



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

STROM

**178,99 €/MWh**

Epex Spot DE-LU Day Base

GAS

**87,88 €/MWh**

EEX Spot THE (End of Day)

ZAHL DES TAGES

13

Gebäude des Landes Baden-Württemberg, darunter das Schloss Meersburg, sollen künftig mit Wärme aus dem Bodensee beheizt werden. Das soll jährlich rund 300 Tonnen CO2 einsparen.

WINDKRAFT

Windpark-Mausoleum in der Vulkaneifel vor dem Abriss

PHOTOVOLTAIK

Solarunternehmen fordern PV-Wertschöpfungskette für Europa

ELEKTROMOBILITÄT

Mercedes-Benz startet Vehicle-to-Grid-Angebot

Inhalt

TOP-THEMA

→ **POLITIK:** Stromsteuersenkung stößt auf Zustimmung

POLITIK & RECHT

- **WINDKRAFT:** Windpark-Mausoleum in der Vulkaneifel vor dem Abriss
- **GASMARKT:** Schlagabtausch über Methanschluß
- **GASSPEICHER:** Ministerium bringt Gasreserve auf den Weg
- **REGENERATIVE:** Neuanlagen mit deutlich weniger EEG-Förderung

HANDEL & MARKT

- **PHOTOVOLTAIK:** Solarunternehmen fordern PV-Wertschöpfungskette für Europa
- **BIO-LNG:** Rolande eröffnet Bio-LNG-Tankstelle an der A30
- **GASMARKT:** Gasfund im Gullfaks-Feld in der Nordsee
- **STATISTIK DES TAGES:** Umfrage zu aktuellen Fragestellungen für Stadtwerke

TECHNIK

- **ELEKTROMOBILITÄT:** Mercedes-Benz startet Vehicle-to-Grid-Angebot
- **FERNWÄRME:** Seewärme-Gesellschaft zieht Ankerkunden an Land
- **WÄRME:** Bremer SWB-Gruppe stellt Wärmeversorgung in Lehe um
- **REGENERATIVE:** Sunovis und Statkraft schließen PPA für Solar-Speicher-Projekte
- **STROMSPEICHER:** „Schuby“ geht technisch in Betrieb

UNTERNEHMEN

- **STADTWERKE:** Stadtwerke Preetz gehen Anfang 2027 an den Start
 - **PERSONALIE:** Neuer Uniti-Geschäftsführer für Schmierstoffe
 - **PERSONALIE:** Quadra Energy bekommt eine COO
-

MARKTBERICHTE

- **MARKTKOMMENTAR:** Gaspreise zeitweise wieder auf Vier-Jahres-Hoch
-

SERVICE

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

★ TOP-THEMA

Stromsteuersenkung stößt auf Zustimmung



Das Bundeskanzleramt in Berlin. Quelle: Georg Eble

POLITIK. Akteure in der Energiewirtschaft unterstützen die Ankündigung von Bundeskanzler Friedrich Merz, die Stromsteuer auf das europäische Mindestmaß zu senken.

Der Energieverband BDEW steht hinter dem Vorschlag von Bundeskanzler Merz (CDU), die Stromsteuer zu reduzieren. „Die Senkung der Stromsteuer ist überfällig. Sie wurde lange angekündigt, die Energiewirtschaft fordert sie seit Jahren“, sagte Kerstin Andreae, Vorsitzende der BDEW-Hauptgeschäftsführung, in einem Statement. Entscheidend sei, sie dauerhaft und für alle Verbrauchergruppen auf das europäische Mindestmaß zu senken.

Der Verband sieht darin nicht nur eine Entlastung für Verbraucher, sondern auch einen Anreiz zur Elektrifizierung. „Wer die Elektrifizierung voranbringen will, muss Strom auch preislich attraktiver machen“, so Andreae weiter. Niedrigere Strompreise könnten den Einsatz von Wärmepumpen und Elektroautos wirtschaftlicher machen. Gleichzeitig würden sie Deutschlands Abhängigkeit von fossilen Energieimporten und von Preisschwankungen auf den internationalen Rohstoffmärkten verringern.

Seit Jahresbeginn gilt der europäische Mindeststeuersatz bereits für das produzierende Gewerbe sowie die Land- und Forstwirtschaft. Für private Haushalte würde die Stromsteuer von derzeit 2,05 auf 0,1 Cent/kWh sinken.

Nach Berechnungen des BDEW zahlen Haushalte bei Neuverträgen derzeit durchschnittlich 38,9 Cent/kWh. Davon entfallen 16,8 Cent auf Beschaffung und Vertrieb, 9,2 Cent auf Netzentgelte und 12,9 Cent auf Steuern, Abgaben und Umlagen. Letztere machen damit rund ein Drittel des Strompreises aus.

Die Stromsteuer sei der Bestandteil, den die Politik besonders schnell und ohne größeren bürokratischen Aufwand reduzieren könne, argumentiert der Verband. Andreae fordert deshalb: „Auf Worte müssen jetzt Taten folgen. Die Bundesregierung sollte die Senkung beherzt und zügig umsetzen.“

Auch die Deutsche Industrie- und Handelskammer (DIHK) begrüßt den Vorstoß. Präsident Peter Adrian rechnet vor, dass ein durchschnittliches Hotel durch eine Absenkung auf den europäischen Mindeststeuersatz jährlich rund 10.000 Euro sparen könnte, ein Einkaufszentrum etwa 200.000 Euro und ein großes Rechenzentrum rund eine Million Euro. Der Verband der Elektro- und Digitalindustrie (ZVEI) fordert ebenfalls eine schnelle Umsetzung.

Verivox errechnet drei Milliarden Euro Entlastung

Wie stark die Stromsteuersenkung private Haushalte entlasten könnte, hat das Vergleichsportal Verivox berechnet. Demnach würden die Stromkosten um durchschnittlich rund 7 Prozent sinken. Die jährliche Entlastung aller Privathaushalte summierte sich auf etwa drei Milliarden Euro.

Bei einem derzeitigen Durchschnittspreis von 34,36 Cent/kWh einschließlich Grundpreis zahlt ein Drei-Personen-Haushalt mit 4.000 kWh Jahresverbrauch rund 1.375 Euro. Nach einer vollständigen Weitergabe der Steuersenkung wären es etwa 1.282 Euro und damit 93 Euro weniger. Ein Zwei-Personen-Haushalt mit 2.800 kWh könnte jährlich 65 Euro sparen, ein Single-Haushalt mit 1.500 kWh rund 35 Euro.

Dabei berücksichtigt Verivox neben der geringeren Stromsteuer auch die sinkende Mehrwertsteuer. Der durchschnittliche Strompreis würde dadurch auf 32,04 Cent/kWh zurückgehen. „Für Verbraucher zählt am Ende, ob die Entlastung tatsächlich auf ihrer Stromrechnung ankommt“, erklärte Verivox-Energieexperte Thorsten Storck.

Der Kanzler hatte nach einer Klausurtagung des CDU-Präsidiums angekündigt, mögliche zusätzliche Haushaltsspielräume für eine allgemeine Stromsteuersenkung nutzen zu wollen. Die Maßnahme war im Koalitionsvertrag von Union und SPD vereinbart worden. Bundesfinanzminister Lars Klingbeil (SPD) reagierte zurückhaltend. Er habe grundsätzlich nichts gegen die Forderung, allerdings müsse sie finanzierbar sein. Einen konkreten Zeitplan für die Senkung der Stromsteuer für alle Verbraucher hat die Bundesregierung bislang nicht genannt. (sag) // VON STEFAN SAGMEISTER

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG

ABWARTEN UND
TEE TRINKEN, WÄHREND DIE
FAHRPLÄNE
VERSENDET WERDEN.

JETZT TERMIN
VEREINBAREN >

ENERGIE IST UNSERE KOMPETENZ.
SOFTWARE IST UNSERE LEIDENSCHAFT.
WIR SIND ZUVERLÄSSIGE PARTNER.

Soptim



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

POLITIK & RECHT



Die drei Anlagen des Windparks Walsdorf-Zilsdorf verschwinden. Quelle: Kreis Vulkaneifel

Windpark-Mausoleum in der Vulkaneifel vor dem Abriss

WINDKRAFT. 13 Jahre Nichtstun haben bald ein Ende. Ein still stehender Windpark in Rheinland-Pfalz verschwindet zwangsweise aus dem Landschaftsbild. Der Fall hat Gerichte und Behörden beschäftigt.

Die Demontage erfolgt mit reichlich Verzögerung. 13 Jahre, nachdem letztmals ein Rotor seine Kreise durch die Luft gezogen hatte, endet die Geschichte eines inaktiven Windparks im Nordwesten von Rheinland-Pfalz. Die Verwaltung des Landkreises Vulkaneifel bereitet nun den Abriss vor.

Damit endet ein Kapitel aus der Frühzeit der erneuerbaren Energien, das Behörden und Gerichte mehrfach beschäftigt hatte. Die 2002 erfolgte Genehmigung für die drei Turbinen in Walsdorf-Zilsdorf hatte der Landkreis im Herbst 2016 für nichtig erklärt. Zu diesem Zeitpunkt standen die Anlagen der Hersteller Südwind (S70) und Nordex (zwei N80/2500) bereits seit drei Jahren still.

Betreiber der Anlagen war die Temme AG. Der Chef des Unternehmens aus dem rheinland-pfälzischen Konz, Jörg Temme, wollte auf Anfrage dieser Redaktion keine Stellung zu den Entwicklungen beziehen. Der Landkreis wirft ihm vor, trotz mehrfacher Aufforderung die Anlagen nicht zurückgebaut zu haben.

In den Jahren nach der Rücknahme der Betriebsgenehmigung waren Gerichte mit dem Fall befasst. Denn die Temme AG hatte sich gegen den behördlichen Beschluss zur Wehr gesetzt und das Oberverwaltungsgericht Rheinland-Pfalz angerufen (wir berichteten). Auf dessen Urteil aus dem Jahr 2023 zugunsten des Landkreises hin bemühte sich der Anlagenbetreiber um eine Zulassung der Revision. Damit scheiterte er aber 2024 vor dem Bundesverwaltungsgericht in Leipzig.

Hintergrund der außer Kraft gesetzten Genehmigung waren Jahre der Inaktivität des Windparks. Wenn die Anlagen dauerhaft keinen Strom mehr ins Netz einspeisen, so die Begründung der Behörde, entfallen die Voraussetzungen für den weiteren Betrieb. Das sah der Betreiber offenbar anders, fand damit aber kein Gehör. Die Lage in der Vulkaneifel spitzte sich zu, als eine Diebesbande 2015 auch durch diese Gegend zog und massive Schäden im Inneren der Anlagen verursachte. Die Mitglieder der Bande durchtrennten Kupferkabel und verkauften die Beute an Schrotthändler. Die Verdächtigen waren weitgehend geständig und wurden verurteilt. Den Schaden, so viel deutete Jörg Temme an, beglichen sie in der Folge nicht.

In Walsdorf-Zilsdorf geht es nun wiederum um Geld. Denn der Landkreis Vulkaneifel geht bei der jetzt beginnenden Demontage in Vorleistung. Im Behördendeutsch heißt der Akt Ersatzvornahme. Laut Behörde soll der Rückbau etwa 500.000 Euro kosten. Ein Betrag, den sich der Landkreis später von der Temme AG und den Flächeneigentümern zurückholen will.

Für den Landkreis ist es mittlerweile auch eine Angelegenheit der öffentlichen Sicherheit. Die Anlagen befänden sich in einem Zustand, der „mit erheblichen Sicherheitsrisiken verbunden ist“, heißt es in einer Mitteilung. Aufgebrochene Türen und zerstörte technische Komponenten sind dabei nur ein Aspekt. Auch liegt laut Eintrag beim Weblexikon Wikipedia der Rotorstern einer Nordex seit 2012 auf dem Boden neben der Anlage.

Alles in allem sei der Abbau aus Sicht des Landkreises nun „dringend erforderlich“. Landrätin Julia Giesecking (SPD) sagt, mit dem Rückbau die bestehenden Gefahren beseitigen und zugleich die nicht mehr genehmigten Anlagen aus dem Landschaftsbild entfernen zu wollen. Die vorbereitenden Arbeiten – wie das Einrichten der Baustellen – beginnen in der laufenden Woche ab dem 12. Oktober. Der Abriss soll ab Ende Oktober erfolgen.

Die Demontage erfolgt mithin zwei Jahre nach Abschluss der gerichtlichen Verfahren. In der Zwischenzeit waren Genehmigungen einzuholen und Vorarbeiten zu erledigen, etwa die Konsultation von Natur- und Umweltschutzeinrichtungen sowie die Abstimmung mit der Kommune und betroffenen Flächeneigentümern und Pächtern.

Wenn der Abbau erfolgt ist, bleibt von den Turbinen dennoch etwas übrig – allerdings unsichtbar. Während die oberirdischen Teile der Windkraftanlagen in die Verwertung wandern, bleiben die drei Betonfundamente im Boden. (vs) // VON VOLKER STEPHAN

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG

genua.

**Schützen,
was uns verbindet.**

IT-Security-Lösungen für eine resiliente Energieversorgung.
Made in Germany. Für unsere digitale Souveränität.

Jetzt handeln >>

Schlagabtausch über Methanschlupf



Quelle: Shutterstock / aerial motion

GASMARKT. Die Umwelthilfe wirft dem LNG-Terminal-Betreiber von Mukran vor, zu wenig gegen den Methanschlupf zu unternehmen. Dieser ledert zurück, die DUH habe unseriös gemessen.

Noch bevor die Deutsche Umwelthilfe (DUH) am 13. Oktober Ergebnisse verdeckter Methanmessungen an deutschen Öl- und Gasanlagen veröffentlichte, hat der Betreiber der Anlandestation Mukran auf Rügen deren Methodik verurteilt. Dies konnte die Deutsche Regas tun, weil sie kurz vor einem Pressetermin der DUH von ihr mit den Messergebnissen konfrontiert wurde. Auf Anfrage dieser Redaktion wiederum weist die DUH die Vorwürfe der Regas zurück. Der Verband Die Gas- und Wasserwirtschaft springt der Regas bei und fühlt sich in seiner Forderung nach EU-einheitlichen Messmethoden in einer Reform der Methanverordnung bestätigt.

Die DUH hatte nach eigenen Angaben im September den Methanschlupf und andere Kohlenwasserstoff-Lecks an 44 deutschen Öl- und Gasanlagen von der US-amerikanischen NGO Earthworks mithilfe einer Kamera untersuchen lassen. Dabei stellte Earthworks an 13 Anlagen Emissionen von Kohlenwasserstoffen fest. Bei vier Anlagen informierte die DUH die Aufsichtsbehörden.

Methan (CH₄) ist der Hauptstoff von Erdgas. Upstream und midstream entweicht immer ein gewisser Anteil unverbrannt in die Atmosphäre und befeuert damit in besonderem Maße den Treibhauseffekt. Diesen Methanschlupf soll die Methanverordnung zurückdrehen. Branchenunternehmen müssen ihn erfassen und Maßnahmen zu seiner Verringerung ergreifen.

Ob die Deutsche Regas an ihren LNG-Terminals dieser Pflicht nachgekommen ist, will DUH-Bundesgeschäftsführer Sascha Müller-Kraenner nur im Falle Wilhelmshaven verneinen, sagt er im Gespräch mit dieser Redaktion. Im Zusammenhang mit jenem Terminal habe die DUH auch Beschwerde eingelegt. Im Übrigen wisse er es nicht, weil sich die Regas auch auf Anfrage geweigert habe, darüber etwas verlauten zu lassen. Die Umwelthilfe fordert die deutschen Behörden auf, die Methanverordnung durchzusetzen.

Was die Regas der Umwelthilfe vorhält

Die Regas wirft der DUH vor, die Methanschlupf-Messungen technisch und zeitlich so konzipiert zu haben, dass sie die Regas in der Öffentlichkeit vorführen kann. Sascha Müller-Kraenner weist die Vorwürfe zurück und spricht von einem durchsichtigen „Versuch, von den tatsächlichen Problemen abzulenken“.

Im Einzelnen bestreitet die Regas, die erst kurz vor dem medialen Schlagabtausch die Filmaufnahmen von Earthworks erhielt, dass die DUH-Partnerorganisation unabhängig arbeitet. Ihre Intelligent Traffic Camera (ITC) möge zwar als solche in den USA zertifiziert sein, aber nicht für Deutschland. Sie habe zudem in einem Abstand von mehr als 900 Metern zum LNG-Terminal „Deutsche Ostsee“ gar keine verlässlichen Messwerte liefern können und deren Anzeige sei ausgeblendet gewesen. Es seien überhaupt keine Messwerte genannt worden. Stattdessen habe Earthworks seine Kamera öffentlichkeitswirksam auf Schornsteine und die Abgase des Gaskraftwerks in Mukran gehalten.

Wie sich die DUH verteidigt

DUH-Bundesgeschäftsführer Müller-Kraenner reagierte „verwundert“ auf die Vorwürfe der Regas: Die Umwelthilfe habe der Regas in diesem Zusammenhang keinen „Rechtsbruch“ vorgeworfen, sondern nur ihr, anderen Unternehmen und den Aufsichtsbehörden Hinweise auf mögliche qualitative Versäumnisse gegeben. Eine Quantifizierung sei gar nicht der Anspruch der DUH und von Earthworks gewesen. Der US-

Industriestandard, nach dem die Kamera zertifiziert sei, sei dem Deutschlands überlegen. Und die Deutsche Regas, mit der sich die Umwelthilfe normalerweise vor Gericht trifft, erhalte selbstverständlich „keine zeitliche Sonderbehandlung“ gegenüber anderen fossilen Öl- und Gasunternehmen.

Gasverband: DUH bestätigt unfreiwillig unsere Forderung

Laut Der Gas- und Wasserwirtschaft (vormals Zukunft Gas) „zeigt die DUH unfreiwillig, warum wir bei der EU-Methanverordnung auf klare, einheitliche Messstandards und rechtssichere Bewertungsmaßstäbe drängen“. Im Übrigen seien die deutschen Methanemissionen nach Angaben des Umweltbundesamtes seit der Wiedervereinigung um zwei Drittel gesunken, stärker als die Emissionen des anderen Treibhausgases CO₂. Vorstand Timm Kehler: „Das Ziel muss sein, diesen Weg konsequent fortzusetzen.“ (geo)

// VON GEORG EBLE

[^ Zum Inhalt](#)

Ministerium bringt Gasreserve auf den Weg



Oberirdische Gasspeicheranlagen. Quelle: Davina Spohn

GASSPEICHER. Mit einer nationalen Gasreserve will der Bund für Krisenfälle vorsorgen. Ein Gesetzentwurf liegt nun vor. Der Speicherverband INES begrüßt die Pläne, stellt aber Forderungen.

Das Bundeswirtschaftsministerium bringt den Aufbau einer nationalen Gasreserve auf den Weg. In einem Gesetzentwurf aus dem Haus von Ministerin Katherina Reiche (CDU) heißt es: „Die Gasreserve dient der Krisenvorsorge für Extremfälle, Sabotage und seltene Großereignisse.“ Finanziert werden soll die Gasreserve über eine Umlage für Gaskunden. Der Referentenentwurf mit Stand 12. Oktober liegt der Deutschen Presse-Agentur vor.

Eine Sprecherin des Ministeriums hatte Anfang Juli angekündigt, die Gasreserve solle einen Umfang von 24 Milliarden kWh haben. Das entspräche etwa zehn Prozent der deutschen Speicherkapazität. Dieses Volumen findet sich auch im Gesetzentwurf. Laut Sprecherin soll der Aufbau der Gasreserve nach der entsprechenden Gesetzesänderung im Jahr 2027 beginnen.

Finanziert werden soll die Reserve über eine Umlage. Im Gesetzentwurf werden die Folgen geschätzt: Für einen typischen Haushalt in einem Mehr-Familienhaus mit einem jährlichen Verbrauch von rund 13.000 kWh beziehungsweise einen typischen Haushalt in einem Ein-Familienhaus mit einem Jahresverbrauch von 20.000 kWh bedeutet dies jährliche Kosten in Höhe von 3,77 bis 7,20 Euro.

Im Sommer hatte Reiche der Deutschen Presse-Agentur gesagt, für eine Gasreserve gebe es zwei Finanzierungsoptionen. Die eine sei eine Umlage über die Gaskunden, die zweite eine Finanzierung aus dem Bundeshaushalt. Vielleicht gebe es auch ein Mischmodell.

INES fordert parlamentarische Entscheidung

Der Branchenverband Initiative Energien Speichern (INES) begrüßt den Gesetzentwurf grundsätzlich. Er fordert jedoch, die zentralen Vorgaben für die Gasreserve parlamentarisch festlegen zu lassen. „Wie groß die Reserve sein soll, bis wann sie vollständig aufgebaut wird und wie lange sie bestehen bleibt, sind politische Grundsatzfragen“, erklärte Sebastian Heinermann, Geschäftsführer des Verbandes. Diese Entscheidungen dürften weder in Verwaltungsverfahren verlagert noch einem einzelnen Marktakteur überlassen werden. Über die wesentlichen Eckpunkte sollten Bundestag und Bundesrat beraten und entscheiden.

Nach Angaben des Verbands hat das Bundeswirtschaftsministerium die Verbändeanhörung am 13. Oktober eingeleitet. Die beteiligten Verbände können bis zum 19. Oktober um 12 Uhr Stellung nehmen. (ds / dpa) // VON DAVINA SPOHN / DPA

[^ Zum Inhalt](#)

Neuanlagen mit deutlich weniger EEG-Förderung



Quelle: Shutterstock / elxeneize

REGENERATIVE. Neue Wind- und Solaranlagen benötigen laut Enervis je Kilowattstunde 89 Prozent weniger EEG-Förderung als der Bestand. Ausschlaggebend ist vor allem die Photovoltaik.

Im Auftrag des Landesverbands Erneuerbare Energien NRW hat Enervis Energy Advisors die jährlichen Förderkosten neuer Wind- und Solaranlagen mit denen des Bestands verglichen. Die Untersuchung hat ergeben: Die spezifischen Förderkosten neuer Anlagen liegen rund 89 Prozent unter denen des untersuchten EEG-Bestandsportfolios: 0,72 Cent/kWh statt 6,58 Cent/kWh.

Für seit 2025 bezuschlagte, am 18. August 2026 noch nicht in Betrieb gegangene Anlagen sowie in den zwölf Monaten zuvor in Betrieb genommene kleinere Dachanlagen errechnet Enervis jährliche EEG-Zahlungen von 400 Millionen Euro. Auf Windenergie an Land entfallen 258 Millionen Euro, auf Freiflächen-PV 37 Millionen und auf Dach-PV 105 Millionen Euro. Das Neuanlagenportfolio umfasst 37,8 GW Leistung und eine förderfähige Strommenge von 55.800 GWh pro Jahr. Den jährlichen Förderbedarf des Bestands beziffern die Analysten mit 14,8 Milliarden Euro.

Enervis legt die Marktwerte von 2025 sowie Annahmen zur Stromerzeugung, zum Eigenverbrauch und zu negativen Strompreisen zugrunde. Bei den 400 Millionen Euro handelt es sich demnach nicht um bereits ausgezahlte Fördergelder. Auch die Bestandswerte sind teilweise abgeleitet. Enervis verteilt die tatsächlichen EEG-Förderkosten von 2025 anhand technologiespezifischer Anteile aus der ÜNB-Mittelfristprognose 2024. Für neue Anlagen wird zudem die förderfähige, für den Bestand die Bruttostromerzeugung als Bezugsmenge verwendet. Der Abstand von 89 Prozent ist folglich ein Modellvergleich und kein Vergleich identisch zusammengesetzter Portfolios.

EEG eher eine Absicherung für Investitionen

Nicht bei allen Technologien liegt der Förderbedarf der Neuanlagen unter dem Bestandsniveau. So errechnet Enervis für Windenergie an Land 0,61 Cent/kWh, gegenüber 0,52 Cent/kWh im Bestand.

Anders bei der Photovoltaik: Für Freiflächenanlagen errechnet Enervis 0,43 Cent/kWh als erwartete Förderkosten für Neuanlagen, gegenüber 6,80 Cent/kWh im Bestand. Dachanlagen kommen auf 2,24 statt 16,31 Cent/kWh. Die hohen Förderverpflichtungen älterer PV-Anlagen prägen damit den Gesamtvergleich.

Bei Photovoltaikanlagen verringert der Eigenverbrauch die Strommenge, für die eine feste Einspeisevergütung oder eine Marktprämie gezahlt wird. Unabhängig davon entfällt nach § 51 EEG bei negativen Börsenstrompreisen für die davon erfassten Anlagen zeitweise der Anspruch auf EEG-Förderung. Allerdings werden diese Ausfallzeiten grundsätzlich durch eine Verlängerung des Vergütungszeitraums ausgeglichen. Geringere Förderzahlungen in einem Jahr führen daher nicht zwangsläufig zu entsprechend niedrigeren Kosten über die gesamte Förderdauer.

„Wer die milliardenschweren Zahlungen des historisch gewachsenen EEG-Portfolios heranzieht, um die Kosten des heutigen Ausbaus zu beschreiben, führt die Öffentlichkeit in die Irre“, sagt Christian Vossler. So entstehe der Eindruck, neue Wind- und Solaranlagen seien weiterhin hoch subventionierte Technologien, so der LEE-NRW-Geschäftsführer. „Unsere Studie zeigt das Gegenteil: Der heutige Ausbau ist in einer völlig anderen Kostenwelt angekommen“, betont Vossler.

Das EEG sei bei neuen Wind- und Solaranlagen immer weniger ein klassisches Förderinstrument als eine Absicherung für Investitionen. „Es schafft langfristige Erlössicherheit und ermöglicht damit Investitionen und günstige Finanzierungskonditionen. Reichen die Erlöse am Strommarkt aus, sinken die EEG-Zahlungen entsprechend – bis auf null“, erklärt der Verbandsgeschäftsführer.

Der Landesverband gibt zu bedenken, dass auch die Markterlöse von Wind und Solar steigen, wenn die Strompreise etwa aufgrund von gestiegenen Brennstoffpreisen zulegen. Bei neueren Anlagen könne die Marktprämie in solchen Fällen mitunter vollständig entfallen. Dies sei ein wesentlicher Unterschied in der Kostendebatte: „Wenn fossile Energieträger in Krisenzeiten teurer werden und die Strompreise nach oben treiben, werden Erneuerbare nicht automatisch teurer für den Staat – im Gegenteil: Ihre Förderkosten sinken“, so Vossler.

Als Größenvergleich führt der LEE NRW den Tankrabatt an: Dessen Steuermindereinnahmen von Oktober bis Dezember 2026 veranschlagt das Bundesfinanzministerium auf 2,5 Milliarden Euro. Die errechneten jährlichen EEG-Zahlungen für das betrachtete Neuanlagenportfolio entsprechen 16 Prozent davon, also weniger als einem Sechstel. Allerdings werden hier ein modellierter Jahreswert und der Steuerausfall einer dreimonatigen Maßnahme gegenübergestellt.

„Wir diskutieren bei neuen Erneuerbaren über jeden Zehntelcent Förderung, während für andere energiepolitische Maßnahmen Milliardenbeträge mobilisiert werden“, kritisiert Vossler und mahnt, alle Instrumente müssten mit demselben Maßstab bewertet werden.

Die Kurzstudie „Förderkosten neue EEG-Anlagen“ ist über die Internetseite des LEE NRW downloadbar. (fw)

// VON FRITZ WILHELM

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

HANDEL & MARKT



Quelle: Pixabay / Alex Csiki

Solarunternehmen fordern PV-Wertschöpfungskette für Europa

PHOTOVOLTAIK. In einem offiziellen Schreiben an die EU-Administration fordern auch deutsche Unternehmen, eine neue Wertschöpfungskette in Sachen Photovoltaik in Europa aufzubauen.

Rund 35 europäische Unternehmen und Institutionen der Solarbranche haben sich in einem gemeinsamen Schreiben an das Europäische Parlament, den Rat und die EU-Mitgliedstaaten gewandt. Sie fordern, den geplanten Industrial Accelerator Act (IAA) zu nutzen, um die industrielle Fertigung von Photovoltaikprodukten in Europa auszubauen. Angestoßen wurde die Initiative vom Solarverband European Solar Manufacturing Council (ESMC), der den Appell am 12. Oktober veröffentlicht hatte.

Der IAA ist ein Gesetzesvorhaben der EU, das die industrielle Produktion in Europa stärken und die Abhängigkeit von Importen verringern soll. Die EU-Kommission hat dazu einen Verordnungsvorschlag am 4. März dieses Jahres vorgelegt.

Zu den Unterzeichnern des nun veröffentlichten Appells gehören elf Unternehmen aus Deutschland. Das sind zum einen der Siliziumhersteller Wacker, der Modulproduzent CS Wismar Sonnenstromfabrik und der Tandemzellenhersteller Oxford PV. Auch der bayerische Speicherhersteller Fenecon unterstützt die Initiative.

Zum anderen machen sich auch deutsche Maschinenbauer für eine EU-PV-Wertschöpfung stark. Zu den Unterzeichnern zählen daher auch die Unternehmen PVA Tepla, Lapmaster Wolters, M10 Solar Equipment, Rena und Singulus Technologies, der Anlagenbauer Swift Solar und das Beratungsunternehmen RCT Solutions.

Nach Angaben des Solarverbands ESMC gibt es in Europa mehr als 75 Modulhersteller beziehungsweise Montagebetriebe. Allerdings: „Eine reine Modulmontage schafft keine widerstandsfähige europäische Lieferkette“, heißt es in dem gemeinsamen Schreiben. Nur wenige Unternehmen in Europa verfügen über eine Solarzellenfertigung im industriellen Maßstab. Für die Produktion von Siliziumblöcken und Wafern existiert lediglich ein entsprechendes Aufbauprojekt.

Die Unterzeichner haben deshalb in einem Positionspapier drei zentrale Forderungen formuliert, um das zu ändern. Erstens soll der IAA eine strenge Definition von „Made in Europe“ enthalten. Diese soll spätestens fünf Jahre nach Inkrafttreten sämtliche Produktionsstufen einschließlich der Fertigungsanlagen umfassen. Zweitens verlangen die Unternehmen Schutzmaßnahmen gegen staatlich subventionierte Importe, Überkapazitäten und Dumpingpreise. Drittens sollen Investitionen und gegebenenfalls auch laufende Betriebskosten zeitlich begrenzt gefördert werden.

ESMC-Generalsekretär Christoph Podewils sieht vor allem fehlende Absatzperspektiven als Hindernis: „Was fehlt, ist ein Markt, der die europäische Produktion wertschätzt.“ Mit verbindlichen europäischen Herkunftskriterien könne der IAA entsprechende Nachfrage schaffen.

Rund 80.000 Arbeitsplätze möglich

Die wirtschaftlichen Auswirkungen beziffert das Positionspapier anhand von Berechnungen des Fraunhofer-Instituts für Solare Energiesysteme ISE. Eine europäische Wertschöpfungskette mit einer jährlichen Modulfertigung von 30.000 MW könnte demnach rund 80.000 direkte und indirekte Arbeitsplätze sichern beziehungsweise schaffen.

Für die Strompreise errechnet das Papier durch europäisch gefertigte Komponenten einen Aufschlag von etwa 0,25 Cent/kWh auf den durchschnittlichen europäischen Großhandelsstrompreis.

Die Initiative verweist zugleich auf die verbliebene industrielle Kompetenz Europas: Mindestens 38 spezialisierte europäische Maschinenbauer könnten nahezu sämtliche Produktionsschritte abdecken. Die Unterzeichner verlangen deshalb, einen Teil der Förderung ausdrücklich an den Einsatz europäischer Fertigungsanlagen zu knüpfen.

Das Schreiben „[Rebuilding the European solar value chain from quartz to cells](#)“ kann auf der Internetseite des European Solar Manufacturing Council heruntergeladen werden. (sag) // VON STEFAN SAGMEISTER

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG



Warum kompliziert verdrehen?

reev macht aus komplex ziemlich einfach.

reev Energiemanagement und Ladeinfrastruktur einfach gemacht

Rolande eröffnet Bio-LNG-Tankstelle an der A30



Der Standort der neuen Bio-LNG-Tankstelle liegt in unmittelbarer Nähe zur deutsch-niederländischen Grenze. Quelle: Rolande

BIO-LNG. Der niederländische Tankstellenbetreiber Rolande hat in Gildehaus bei Bad Bentheim eine Bio-LNG-Tankstelle eröffnet. Sie liegt an der A30 nahe der niederländischen Grenze.

Das deutsche LNG-Versorgungsnetz für den Schwerlastverkehr hat einen weiteren Standort. Im Gewerbegebiet Gildehaus bei Bad Bentheim (Niedersachsen) hat Rolande eine öffentliche Bio-LNG-Tankstelle in Betrieb genommen. Sie befindet sich in unmittelbarer Nähe der Autobahn A30 und der deutsch-niederländischen Grenze. Dies gibt der Tankstellenbetreiber in einer Mitteilung vom 13. Oktober bekannt.

Mit dem neuen Standort richtet sich Rolande insbesondere an Speditionen, die im grenzüberschreitenden Güterverkehr unterwegs sind. Die A30 verbindet die niederländische Grenzregion Overijssel mit dem deutschen Autobahnnetz und ist Teil der Transportverbindung zwischen Amsterdam, Berlin und Warschau. Die Tankstelle ist nach Unternehmensangaben rund um die Uhr geöffnet und kann von allen gängigen LNG-betriebenen Lastwagen genutzt werden.

Rolande hat seinen Hauptsitz im niederländischen Tilburg und eine deutsche Niederlassung in Emmerich am Rhein (Nordrhein-Westfalen). Das Unternehmen betreibt nach eigenen Angaben 28 eigene Tankstellen in Europa, davon elf in Deutschland. Die Standorte konzentrieren sich auf die Niederlande, Belgien und Deutschland. Darüber hinaus verfügt Rolande über ein Netz von Partnerstationen.

Mit dem Ausbau seines Tankstellennetzes setzt Rolande auf eine zunehmende Nachfrage nach verflüssigtem Biomethan (Bio-LNG) im Straßengüterverkehr. Der Kraftstoff wird aus organischen Abfällen

und Reststoffen hergestellt. Anders als fossiles LNG, also verflüssigtes Erdgas, kann Bio-LNG die Treibhausgasemissionen über den gesamten Lebenszyklus deutlich verringern. Die tatsächliche Einsparung hängt unter anderem von den eingesetzten Ausgangsstoffen und dem Herstellungsverfahren ab.

Neben der Emissionsbilanz hebt Rolande die Wirtschaftlichkeit des Kraftstoffs hervor. Nach Angaben des Unternehmens lassen sich mit Bio-LNG je nach Einsatzprofil und Fahrstrecke die Kraftstoffkosten pro Kilometer gegenüber Diesel und hydriertem Pflanzenöl (Hydrotreated Vegetable Oil, HVO) um bis zu 50 Prozent reduzieren. „Bio-LNG ermöglicht zertifizierte CO₂-Reduktionen, die von Kunden zunehmend nachgefragt werden“, ist Rolande-Geschäftsführer Jolon van der Schuit überzeugt.

Nachweise für die Emissionsbilanz

Ein weiteres Argument für den Einsatz von Bio-LNG sieht das Unternehmen in der Nachweisbarkeit der Emissionsminderungen. Diese seien zertifiziert und vollständig rückverfolgbar. Speditionen könnten entsprechende Nachweise unter anderem gegenüber ihren Auftraggebern verwenden und für ihre Nachhaltigkeitsberichterstattung nutzen.

Rolande verweist zudem auf die Einsatzmöglichkeiten von Bio-LNG im Regional- und Fernverkehr. LNG-betriebene Lastwagen könnten den Treibstoff ohne grundlegende Änderungen am Antrieb verwenden. Reichweite, Nutzlast und betriebliche Flexibilität blieben gegenüber dem bisherigen LNG-Betrieb gleich. (ds)

// VON DAVINA SPOHN

[^ Zum Inhalt](#)

Gasfund im Gullfaks-Feld in der Nordsee



Quelle: Shutterstock / Red ivory

GASMARKT. Equinor und seine Partner haben im Gullfaks-South-Feld, 190 Kilometer nordwestlich von Bergen, Gas entdeckt.

Dies berichtet das Businessportal Norwegen. Der norwegische Energiekonzern schätzt die förderbaren Öläquivalenten auf 0,5 bis 1,6 Millionen Standardkubikmeter. Dies entspricht 3,3 bis 10,3 Millionen Barrel Öläquivalent.

Die Explorationsbohrung wurde als Abzweigbohrung im Zusammenhang mit einer Produktionsbohrung niedergebracht. „Es ist sehr positiv, dass mit solch kosteneffizienten Explorationsbohrungen Entdeckungen dieser Größenordnung möglich sind. Diese Fördermengen werden profitabel sein und dazu beitragen, die Aktivitäten und die Produktion auf dem Gullfaks-Feld aufrechtzuerhalten“, erklärt Gunnar Egge, Vizepräsident von Equinor für das Gullfaks-Feld.

Die Entdeckung liegt innerhalb der Produktionslizenz für Gullfaks und gehört den Öl- und Gasunternehmen Equinor, Petoro (beide Norwegen) und OMV (Österreich). (mkl) // VON MAXIMILIAN KLING

[^ Zum Inhalt](#)

Umfrage zu aktuellen Fragestellungen für Stadtwerke



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 bitte auf die Grafik klicken

Quelle: Statista

Im Jahr 2025 gaben 83 Prozent der Befragten an, dass sich Stadtwerke stark beziehungsweise sehr stark mit Cybersecurity in Prozessen und Anlagen auseinandersetzen werden. Dies ging aus einer Umfrage unter 100 Geschäftsführern und Vorständen von Stadtwerken und Energieversorgern aus Deutschland hervor. Statista veröffentlichte die Ergebnisse Ende Juni dieses Jahres. // **VON REDAKTION**

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

⚙️ TECHNIK



Quelle: The Mobility House

Mercedes-Benz startet Vehicle-to-Grid-Angebot

ELEKTROMOBILITÄT. Mercedes-Benz und The Mobility House Energy bieten V2G-Laden zu Hause an. Der Bonus richtet sich nach der Anschlussdauer. Auch andere Autobauer erweitern ihre Angebote.

Mercedes-Benz und The Mobility House Energy führen ein Angebot für bidirektionales Laden (Vehicle-to-Grid, V2G) in Deutschland ein. Es kombiniert eine Gleichstrom-Wallbox mit einem Stromtarif und einer App. Die Fahrzeugbatterie soll damit zu günstigen Zeiten Strom aufnehmen und bei entsprechender Marktlage Energie ins öffentliche Netz zurückspeisen.

Die Steuerung übernimmt The Mobility House Energy. Der Energiedienstleister bindet die Fahrzeugbatterien an den Energiemarkt an und optimiert ihren Einsatz anhand der Strompreise. Über die App lassen sich Ladevorgänge, Rückspeisungen und Gutschriften verfolgen. Voraussetzung ist ein spezieller Stromtarif. Der Ladebedarf der Fahrzeughalter soll bei der Steuerung berücksichtigt werden.

Eine Besonderheit ist das Vergütungsmodell: Kunden erhalten einen Bonus für jede Stunde, in der das Auto zu Hause mit der Wallbox verbunden ist. Ob in dieser Zeit geladen, eingespeist oder kein Strom übertragen wird, spielt laut den Partnern keine Rolle. Eine Obergrenze für die vergüteten Anschlussstunden gibt es demnach nicht. Bei durchschnittlich zwölf Stunden täglich stellen sie mehr als 500 Euro Gutschrift im Jahr in Aussicht.

Die ersten 500 Kunden können die Wallbox bis Ende März 2027 zum Einführungspreis von 1.990 Euro statt regulär 2.990 Euro beziehen. Zusätzlich ist ein Guthaben von 250 Euro für öffentliches Laden vorgesehen. Mercedes-Benz weist darauf hin, dass sich die Wallbox unter den genannten Annahmen innerhalb von vier Jahren amortisieren kann. Nach der Einführungsphase richtet sich die Vergütung nach den dann gültigen Bedingungen.

Die bidirektionale DC-Wallbox von The Mobility House hat eine Leistung von 11 kW und unterstützt das Laden von Fahrzeugen mit 400- und 800-Volt-Technik. Sie kann Softwareaktualisierungen aus der Ferne erhalten. Bei der Kommunikation setzt das System unter anderem auf ISO 15118-20. Vorerst richtet sich das Angebot an Besitzer des elektrischen Mercedes-Benz GLC und der neuen elektrischen C-Klasse. Danach sollen weitere Modelle folgen. Eine Ausweitung in weitere Länder ist geplant.

Nach Auffassung von Mercedes-Benz und The Mobility House Energy könnten zwei Millionen bidirektional ladende Elektroautos in Deutschland nahezu die Hälfte der heutigen Abregelungen erneuerbarer Stromerzeugung vermeiden. Die Unternehmen beziffern die möglichen Einsparungen im Stromsystem auf einen dreistelligen Millionenbetrag.

Auch andere Anbieter haben in der jüngsten Vergangenheit V2G-Angebote eingeführt beziehungsweise erweitert. Octopus Energy öffnete im September seinen Ladetarif für verschiedene Audi-Modelle, nachdem BMW und Eon bereits im Februar dieses Jahres ein V2G-Paket für das Modell iX3 vorgestellt hatten.

Die Angebote unterscheiden sich bei Technik und Vergütung. Gemeinsam ist ihnen, dass die Rückspeisung zunächst an bestimmte Fahrzeugmodelle, kompatible Ladeinfrastruktur und spezielle Stromverträge gebunden ist. (fw) // VON FRITZ WILHELM

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG

Energie & Management | WEBINAR

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

26.11.2026 | 14:00 Uhr | Online

Jetzt kostenfrei anmelden >

msg

Seewärme-Gesellschaft zieht Ankerkunden an Land



Einig: (v.l.) Robert Scherer (BM Meersburg), Thomas Pehle (Land BW) und Marius Wöhler (Stadtwerk am See). Quelle: Seewärme Meersburg

FERNWÄRME. Der Bodensee nimmt, der Bodensee gibt – Wärme. Das Stadtwerk am See will an einem dieser Punkte ansetzen und den Wärmeabfluss aus einem Motorenwerk in sein Fernwärmenetz umleiten.

Das Stadtwerk am See hat eine besondere Beziehung zum Bodensee. Der Versorger vom Südrand Baden-Württembergs mit Sitz in Friedrichshafen entzieht dem Gewässer perspektivisch Energie für seine Wärmenetze. Davon profitiert künftig auch das Land Baden-Württemberg, das Liegenschaften in Meersburg mit Seewärme heizen möchte. Auf der anderen Seite ist das Stadtwerk an jedem Grad Celsius interessiert, das nicht künstlich in den Bodensee gelangt. Ein MTU-Motorenwerk von Rolls-Royce Power Systems (RRPS) leitet seine Abluft bislang in den See. Diese Wärmeenergie will das Stadtwerk am See künftig für seine Zwecke nutzen.

Ab den frühen 2030er-Jahren könnte die MTU-Abwärme ein neues Nahwärmenetz versorgen, das im Friedrichshafener Ortsteil Fischbach entstehen soll. So will es der Ausschuss für Planen, Bauen und Umwelt (PBU) der Stadt, der einen entsprechenden Gemeinderatsbeschluss einstimmig befürwortet. Der Rat will am 19. Oktober das Nahwärmenetz verabschieden.

Zunächst will die Stadt kommunale Gebäude anschließen und perspektivisch 433 Tonnen Treibhausgase pro Jahr einsparen. Damit wären rund sechs Prozent der schädlichen Emissionen getilgt, die Friedrichshafen bis 2040 auf dem Weg zur Klimaneutralität loswerden will. Das Stadtwerk am See könnte Contracting-Partner für die Fischbach-Wärmeversorgung werden, darüber ist allerdings später gesondert zu entscheiden.

13 Gebäude sollen über den Bodensee geheizt werden

Unterdessen stellt das Stadtwerk am See in Zukunft über eine Tochtergesellschaft natürliche Seewärme für insgesamt 13 Gebäude des Landes zur Verfügung. Das Land Baden-Württemberg sei als Referenzkunde besonders wichtig, um das Projekt zu realisieren, sagt die Geschäftsführung der Seewärme Meersburg GmbH, Heike Sonntag und Mark Kreuscher, laut einer Mitteilung.

Seit Ende August 2026 liegen sowohl die Baugenehmigung als auch die wasserrechtliche Erlaubnis vor. Eine Landesförderung fehlt nun noch, um mit dem Bau der Energiezentrale mit Wärmepumpe und Wärmetauscher am Freibad Meersburg zu beginnen. In der Seewärme Meersburg arbeiten Stadtwerk am See und Stadt Meersburg seit 2023 zusammen.

Für Thomas Pehle, Leiter von Vermögen und Bau Baden-Württemberg in Ravensburg, ist der geschlossene Vertrag eine „Win-win-Situation“: Das Land erhalte eine zum Großteil aus erneuerbarer Seewärme gespeiste Wärmeversorgung und die Seewärme Meersburg gewinne einen großen und zuverlässigen Kunden. Vermögen und Bau will jährlich etwa 300 Tonnen CO₂ über diese Lösung einsparen. Wärme aus dem Bodensee soll dann Gebäuden wie dem Schloss Meersburg, dem Droste-Hülshoff-Gymnasium oder dem Staatsweingut zugute kommen. (vs) // VON VOLKER STEPHAN

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

[^ Zum Inhalt](#)

Bremer SWB-Gruppe stellt Wärmeversorgung in Lehe um



Quelle: Shutterstock

WÄRME. Die SWB-Gruppe hat eine Fernwärmeleitung in Bremerhaven-Lehe fertiggestellt. Rund 1.000 Wohneinheiten erhalten pünktlich zur Heizperiode Wärme aus der Müllverbrennung statt aus Erdgas.

Der bislang genutzte Gaskessel im Heizwerk Lipperkamp in Bremerhaven-Lehe kann außer Betrieb genommen werden. Die SWB-Gruppe (Bremen) hat dafür eine rund 1.800 Meter lange Fernwärmeleitung zur bestehenden Infrastruktur der Bremerhavener Entsorgungsgesellschaft (BEG) errichten lassen.

Damit stammt die Wärme für das angeschlossene Versorgungsgebiet künftig aus dem Müllheizkraftwerk der BEG. Nach Angaben des regionalen Energieversorgers endeten die Bauarbeiten Ende September und damit rechtzeitig zum Beginn der aktuellen Heizperiode. Darüber informierte die SWB-Gruppe in einer Mitteilung vom 13. Oktober.

Die SWB-Gruppe rechnet durch die Umstellung mit einer jährlichen Einsparung von rund 1.600 Tonnen CO₂. Für das Projekt investierte der Versorger nach eigenen Angaben rund 2,5 Millionen Euro. Die Bauarbeiten

hatten Mitte November 2025 begonnen. Im Juli dieses Jahres startete der letzte Bauabschnitt. Die neue Leitung führt bis zur Autobahn A27, wo sie an die Fernwärmeversorgung der BEG anschließt.

SWB-Vorstand Gunnar Geise verweist darauf, die Arbeiten sowohl im vorgesehenen Zeit- als auch im Kostenrahmen abgeschlossen zu haben. Auch die Stadt Bremerhaven begrüßt die Umstellung. Andrea Toense, Stadträtin für Gesundheit, Klima und Umwelt, sieht darin einen Beitrag zu einer weniger von fossilen Brennstoffen abhängigen Wärmeversorgung.

140 MW Feuerungsleistung

Die benötigte Wärme stammt aus dem Müllheizkraftwerk der Bremerhavener Entsorgungsgesellschaft. Das Unternehmen mit Sitz in Bremerhaven übernimmt Aufgaben der Abfall- und Abwasserentsorgung und betreibt am Standort Zur Hexenbrücke eine Anlage zur thermischen Verwertung von Restabfällen aus Haushalten und Gewerbebetrieben.

Das Müllheizkraftwerk verfügt nach Betreiberangaben über vier Verbrennungslinien mit einer jährlichen Verbrennungskapazität von insgesamt 401.500 Tonnen Abfall. Die Feuerungswärmeleistung beträgt laut dem Branchenverband Interessengemeinschaft der Thermischen Abfallbehandlungsanlagen in Deutschland (ITAD) 140 MW. Die installierte Fernwärmeleistung beziffert ITAD auf 100 MW, die Generatorleistung auf 20 MW. Das Kraftwerk nutzt Kraft-Wärme-Kopplung, um aus der bei der Abfallverbrennung entstehenden Energie sowohl Strom als auch Wärme zu erzeugen.

Nach Angaben der BEG produziert die Anlage jährlich rund 250.000 MWh Wärme und 100.000 MWh Strom. Einen Teil des Stroms verbraucht das Unternehmen selbst, die übrigen Mengen speist es in das Mittelspannungsnetz ein. (ds) // VON DAVINA SPOHN

[^ Zum Inhalt](#)

Sunovis und Statkraft schließen PPA für Solar-Speicher-Projekte



Quelle: Fotolia / malp

REGENERATIVE. Sunovis und Statkraft haben einen Hybrid-PPA für zwei Solarparks mit 181,9 MW und 244 MWh Speicherkapazität vereinbart. Das Modell kombiniert Festpreis und Gewinnbeteiligung.

Das norwegische Energieunternehmen Statkraft wird den Strom aus zwei Solarparkprojekten mit Batteriespeichern des Projektentwicklers Sunovis langfristig abnehmen und vermarkten. Sunovis hat seinen Sitz in Singen (Baden-Württemberg).

Wie die Unternehmen am 13. Oktober mitteilten, umfasst die Vereinbarung das Projekt mit der Bezeichnung „ABS“ in Sachsen-Anhalt und den Standort Harnekop in Brandenburg. Geplant sind insgesamt 181,9 MW Photovoltaik sowie 61 MW Speicherleistung mit 244 MWh Speicherkapazität.

Beide Projekte befinden sich bereits im Bau. Nach Angaben der Unternehmen werden sie ohne öffentliche Förderprogramme realisiert. Zwischen Ende 2026 und Oktober 2027 sollen sie in Betrieb gehen. Statkraft übernimmt nach eigenen Angaben neben der Stromabnahme auch die optimierte Vermarktung des Solarstroms und der Speicherkapazitäten.

Der Stromabnahmevertrag ist auf mehr als zehn Jahre angelegt. Bei der Vergütung unterscheiden die Vertragspartner zwischen der Inbetriebnahme- und Hochlaufphase im Jahr 2027 und dem anschließenden Betrieb. Für 2027 ist zunächst eine rein marktbasierte Vermarktung mit Gewinnbeteiligung (Profit-Sharing)

vorgesehen. Anschließend soll für den Großteil des erzeugten Stroms ein Festpreis bis Ende 2037 gelten. Für die verbleibenden Mengen bleibt es beim Profit-Sharing. Mit der Kombination sollen die Erlöse für einen großen Teil der Erzeugung planbar bleiben, während Sunovis bei einem Teil der Mengen weiterhin von der Entwicklung der Börsenpreise profitieren kann.

Verbindung von Erlössicherheit und Vermarktungschancen

Durch die Integration von Vier-Stunden-Batteriespeichern können die Solarparks ihre Einspeisung teilweise von der aktuellen Sonneneinstrahlung entkoppeln. So lässt sich Strom zu Zeiten höherer Börsenpreise vermarkten. Aus dem Verhältnis von 244 MWh Kapazität und 61 MW Leistung ergibt sich rechnerisch eine Entladedauer von vier Stunden bei Nennleistung. In Verbindung mit dem flexiblen PPA-Modell sollen dadurch zusätzliche Vermarktungserlöse erzielt und Preisrisiken bei hoher gleichzeitiger Solareinspeisung verringert werden.

Statkraft-Manager Klaas Bauermann verweist bei der Vereinbarung auf die Möglichkeit, langfristige Erlössicherheit mit Vermarktungschancen zu verbinden und so die Finanzierung der Projekte zu unterstützen. Markus Renz, Finanzchef von Sunovis, hebt vor allem die gemeinsame Vermarktung und Optimierung hervor.

Für Statkraft ist es nicht das erste Hybrid-PPA mit einem deutschen Projektentwickler. Im September hatte das Unternehmen mit Wattmanufactur eine Vereinbarung für den Solarpark Rümpel in Schleswig-Holstein geschlossen. Sie umfasst 20 MW Solarleistung und einen Batteriespeicher mit 10 MW Leistung und 20 MWh Kapazität. Anders als beim Vertrag mit Sunovis ist dort für die Vermarktung von Solaranlage und Speicher ein gemeinsamer Festpreis vorgesehen. Die Laufzeit reicht von 2027 bis einschließlich 2033.

Bereits im Frühjahr hatte Statkraft außerdem die Vermarktung dreier Solar-Speicher-Anlagen von Suncatcher vereinbart. Sie kommen zusammen auf 34,5 MW Photovoltaik und Batteriespeicher mit 12 MW Leistung und 24 MWh Kapazität. Auch dort ist ein Modell mit Gewinnbeteiligung vorgesehen. (ds)

// VON FRITZ WILHELM

[^ Zum Inhalt](#)

„Schuby“ geht technisch in Betrieb



Bürgermeisterin Petra Schulze, Landrat Wolfgang Buschmann, Franziska Fischer (Tennet), Georg Gallmetzer (Eco Stor), Wirtschaftsminister Claus Ruhe Madsen und Nils Brodersen (EPW). Quelle: Eco Stor

STROMSPEICHER. In der Gemeinde Schuby läuft die technische Inbetriebnahme eines 103,5-MW-Speichers. Beim Betriebskonzept reden Übertragungsnetz- und Verteilnetzbetreiber ein Wörtchen mit.

„Schuby“ ist in die finale Phase vor dem regulären Betrieb gestartet. Der nach seinem Standort im Kreis Schleswig-Flensburg (Schleswig-Holstein) benannte Batteriegroßspeicher befindet sich in der technischen Inbetriebnahme, teilt Eco Stor mit. Der Speicherhersteller, der die Anlage zusammen mit dem Projektentwickler EWP realisiert hat, freute sich anlässlich des Starts über prominenten Besuch: Zum „Speichertag Schuby“ am 12. Oktober waren Schleswig-Holsteins Wirtschaftsminister Claus Ruhe Madsen (CDU), Vertreter des Übertragungsnetzbetreibers Tennet und der Gemeinde gekommen.

„Schleswig-Holstein produziert schon heute große Mengen erneuerbaren Stroms. Deshalb brauchen wir auch die Infrastruktur, die mit dieser Energie flexibel umgehen kann“, wird der Wirtschaftsminister in einer Unternehmensmitteilung zitiert. Tennet-Chef Tim Meyerjürgens kommentierte: „Das Projekt in Schuby zeigt

beispielhaft, wie innovative Speicherlösungen die Energiewende unterstützen und einen Beitrag zu einem sicheren, zuverlässigen und effizienten Stromsystem leisten können.“

Abstimmung mit Tennet und SH Netz

Schuby hat nach Unternehmensangaben eine Leistung von 103,5 MW und eine Kapazität von 238.000 kWh. In den kommenden Wochen soll die Anlage schrittweise getestet werden. Dabei würden Komponenten und Steuerungssysteme unter verschiedenen Betriebszuständen geprüft und die notwendigen technischen Nachweise für das Zusammenspiel mit dem Stromnetz erbracht, erklärt Eco Stor.

Das Betriebskonzept für Schuby wurde, wie der Hersteller betont, in Abstimmung mit Tennet und SH Netz an die örtliche Netzsituation angepasst. Vorgesehen seien netzneutrale Betriebsgrenzen, die die Einspeisung begrenzen, wenn das lokale Netz stark ausgelastet ist. Zugleich soll der Speicher Strom aufnehmen können, wenn vor Ort viel erneuerbare Energie eingespeist wird.

Der Speicher sei technisch baugleich mit der Anlage in Bollingstedt, die seit 2025 in Betrieb ist, teilt Eco Stor mit. Die dort gewonnenen Erfahrungen fließen in das Projekt Schuby ein. Als Batteriespeicher dieser Größenordnung mit direktem Anschluss an das deutsche Übertragungsnetz stelle Schuby besondere Anforderungen an die Sicherheit und Resilienz des Anlagenbetriebs, heißt es. „Gemeinsam mit Tennet entwickeln und erproben wir dafür Lösungen, die nun erstmals unter diesen Bedingungen praktisch umgesetzt werden“, so Eco-Stor-Geschäftsführer Georg Gallmetzer.

Vermarktung per Tolling-Vertrag

Die Vermarktung der Speicherkapazität ist über einen langfristigen Vertrag gesichert. Im November 2025 hatte Eco Stor mit dem Schweizer Energieunternehmen Alpiq einen Tolling-Vertrag über fünf Jahre geschlossen (wir berichteten). Die Erlösstruktur bildete laut Mitteilung eine Grundlage für die anschließende Finanzierung durch die NORD/LB. Die Projektpartner stellen Schuby als Beispiel für Batteriespeicherprojekte dar, die sich über langfristige Vermarktungsmodelle und eine Bankfinanzierung ohne staatliche Förderung realisieren lassen. Angaben zur Finanzierungssumme oder zu konkreten Erlösen enthält die Mitteilung nicht.

Als Nächstes sollen weitere Tests unter verschiedenen Betriebszuständen folgen, heißt es weiter. Ein Termin für den Beginn des regulären Betriebs wurde nicht genannt. (mf) // VON MANFRED FISCHER

Diesen Artikel können Sie teilen: [!\[\]\(b18c17fc657b587c69a5722b7427ea01_img.jpg\)](#) [!\[\]\(e358c93e0b940abbbddf2f49268931d8_img.jpg\)](#) [!\[\]\(9f2b194a78b5f8298b6bb0653734c319_img.jpg\)](#)

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

UNTERNEHMEN



Quelle: Jonas Rosenberger

Stadtwerke Preetz gehen Anfang 2027 an den Start

STADTWERKE. Eine kleine Stadt in Schleswig-Holstein gibt sich ein Stadtwerk. Preetz will damit seine Hausaufgaben bei der kommunalen Wärmeplanung angehen. Ein weiterer Versorger ist mit im Boot.

Keine drei Monate mehr, und die Stadtwerke-Landschaft in Deutschland ist um einen kommunalen Versorger reicher. In Preetz gehen am 1. Januar 2027 zwei Unternehmen zur Wärmeversorgung in der schleswig-holsteinischen Kommune an den Start. Das hat die Ratsversammlung der 16.000 Menschen zählenden Schusterstadt Anfang Oktober beschlossen.

Dabei handelt es sich einerseits um die Stadtwerke Preetz als Anstalt öffentlichen Rechts (AöR), die zu 100 Prozent der Kommune gehört und die Netzinfrastruktur für eine Fernwärmeversorgung aufbaut. Einnahmen soll die AöR durch die Verpachtung des Netzes an die zweite Einheit erzielen. Diese nennt sich Stadtwerke Preetz GmbH und betreibt das Fernwärmenetz operativ, kümmert sich um den Vertrieb und regelt die kaufmännischen Bereiche.

Für die GmbH holt Preetz sich Expertise und Fachkräfte aus der Nachbarschaft hinzu. Mit einem Drittel beteiligen sich die Stadtwerke Eutin an dem Unternehmen. Für Preetz (66,7 Prozent der Anteile) hat dies den Vorteil, keinen eigenen Personalstamm für den Betrieb des Netzes aufbauen zu müssen.

Anfangs sind 15 Millionen Euro in die Hand zu nehmen

Für die Anfangsinvestitionen in Höhe von etwa 15 Millionen Euro stellt die Kommune der AöR rund 3,6 Millionen Euro zur Verfügung. Preetz erwartet Fördermittel von bis zu 7,3 Millionen Euro, weitere 5,4 Millionen Euro leiht sich die Stadt. Bis 2030 rechnet Preetz mit Anlaufverlusten von etwa 1,2 Millionen Euro. Danach – und mit der Inbetriebnahme des Wärmenetzes – erwartet die Kommune Gewinnausschüttungen der Asset-Gesellschaft an die Stadt Preetz.

Die Stadtwerke Preetz konzentrieren sich zunächst auf die Anbindung des Klosterquartiers an das entstehende Fernwärmenetz (wir berichteten). Dies erscheint den Verantwortlichen am wirtschaftlichsten, weil sich dort viele öffentliche Gebäude befinden und deren Anschluss gewährleistet ist.

Außerdem bezieht das Fernwärmenetz seine Energie aus der Klarwasserabwärme einer nahe gelegenen Kläranlage. In den ersten zehn Jahren sollen Klarwasser-Wärmepumpen den Großteil der Wärme liefern, Gaskessel rund 20 Prozent. Gas als Energieträger soll aufgrund steigender Kosten langfristig entfallen.

Für einen Hochlauf der Fernwärme in der Stadt ist aus Sicht der Kommune grundsätzlich eine Fernwärmesatzung erforderlich. Sie würde helfen, über eine hohe Anschlussquote ein dauerhaft negatives Geschäftsergebnis der Betreibergesellschaft zu vermeiden. Andernfalls wäre „eine Korrektur der Wärmepreise unvermeidbar“, heißt es in der Ratsvorlage. Und: „Die Einführung einer Fernwärmesatzung kann als zentraler wirtschaftlicher Stellhebel erachtet werden.“ (vs) // VON VOLKER STEPHAN

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG

Neuer Uniti-Geschäftsführer für Schmierstoffe



Siegfried Müller. Quelle: privat

PERSONALIE. Siegfried Müller übernimmt im März 2027 die Leitung des Schmierstoffbereichs beim Verband Uniti. Er folgt auf Edwin Leber.

Der „UNITI Bundesverband EnergieMittelstand“ mit Sitz in Berlin hat Siegfried Müller (63) zum neuen Geschäftsführer für den Kompetenzbereich Schmierstoffe berufen. Er übernimmt die Position zum 1. März 2027, wie der Verband am 13. Oktober bekannt gibt.

Müller kommt vom Schmierstoff-Hersteller Zeller + Gmelin, wo er bislang die Geschäftsführung für Marketing und Vertrieb innehat. Der Diplomingenieur für Verfahrenstechnik war zuvor unter anderem für Klüber Lubrication, Aral und Deutsche BP tätig. Als ehemaliges Vorstandsmitglied des Verbands Schmierstoff-Industrie (VSI) verfügt er zudem über Erfahrung in der Verbandsarbeit.

Müller folgt auf Edwin Leber (68), der den Schmierstoffbereich bei Uniti seit 2009 leitet. Leber wird, wie es aus Berlin heißt, seinen Nachfolger zunächst einarbeiten und im Juni 2027 in den Ruhestand gehen. (ds)

// VON DAVINA SPOHN

[^ Zum Inhalt](#)

Quadra Energy bekommt eine COO



Irina Radzikhovskaya. Quelle: Quadra Energy

PERSONALIE. Irina Radzikhovskaya übernimmt als Chief Operating Officer die operative Steuerung von Quadra Energy.

Der Düsseldorfer Direktvermarkter Quadra Energy erweitert seine Geschäftsführung. Irina Radzikhovskaya wird neue Chief Operating Officer (COO), teilt das Unternehmen mit. Die Schweizer Energieexpertin verfügt über mehr als 20 Jahre Berufserfahrung auf den europäischen Energiemärkten. Zuletzt war sie beim Schweizer Energiekonzern Alpiq für den europäischen Intraday-Handel verantwortlich.

In früheren Funktionen bei Alpiq baute Radzikhovskaya unter anderem die Geschäftseinheit New Energy Solutions sowie eine digitale Handelsplattform auf. Zudem begleitete sie den Ausbau eines Portfolios erneuerbarer Energien. Zu ihren fachlichen Schwerpunkten gehören der Energiehandel, das Asset Management, die Flexibilitätsvermarktung und die Digitalisierung energiewirtschaftlicher Prozesse.

Bei Quadra Energy übernimmt Radzikhovskaya die operative Steuerung des Unternehmens. Zu ihren Aufgaben zählen die Weiterentwicklung interner Prozesse, der Ausbau der Organisation und die Verknüpfung von Technologie und Stromhandel.

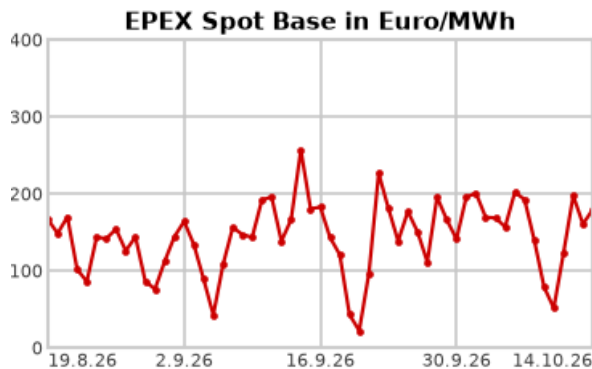
Die Erweiterung der Geschäftsführung stehe im Zusammenhang mit der Neuorganisation des Energiegeschäfts von Total Energies in Deutschland, heißt es weiter. Unter dem Dach von Integrated Power Germany bündelt der französische Energiekonzern die Aktivitäten seiner Tochtergesellschaften Quadra Energy, Kyon Energy und VSB sowie das deutsche Offshore-Windgeschäft. Gleichzeitig übernimmt Quadra-Geschäftsführer Thomas Krings zusätzliche Verantwortung in den Bereichen Corporate Sales und Power Portfolio Integration.

Quadra Energy wurde 2012 gegründet und gehört seit 2023 zu Total Energies. Das Unternehmen beschäftigt nach eigenen Angaben rund 50 Mitarbeiter und vermarktet über seine digitale Plattform „Q.nect“ Strom aus Windenergie-, Solar- und Batteriespeichereinrichtungen. Die vermarktete Leistung beziffert Quadra in der Pressemitteilung auf rund 10.400 MW. (sag) // VON STEFAN SAGMEISTER

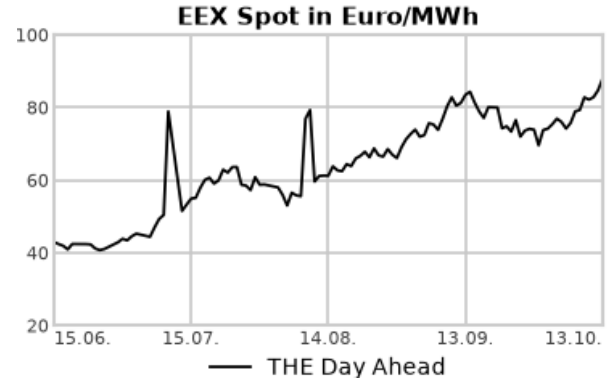
[^ Zum Inhalt](#)

MARKTBERICHTE

STROM



GAS



Gaspreise zeitweise wieder auf Vier-Jahres-Hoch



Quelle: E&M

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

Überwiegend fester haben sich die Energiemärkte am Dienstag präsentiert. Der deutsche Strommarkt legte zu. Die CO₂-Preise gaben nach - neben Gewinnmitnahmen belastet das Risiko, dass der EU-Gipfel das EUA-Angebot erhöht. Die Gaspreise stiegen zeitweise auf den höchsten Stand seit Ende 2022. Der Markt stellt sich auf einen Winter mit stark eingeschränkten LNG-Lieferungen aus dem Golf ein. Niedrige Speicherstände verschärfen die Versorgungsrisiken. Die Ölpreise sanken dagegen. Höhere Lieferungen aus der Golfregion sprechen für weiteres Abwärtspotenzial, während mögliche Angriffe auf Tanker und Ölanlagen sowie das Eskalationsrisiko nach den US-Zwischenwahlen eine hohe Risikoprämie rechtfertigen.

Strom: Überwiegend fester hat sich der deutsche OTC-Strommarkt am Dienstag gezeigt.

Der Day-ahead gewann bis gegen 14 Uhr im Base 18,75 Euro auf 179,25 Euro je Megawattstunde und im Peak 24,50 Euro auf 183,75 Euro je Megawattstunde. An der Börse wurde die Grundlast mit 178,99 Euro und die Spitzenlast mit 183,42 Euro ermittelt. Die Einspeiseleistung der Erneuerbaren dürfte am Mittwoch in etwa auf dem Niveau vom Dienstag liegen. Von Donnerstag an erwarten die Meteorologen von Eurowind einen deutlichen Rückgang der Beiträge von Wind und Sonne.

Das Strom-Cal-27 gewann am Berichtstag um 1,71 Euro auf 143,34 Euro je Megawattstunde hinzu.

CO₂: Schwächer haben sich die CO₂-Preise am Dienstag gezeigt. Der Dec 26 verlor bis gegen 14 Uhr 0,68 Euro auf 87,66 Euro je Tonne. Das Hoch lag bei 88,22 Euro, das Tief bei 87,01 Euro.

Marktteilnehmer bewerteten den Preisrückgang als Korrektur, nachdem der Dec 26 am Montag zwischenzeitlich auf den höchsten Stand seit Mitte Januar geklettert war.

Während das Wetter in den kommenden Wochen noch Unterstützung für den Markt mit sich bringen könnte, liegt das größte Risiko für den CO₂-Markt derzeit laut einem Bericht von S&P Global in der europäischen Klimapolitik: Beim EU-Gipfel am 15. und 16. Oktober wollen Italien und Tschechien offenbar eine Aussetzung der Entnahme von Zertifikaten durch die Marktstabilitätsreserve (MSR) erreichen. Nach den geltenden Regeln soll die MSR zwischen September 2026 und August 2027 rund 190 Millionen EUA dem Auktionsangebot entziehen. Eine Aussetzung würde das verfügbare Angebot entsprechend erhöhen.

und könnte die jüngste Preisrally rasch umkehren. Marktteilnehmer rechnen daher mit erhöhter Volatilität vor dem Gipfel.

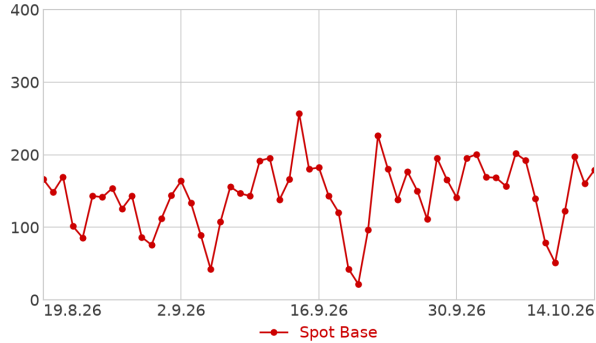
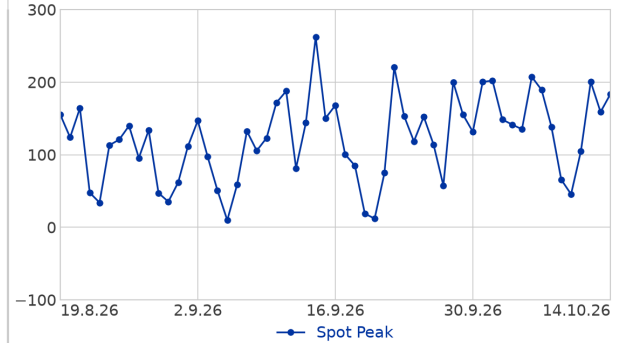
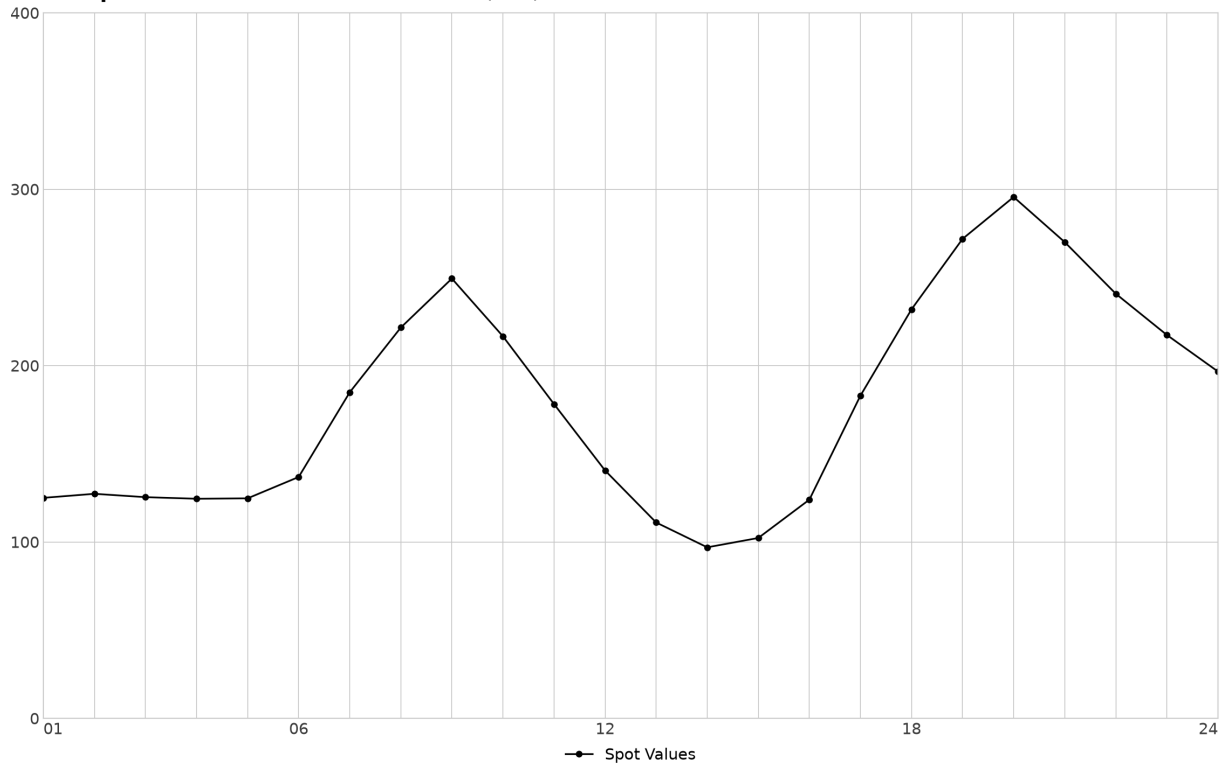
Erdgas: Mit einem Plus haben sich die europäischen Gaspreise am Dienstag gezeigt. Der richtungsweisende Frontmonat am niederländischen TTF gewann bis gegen 14 Uhr 2,105 Euro auf 85,955 Euro je Megawattstunde und erreichte zeitweise den höchsten Stand seit Dezember 2022. Am deutschen THE legte der Day-ahead um 3,050 Euro auf 87,450 Euro je Megawattstunde zu.

Nach Einschätzung der Analysten von ING stellt sich der Markt zunehmend darauf ein, einen Großteil des bevorstehenden Winters auf der Nordhalbkugel mit stark eingeschränkten LNG-Lieferungen aus dem Golf bewältigen zu müssen.

Nach Angaben des Branchenverbands Gas Infrastructure Europe (GIE) sind die Speicher in der EU derzeit zu 73 Prozent gefüllt. Der Fünf-Jahres-Durchschnitt liegt dagegen bei 89 Prozent. Die angespannte Versorgungslage erhöht das Risiko eines intensiveren Wettbewerbs mit asiatischen LNG-Käufern. Vor allem bei niedrigen Wintertemperaturen drohen damit weitere Preissprünge am europäischen Gasmarkt. (map)

// 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

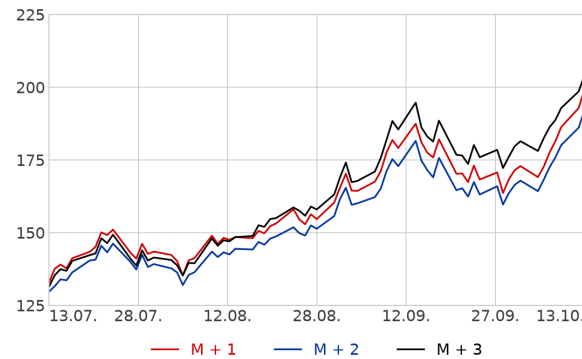
Terminmarktpreise Base in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	13.10.26	German Power Nov-2026	199,23
M2	13.10.26	German Power Dec-2026	192,08
M3	13.10.26	German Power Jan-2027	204,17
Q1	13.10.26	German Power Q1-2027	190,72
Q2	13.10.26	German Power Q2-2027	119,78
Q3	13.10.26	German Power Q3-2027	128,00
Y1	13.10.26	German Power Cal-2027	145,53
Y2	13.10.26	German Power Cal-2028	107,20
Y3	13.10.26	German Power Cal-2029	92,53

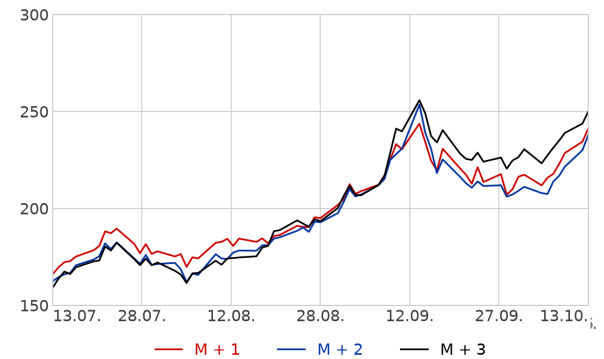
Terminmarktpreise Peak in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	13.10.26	German Power Nov-2026	241,16
M2	13.10.26	German Power Dec-2026	237,84
M3	13.10.26	German Power Jan-2027	249,90
Q1	13.10.26	German Power Q1-2027	219,80
Q2	13.10.26	German Power Q2-2027	102,72
Q3	13.10.26	German Power Q3-2027	117,74
Y1	13.10.26	German Power Cal-2027	156,03
Y2	13.10.26	German Power Cal-2028	118,24
Y3	13.10.26	German Power Cal-2029	100,14

Frontmonate Base in Euro/MWh (EEX)



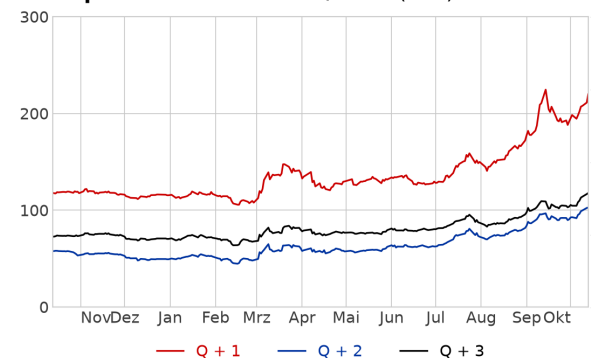
Frontmonate Peak in Euro/MWh (EEX)



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

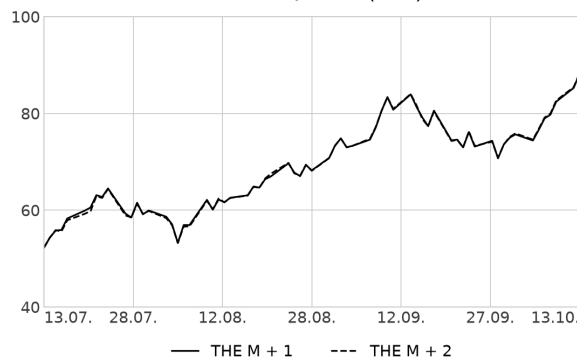
Terminmarktpreise THE in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	13.10.26	German THE Gas Nov-2026	88,15
M2	13.10.26	German THE Gas Dec-2026	88,24
Q1	13.10.26	German THE Gas Q1-2027	87,23
Q2	13.10.26	German THE Gas Q2-2027	68,01
S1	13.10.26	German THE Gas Sum-2027	65,36
S2	12.10.26	German THE Gas Win-2027	58,73
Y1	13.10.26	German THE Gas Cal-2027	69,92
Y2	13.10.26	German THE Gas Cal-2028	44,26

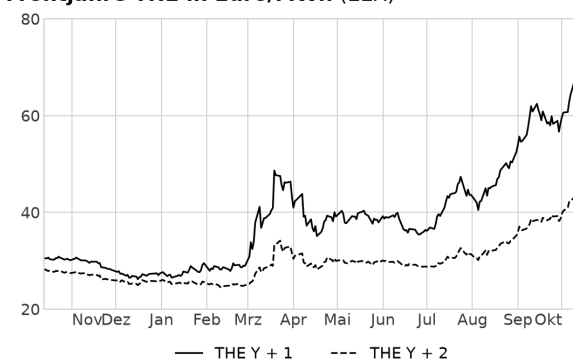
EEX Spot in Euro/MWh



Frontmonate THE in Euro/MWh (EEX)



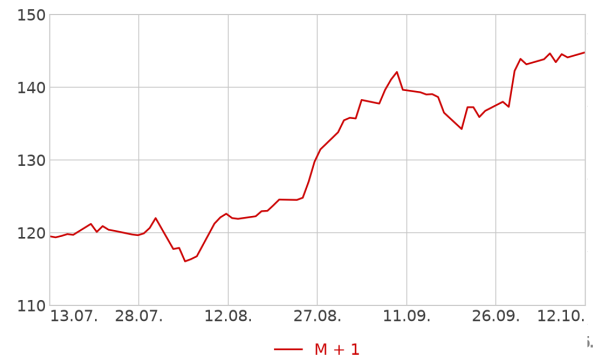
Frontjahre THE in Euro/MWh (EEX)



Strom, CO2, und Kohle

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
Germany Spot base	13.10.26	178,99	EUR/MWh
Germany Spot peak	13.10.26	183,42	EUR/MWh
EUA Dezember 2026	13.10.26	88,04	EUR/tonne
Coal API2 Dezember 2026	12.10.26	144,80	USD/tonne

Frontmonat Kohle API2 in USD/t (ICE)



Gas und Öl

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
German THE Gas Day Ahead	13.10.26	87,88	EUR/MWh
German THE Gas Nov-2026	13.10.26	88,15	EUR/MWh
German THE Gas Cal-2027	13.10.26	69,92	EUR/MWh
Crude Oil Brent Dec-2026	13.10.26	105,69	USD/bbl

EUA in Euro/t (EEX)



E&M STELLENANZEIGEN



Ingenieur für Windenergie - Lastberechnung Onshore / Offshore (w/m/d)

Innovationen bringen tiefgreifende Veränderungen mit sich und beeinflussen unser Leben in vielfältige...
in München

vor 2 h

● Ausbildung / Freie Mitarbeit ● Flexible Arbeitszeit



Business Development Manager (w/m/d) Energiewirtschaft

emsyspaving the way for renewablesOldenburg bei BremenFlexible ArbeitszeitenBusiness Developme...
in Deutschland

vor 2 h

● Festanstellung / Freie Mitarbeit ● Homeoffice / Flexible Arbeitszeit / Kantine



Flexibler Nebenjob als Biologie - Nachhilfelehrer*in (w/m/d)

Du suchst einen bedeutungsvollen Nebenjob mit flexibler Zeiteinteilung? Dann bist du hier genau richti...
in Chemnitz

vor 2 h

● Minijob ● Flexible Arbeitszeit



Flexibler Nebenjob als Biologie - Nachhilfelehrer*in (w/m/d)

Du suchst einen bedeutungsvollen Nebenjob mit flexibler Zeiteinteilung? Dann bist du hier genau richti...
in Gelsenkirchen

vor 2 h

● Minijob ● Flexible Arbeitszeit



Pflegefachperson (m/w/d) für die gastroenterologische Station

Wir suchen zum ab sofort in Voll- oder Teilzeit für unser Klinikum in Winnenden einePflegefachperson ...
in Deutschland

vor 2 h

● Weiterbildung / Kantine

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.



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

Mühlfelder Str. 18 a - D-82211 Herrsching

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

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

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

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

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

Folgen Sie E&M auf:

