



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

STROM
42,67 €/MWh

Epex Spot DE-LU Day Base

GAS
80,01 €/MWh

EEX Spot THE (End of Day)

ZAHL DES TAGES
400.000

Tonnen CO2 soll das Projekt Greensand zunächst jährlich unter dem Meeresboden speichern und dann die Kapazität auf 4 bis 8 Millionen Tonnen pro Jahr steigern.

**WINDKRAFT
ONSHORE**

BWE sieht Korrekturbedarf im EEG 2027

WASSERSTOFF

Universität Stuttgart baut praxinahe H2-Forschung aus

WIRTSCHAFT

Agri-PV-Unternehmen kämpft ums Überleben

Inhalt

TOP-THEMA

→ **REGULIERUNG:** Verbände fordern Nachbesserungen bei AgNes

POLITIK & RECHT

- **WINDKRAFT ONSHORE:** BWE sieht Korrekturbedarf im EEG 2027
- **EUROPA:** Eurelectric fordert Änderungen an EU-Plänen für Netzentgelte
- **PHOTOVOLTAIK:** Streit um Auflagen für Steckersolargeräte

HANDEL & MARKT

- **WINDKRAFT :** Prokon bringt Reststrom-Tarif auf den Markt
- **WIRTSCHAFT:** Verbund übernimmt Vermarktung für Super-Hybrid-Kraftwerk
- **KLIMASCHUTZ:** 21 Gebote für CO2-Differenzverträge eingegangen
- **STATISTIK DES TAGES:** Monatliche Anzahl der Neuzulassungen von Elektroautos bis August 2026

TECHNIK

- **WASSERSTOFF:** Universität Stuttgart baut praxinahe H2-Forschung aus
- **STUDIEN:** CCS in der Nordsee: Der Speicherplatz wird knapp
- **KLIMASCHUTZ:** Greensand startet CO2-Speicherung vor Dänemark
- **TECHNIK:** SMA baut Fertigung für Großanlagen aus

UNTERNEHMEN

- **WIRTSCHAFT:** Agri-PV-Unternehmen kämpft ums Überleben
 - **UNTERNEHMEN:** Partnerschaft für Großspeicherprojekte gestartet
 - **PERSONALIE:** Chefwechsel bei RWE-Handelssparte
 - **PERSONALIE:** Neues Führungsteam bei Saxovent Renewables
-

MARKTBERICHTE

- **MARKTKOMMENTAR:** Speicherstand bleibt zentrale Sorge am Gasmarkt
-

SERVICE

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

★ TOP-THEMA

Verbände fordern Nachbesserungen bei AgNes



Quelle: Shutterstock / nitpicker

REGULIERUNG. Am 18. September endete die Konsultationsphase für die Reform der Stromnetzentgelte (AgNes) durch die Bundesnetzagentur. Die Energiebranche fordert deutliche Änderungen.

In ihren Stellungnahmen zur Reform der Stromnetzentgelte (AgNes) kritisieren Vertreter der Energiebranche den Entwurf der Bundesnetzagentur und fordern praxistauglichere Regeln. Der Verband kommunaler Unternehmen (VKU), der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), die Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie (DGS) und EnBW erwarten Nachbesserungen.

Die Behörde will mit AgNes die Stromnetzentgelte neu ordnen. Der Entwurf sieht unter anderem neue Entgeltregeln für Erzeugungsanlagen und Speicher sowie eine veränderte Verteilung der Netzkosten vor. Im Mittelpunkt stehen Fragen zu Bürokratie, Investitionssicherheit, Kostenverteilung, Datenmanagement und der praktischen Umsetzung.

Der VKU kritisiert insbesondere den zusätzlichen Verwaltungsaufwand für Stadtwerke und Netzbetreiber. „Der Entwurfbürdet Stadtwerken und Netzbetreibern hohen Zusatzaufwand auf, ohne einen erkennbaren Nutzen für das Stromsystem zu schaffen“, sagte VKU-Hauptgeschäftsführer Ingbert Liebing. Der Verband begrüßt, dass die Behörde den Vertrauensschutz für bestehende Investitionen ausgeweitet und die Einführung dynamischer Netzentgelte verschoben hat. Aus Sicht des Verbands sollte der Schutz jedoch auch für bereits weit fortgeschrittene Projekte gelten. Als mögliche Nachweise nennt der VKU unter anderem eine Baugenehmigung, eine Netzanschlusszusage oder eine gesicherte Finanzierung.

Kritisch sieht der VKU zudem die geplante Kostenverteilung zwischen den Netzbetreibern. Nach Angaben des Verbands sind zentrale Fragen zur Umsetzung noch offen. Das gelte auch für die vorgesehenen Kapazitätsentgelte für Stromkunden und die neuen Entgelte für Erzeugungsanlagen. Bei den Kapazitätsregeln müssten Netzbetreiber und Kunden laut Liebing Klarheit darüber haben, welche Daten verwendet werden, wie die Kapazität berechnet wird und wer für die Angaben verantwortlich ist.

Fehlende Anreize für netzdienliche Flexibilität

Auch der BDEW fordert Änderungen. Hauptgeschäftsführerin Kerstin Andreae bewertet eine Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik grundsätzlich als notwendig. Die Kosten müssten aus ihrer

Sicht unter Berücksichtigung der jeweiligen Netzinanspruchnahme von allen Netznutzern getragen werden. Es fehlten aus Sicht des Verbandes noch Anreize für netzdienliche Flexibilität, etwa bei Elektrokesseln und Großwärmepumpen.

Wie der VKU sieht auch der BDEW erhebliche Umsetzungsaufwände. Die geplante Komplexität der Systematik werde umfangreiche Arbeiten bei Datenaustausch, Rechtssicherheit und Marktprozessen auslösen. Nach Einschätzung von Andreae reichen selbst die im Entwurf vorgesehenen zwei Jahre für die Umsetzung nicht aus. Der BDEW fordert deshalb weitere Konkretisierungen und Präzisierungen sowie einen belastbaren Zeitplan.

Die DGS richtet den Fokus insbesondere auf die Auswirkungen der Reform auf Photovoltaikanlagen. Sie kritisiert einen geplanten Prosumer-Aufschlag sowie neue Einspeiseentgelte. Nach Angaben der DGS könnten Haushalten mit eigener PV-Anlage durch den Aufschlag pauschale Zusatzkosten von rund 100 bis 200 Euro pro Jahr entstehen.

Besonders problematisch sei die vorgesehene Erhebung an jeder verbrauchenden Marktllokation. Dadurch könne die Gemeinschaftliche Gebäudeversorgung (GGV) in Mehrfamilienhäusern an Wirtschaftlichkeit verlieren. Außerdem sollen nach dem Entwurf Erzeugungsanlagen mit mehr als 30 kW installierter Bruttoleistung grundsätzlich mit Einspeiseentgelten belastet werden.

Die DGS kritisiert darüber hinaus, dass AgNes, die Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) und das sogenannte Netzpaket jeweils einzeln betrachtet würden. Die kumulierten Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit von PV-Projekten würden dadurch aus Sicht des Verbands nicht ausreichend berücksichtigt.

Auch der Energiekonzern EnBW fordert investitionsfreundlichere und praxistauglichere Regeln. Dirk Güsewell, Vorstand Systemkritische Infrastruktur bei EnBW, warnt vor einer zu hohen Komplexität der neuen Systematik. Insbesondere müssten Speicherprojekte einen ausreichenden Vertrauensschutz bekommen, weil deren Wirtschaftlichkeit teilweise auf der gesetzlichen Befreiung von Netzentgelten für Speicher beruht.

Auch bei Einspeiseentgelten sieht EnBW Klärungsbedarf. Nach Einschätzung des Unternehmens könnten sie zwar die Zahl der Kostenträger erhöhen, die Belastung der Verbraucher aber letztlich kaum verändern, wenn die Kosten über die Netzentgelte weitergegeben werden. Eine kurzfristige Einführung von dynamischen Netzentgelten im 15-Minuten-Takt lehne EnBW ab. Die konkreten Marktreaktionen auf sehr kurzfristig wechselnde Entgelte seien schwer vorhersehbar und erforderten zusätzlichen Aufwand für Netzbetreiber und Netzkunden. (sh) // VON SUSANNE HARMSSEN

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

POLITIK & RECHT



BWE-Geschäftsführer Wolfram Axthelm beim Policy-Briefing. Quelle: Susanne Harmsen

BWE sieht Korrekturbedarf im EEG 2027

WINDKRAFT ONSHORE. Der Bundesverband Windenergie (BWE) fordert Änderungen an EEG 2027 und Netzpaket. Eine Südquote und ein angepasstes Referenzertragsmodell sollen den Windkraftausbau im Süden stärken.

Wolfram Axthelm, Geschäftsführer des Bundesverbands Windenergie (BWE), sieht erheblichen Änderungsbedarf am geplanten Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) 2027 und dem Netzpaket. Das sagte er am 18. September beim BWE-Policy-Briefing. Besonders beim Ausbau der Windenergie in Süddeutschland seien andere Rahmenbedingungen nötig, damit genehmigte Projekte tatsächlich gebaut werden könnten.

Die Ergebnisse der Windkraftausschreibung an Land vom 1. August verdeutlichten nach Ansicht des BWE die regionale Schieflage. In Baden-Württemberg erhielten demnach 83 Prozent der Bewerber einen Zuschlag, in Bayern waren es lediglich 14 Prozent. Axthelm zufolge reichen die vorhandenen Genehmigungen daher allein nicht aus, um den nötigen Ausbau im Süden nachzuholen.

Die Verbände für erneuerbare Energien in Baden-Württemberg und Bayern fordern deshalb den Bundestag auf, die Empfehlungen der Bundesratsausschüsse zu berücksichtigen. Im EEG 2027 solle eine Südquote eingeführt und das Referenzertragsmodell angepasst werden. Damit soll die Windenergie stärker dort ausgebaut werden, wo zusätzliche Stromerzeugung benötigt wird.

BWE fordert Änderungen am EEG 2027

Der BWE fordert, den sogenannten Redispatch-Vorbehalt im geplanten Netzpaket vollständig zu streichen. Der Verband bewertet sowohl einen erzwungenen Entschädigungsverzicht als auch die vorgesehene Ausgestaltung von Engpassgebieten als europarechtswidrig.

Auch bei der geplanten Wirkleistungsbegrenzung verlangt der Verband Änderungen. Ein vorgesehener Stichtag müsse korrigiert werden. Der BWE fordert einen aus seiner Sicht angemessenen Bestands- und Vertrauensschutz sowie Übergangsregelungen für die Industrie.

Beim Referenzertragsmodell spricht sich der Verband für eine andere Ausgestaltung aus. Die Südregion müsse gestärkt werden, ohne Projekte in anderen Teilen Deutschlands schlechterzustellen. Nach

Einschätzung des BWE könne die derzeit geplante Änderung zudem die Flächenplanung beeinträchtigen.

Der Verband fordert deshalb, die im Entwurf vorgesehenen Kategorien „Küsten-Region“ und „Mitte-Nord“ zu streichen. Für Standorte in der Südregion soll der Korrekturfaktor bei einer Standortgüte von 50 Prozent nach den BWE-Vorstellungen auf 1,8 angehoben werden.

Pachtdeckel und Direktbelieferung

Den geplanten Pachtdeckel lehnt der BWE ebenfalls ab. Nach Angaben des Verbands seien die Pachtpreise bereits rückläufig. Eine Begrenzung schaffe dagegen zusätzlichen bürokratischen Aufwand und erhöhe die Finanzierungsrisiken für laufende Projekte. „Der BWE will die Einführung des Pachtdeckels daher verhindern und fordert die Streichung der entsprechenden Paragraphen“, sagte Axthelm.

Überdies verlangt der Verband bessere Möglichkeiten für die Vermarktung von Windstrom. Für Contracts for Difference (CfDs) solle ein Marktwertkorridor eingeführt werden. Gleichzeitig müssten Power-Purchase-Agreements (PPAs) und Wechselmöglichkeiten zwischen den Vermarktungsmodellen möglich sein. Nach Auffassung des BWE können PPAs insbesondere für Industrie und Mittelstand den Zugang zu erneuerbarem Strom erleichtern.

Auch Punkte aus dem Koalitionsvertrag müssten aus Sicht des Verbands in das EEG 2027 einfließen. Dazu zählt der BWE unter anderem Energy Sharing, eine stärkere Bürgerenergie sowie eine physische Direktbelieferung. Erneuerbarer Strom solle möglichst vor Ort genutzt werden, anstatt Anlagen abzuregeln.

Bundesrat berät über EEG-Änderungen

Der Bundesrat soll am 25. September über Empfehlungen seiner Ausschüsse zum EEG 2027 beraten. Diese sehen unter anderem eine Südquote von 20 Prozent des jährlichen Ausschreibungsvolumens vor. Für 2027 und 2028 soll die Quote nach den Empfehlungen jeweils mindestens 3.000 MW umfassen.

Die Ausschüsse empfehlen zudem höhere Ausschreibungsvolumina. Für 2027 sind 20.000 MW, für 2028 15.000 MW und für 2029 12.000 MW vorgesehen. Danach soll das Volumen bei 10.000 MW jährlich liegen. Weitere Empfehlungen betreffen die kommunale Beteiligung, Energy Sharing, Bürgerenergie und die Möglichkeit, erneuerbaren Strom stärker vor Ort zu nutzen.

Für die geplanten Änderungen am EEG und Netzpaket bleibt nach Einschätzung des BWE wenig Zeit. Das parlamentarische Verfahren soll zwischen dem 24. September und Mitte Oktober stattfinden. Ein Inkrafttreten der Regelungen zum 1. Januar 2027 sei damit grundsätzlich noch möglich. Axthelm forderte, die aus seiner Sicht investitionsrelevanten Änderungen in diesem Verfahren zu berücksichtigen. (sh)

// VON SUSANNE HARMSSEN

[^ Zum Inhalt](#)

Eurelectric fordert Änderungen an EU-Plänen für Netzentgelte



Quelle: Pixabay / Dimitris Vetsikas

EUROPA. Die EU-Kommission will die Regeln für Netzentgelte weiterentwickeln. Eurelectric unterstützt Teile der Pläne, warnt aber vor einer zu starken Harmonisierung auf EU-Ebene.

Die Europäische Kommission will die Regeln für Netzentgelte reformieren. Am 17. Juli hatte sie dazu konkrete Vorschläge gemacht. Ziel sind flexiblere Netzentgelte mit Anreizen für netzdienliches Verhalten, Entlastungen für bestimmte Verbrauchergruppen, ein schnellerer Smart-Meter-Rollout sowie eine stärkere Digitalisierung der Stromnetze. Das soll zu niedrigen Stromkosten, einer effizienteren Netznutzung und weniger fossilen Energieimporte führen.

Der Dachverband der Elektrizitätswirtschaft Eurelectric hat nun seine Vorschläge für Änderungen an den Plänen vorgelegt. Ausgangspunkt ist der steigende Investitionsbedarf in den Stromnetzen durch Elektrifizierung und den Ausbau erneuerbarer Energien. Die Regulierung müsse den Verteilnetzbetreibern verlässliche und vorhersehbare Erlöse ermöglichen und zugleich Anreize für eine effiziente Nutzung der vorhandenen Infrastruktur setzen. Bei der Bezahlbarkeit von Strom dürfe zudem nicht allein auf die Netzentgelte geschaut werden. Auch Steuern und andere staatlich bestimmte Bestandteile der Stromrechnung seien zu berücksichtigen.

Kritik gibt es an der geplanten stärkeren Harmonisierung. Eurelectric hält einheitliche Vorgaben dort für sinnvoll, wo unterschiedliche nationale Regelungen den europäischen Strombinnenmarkt beeinträchtigen können. Eine einheitliche Methodik für Verteilnetzentgelte lehnt der Verband jedoch ab. Netztopologie, Kundendichte, Investitionsbedarf und regulatorische Rahmenbedingungen unterschieden sich zwischen den Mitgliedstaaten und Regionen. Die Festlegung der Methodik für Verteilnetzentgelte solle deshalb nationale Kompetenz bleiben.

Zudem fordert Eurelectric eine klare Trennung zwischen der Methodik zur Berechnung der Entgelte für Netznutzer und der Erlösregulierung der Verteilnetzbetreiber. Die beiden Instrumente richteten sich an unterschiedliche Akteure und verfolgten unterschiedliche Ziele. Die Regulierung müsse den Netzbetreibern ausreichende Einnahmen und Planungssicherheit für Investitionen ermöglichen.

Skeptisch sieht der Verband Sonderregelungen für einzelne Netznutzer. Solche Tarife sollten auf wenige Fälle begrenzt bleiben, da sie vom Prinzip der Kostenorientierung abweichen und Quersubventionierungen verursachen könnten. Auch staatliche Zuschüsse zur Senkung der Netzentgelte sollten nach Vorstellung von Eurelectric nur eingesetzt werden, um kurzfristige starke Entgeltsprünge infolge hoher Netzinvestitionen abzufedern.

Anders beurteilt Eurelectric die sogenannten G-Charges, also Entgelte, die Erzeuger für die Einspeisung von Strom in das Netz zahlen. Hier fordert der Verband einen verlässlichen Rahmen auf EU-Ebene. Stark unterschiedliche Einspeiseentgelte könnten die Wettbewerbsbedingungen im gekoppelten europäischen Stromgroßhandel verändern und Investitionsentscheidungen verzerren. Die Mitgliedstaaten sollen aber weiterhin die Möglichkeit haben, solche Einspeiseentgelte zu erheben.

Änderungen verlangt Eurelectric auch bei Digitalisierung und Smart Metern. Digitale und sogenannte Non-Wire-Lösungen sollten gefördert werden, wenn sie die Nutzung, Kapazität, Flexibilität oder Zuverlässigkeit der Netze verbessern. Sie könnten einen konventionellen Netzausbau jedoch nicht grundsätzlich ersetzen.

Beim Smart-Meter-Rollout warnt der Verband vor einheitlichen europäischen Ausbauzielen. Länder mit bislang niedrigen Einbauquoten könnten Schwierigkeiten bekommen, die Vorgaben wegen fehlender Geräte, Fachkräfte sowie Hard- und Softwarekapazitäten zu erreichen. Die Ausbauziele sollten deshalb die jeweilige nationale Ausgangslage berücksichtigen.

Grundsätzlich unterstützt Eurelectric dagegen Regeln, die Netznutzer zu einem effizienteren Umgang mit knapper Netzkapazität bewegen. Auch Vorgaben gegen spekulative Netzanschlussanfragen hält der Verband für sinnvoll. Regulierungsbehörden und Regierungen sollten hierfür objektive, transparente und diskriminierungsfreie Kriterien festlegen.

Die „**Recommendations for future-proofing electricity bills**“ von Eurelectric können auf deren Internetseite heruntergeladen werden. (sag) // VON STEFAN SAGMEISTER

[^ Zum Inhalt](#)

Streit um Auflagen für Steckersolargeräte



Quelle: Shutterstock / Mariana Serdynska

PHOTOVOLTAIK. Die Deutsche Umwelthilfe geht gegen Bedingungen des Wohnungskonzerns Vonovia für Balkonkraftwerke vor. Eine Unterlassungsklage liegt beim Oberlandesgericht Hamm.

Die Deutsche Umwelthilfe (DUH) hat beim Oberlandesgericht Hamm eine Unterlassungsklage gegen Vonovia eingereicht. Streitpunkt sind Vorgaben des Wohnungskonzerns für Mieter, die ein Steckersolargerät an Balkon oder Terrasse installieren wollen.

Nach Darstellung der DUH verlangt Vonovia vor der Installation den Abschluss einer Gestattungsvereinbarung. Mieter ohne Außensteckdose könnten demnach kein Balkonkraftwerk installieren, weil Bohrungen oder Kabeldurchführungen in die Wohnung nicht zugelassen würden. Verfüge eine Wohnung bereits über eine Außensteckdose, müsse der Mieter unter anderem einer Vor-Ort-Überprüfung zustimmen. Bei dabei festgestellten Mängeln sehe die Vereinbarung nach Angaben der DUH eine Kostenübernahme durch den Mieter vor. Außerdem kritisiert der Verband eine weitreichende Haftungsfreistellung zugunsten von Vonovia.

Ob diese Vertragsbedingungen zulässig sind, soll nun gerichtlich geklärt werden. Seit Oktober 2024 sind Steckersolargeräte in § 554 Absatz 1 BGB ausdrücklich als privilegierte bauliche Veränderung genannt. „Pauschale und überzogene Vertragsbedingungen stehen dazu im Widerspruch und hebeln die Intention des Gesetzgebers faktisch aus. Das ist nach Mietrecht und auch nach Energierecht unwirksam“, sagt Dirk Legler, Rechtsanwalt und Partner bei Rechtsanwälte Günther in Hamburg, der die DUH in dem Verfahren juristisch vertritt.

Mieter können danach verlangen, dass der Vermieter eine bauliche Veränderung erlaubt, die der Stromerzeugung durch ein Steckersolargerät dient. Der Anspruch besteht allerdings nicht, wenn die Veränderung dem Vermieter auch unter Würdigung der Interessen des Mieters nicht zugemutet werden kann.

Die DUH hält die von Vonovia verwendete Vereinbarung für unvereinbar mit dieser Regelung. Vonovia weist den Vorwurf zurück. In einem Beitrag der *Tagesschau* sagt Vonovia-Sprecher Matthias Wulff wörtlich: „Wir freuen uns über jedes Balkonkraftwerk. Die Energiewende ist bei uns Teil des Geschäftsmodells.“ Als Vermieter und Gebäudeeigentümer müsse Vonovia jedoch eigene Pflichten berücksichtigen und die Interessen beider Seiten abwägen.

Teil des Streits ist auch die technische Ausführung des Anschlusses. Die seit Dezember 2025 geltende Produktnorm DIN VDE V 0126-95 erlaubt unter bestimmten Voraussetzungen auch den Anschluss eines Steckersolargeräts über eine herkömmliche Schutzkontaktsteckdose. Voraussetzung sind zusätzliche technische Schutzmaßnahmen. Bei dieser Anschlussart darf die Wechselrichterleistung nach Angaben des VDE 800 Voltampere nicht überschreiten.

Die DUH beanstandet, aus der Gestattungsvereinbarung von Vonovia gehe nicht eindeutig hervor, ob ein solcher Anschluss über einen Schukostecker akzeptiert oder weiterhin eine spezielle Energiesteckvorrichtung verlangt werde. (fw) // VON FRITZ WILHELM

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

HANDEL & MARKT



Quelle: Prokon

Prokon bringt Reststrom-Tarif auf den Markt

WINDKRAFT . Mit „Windstrom Business WEA“ bietet Prokon einen Tarif für den Strombezug von Windenergieanlagen an.

Auch Windkraftanlagen brauchen Strom zum Betrieb, und wenn dieser fehlt, muss Strom aus dem Netz aushelfen. Für diese Situation hat die Energiegenossenschaft Prokon nun einen eigenen Stromtarif für Windkraftbetreiber im Portfolio. Das bundesweit angebotene Produkt „Windstrom Business WEA“ wird demnächst eingeführt. Dieser sogenannte Rest- oder Bezugsstrom werde beispielsweise bei Flaute, während Wartungsarbeiten und technischen Stillständen sowie beim Wiederanfahren einer Anlage benötigt.

Im Winter kommt zusätzlicher Verbrauch hinzu, etwa um Komponenten zu beheizen und ein Einfrieren der Technik zu verhindern. Nach Angaben von Prokon liegt der Reststrombedarf einer Windenergieanlage üblicherweise zwischen 0,5 und 2 Prozent ihrer jährlichen Stromproduktion.

Diesen Bedarf will Prokon mit Strom aus Windenergie decken. Der für „Windstrom Business WEA“ gelieferte Strom stammt nach Unternehmensangaben vollständig aus deutschen Windenergieanlagen, vorrangig aus den eigenen Windparks. Auch die Herkunftsnachweise stammen laut Prokon aus deutschen Windparks des Unternehmens.

Betreiber können zwischen zwei Preismodellen wählen. „Windstrom Business Fix WEA“ sieht einen festen Energiepreis vor. Bei „Windstrom Business Flex WEA“ orientiert sich der Energiepreis dagegen an der Marktentwicklung. Die Angebote werden individuell kalkuliert. Die Mindestlaufzeit des Tarif beträgt jeweils zwölf Monate.

„Als Windparkbetreiber kennen wir die Anforderungen im Betrieb von Windenergieanlagen aus eigener Erfahrung“, sagt Prokon-Produktmanager Joscha Wurzel. „Mit Windstrom Business WEA bieten wir eine Lösung an, die genau auf diese Praxis zugeschnitten ist.“ (sag) // **VON STEFAN SAGMEISTER**

[^ Zum Inhalt](#)

Verbund übernimmt Vermarktung für Super-Hybrid-Kraftwerk



Quelle: Verbund

WIRTSCHAFT. Österreichs größtes Co-Location-Projekt vereint PV mit Windkraft und Batteriespeicher. Den Strom bringt der Verbund an den Markt.

Der österreichische Energieversorger Verbund übernimmt die Stromvermarktung für das neue Hybrid-Kraftwerk des Projektentwicklers Püspök in Nickelsdorf im Burgenland. Das Co-Location-Projekt kombiniert eine Photovoltaikanlage mit 51 MW, einen Windpark mit ebenfalls 51 MW sowie einen Batteriespeicher mit 18 MW, teilt der Verbund mit.

Püspök bezeichnet die Anlage als größtes Co-Location-Projekt Österreichs und als zweitgrößtes „Super-Hybrid-Kraftwerk“ Europas. Mit der Kombination der drei Technologien sollen die unterschiedlichen Erzeugungsprofile von Wind- und Solarenergie mit der kurzfristig verfügbaren Flexibilität des Batteriespeichers verbunden werden.

Verbund übernimmt die Vermarktung der gesamten Anlage an den Energiemärkten. Zum Konzept gehören die Direktvermarktung des erzeugten Stroms, die kurzfristige Optimierung am Strommarkt und die Vermarktung der Flexibilität des Batteriespeichers.

Die gemeinsame Vermarktung stellt höhere Anforderungen an die Steuerung als bei einzelnen Wind- oder Photovoltaikanlagen. Dabei müssen unter anderem die erwartete Erzeugung, die verfügbaren Speicherkapazitäten und die jeweiligen Marktpreise berücksichtigt werden. Der Batteriespeicher ermöglicht es, Strom zeitlich versetzt einzuspeisen und auf kurzfristige Preissignale zu reagieren.

„Die Energiewende braucht nicht nur neue Erzeugungsanlagen, sondern auch intelligente Vermarktungskonzepte. Gerade bei Co-Location-Projekten entscheidet die optimale Vermarktung darüber, wie wirtschaftlich Windkraft, Photovoltaik und Batteriespeicher zusammenspielen“, sagt Robert Slovacek, Geschäftsführer der „Verbund Energy4Business GmbH“.

Nach Angaben des Unternehmens vermarktet Verbund bereits mehrere Tausend MW erneuerbare Erzeugungsleistung in Österreich und Deutschland. Neben Wind- und Photovoltaikanlagen gehören zunehmend Batteriespeicher und Co-Location-Projekte zum Vermarktungsportfolio. (sag)

// VON STEFAN SAGMEISTER

[^ Zum Inhalt](#)

21 Gebote für CO2-Differenzverträge eingegangen



Quelle: Shutterstock / nitpicker

KLIMASCHUTZ. Bei der CCfD-Auktion 2026 sind laut Bundeswirtschaftsministerium (BMWE) 21 Gebote eingegangen. Die beantragten Fördermittel übersteigen das Auktionsvolumen von 5 Milliarden Euro.

Das Bundeswirtschaftsministerium (BMWE) hat die Einreichungsfrist für das Gebotsverfahren 2026 der CO2-Differenzverträge (Carbon Contracts for Difference, CCfD) abgeschlossen. Bis zum Ende der Frist am 9. September gingen 21 Gebote ein. Die beantragten Fördermittel liegen laut BMWE deutlich über dem verfügbaren Auktionsvolumen von insgesamt 5 Milliarden Euro.

Die Gebote stammen aus verschiedenen energieintensiven Branchen. Vertreten sind unter anderem die

Chemie-, Glas- und Keramikindustrie sowie Unternehmen aus den Bereichen Gips, Kalk, Metalle, Zellstoff und Papier und Zement.

Bei den geplanten Dekarbonisierungsvorhaben kommen laut BMW unterschiedliche Technologien zum Einsatz. Dazu zählen die Elektrifizierung von Produktionsprozessen, Wasserstoff sowie die Abscheidung, Nutzung oder Speicherung von CO₂ (CCU/S).

CCU/S ist im Gebotsverfahren 2026 erstmals förderfähig. Voraussetzung dafür war das Inkrafttreten des Kohlendioxid-Speicherung-und-Transport-Gesetzes (KSpTG) im November 2025.

Das BMW wertet die Zahl der Gebote als Hinweis auf ein breites Interesse der deutschen Industrie an dem Förderinstrument. Unternehmen der energieintensiven Industrie wollten demnach auch unter den derzeit schwierigen wirtschaftlichen Bedingungen in die Dekarbonisierung ihrer Produktionsverfahren am Standort Deutschland investieren.

Absicherung gegen Preisrisiken

Nun prüft das BMW die eingereichten Gebote. Anschließend vergibt das Ministerium die Förderzusagen im sogenannten Pay-as-bid-Verfahren. Dabei erhalten die ausgewählten Projekte jeweils den von ihnen angebotenen Förderpreis. Die Vergabe läuft, bis das Fördervolumen von 5 Milliarden Euro ausgeschöpft ist. Eine Bezuschlagung der ausgewählten Projekte ist laut BMW bis Ende 2026 vorgesehen.

Mit dem Verfahren plant das Ministerium, Projekte auszuwählen, die staatliche Mittel möglichst effizient einsetzen. Entscheidend ist dabei, mit welchem Fördermitteleinsatz ein Vorhaben umfangreiche Treibhausgasreduzierungen erreichen kann.

CCfD sollen Unternehmen bei der Umstellung auf CO₂-arme Produktionsverfahren gegen schwankende CO₂- und Energiepreise absichern. Das Instrument orientiert sich konzeptionell an Hedging-Instrumenten aus der Finanzwirtschaft. Über einen Zeitraum von 15 Jahren können Kostenunterschiede zwischen klimafreundlichen und herkömmlichen Produktionsverfahren ausgeglichen werden.

Das Fördermodell berücksichtigt dabei sowohl Investitions- als auch Betriebskosten. Unternehmen sollen dadurch einen wirtschaftlichen Anreiz erhalten, neue Produktionsverfahren einzuführen und deren Markthochlauf zu unterstützen.

Mit den CCfD verfolgt die Bundesregierung zugleich das Ziel, Investitionen in die Dekarbonisierung mit den europäischen und nationalen Klimazielen zu verbinden.

Die Förderung soll Unternehmen ermöglichen, ihre Produktionsprozesse auf CO₂-arme Technologien umzustellen, auch wenn diese unter den jeweils geltenden Marktbedingungen zunächst höhere Kosten verursachen als etablierte Verfahren. (sh) // VON SUSANNE HARMSSEN

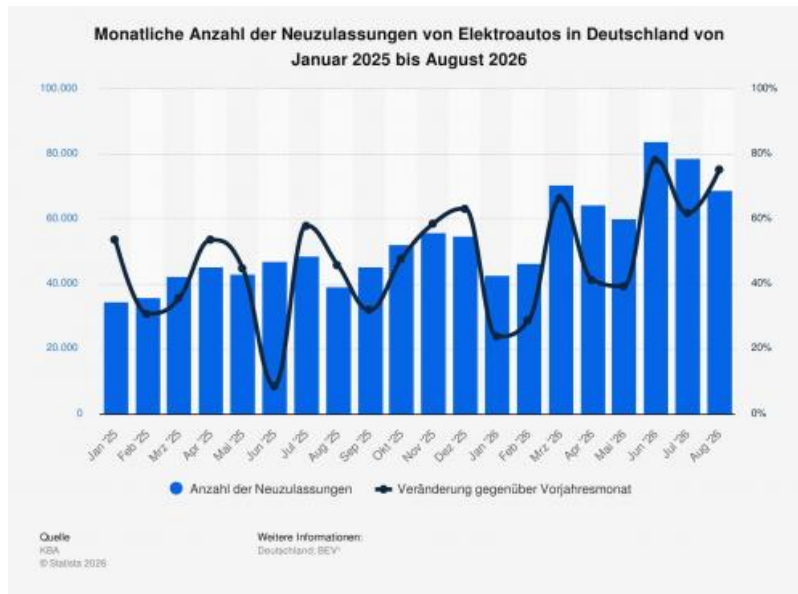
[^ Zum Inhalt](#)

Monatliche Anzahl der Neuzulassungen von Elektroautos bis August 2026



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

Im August 2026 wurden in Deutschland rund 68.900 Elektroautos neu zugelassen. Im Vergleich zum Vorjahresmonat war dies ein Anstieg um etwa 75,1 Prozent. Für das Jahr 2026 wurde eine Wiederaufnahme der staatlichen Förderung von Elektroautos beschlossen. Im März 2026 waren erstmalig mehr vollelektrische Fahrzeuge als Benzinern neu zugelassen worden. Seit September 2024 liegt die Zahl der neu zugelassenen Hybridfahrzeuge bereits über der von benzinbetriebenen Autos. // VON REDAKTION

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

⚙️ TECHNIK



Dorothea Bär (mittig) und Cem Özdemir (dritter von links) bei der Eröffnung des WAVE-H2-Standortes in Freudenstadt. Quelle: Universität Stuttgart / Max Kovalenko

Universität Stuttgart baut praxinahe H2-Forschung aus

WASSERSTOFF. Die Universität Stuttgart hat in Freudenstadt die Plattform „WAVE-H2“ eröffnet. Sie ermöglicht Unternehmen, Wasserstofftechnologien im industriellen Maßstab zu erproben.

Die Universität Stuttgart erweitert ihre „WAVE-H2“-Infrastruktur um einen zweiten Standort in Freudenstadt im Nordschwarzwald (Baden-Württemberg). Unternehmen können dort Wasserstofftechnologien im industriellen Maßstab erproben. Der Standort ergänzt die bestehenden Innovationsmodule in Stuttgart-Vaihingen. Das Bundesforschungsministerium (BMFTR) unterstützt „WAVE-H2“ mit rund 36 Millionen Euro.

„WAVE-H2“ steht für „Wandlungsfähige, energieflexible und vernetzte H2-Industrieforschungsplattform“. Die Universität Stuttgart mit ihren Schwerpunkten Forschung und Lehre hat die Plattform laut einer Mitteilung über ihre Institute für Energieeffizienz in der Produktion („EEP“) und für Photovoltaik („ipv“) entwickelt. Die beiden Institute betreiben die Plattform von beiden Standorten aus.

Die Innovationsmodule in Stuttgart-Vaihingen wurden im Januar 2026 offiziell in Betrieb genommen. Dort liegt der Schwerpunkt auf der Forschung im Labormaßstab. In Freudenstadt steht dagegen die Erprobung neuer Wasserstofftechnologien und integrierter Energiesysteme im industriellen Maßstab im Mittelpunkt.

Gesamte Wasserstoffkette im Blick

Nach Angaben der Universität deckt „WAVE-H2“ die gesamte Wasserstoffwertschöpfungskette ab. Das Spektrum reicht von der Wasserstofferzeugung und Power-to-X-Technologien über die chemische Wasserstoffspeicherung und Brennstoffzellen bis zu Konzepten zur dezentralen Nutzung des Wasserstoffs.

In Stuttgart untersuchen die Forschenden unter anderem die Erzeugung von Wasserstoff per Elektrolyse. Auch die Weiterverarbeitung zu Methanol oder Ammoniak ist Teil ihrer Arbeit. Ein Brennstoffzellen-Teststand dient der Untersuchung der Umwandlung von Wasserstoff in elektrische Energie und Wärme.

In Freudenstadt steht das Zusammenspiel verschiedener Energiesysteme im Mittelpunkt. Dazu zählen Energieerzeugung, -wandlung, -speicherung und -nutzung. Die Plattform ermöglicht zudem die Einbindung

verschiedener Verbraucher. Unternehmen können damit untersuchen, wie sich Wasserstoff flexibel in Produktionsprozesse integrieren lässt. Auch die Energieversorgung eines Produktionsstandorts lässt sich unter realitätsnahen Bedingungen testen, wie es seitens der Universität Stuttgart heißt.

Die Industrieforschungsplattform richtet sich an Unternehmen und Betriebe, die Anlagen, Komponenten und Software für industrielle Anwendungen herstellen. (ds) // VON DAVINA SPOHN

[^ Zum Inhalt](#)

CCS in der Nordsee: Der Speicherplatz wird knapp



Quelle: alphaspirt / Fotolia

STUDIEN. Umweltverträglichkeit, Raumkonflikte, gesellschaftliche Akzeptanz: Der Speicherung von CO₂ unter der Nordsee sind nach einer Studie des Öko-Instituts klare Grenzen gesetzt.

Carbon Capture and Storage (CCS) stößt in der Nordsee laut einer Studie des Öko-Instituts im Auftrag des Umweltbundesamtes auf begrenzte nutzbare Speicherpotenziale. Zudem schränken andere Meeresnutzungen CCS ein. Das neue Papier enthält „Anforderungen an Verfahren zur Identifikation umweltverträglicher CO₂-Speicher“.

Geologisch weist die deutsche Nordsee ein großes Speicherpotenzial auf, schreiben die Autoren. Doch ein erheblicher Teil der Flächen steht jedoch bereits für andere Zwecke zur Verfügung, darunter Naturschutz, Offshore-Windenergie und militärische Nutzung. „Es zeichnet sich immer mehr ab, dass ernstzunehmende Nutzungskonflikte bestehen. Der Meeresschutz muss weiterhin unantastbar sein. Werden keine Vereinbarkeiten und Konzepte zur Mehrfachnutzung von Flächen der Windenergie und der Verteidigung gefunden, wird die geologische Speicherung von CO₂ in der deutschen Nordsee überhaupt nur schwer umsetzbar sein“, so Florian Krob, CCS-Experte am Öko-Institut.

Neben der räumlichen Konkurrenz verweisen die Wissenschaftler auf technische Unsicherheiten bei der Bewertung möglicher Speicher. Theoretische Speicherpotenziale könnten sich im Zuge von Erkundung und Betrieb als geringer oder weniger geeignet erweisen. „Bislang erfolgen rein theoretische Abschätzungen von Speicherpotenzialen“, erklärt Krob. „Die Politik muss damit rechnen, dass am Ende nur ein Bruchteil dieser Potenziale tatsächlich nutzbar sein könnte.“

Nach Ansicht des Öko-Instituts sollte CCS deshalb auf technisch unvermeidbare Restemissionen beschränkt bleiben. Dazu zählt die Studie beispielsweise bestimmte Industrieemissionen. Daneben könne CCS für die dauerhafte Entnahme von CO₂ aus der Atmosphäre eingesetzt werden.

Experten: Möglichst wenige, dafür aber große Speicher

Für die Standortauswahl empfehlen die Autoren Ausschlusskriterien und verbindliche Mindestanforderungen, die bereits vor der Erkundung potenzieller Speicher greifen. Das Ende 2025 beschlossene Gesetz zur dauerhaften Speicherung und zum Transport von Kohlendioxid (KSpTG) setze zu spät an, da es eine vertiefte Prüfung der Speicher erst nach Geländeuntersuchungen durch die Betreiber vorsehe, kritisieren die Forschenden.

Zu den grundlegenden Voraussetzungen zählen sie eine ausreichend große Speicherkapazität. Speicherstrukturen mit einem sogenannten P50-Wert (Median) von weniger als 5 Millionen Tonnen CO₂ sehen sie als unzureichend an. Im Sinne der Umweltverträglichkeit müsse Ziel sein, „möglichst wenige CO₂-Speicher zu erschließen und sich daher frühzeitig auf Speicherformationen mit ausreichend großem

Speichervolumen zu konzentrieren“, so das Öko-Institut.

Als Mindesttiefe des Reservoirs nennen die Autoren aus Gründen der Speichersicherheit 800 Meter, als Spanne empfehlen sie 1000 bis 2.500 Meter. Grundlegend seien überdies die Injektivität, sprich eine gute Porosität und Permeabilität sowie geeignete Druckverhältnisse. Die geologische Deckschicht sollte mindestens 20 Meter mächtig sein, und es dürfe keine Anzeichen geben, dass die Barriere über einen langen Zeitraum ihre Funktion verliert.

Neben technischen und räumlichen Kriterien hebt die Studienautoren die Beteiligung der Öffentlichkeit hervor. „Erfahrungen aus anderen Ländern wie Dänemark zeigen, dass frühzeitige, systematische und transparente Verfahren die Umweltverträglichkeit und gesellschaftliche Akzeptanz von CCS deutlich erhöhen können“, schildert Krob. „Raum ist ein sensibles und knappes Gut, an dem die Öffentlichkeit intensiv Anteil nimmt – wie die Suche nach einem Endlager für hochradioaktive Abfälle zeigt.“

Die Studie steht auf der Website des Umweltbundesamtes als Download bereit: „[Anforderungen an Verfahren zur Identifikation umweltverträglicher CO2-Speicher](#)“ (mf) // VON MANFRED FISCHER

[^ Zum Inhalt](#)

Greensand startet CO2-Speicherung vor Dänemark



CO2-Transportschiff vor Greensand
Einspeicherplattform. Quelle: Ineos

KLIMASCHUTZ. Ineos Energy eröffnete mit Partnern in Esbjerg die CO2-Speicherstätte Greensand. Zunächst sollen dort jährlich bis zu 400.000 Tonnen CO2 gespeichert werden.

Der dänische König Frederik X. hat am 18. September die CO2-Speicherstätte Greensand im Hafen von Esbjerg offiziell eröffnet. Nach Angaben des Betreibers INEOS Energy markiert die Zeremonie den Beginn des kommerziellen Betriebs der Anlage. Das Projekt soll zunächst jährlich bis zu 400.000 Tonnen CO2 dauerhaft unter dem Meeresboden speichern. Bei einem Ausbau soll die Kapazität auf vier bis acht Millionen Tonnen des Klimagases pro Jahr steigen.

Ineos Energy gehört zum gleichnamigen britischen Chemie- und Industriekonzern mit Sitz in London. Das Unternehmen betreibt Greensand gemeinsam mit dem Energieunternehmen Harbour Energy und dem dänischen Nordseefonds Nordsoefonden.

An der Eröffnung nahmen neben Ineos-Chairman Sir Jim Ratcliffe unter anderem der EU-Kommissar für Energie und Wohnen, Dan Jorgensen, der dänische Finanzminister Peter Hummelgaard und Paloma Aba Garrote, Direktorin der EU-Exekutivagentur für Klima (CINEA), teil.

Laut Ineos handelt es sich bei Greensand um die erste Anlage zur dauerhaften CO2-Speicherung im industriellen Maßstab in der Europäischen Union. Das Projekt stellt nach Angaben des Unternehmens eine Infrastruktur für den Transport und die Speicherung von CO2 bereit, die auch von industriellen Emittenten genutzt werden soll.

Biomethananlagen zunächst als Quelle

In der ersten Phase will Ineos das CO2 überwiegend aus dänischen Biomethananlagen beziehen. Das Unternehmen nutzt damit nach eigenen Angaben bereits verfügbare CO2-Mengen, während weitere Projekte zur Abscheidung von CO2 aus industriellen Anlagen entwickelt und hochskaliert werden.

Nach der Abscheidung wird das CO₂ verflüssigt und per Lkw zu einem speziellen CO₂-Terminal im Hafen von Esbjerg transportiert. Von dort gelangt es mit der „Carbon Destroyer 1“ auf See. Das Schiff ist speziell für den CO₂-Transport gebaut worden. Anschließend wird das CO₂ in das Nini-West-Reservoir injiziert. Das Reservoir liegt rund 250 Kilometer vor der dänischen Küste und etwa 1.800 Meter unter dem Meeresboden. Bei dem Speicher handelt es sich um ein ausgefördertes Ölfeld.

Der CEO von Ineos Energy David Bucknall bezeichnete den Start als Übergang von bisherigen Plänen und Zielen zur praktischen Anwendung. „Greensand bildet die Grundlage, auf der weitere Carbon-Capture-Projekte in Europa aufbauen können“, sagte er.

Der Standort soll sich über die erste Betriebsphase hinaus erweitern lassen. Nach Angaben von Ineos besteht bei steigender Nachfrage das Potenzial, jährlich bis zu acht Millionen Tonnen CO₂ einzuspeichern. Damit könnte Greensand auch CO₂ aus Industrieanlagen außerhalb Dänemarks aufnehmen.

EU will Speichermengen deutlich erhöhen

Die Eröffnung fällt in eine Phase, in der die EU den Aufbau einer europäischen Infrastruktur für Carbon Capture and Storage (CCS) vorantreibt. Die Europäische Union strebt an, bis 2030 jährlich 50 Millionen Tonnen CO₂ abzuscheiden und zu speichern. Für 2040 liegt das Ziel demnach bei 250 bis 280 Millionen Tonnen pro Jahr.

EU-Kommissar Dan Jorgensen sagte bei der Eröffnung, mit Greensand werde gezeigt, dass Offshore-CO₂-Speicherung in der EU praktisch umgesetzt werden könne. Zugleich verwies er auf die Bedeutung der Technologie für die Industrie. „Produktion, Investitionen und Arbeitsplätze sollen in Europa erhalten bleiben, während die Industrie ihre Emissionen reduziert“, so der Kommissar.

Für die weitere Entwicklung sieht Ineos vor allem bei der CO₂-Abscheidung zusätzlichen Handlungsbedarf. Ratcliffe forderte geeignete regulatorische und wirtschaftliche Rahmenbedingungen. Entscheidend sei nun, die CO₂-Abscheidung in Europa auf größere Mengen zu skalieren. Für die Ausweitung der Nutzung muss nach Angaben von Ineos insbesondere die Abscheidung an industriellen Standorten weiterentwickelt werden. Das Unternehmen sieht darin den nächsten Schritt für den Aufbau eines europäischen Marktes für dauerhafte CO₂-Speicherung. (sh) // VON SUSANNE HARMSSEN

Diesen Artikel können Sie teilen: [!\[\]\(848edf3a971f9d4a6acd664a9b2a684c_img.jpg\)](#) [!\[\]\(d5627a2fe225879acf1799c294429afd_img.jpg\)](#) [!\[\]\(2ef38b478117b9131ee41884110c6e9f_img.jpg\)](#)

[^ Zum Inhalt](#)

SMA baut Fertigung für Großanlagen aus



Quelle: SMA

TECHNIK. SMA hat seine neue Großanlagenfertigung offiziell in Betrieb genommen. Die Produktionskapazität soll bei voller Auslastung mehr als 60 Gigawatt pro Jahr erreichen.

Die SMA Solar Technology AG hat am 17. September ihre neue „Gigawatt Factory“ in Niestetal bei Kassel offiziell in Betrieb genommen. Das Unternehmen will dort Leistungselektronik und Systemtechnik für Anwendungen unter anderem in Photovoltaik- und Speichieranlagen sowie bei Elektrolyseuren und Rechenzentren fertigen. Bei voller Auslastung soll die jährliche Produktionskapazität nach Unternehmensangaben mehr als 60 Gigawatt erreichen.

Für das Werk nennt SMA ein Investitionsvolumen von rund 80 Millionen Euro. Davon entfallen etwa 50 Millionen Euro auf Leasingaufwendungen und rund 30 Millionen Euro auf produktionstechnische Infrastruktur und Anlagen.

Das Gelände umfasst 46.000 Quadratmeter, die Hallenfläche beträgt 20.500 Quadratmeter. Produziert werden sollen dort unter anderem Zentralwechselrichter der neuesten Generation, Batteriespeicherlösungen und Energiemanagementsysteme für Großanlagen. Die Fertigung ist laut SMA auf höhere Produktionsvolumina und eine flexible Skalierung ausgelegt. Das Unternehmen verweist zudem auf digitalisierte Produktionsprozesse und auf eine Ausrichtung der Lieferketten auf höhere Resilienz.

SMA hatte sein Geschäft mit Großanlagen in den vergangenen zwei Jahren neu ausgerichtet und das Portfolio sowie das Produktionskonzept für das Werk weiterentwickelt. Hintergrund sei die steigende Größe und Komplexität von Energieprojekten in diesem Segment. Die neue Fertigung soll die dafür benötigten Produktionskapazitäten bereitstellen.

„Mit der Gigawatt Factory investieren wir in die industriellen Fähigkeiten, die für die Energiesysteme der Zukunft erforderlich sind“, sagte SMA-Finanzvorstand Kaveh Rouhi. Das Unternehmen verbindet mit der Investition zugleich das Ziel, einen größeren Teil seiner Wertschöpfung und Produktion in Europa zu halten. Florian Bechtold, bei SMA für das Großanlagen- und Projektgeschäft verantwortlich, verwies auf zunehmend größere und komplexere Projekte als Grund für die ausgeweitete Fertigung.

Zur Inbetriebnahme hatte SMA Vertreter aus Industrie, Politik und dem Verteidigungssektor eingeladen. In einer das Ereignis begleitenden Podiumsdiskussion ging es beispielsweise um Lieferketten, technologische Souveränität, industrielle Produktionskapazitäten und die Sicherheit von Energiesystemen. Teilnehmer waren unter anderem Infineon-Aufsichtsratschef Herbert Diess, der frühere Kommandeur der U.S. Army Europe Ben Hodges, Solarpower-Europe-Chefin Walburga Hemetsberger und RWE-Generation-Chef Nikolaus Valerius. (fw) // VON FRITZ WILHELM

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

UNTERNEHMEN



Quelle: Pixabay / Steve Buissinne

Agri-PV-Unternehmen kämpft ums Überleben

WIRTSCHAFT. „Next2Sun“ sucht unter dem Hashtag „#WirBrauchenEuchJetzt“ private Investoren. Viel Zeit dafür bleibt dem Anlagenbauer und Projektentwickler nicht mehr.

Die Uhr tickt bis 25. September. So viel Zeit bleibt „Next2Sun“ noch, um Kapital einzusammeln, wie die Sprecherin des Unternehmens mitteilt. Im August hatte der auf vertikale Solarsysteme spezialisierte Projektentwickler eine Aktienemission gestartet. Auf diesem Weg will er 5 Millionen Euro einsammeln – „Kapital für die weitere Entwicklung des Unternehmens“.

„Wir haben noch nicht mal ein Zehntel davon als Zeichnungen vorliegen und das bringt uns in existenzielle Not. Wir werden das so nicht durchstehen“, sagt Geschäftsführer Heiko Hildebrand in einem Video, mit dem er die „Energiewende-Community“ über Social-Media-Kanäle um Unterstützung bittet.

„Next2Sun“ hat nach Angaben der Firmensprecherin derzeit circa 300 MW in der Projektentwicklung, von denen etwa 100 MW erwartbar bis Ende 2027 baureif seien. Der Schwerpunkt liege auf Deutschland. Auch im europäischen Ausland stünden Projekte an.

Das komplette Emissionsvolumen von 5 Millionen Euro brauche man nicht akut, aber um langfristig planen zu können, heißt es. Die Mindestzeichnung der Aktienemission hat das Unternehmen mit Hauptsitz in Dillingen im Saarland von 3.000 auf 600 Euro gesenkt. Eine Aktie kostet 12 Euro.

„Zurückhaltung von Investoren und Banken“

„Die Belastungen des Geschäftsjahres 2025 durch die nicht genehmigte Agri-PV Förderung sowie die aktuell große Zurückhaltung von Investoren und Banken gegenüber Finanzierungen im Bereich der Erneuerbaren Energien haben jedoch deutliche Spuren hinterlassen“, heißt es von Seiten des Unternehmens. zum finanziellen Engpass.

„Es wäre ein fatales Signal, wenn ausgerechnet Unternehmen mit marktfähigen, netzdienlichen Lösungen und wirtschaftlichen Projekten nicht an der Technologie oder der Nachfrage scheitern, sondern an fehlendem Kapital“, so Hildebrand.

Die vertikale PV-Technik hat laut Unternehmen einen größeren Anteil ihrer Stromproduktion in den Morgen- und Abendstunden als konventionelle Freiflächenanlagen. Zugleich sollen die Flächen zwischen den Modulreihen landwirtschaftlich genutzt werden können.

„Next2Sun“ wurde 2015 gegründet und hat nach eigenen Angaben mehr als 140 Mitarbeitende an Standorten in Deutschland, Österreich, Polen und Japan. Die bislang installierte PV-Leistung beziffert das Unternehmen auf mehr als 60 MW. (mf) // VON MANFRED FISCHER

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG

ENERGIEJOBS

**DAS KARRIEREPORTAL FÜR
DIE ENERGIEWIRTSCHAFT**

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

Energietechnik Erneuerbare Energien Energiemanagement

08152 93 11 88 www.energiejobs.online

Partnerschaft für Großspeicherprojekte gestartet



Quelle: Shutterstock

UNTERNEHMEN. Die EWE-Speichertochter „be.storaged“ und Systemanbieter Sungrow wollen gemeinsam weitere Batteriespeicher im Gigawattstunden-Maßstab umsetzen und standardisieren.

Die „be.storaged GmbH“ und die Sungrow Deutschland GmbH haben ein „Framework Agreement“ für die weitere Zusammenarbeit im Bereich großskaliger Batteriespeicherprojekte geschlossen, teilten beide Unternehmen am 18. September mit. Die Partner wollen gemeinsam Batteriespeicherprojekte mit einem geplanten Umfang von bis zu 1,6 GWh in den kommenden zwei Jahren umsetzen.

Ziel der Vereinbarung ist es, die Zusammenarbeit entlang der gesamten Projektentwicklung weiter zu intensivieren und dadurch die Umsetzung von Batteriespeicherprojekten effizienter zu gestalten. Sie wollen insbesondere durch standardisierte Prozesse, abgestimmte technische Lösungen und eine frühzeitige gemeinsame Planung Projektablaufe beschleunigen.

Der EPC-Dienstleister Be Stored – EPC steht für (Engineering, Procurement, Construction – soll die Entwicklung, Planung, Beschaffung, Errichtung und Inbetriebnahme von Batteriespeicherprojekten sowie deren operative Begleitung gewährleisten. Sungrow soll als Anbieter von Batteriespeichersystemen und zugehörigen Servicelösungen seine Technologie- und Fertigungskompetenz in die Partnerschaft einbringen.

Ein weiterer Bestandteil der Zusammenarbeit ist die Weiterentwicklung der eingesetzten Speichertechnologien. Perspektivisch will Sungrow verstärkt auf seinen neuen Großbatteriespeicher „PowerTitan 3.0“ setzen. Dieser integriert in einem 20-Fuß-Container 7,14 MWh Batteriekapazität.

Konkrete Projekte gaben die beiden Unternehmen noch nicht bekannt. Jedoch ist das nicht die erste Zusammenarbeit. Die EWE-Tochter und Sungrow haben im vergangenen Jahr bereits begonnen, ein Batteriespeicherprojekt umzusetzen. In Reußenköge (Schleswig-Holstein) wurde ein neuer Großbatteriespeicher erfolgreich in Betrieb genommen. Gemeinsam mit dem Dirkshof hat Be Stored eine 20 MW Batterieanlage mit 40 MWh Kapazität realisiert. Sungrow lieferte die Komponenten (wir berichteten). (hr) // VON HEIDI ROIDER

[^ Zum Inhalt](#)

Chefwechsel bei RWE-Handelssparte



Jakob Meins. Quelle: RWE

PERSONALIE. Jacob Meins übernimmt zum 1. März kommenden Jahres den Vorsitz der Geschäftsführung der Handelsgesellschaft RWE Supply & Trading.

Nachfolgeregelung bei der Handels- und Vermarktungseinheit des RWE-Konzerns: Jacob Meins wurde mit Wirkung zum 1. März 2027 zum Vorsitzenden der Geschäftsführung der RWE Supply & Trading GmbH bestellt. Meins folgt auf Peter Krembel, der Ende Februar nach 27-jähriger Tätigkeit bei RWE aus dem Unternehmen ausscheidet und in Ruhestand geht, wie der Konzern mitteilt.

Meins gehört der Geschäftsführung der Handelstochter seit 2024 an. Der 54-Jährige fungiert derzeit als Chief Commercial Officer (COO). Zu seinem Nachfolger als COO ist Simon Holl bestellt worden. Holl leitet gegenwärtig den Bereich „Asia Pacific & Gas Trading and Analysis“. Ulf Kerstin (61), Holger Himmel (52) und Ingmar Ritzenhofen (41) verbleiben unverändert in ihren bisherigen Rollen in der Geschäftsführung von RWE Supply & Trading.

Meins' Karriere im Energiehandel startete im Jahr 2000, unter anderem mit Stationen bei Enron und Barclays Capital, bevor er 2006 zu RWE wechselte. In seiner Funktion als Vorsitzender der Geschäftsführung werde er die Verantwortung für das globale Gas- und LNG-Geschäft behalten, heißt es.

Simon Holl stieg 2009 als Graduate bei RWE Supply & Trading ein. Nach Stationen im Handel mit Brennstoffen in England habe er seit 2013 von Singapur aus das Handelsgeschäft in Asien maßgeblich aufgebaut. Seit 2023 verantwortet er von Essen aus den Bereich „Asia Pacific & Gas Trading and Analysis“.

Peter Krembel (58) war seit 2015 Mitglied der Geschäftsführung, zunächst als Chief Commercial Officer (Trading), bevor er im März 2024 den Vorsitz übernahm. „Als Mann der ersten Stunde steht Peter Krembel wie kaum ein anderer für unseren globalen Energiehandel. Er hat ihn mit aufgebaut, international ausgerichtet und mit großer Marktkennntnis weiterentwickelt“, wird Konzern-Chef Markus Krebber in einer Pressemitteilung zitiert. (mf) // VON MANFRED FISCHER

[^ Zum Inhalt](#)

Neues Führungsteam bei Saxovent Renewables



Quelle: Shutterstock / Nep0

PERSONALIE. Matthias Brandt und Sascha Rösler werden neue Geschäftsführer beim Berliner Projektentwickler Saxovent Renewables.

Matthias Brandt übernimmt die Geschäftsführung der Saxovent Renewables GmbH & Co. KG. Der bisherige Geschäftsführer Thorsten Freise verlässt das Unternehmen Ende September. Auch Dominik Winau scheidet zum 30. September aus der Geschäftsführung aus. Seine Aufgaben übernimmt Sascha Rösler, der auch das Finanzressort der Saxovent-Gruppe leitet.

Wie es in einer Pressemitteilung heißt, bringt der 56-jährige Diplom-Ökonom Brandt 27 Jahre Erfahrung in der Erneuerbaren-Branche mit. 20 Jahre war er bei der Deutschen Windtechnik AG tätig. Von 2005 bis Ende 2025 begleitete er als Vorstand und Vorstandsvorsitzender die Entwicklung des Unternehmens von einem kleinen Servicedienstleister zu einem international tätigen Anbieter für die Instandhaltung von Windenergieanlagen.

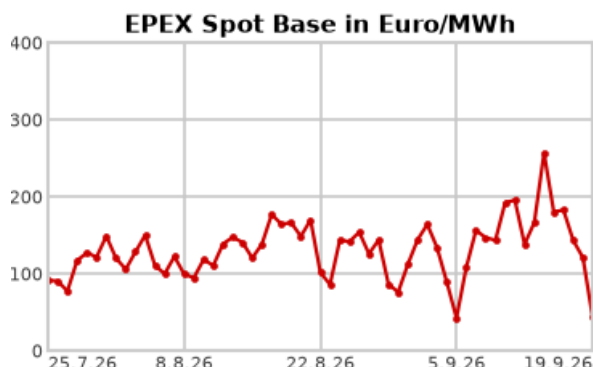
Mit dem Wechsel in der Geschäftsführung reagiert Saxovent Renewables nach eigenen Angaben auf veränderte Marktbedingungen. Als Gründe nennt das Unternehmen insbesondere regulatorische Veränderungen wie die Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) und das sogenannte Netzpaket.

Die Saxovent Renewables GmbH & Co. KG ist eine Projektentwicklungsgesellschaft für erneuerbare Energien mit Sitz in Berlin und regionaler Präsenz in Deutschland. Das Unternehmen deckt nach eigenen Angaben die Wertschöpfungskette von der Flächenakquise über die Genehmigungsplanung und Realisierung bis zum Betrieb von Erneuerbaren-Projekten ab. (sag) // VON STEFAN SAGMEISTER

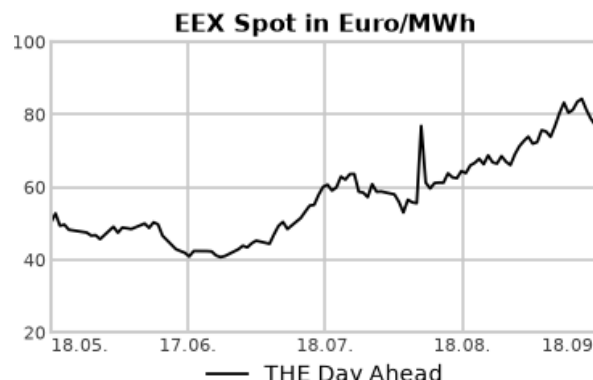
[^ Zum Inhalt](#)

MARKTBERICHTE

STROM



GAS



Speicherstand bleibt zentrale Sorge am Gasmarkt



Quelle: E&M

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

Uneinheitlich haben sich die Energiemärkte vor dem Wochenende gezeigt. Strom, CO₂ und Gas notierten befestigt, während Erdöl weiter nachgab. Im Wesentlichen hat sich die Risikoeinschätzung an den Märkten nicht geändert, doch Brent profitiert von der Hoffnung, dass die saudischen Erdöllieferungen bald wieder in Schwung kommen. Unterdessen hat US-Großbank JP Morgan nach eigenen Angaben zum ersten Mal seit Beginn des Irankrieges keine klare Prognose mehr für die Ölmärkte. „Wir wissen einfach nicht, wie wir den Ausgang modellieren sollen“, schrieben die Analysten der Bank in einer am Donnerstag veröffentlichten Studie.

Trotz der massiven Angebotsausfälle von schätzungsweise 10 Millionen Barrel pro Tag sei der Ölpreis jedoch nicht so stark gestiegen wie erwartet. Dies liegt den Analysten zufolge vor allem an einem weltweiten Nachfragerückgang. Die globale Ölnachfrage sei um etwa 4,4 Millionen Barrel pro Tag im Vergleich zum Vorjahr gesunken.

Strom: Fester hat sich der deutsche OTC-Strommarkt unter dem Eindruck steigender Notierungen für CO₂ und Erdgas am Freitag präsentiert. Der Montag wurde börslich in der Grundlast gegen 14 Uhr mit 132,50 Euro je Megawattstunde gehandelt. Am Donnerstag hatte der Freitag selbst an der Börse im Base 120,53 Euro je Megawattstunde gekostet.

Die Einspeiseleistung der Erneuerbaren dürfte am Montag mit 39,9 Gigawatt höher ausfallen als am Freitag, für den 32,8 Gigawatt erwartet wurden. Doch bereits für den Dienstag prognostizieren die Meteorologen von Eurowind deutlich geringere Erneuerbaren-Einspeiseleistungen, die vor allem auf ein unterdurchschnittliches Windaufkommen zurückzuführen sind.

Am langen Ende gewann das Strom-Frontjahr 3,09 auf 130,77 Euro je Megawattstunde.

CO₂: Fester hat sich der CO₂-Markt am Freitag gezeigt. Der Dec 26 gewann bis 13.17 Uhr 0,67 auf 86,68 Euro je Tonne. Umgesetzt wurden bis zu diesem Zeitpunkt 9,8 Millionen Zertifikate. Das Hoch lag bei 86,91 Euro, das Tief bei 85,70 Euro.

Der Dec 26 profitierte laut Händlern von einem guten technischen Unterstützungsniveau und den

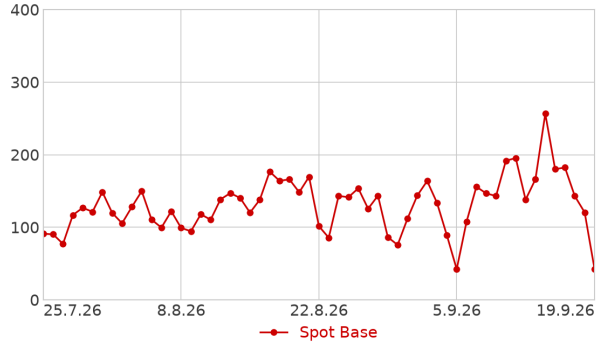
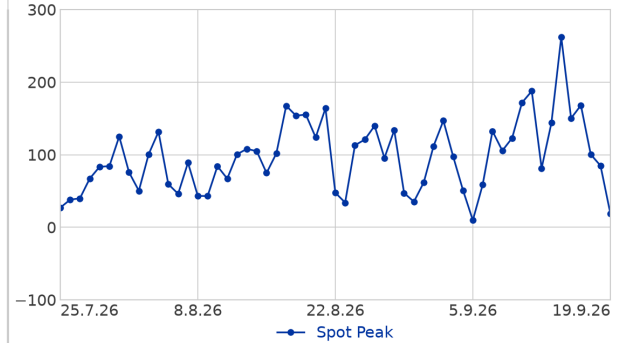
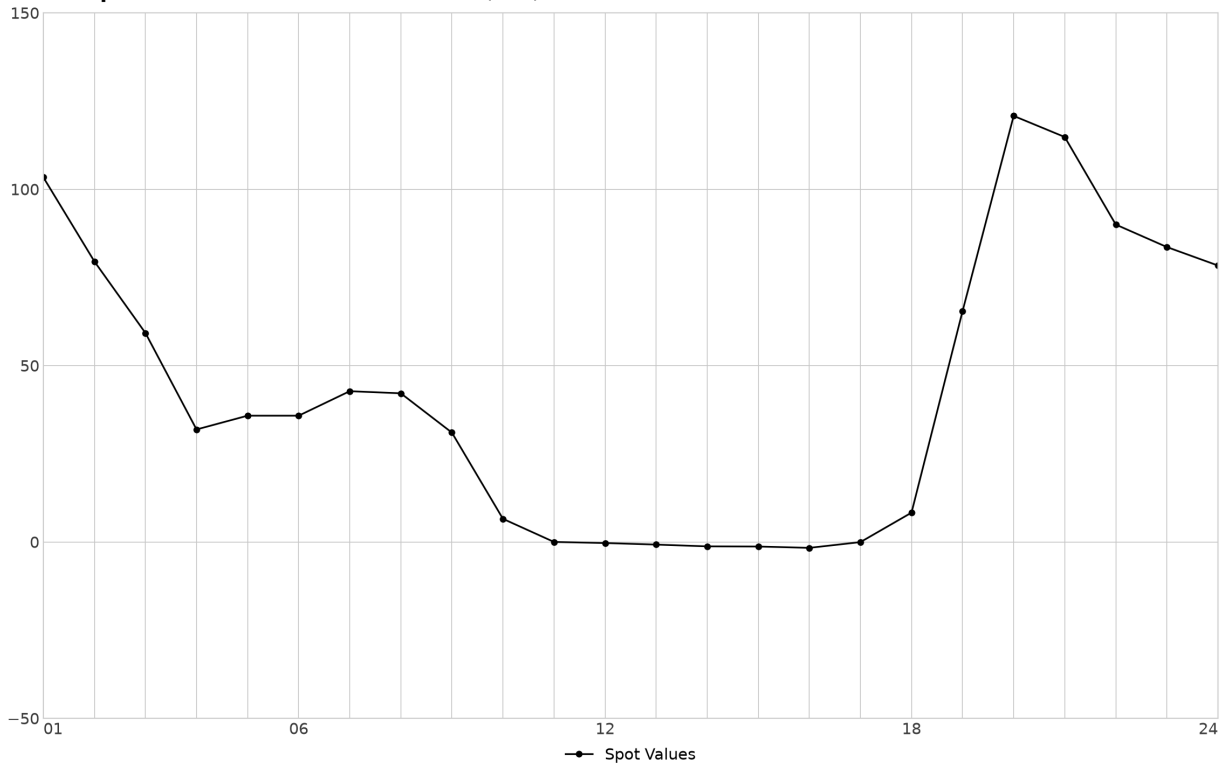
Vorhersagen für eine milde Witterung in den kommenden Tagen. Zudem dürfte der Kontrakt vom Auslaufen der Compliance-Frist Ende September profitieren.

Erdgas: Die europäischen Erdgaspreise haben am Freitag zugelegt. Der richtungsweisende Frontmonat am niederländischen TTF gewann bis gegen 12.30 Uhr 1,850 auf 78,750 Euro je Megawattstunde.

Händler sprechen von einer technischen Gegenbewegung nach dreitägigen Verlusten in Folge. An den Aufwärtsrisiken für die Gaspreise (Irakkrieg, niedrige Speicherstände, asiatische Nachfrage) hat sich nichts geändert. Laut Medienberichten dürfte die Bundesregierung in der neuen Woche über einen möglichen Markteingriff diskutieren und dann gegebenenfalls Notfalleinkäufe über den Marktgebietsverantwortlichen Trading Hub Europe beauftragen.

In Deutschland sind die Gasspeicher nur zu 56 Prozent und damit knapp 27 Prozentpunkte unter dem Fünfjahresdurchschnitt gefüllt. Die technische Einspeicherungskapazität beträgt etwa 4,3 TWh pro Tag. Die Entnahmen könnten in der Spitze um die 2,5 bis 3,5 TWh pro Tag erreichen. Selbst bei der Annahme, dass 200 GWh mehr pro Tag als im Fünfjahresdurchschnitt eingespeichert und 50 GWh täglich weniger entnommen werden, läge der deutsche Gasspeicherfüllstand zum 1. November nur bei knapp 66 Prozent. (cdg) // **VON CLAUD-DETLEF GROSSMANN**

[^ Zum Inhalt](#)

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

Strom Terminmarkt

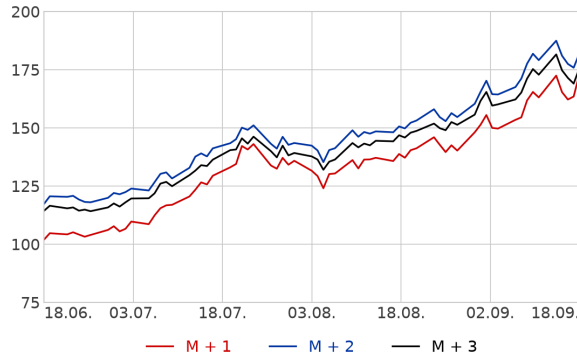
Terminmarktpreise Base in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	18.09.26	German Power Oct-2026	173,18
M2	18.09.26	German Power Nov-2026	182,09
M3	18.09.26	German Power Dec-2026	175,69
Q1	18.09.26	German Power Q4-2026	176,93
Q2	18.09.26	German Power Q1-2027	172,45
Q3	18.09.26	German Power Q2-2027	110,75
Y1	18.09.26	German Power Cal-2027	132,05
Y2	18.09.26	German Power Cal-2028	98,63
Y3	18.09.26	German Power Cal-2029	87,47

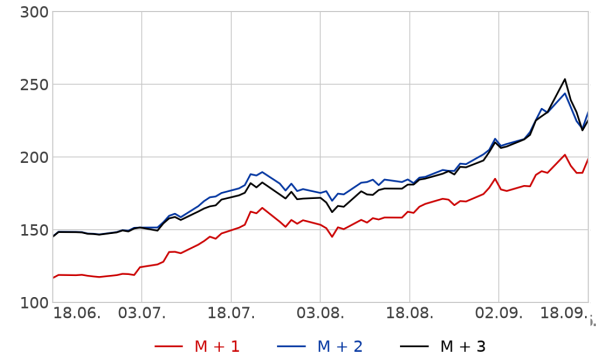
Terminmarktpreise Peak in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	18.09.26	German Power Oct-2026	198,60
M2	18.09.26	German Power Nov-2026	230,76
M3	18.09.26	German Power Dec-2026	225,25
Q1	18.09.26	German Power Q4-2026	218,12
Q2	18.09.26	German Power Q1-2027	206,90
Q3	18.09.26	German Power Q2-2027	93,82
Y1	18.09.26	German Power Cal-2027	143,47
Y2	18.09.26	German Power Cal-2028	109,18
Y3	18.09.26	German Power Cal-2029	96,71

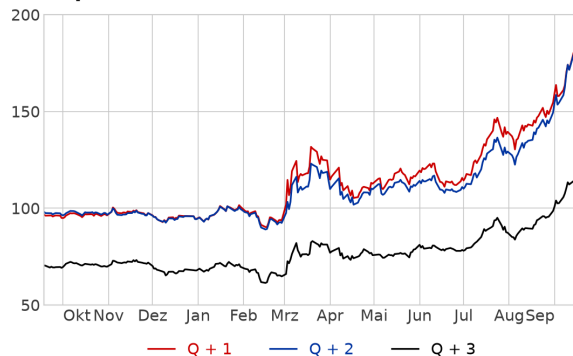
Frontmonate Base in Euro/MWh (EEX)



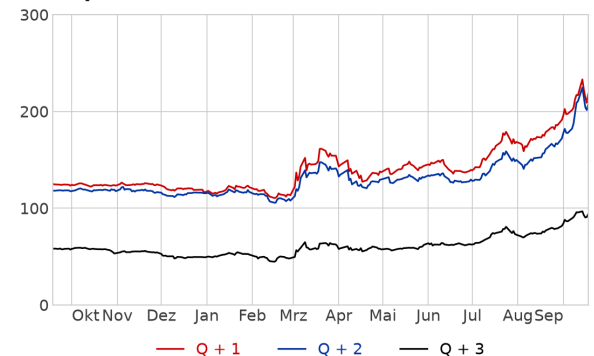
Frontmonate Peak in Euro/MWh (EEX)



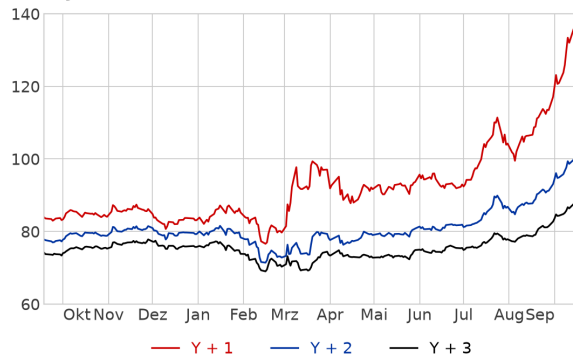
Frontquartale Base in Euro/MWh (EEX)



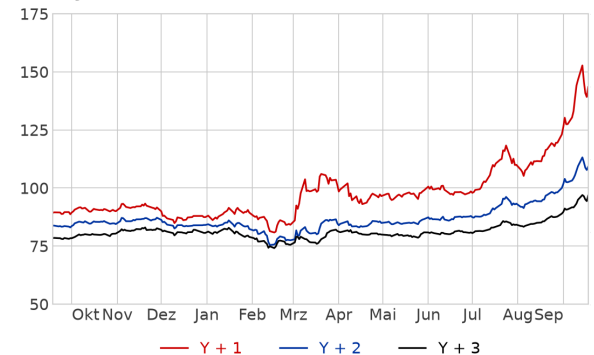
Frontquartale Peak in Euro/MWh (EEX)



Frontjahre Base in Euro/MWh (EEX)



Frontjahre Peak in Euro/MWh (EEX)



Gas Spot- und Terminmarkt

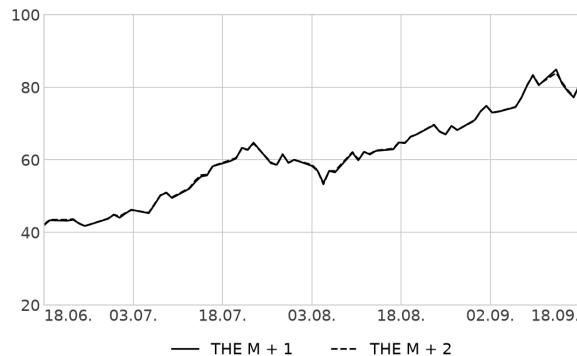
Terminmarktpreise THE in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	18.09.26	German THE Gas Oct-2026	80,70
M2	18.09.26	German THE Gas Nov-2026	80,58
Q1	18.09.26	German THE Gas Q4-2026	80,56
Q2	18.09.26	German THE Gas Q1-2027	78,99
S1	18.09.26	German THE Gas Win-2026	79,78
S2	18.09.26	German THE Gas Sum-2027	55,62
Y1	18.09.26	German THE Gas Cal-2027	60,89
Y2	18.09.26	German THE Gas Cal-2028	38,45

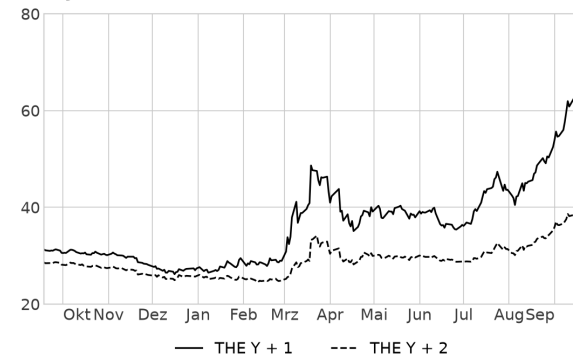
EEX Spot in Euro/MWh



Frontmonate THE in Euro/MWh (EEX)



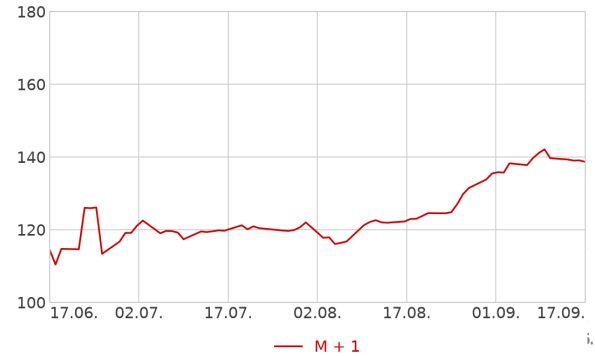
Frontjahre THE in Euro/MWh (EEX)



Strom, CO2, und Kohle

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
Germany Spot base	18.09.26	42,67	EUR/MWh
Germany Spot peak	18.09.26	18,90	EUR/MWh
EUA Dezember 2026	18.09.26	87,71	EUR/tonne
Coal API2 Oktober 2026	17.09.26	138,65	USD/tonne

Frontmonat Kohle API2 in USD/t (ICE)



Gas und Öl

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
German THE Gas Day Ahead	18.09.26	80,01	EUR/MWh
German THE Gas Oct-2026	18.09.26	80,70	EUR/MWh
German THE Gas Cal-2027	18.09.26	60,89	EUR/MWh
Crude Oil Brent Nov-2026	18.09.26	103,87	USD/bbl

EUA in Euro/t (EEX)



E&M STELLENANZEIGEN



Geschäftsführer (m/w/d) Erneuerbare Energien

Geschäftsführer (m/w/d) für NaturEnergy & NaturStromProjekte. Führe die Energiewende strategisch ...
in Bamberg (+1 weiterer Standort)

27.08.2026

● Vorstand/Geschäftsführung



Ingenieur (m/w/d) Energiewirtschaft (Ingenieur/in - Energietechnik)

MITNETZ STROM ist der größte regionale Verteilernetzbetreiber in Mitteldeutschland. Du suchst eine ...
in Taucha

vor 2 h

● Parkplatz / Mitarbeiterrabatte



Ingenieur Elektrotechnik für die Prüfung von Sicherheitsstromversorgungen (w/m/d)

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

vor 2 h

● Ausbildung ● Weiterbildung / Flexible Arbeitszeit



Mitarbeiter Line Support Ingolstadt (m/w/d)

Unser Anspruch: Premium. Unsere Produkte: Komplexe Bordnetzsysteme, zentrale Elektrik- und Elektr...
in Großmehring

vor 2 h

● Festanstellung



Kraftwerksmeister*in (m/w/d)

Kraftwerksmeister*in (m/w/d) Jetzt bewerben Tätigkeitsbereich Produktion | Strom- und Wrmeeerzeugu...
in münchen

vor 2 h

● Weiterbildung / Mitarbeiterwohnung / Mitarbeiterrabatte

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

IHRE E&M REDAKTION:

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



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



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



Susanne Harmsen (Büro Berlin)
Schwerpunkte: Energiepolitik, Regulierung



Korrespondent Brüssel: **Tom Weingärnter**
 Korrespondent Wien: **Klaus Fischer**
 Korrespondent Zürich: **Marc Gusewski**
 Korrespondenten-Kontakt: **Kerstin Bergen**



Ständige freie Mitarbeiter:

Volker Stephan

Manfred Fischer

Mitarbeiter-Kontakt: **Kerstin Bergen**



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



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



Heidi Roider (Büro Herrsching)
Schwerpunkte: KWK, Geothermie

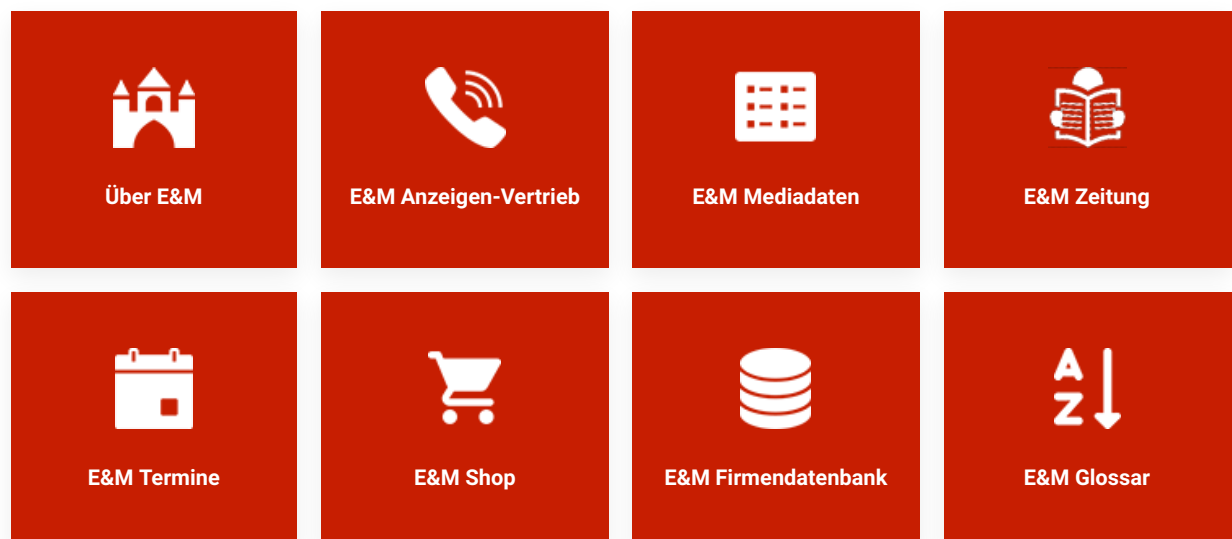


Katia Meyer-Tien (Büro Herrsching)
Schwerpunkte: Netze, IT, Regulierung, Stadtwerke



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

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



IMPRESSUM

Energie & Management Verlagsgesellschaft mbH

Mühlfelder Str. 18 a - D-82211 Herrsching

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

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

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

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

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

Folgen Sie E&M auf:

