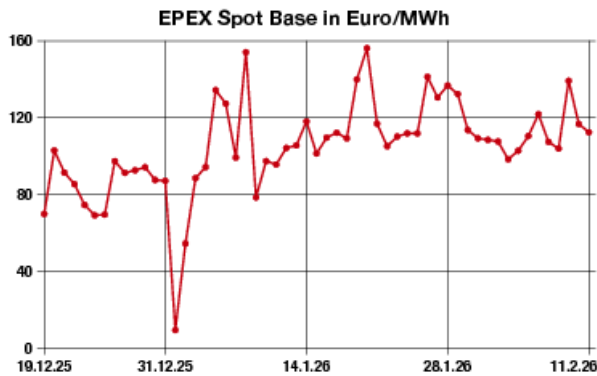
Bis zur Bestellung der Person, die Strebl bei der Wien Energie nachfolgt, leitet die übrige Geschäftsführung, bestehend aus Karl Gruber und Alma Kahler, das Unternehmen interimistisch, hieß es gegenüber der Redaktion. Die Aufgaben Strebls wurden bis auf Weiteres zwischen ihnen aufgeteilt.

Gruber gehört der Geschäftsführung seit 2016 an. Sein Vertrag wurde Ende April 2025 mit Geltung ab März 2026 um fünf Jahre verlängert. Kahler ist seit Anfang April 2024 Mitglied der Geschäftsführung der Wien Energie, die seit damals aus drei statt zwei Personen besteht. Zu ihren wichtigsten Verantwortungsbereichen gehören die Finanzagenden, die zuvor Strebl innehatte. Dieser war bekanntlich wegen angeblich mangelhaften Risikomanagements unter Kritik geraten. // VON KLAUS FISCHER

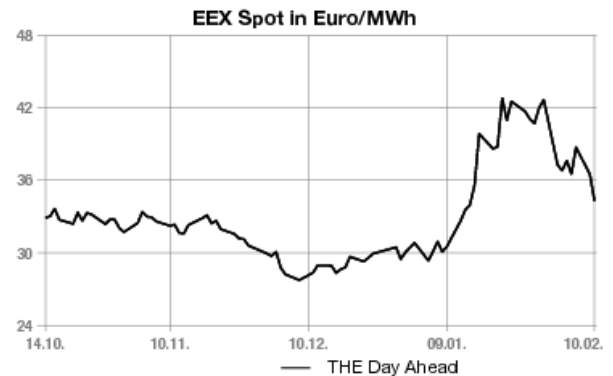
[^ Zum Inhalt](#)

MARKTBERICHTE

STROM



GAS



Energiekomplex am Mittwoch ohne klare Richtung



Quelle: E&M

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

Uneinheitlich haben sich die Energiemärkte zur Wochenmitte präsentiert. Am Strommarkt gaben die kurzfristigen Kontrakte deutlich nach, belastet durch eine vorübergehend höhere Einspeisung der Erneuerbaren, während das Frontjahr ebenfalls unter Abgabedruck stand. Für die CO₂-Preise ging es weiter abwärts, die Aufmerksamkeit richtet sich hier auf den EU-Gipfel, von dem sich Marktteilnehmer mögliche Signale zur künftigen Ausgestaltung des EU ETS erhoffen. Gegenläufig entwickelte sich der Gasmarkt: Sinkende Temperaturen und die weiterhin niedrigen Speicherstände sorgten für eine Erholung der Preise.

Strom: Überwiegend schwächer hat sich der deutsche OTC-Strommarkt am Mittwoch gezeigt. Der Day-ahead verlor im Base 8,00 Euro auf 104,75 Euro je Megawattstunde und im Peak 8,50 Euro auf 115,00 Euro je Megawattstunde.

Die Meteorologen von Eurowind erwarten für den Donnerstag einen leichten Anstieg der Erneuerbaren-Einspeiseleistung von 20,3 auf 21,5 Gigawatt. Ab Freitag wird aber bereits wieder ein Rückgang in Aussicht gestellt. Das US-Wettermodell erwarten in seiner aktuellen Prognose unterdurchschnittliche Windstrommengen bis etwa 23. Februar. Die Temperaturen dürften demnach am Freitag der laufenden Woche wieder in den unterdurchschnittlichen Bereich fallen und dort etwa bis Monatsende verharren.

Am langen Ende gab das Strom-Frontjahr um 0,83 Euro auf 81,92 Euro je Megawattstunde nach.

CO₂: Der CO₂-Markt hat seinen Abwärtskurs zur Wochenmitte fortgesetzt. Der Dec 26 verlor bis gegen 14.00 Uhr 0,94 Euro auf 77,92 Euro je Tonne. Umgesetzt wurden bis zu diesem Zeitpunkt 31,1 Millionen Zertifikate. Das Hoch lag bei 78,87 Euro, das Tief bei 76,10 Euro.

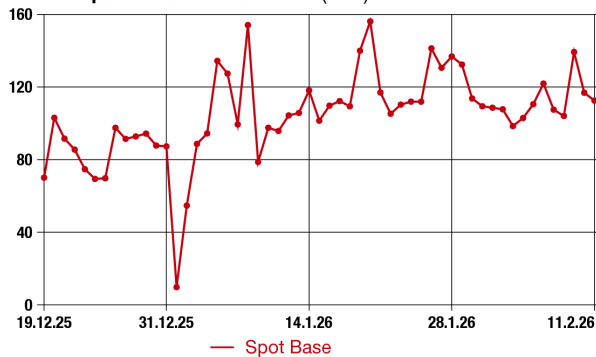
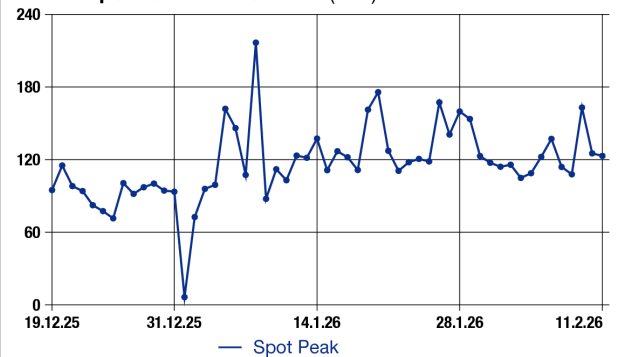
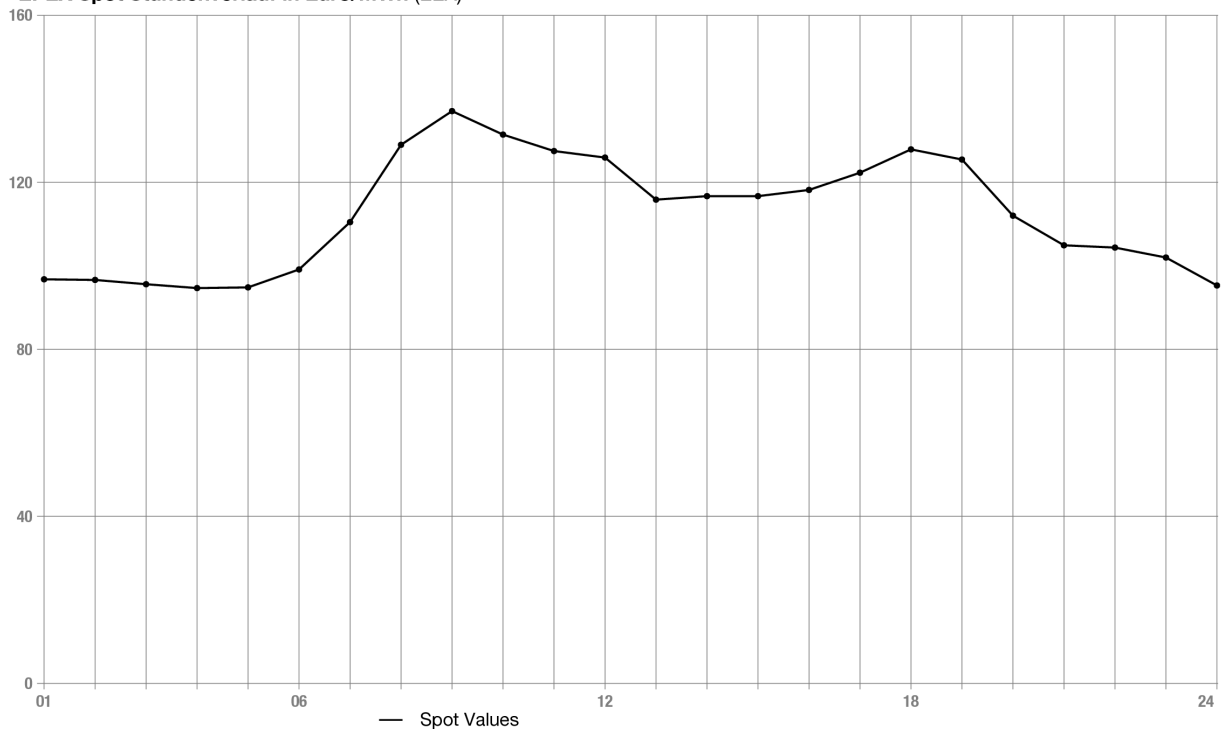
Laut den Analysten von Vertis blickt der Markt jetzt auf den informellen EU-Gipfel am Donnerstag, der neue Impulse zur Zukunft der freien Zuteilungen oder der Marktstabilitätsreserve bringen könnte.

Erdgas: Die europäischen Gaspreise haben am Mittwoch wieder zugelegt. Der Frontmonat am niederländischen TTF gewann bis gegen 14.00 Uhr 0,90 Euro auf 32,70 Euro je Megawattstunde. Am deutschen THE verteuerte sich der Day-ahead um 0,40 Euro auf 35,10 Euro je Megawattstunde.

Marktteilnehmer verwiesen auf das Ende der milderen Phase und die unterdurchschnittlichen Temperaturen, die vom 13. Februar an wieder erwartet werden. Bis Ende Februar erwartet das US-Wettermodell dem jüngsten Lauf zufolge unterdurchschnittliche Temperaturen.

Zudem habe der Markt natürlich auch die niedrigen Gasspeicherstände noch im Hinterkopf, hieß es von Marktbeobachtern. Unterdessen sei die Nachfrage in Asien aktuell rückläufig, sodass weniger LNG-Lieferungen in diese Richtung gingen, hieß es weiter. // 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

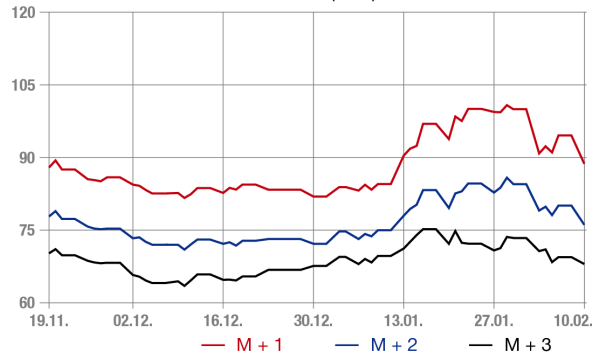
Terminmarktpreise Base in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	10.02.26	German Power Mar-2026	88,71
M2	10.02.26	German Power Apr-2026	76,10
M3	10.02.26	German Power Mai-2026	68,00
Q1	10.02.26	German Power Q2-2026	72,30
Q2	10.02.26	German Power Q3-2026	81,57
Q3	10.02.26	German Power Q4-2026	96,10
Y1	10.02.26	German Power Cal-2027	82,15
Y2	10.02.26	German Power Cal-2028	75,80
Y3	10.02.26	German Power Cal-2029	71,40

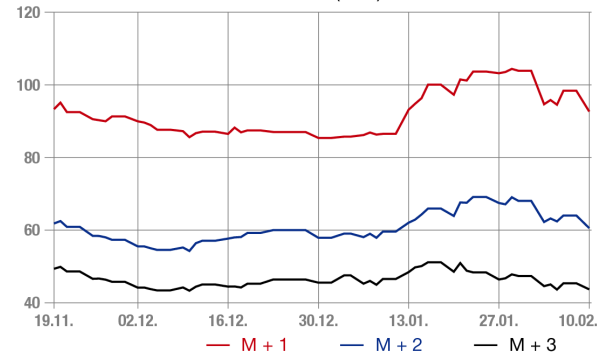
Terminmarktpreise Peak in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	10.02.26	German Power Mar-2026	92,66
M2	10.02.26	German Power Apr-2026	60,55
M3	10.02.26	German Power Mai-2026	43,69
Q1	10.02.26	German Power Q2-2026	51,85
Q2	10.02.26	German Power Q3-2026	72,40
Q3	10.02.26	German Power Q4-2026	116,01
Y1	10.02.26	German Power Cal-2027	86,61
Y2	10.02.26	German Power Cal-2028	80,05
Y3	10.02.26	German Power Cal-2029	76,50

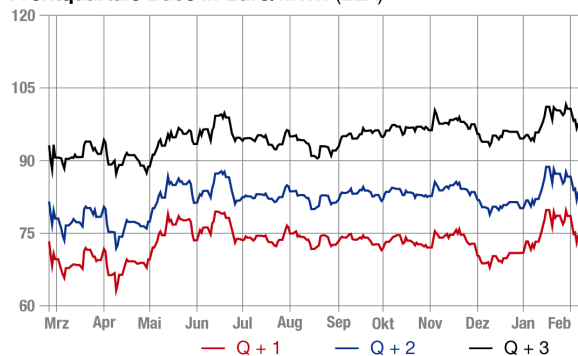
Frontmonate Base in Euro/MWh (EEX)



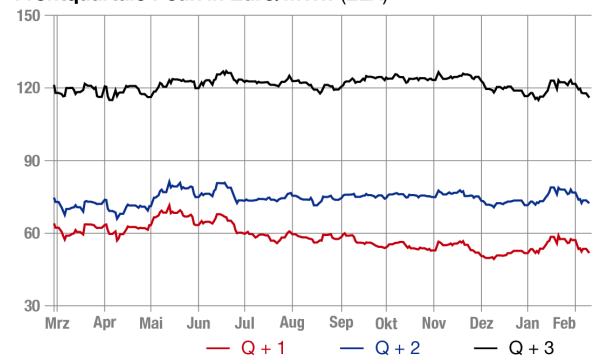
Frontmonate Peak in Euro/MWh (EEX)



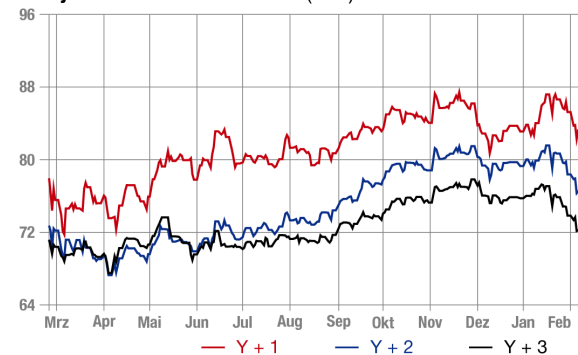
Frontquartale Base in Euro/MWh (EEX)



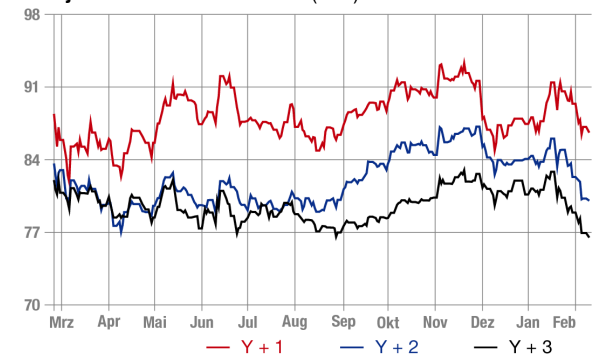
Frontquartale Peak in Euro/MWh (EEX)



Frontjahre Base in Euro/MWh (EEX)



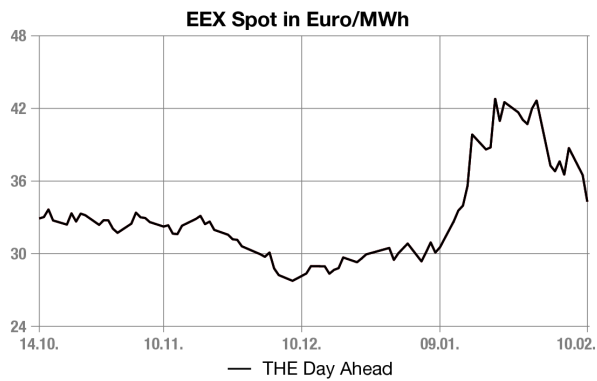
Frontjahre Peak in Euro/MWh (EEX)



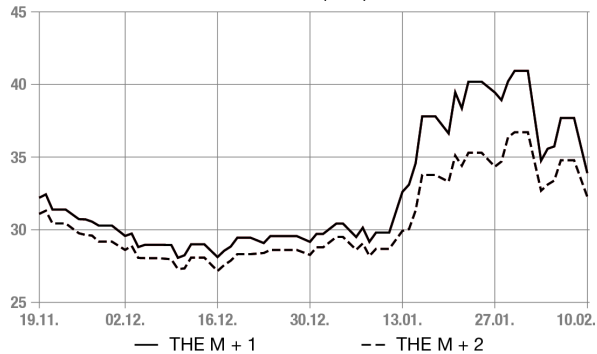
Gas Spot- und Terminmarkt

Terminmarktpreise THE in Euro/MWh (EEX)

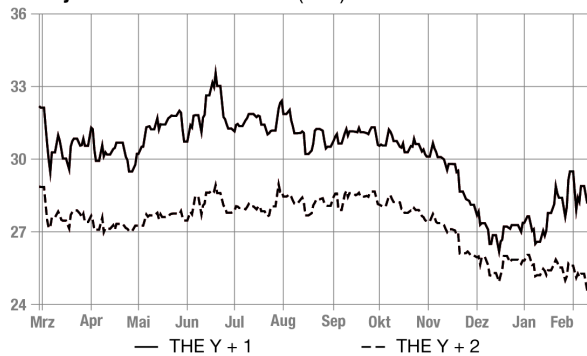
	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	10.02.26	German THE Gas Mar-2026	33,91
M2	10.02.26	German THE Gas Apr-2026	32,27
Q1	10.02.26	German THE Gas Q2-2026	31,47
Q2	10.02.26	German THE Gas Q3-2026	31,08
S1	10.02.26	German THE Gas Win-2026	32,00
S2	10.02.26	German THE Gas Sum-2027	26,48
Y1	10.02.26	German THE Gas Cal 2027	28,17
Y2	10.02.26	German THE Gas Cal 2028	24,56



Frontmonate THE in Euro/MWh (EEX)



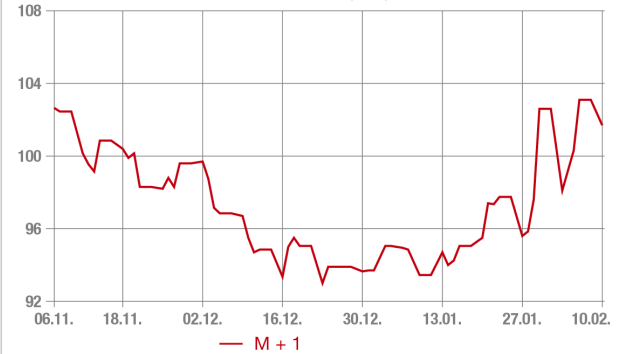
Frontjahre THE in Euro/MWh (EEX)



Strom, CO2, und Kohle

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
Germany Spot base	10.02.26	112,54	EUR/MWh
Germany Spot peak	10.02.26	123,09	EUR/MWh
EUA Feb 2026	10.02.26	77,32	EUR/tonne
Coal API2 Feb 2026	10.02.26	101,70	USD/tonne

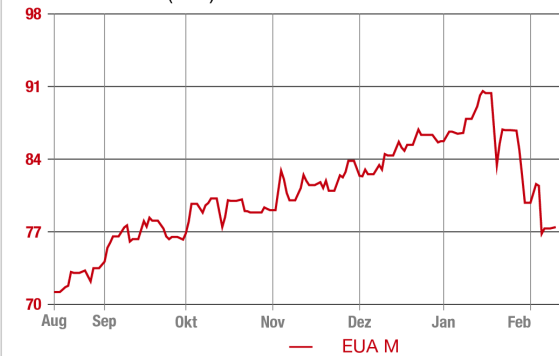
Frontmonat Kohle API2 in USD/t (ICE)



Gas und Öl

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
German THE Gas Day Ahead	10.02.26	34,30	EUR/MWh
German THE Gas Mar-2026	10.02.26	33,91	EUR/MWh
German THE Gas Cal 2027	10.02.26	28,17	EUR/MWh
Crude Oil Brent Apr-2026	10.02.26	68,80	USD/tonne

EUA in Euro/t (EEX)



E&M STELLENANZEIGEN



Geschäftsführer:in (m/w/d)

Strategieberatung sucht Geschäftsführer:in (m/w/d) zur Weiterentwicklung erneuerbarer Wärmeproje...
in Hamburg

27.01.2026

● Vorstand/Geschäftsführung ● Festanstellung / Angestellter ● Homeoffice / Weiterbildung /
Mobilitätzuschuss / Mitarbeitererevents



Professur W 2 Solarenergie und Gebäudeautomation

Gesucht wird eine durch praktische und wissenschaftliche Tätigkeit ausgewiesene Persönlichkeit, die ...
in Amberg

15.12.2025



Netzmeister*in im Fachgebiet Mittel-/ Niederspannung Netzbetrieb

Willst Du gemeinsam mit uns das 36.000 Kilometer lange Berliner Stromnetz fit halten, ausbauen und ...
in Berlin (+1 weiterer Standort)

vor 2 h

● Freie Mitarbeit ● Weiterbildung / Flexible Arbeitszeit / Sabbatical



Schaltmeister*in im Netzbetrieb Hochspannung

Willst Du gemeinsam mit uns das 36.000 Kilometer lange Berliner Stromnetz fit halten, ausbauen und ...
in Berlin (+1 weiterer Standort)

vor 2 h

● Ausbildung / Freie Mitarbeit ● Weiterbildung / Flexible Arbeitszeit / Sabbatical



Praktikum Wertstrom-Management - Frischebereiche

... konkret heißt das: Kennenlernen des gesamten Informationsflusses, von Produktion, über Transport...
in Leipzig

vor 2 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: **Kerstin Bergen**



Ständige freie Mitarbeiter:

Volker Stephan

Manfred Fischer

Mitarbeiter-Kontakt: **Kerstin Bergen**



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



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



Heidi Roider (Büro Herrsching)
Schwerpunkte: KWK, Geothermie

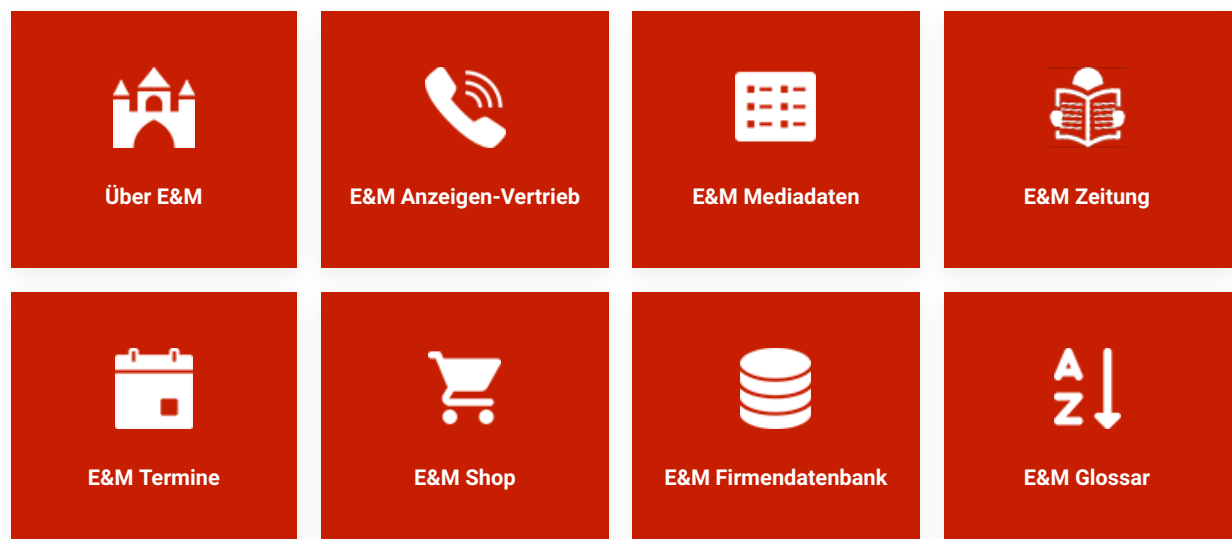


Katia Meyer-Tien (Büro Herrsching)
Schwerpunkte: Netze, IT, Regulierung, Stadtwerke



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

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



IMPRESSUM

Energie & Management Verlagsgesellschaft mbH

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.

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

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

Folgen Sie E&M auf:

