



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

STROM**47,63 €/MWh**

Epex Spot DE-LU Day Base

GAS**31,73 €/MWh**

EEX Spot THE (End of Day)

ZAHL DES TAGES**40**

Millionen kWh - für so viel Ökostrom sichert sich VW Kraftwerke Herkunftsnachweise, sogenannte Guarantees of Origin (GO), aus Enfinity Globals italienischem Solarpark.

STROMNETZ

Stromnetzentgelte könnten deutlich sinken

ELEKTROFAHRZEUGE

Neues Leasingmodell für Ladeinfrastruktur

ELEKTROFAHRZEUGE

Induktives Laden im Praxistest

Inhalt

TOP-THEMA

→ **WASSERSTOFF:** Stadt heizt Wohnungen mit Wasserstoff

POLITIK & RECHT

- **STROMNETZ:** Stromnetzentgelte könnten deutlich sinken
- **STROMNETZ:** Die zweite HGÜ von Nord nach Süd hat Baurecht
- **EUROPAEISCHE UNION:** EU hängt bei Seltenen Erden an geopolitischen Rivalen

HANDEL & MARKT

- **ELEKTROFAHRZEUGE:** Neues Leasingmodell für Ladeinfrastruktur
- **ZUSAMMENARBEIT:** Speicherentwickler erweitern Partnerschaft auf ganz Europa
- **VERTRIEB:** Zu Neujahr: Rheinenergie senkt Preise stattlich
- **HANDEL:** VW-Tochter kauft GO in Italien

TECHNIK

- **ELEKTROFAHRZEUGE:** Induktives Laden im Praxistest
- **GEOTHERMIE:** Tiefengeothermie-Projekt in Bremen wird konkreter

UNTERNEHMEN

- **AUFTRAG:** Techem baut Ladepunkte für NRW-Landesverwaltung

- **SOLARTHERMIE:** Start für drittgrößten deutschen Solarthermie-Park
 - **STROMSPEICHER:** Kostal wird Systemanbieter für Energiespeicherung
 - **WINDKRAFT ONSHORE:** Tion erwirbt Alterric-Windparks wegen Fördervolumens
-

MARKTBERICHTE

- **MARKTKOMMENTAR:** Energiemärkte zum Wochenschluss ohne Dynamik
-

SERVICE

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

★ TOP-THEMA

Stadt heizt Wohnungen mit Wasserstoff



Die Unternehmensvertreter bei der Vertragsunterzeichnung. Quelle: Energie Schwaben

WASSERSTOFF. Mehrere hundert Wohnungen werden in der Stadt Gersthofen bei Augsburg vom Winter 2026/2027 an mit Wasserstoff beheizt.

Wasserstoff zum Heizen zu verwenden, ist umstritten. Vor allem bei Privathaushalten gibt es Zweifel an der Wirtschaftlichkeit. So zeigen unterschiedliche Studien deutlich höhere Betriebskosten gegenüber Alternativen wie der Wärmepumpe.

Trotzdem kommt in der bayerischen Gemeinde Gersthofen vom Winter 2026/27 an insoweit Wasserstoff zum Einsatz: Rund 250 Miet- und Eigentumswohnungen in vier Mehrfamilienhäusern in Gersthofen heizen dann mit Wasserstoff, teilt der Energieversorger Energie Schwaben mit Sitz in Augsburg mit.

Die Erklärung ist simpel: „Möglich wird das, weil Energie Schwaben den Wasserstoff abnimmt, der bei der CABB Group im Industriepark Gersthofen ohnehin anfällt.“

Die CABB Group entwickelt und produziert chemische Wirkstoffe für Pflanzenschutzmittel sowie Inhaltsstoffe für die Pharma- und Lebensmittelindustrie. In den seit den 1900er Jahren betriebenen Elektrolyseanlagen der CABB im Industriepark Gersthofen entsteht Chlor, das als wichtiger Rohstoff am Standort benötigt wird. Als Nebenprodukt fällt dabei Wasserstoff an.

Die beiden Netzbetreiber Schwaben Netz und Gasnetz Gersthofen übernehmen den Transport des Wasserstoffs zu vier Mehrfamilienhäusern mit rund 250 Wohneinheiten. Die Lage des Industrieparks ermöglicht kurze Transportwege. Der jährliche Wärmebedarf liegt bei etwa 2,5 Millionen kWh. Von der Heizperiode 2026/27 an sollen die ersten Haushalte mit Wärme aus Wasserstoff versorgt werden.

Der Verteilnetzbetreiber Schwaben Netz GmbH, eine Tochtergesellschaft des regionalen Energieversorgers Energie Schwaben, baut für das Projekt „H2Gersthofen“ eine neue Gasleitung. Nach Unternehmensangaben wird „eine Zuleitung errichtet und ein Teil des bestehenden Gasnetzes in ein Wasserstoffnetz umgewidmet“.

Die Heizungsanlagen in den betroffenen Wohnkomplexen sollen rechtzeitig auf Wasserstoffbetrieb umgestellt werden. Für die Bewohnerinnen und Bewohner soll sich durch die Umstellung nichts ändern – „nicht einmal Heizkörper müssen ausgetauscht werden“, heißt es weiter.

Das Projekt „H2 Gersthofen“ gilt als eines der ersten großangelegten Vorhaben in Deutschland, das den Einsatz von Wasserstoff im Wärmemarkt praktisch erprobt. Es soll aufzeigen, welche Rolle erneuerbare Gase künftig in der Wärmeversorgung spielen können. Mit der Unterzeichnung der Verträge haben die Unternehmen einen entscheidenden Schritt getan. // VON STEFAN SAGMEISTER

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

POLITIK & RECHT



Quelle: Jonas Rosenberger

Stromnetzentgelte könnten deutlich sinken

STROMNETZ. Viele Stromkunden können 2026 mit einer Entlastung bei den Netzentgelten rechnen. Darauf deutet eine Stichprobe der Bundesnetzagentur bei 28 Verteilnetzbetreibern hin.

Demnach sinken die Netzentgelte 2026 im bundesweiten Durchschnitt gegenüber dem Vorjahr für Haushaltskunden um 17,2 Prozent oder rund 2 Cent/kWh. Noch deutlicher sei die Entlastung für Gewerbe- und Industriekunden, teilte die Bundesnetzagentur auf Anfrage mit. Zuvor hatte die *Welt* berichtet. Allerdings gibt es regional deutliche Unterschiede, wie auch der *Spiegel* schreibt.

Die Bundesregierung plant einen Zuschuss in Höhe von 6,5 Milliarden Euro zur Finanzierung der Übertragungsnetzkosten. Die entsprechende Gesetzesänderung befindet sich noch im parlamentarischen Verfahren. Auch in den folgenden Jahren soll es eine Entlastung mit einem Volumen von 6,5 Milliarden Euro für die Stromkunden geben, hieß es aus dem Ministerium. Dies solle über die Netzentgelte erfolgen und möglicherweise auch anteilig über andere Umlagen, die ebenfalls die Strompreise senken würden.

Die Netzentgelte sind ein Bestandteil des Strompreises. Die Entgelte, über die unter anderem der teure Ausbau der Stromnetze finanziert wird, sind deutlich gestiegen. Durch den Zuschuss zu den Übertragungsnetzkosten sollen auch Kostenbelastungen der an die nachgelagerten Verteilernetze angeschlossenen Stromkunden abgemildert werden.

Das Stromnetz gliedert sich in das Übertragungsnetz - also große Überlandleitungen für den Stromtransport über weite Strecken - sowie Verteilnetze für die regionale Verteilung. Über diese Verteilnetze werden die privaten Haushalte versorgt. Die Netzentgelte machen rund ein Viertel der Stromrechnung privater Haushalte aus.

Regionale Unterschiede

Die regionalen Netzentgelte sind von Region zu Region unterschiedlich hoch. Gründe sind laut Versorger EnBW zum einen unterschiedliche Kostenstrukturen und ein unterschiedlich alter Zustand der Infrastruktur. Ältere Netzinfrastrukturen haben höhere Wartungs- und Reparaturkosten, was sich auf die Netzentgelte

auswirkt. Zum anderen hat der Ausbau der erneuerbaren Energien Einfluss auf die Netzentgelte, das liegt an Kosten für die Integration in die Netze.

Die Entlastungen durch den Zuschuss seien nicht in allen Netzgebieten „sichtbar“, so die Bundesnetzagentur. Die endgültigen Netzentgelte würden am 1. Januar 2026 veröffentlicht.

Laut *Welt* profitieren Regionen, die stark vom Ausbau des Übertragungsnetzes betroffen sind, überproportional von der Kostensenkung bei den Netzentgelten: Dazu gehörten vor allem die ostdeutschen Bundesländer und Baden-Württemberg sowie der Süden von Rheinland-Pfalz. Die geringsten Preisnachlässe seien in Nordrhein-Westfalen zu erwarten.

Wie der *Spiegel* unter Berufung auf eine Auswertung des Dienstleisters Enet und des Stromanbieters Rabot Energy berichtet, profitieren weite Teile Ostdeutschlands und Bayerns deutlich, während der Effekt in vielen anderen Regionen verpuffen dürfte. // VON DPA

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG



Das Upgrade für Ihre Biogasanlage!

Biogasaufbereitung & CO₂-Verflüssigung

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

www.bright-renewables.de

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

Die zweite HGÜ von Nord nach Süd hat Baurecht



Quelle: Katia Meyer-Tien

STROMNETZ. Von Koblenz nach Marxheim: Die Bundesnetzagentur hat festgelegt, wo der letzte Abschnitt der 380-kV-Gleichstromtrasse Ultranet verlaufen soll.

Der letzte von sieben Teilabschnitten der Höchstspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitung (HGÜ) Ultranet ist genehmigt. Wie die Bundesnetzagentur mitteilt, hat sie das Planfeststellungsverfahren für die Verbindung von Osterath in Nordrhein-Westfalen nach Philippsburg in Baden-Württemberg abgeschlossen. Der letzte Trassenabschnitt misst rund 78 Kilometer. Er beginnt am „Punkt“ Koblenz und endet bei der Stadt Hofheim am „Punkt“ Marxheim.

Damit ist nach Südlink, das seit Ende September durchgehend Baurecht hat, das zweite HGÜ-Projekt planfestgestellt, das vor allem Windstrom von Norddeutschland in die Verbrauchszentren im Süden und Westen bringen soll.

Nach den Planungen soll die 380-kV-Leitung zwischen Koblenz und der Gemeinde Urbar in Rheinland-Pfalz den Rhein queren. Im Anschluss verläuft die Freileitungstrasse nach Südosten über den Taunus in Richtung Frankfurt. Für das Vorhaben sollen bestehende Freileitungen aus- oder umgebaut werden.

Die Ultranet-Verbindung erstreckt über insgesamt rund 342 Kilometer. Die Übertragungsleistung soll 2.000 MW betragen. In Betrieb gehen soll die HGÜ Ende des kommenden Jahres. Die Bauarbeiten für die bereits genehmigten sechs Teilabschnitte laufen. Verantwortlich für Planung, Bau und Betrieb sind die Übertragungsnetzbetreiber Amprion und Transnet BW.

Betrieb von Korridor A soll 2027 starten

Ultranet bildet zusammen mit dem Projekt „A-Nord“ von Amprion, das eine Verbindung zwischen Emden und Osterath schafft, den sogenannten Korridor A. Im Gegensatz zu Ultranet ist für A-Nord Erdkabel-Leitung vorgesehen. Über einen Konverter in Osterath sollen A-Nord und Ultranet gekoppelt werden. Korridor A soll im Jahr 2027 als Ganzes in Betrieb gehen.

Deutschland benötigt laut Bundesnetzagentur 16.800 Kilometer neue Höchstspannungsleitungen. Für 9.600 Kilometer davon ist die Bundesbehörde statt Landesbehörden zuständig. Für 4.657 Kilometer Leitungen seien Verfahren vollständig abgeschlossen, heißt es.

Detaillierte Informationen über den letzten der sieben Trassenabschnitte finden sich auf den Internetseiten der Bundesnetzagentur: [Osterath – Philippsburg \(Ultranet\)](#) // VON MANFRED FISCHER

[^ Zum Inhalt](#)

EU hängt bei Seltenen Erden an geopolitischen Rivalen



Quelle: Shutterstock / AB Visual Arts

EUROPAEISCHE UNION. Die Europäische Union ist nach wie vor stark von China und Russland abhängig, was die Einfuhr von Seltenen Erden angeht

„BNE Intellinews“ berichtet unter Berufung auf Daten, die von Eurostat veröffentlicht und von Statista für das Jahr 2024 gemeldet wurden, dass fast drei Viertel ihrer Lieferungen aus diesen beiden Ländern stammen.

China hatte im vergangenen Jahr einen Anteil von 46 Prozent an den Seltenerd-Importen der EU, während Russland weitere 28 Prozent lieferte, wodurch die Union erheblich von Unterbrechungen der Lieferkette durch geopolitische Rivalen abhängig ist. „Die EU ist bei Seltenen Erden vollständig von zwei Ländern abhängig, die sie als Gegner betrachtet“, stellte Eurostat fest.

Seltene Erden sind für die Herstellung einer Vielzahl von Hightech-Produkten - wie Elektrofahrzeugen, Windkraftanlagen, Halbleitern und militärischen Systemen - von entscheidender Bedeutung. Angesichts der von der EU vorangetriebenen grünen und digitalen Transformation hat die Abhängigkeit von externen – und politisch antagonistischen – Lieferanten in Brüssel strategische Bedenken ausgelöst.

Die Europäische Kommission hat die Diversifizierung der Lieferketten für kritische Rohstoffe wiederholt als politische Priorität bezeichnet. Mit dem 2024 verabschiedeten Gesetz über kritische Rohstoffe will die EU sicherstellen, dass bis 2030 nicht mehr als 65 Prozent eines wichtigen Rohstoffs aus einem einzigen Nicht-EU-Land stammen.

Die neuesten Daten deuten jedoch darauf hin, dass die Union im Falle der Seltenen Erden noch weit von diesem Ziel entfernt ist. Trotz der Bemühungen, die Partnerschaften mit alternativen Produzenten in Kanada, Australien und Afrika zu stärken und die heimischen Raffineriekapazitäten auszubauen, sind die Fortschritte begrenzt.

Sowohl China als auch Russland haben in der Vergangenheit den Zugang zu kritischen Rohstoffen als politisches Druckmittel eingesetzt. Analysten warnen, dass jede Störung – sei es durch Exportbeschränkungen, Konflikte oder Sanktionen – schwerwiegende Auswirkungen auf die Fertigungsindustrie und den Sektor für saubere Energien in der EU haben könnte. // VON MARTIN KLINGSPORN

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

HANDEL & MARKT



Pascale Favre (BNP Paribas Leasing Solutions) und Gilbert Khawam (Nidec Conversion). Quelle: Nidec Conversion

Neues Leasingmodell für Ladeinfrastruktur

ELEKTROFAHRZEUGE. Die Elektromobilität in Europa soll schneller wachsen. Nidec Conversion und BNP Paribas Leasing Solutions bündeln dafür ihre Kräfte und planen neue Finanzierungsangebote in Deutschland.

Nidec Conversion und BNP Paribas Leasing Solutions haben eine strategische Partnerschaft geschlossen. Ihr Ziel ist es, den Ausbau der Ladeinfrastruktur und energieeffizienter Technologien auf breiter Ebene zu beschleunigen.

Wie beide Unternehmen mitteilen, soll sich die Kooperation über zahlreiche europäische Länder erstrecken. Dazu zählen Deutschland, Italien, Spanien, Österreich und die Schweiz. Auch Belgien, die Niederlande, Frankreich, Großbritannien, Norwegen, Finnland, Schweden, Polen und Rumänien gehören dazu.

Zu den Zielgruppen zählen Fuhrparkmanager, Tankstellenbetreiber, Dienstleister und Einzelhändler, die ihre Ladeinfrastruktur modernisieren oder erweitern wollen. Sie sollen künftig die Produkte und Dienstleistungen rund um die Ladeinfrastruktur durch maßgeschneiderte Finanzierungslösungen einfacher erwerben und schneller einsetzen können.

Der Kern des Modells

Kern des Modells ist das sogenannte „Equipment Leasing“: BNP Paribas Leasing Solutions kauft die Ladeinfrastruktur von Nidec Conversion und stellt sie den Kunden zur Nutzung bereit. Diese zahlen dafür eine feste monatliche Leasingrate, anstatt die Technik selbst zu erwerben. Nach Ablauf des Vertrags können sie die Anlagen übernehmen oder weiterleasen. Das Modell soll den Zugang zu moderner Lade- und Energietechnik erleichtern.

Gilbert Khawam, Vizepräsident für Energie- und E-Mobilitätsprodukte bei Nidec Conversion, betonte, die Kooperation mit BNP Paribas Leasing Solutions baue finanzielle Hürden für Kunden ab und unterstütze den schnellen Aufbau von Ladeinfrastruktur in ganz Europa.

In Deutschland richtet sich das Angebot vor allem an mittelständische Unternehmen, die in Ladepunkte und Energiespeicher investieren wollen. Durch die Kapitalbindung im Leasingmodell bleiben ihre finanziellen

Spielräume für weitere Projekte erhalten. Damit will das Bündnis den Aufbau einer flächendeckenden Ladeinfrastruktur beschleunigen und gleichzeitig den Übergang zu elektrischen Fuhrparks unterstützen.

Nidec Conversion mit Hauptsitz in Cinisello Balsamo bei Mailand (Italien) gehört zur japanischen Nidec Group. Das Unternehmen entwickelt elektrische Systeme für Industrie, Schifffahrt und Energie, darunter Motoren, Umrichter, Batteriespeicher und Ladelösungen mit Leistungen bis zu 100 MW.

BNP Paribas Leasing Solutions ist eine Tochter der französischen Großbank BNP Paribas mit Sitz in Paris. Sie bietet in 18 europäischen Ländern Finanzierungsmodelle für Investitionen in Branchen wie Bau, Landwirtschaft, Transport und Energie an. Nach eigenen Angaben finanzierte das Unternehmen 2024 Vermögenswerte im Wert von 16,3 Milliarden Euro und verwaltete ein Portfolio von 40,4 Milliarden Euro.

// VON DAVINA SPOHN

[^ Zum Inhalt](#)

Speicherentwickler erweitern Partnerschaft auf ganz Europa



Quelle: Pixabay / Gerd Altmann

ZUSAMMENARBEIT. Greenvolt Power und Maxsolar vertiefen ihre Batteriepartnerschaft und wollen ihre Speicherprojekte künftig auch europaweit umsetzen. Greenvolt hält weiterhin 35 Prozent an Maxsolar.

Greenvolt Power und Maxsolar bauen ihre Zusammenarbeit im Speichergeschäft weiter aus. Beide Unternehmen planen, ihre Aktivitäten im Bereich Batterie-Energiespeichersysteme (Battery Energy Storage System, BESS) strategisch zu erweitern. Vertreter beider Seiten – darunter Jacek Bladek, Chief Operating Officer von Greenvolt Power, und Christoph Strasser, Geschäftsführer von Maxsolar – legten in Traunstein (Bayern) konkrete Schritte für den nächsten Kooperationsabschnitt fest.

Die Verbindung zwischen beiden Unternehmen besteht seit dem Jahr 2022. Damals stieg die portugiesische Greenvolt Group über ihre Tochter Greenvolt Power mit 35 Prozent bei der Maxsolar GmbH ein (wir berichteten). Seitdem entwickeln beide Partner in Deutschland gemeinsame Solar- und Speicherprojekte. Jetzt planen sie, ihre Zusammenarbeit auf große Batteriespeicherlösungen auf EU-Ebene auszuweiten.

In Traunstein legten beide Unternehmen nun fest, wie sie ihre Stärken künftig enger miteinander verbinden wollen. Greenvolt Power bringt technisches Know-how und eine Projektpipeline von 4.700 MW ein und will bis Ende dieses Jahres rund 5.100 MW baureif entwickeln. Maxsolar soll die Planung, den Bau und die Netzanbindung der Anlagen in Deutschland übernehmen und dafür sorgen, dass die Projekte schnell umgesetzt werden können.

Die bisherigen gemeinsamen Aktivitäten von Greenvolt Power und Maxsolar konzentrieren sich auf Beschaffungsprozesse und strategische Planung im Speichergeschäft. Beide Unternehmen wollen so Kosten senken, Lieferzeiten verkürzen und ihre Speicherprojekte effizienter umsetzen. Parallel dazu setzt Maxsolar gemeinsam mit Bayernwerk Netze in Bayern seinen ersten netzdienlichen Speicher um – ein Projekt, das unabhängig von der Greenvolt-Partnerschaft entsteht, aber die technische Erfahrung stärkt, die Maxsolar in die Kooperation einbringt.

Effiziente Kombination von PV und Speicher

Beide Partner zielen darauf ab, Photovoltaikanlagen und Speicher wirtschaftlich und technisch effizient zu kombinieren. Sie wollen ihre Präsenz auf dem europäischen Markt für Energiespeicher weiter ausbauen

und den Einsatz vernetzter Speicherlösungen vorantreiben.

Die 2009 gegründete Maxsolar GmbH mit Sitz in Traunstein entwickelt integrierte Energiekonzepte, die Photovoltaik, Windkraft, Speicher, Elektromobilität und Wärmeversorgung verbinden. Das Unternehmen beschäftigt rund 400 Mitarbeitende und verfügt über eine Projektpipeline von 7.600 MW.

Greenvolt Power mit Hauptsitz in Lissabon gehört zur Greenvolt Group, die international Projekte im Bereich Wind-, Solar- und Speichertechnologien realisiert. Das Unternehmen ist in 19 Märkten in Europa, Nordamerika und Asien aktiv und zählt zu den führenden Entwicklern von Energiespeicher-Systemen weltweit. // VON DAVINA SPOHN

[^ Zum Inhalt](#)

Zu Neujahr: Rheinenergie senkt Preise stattlich



Quelle: Pixabay / Stefan Schweihöfer

VERTRIEB. Der Kölner Versorger Rheinenergie kündigt zum Jahreswechsel Preissenkungen für Strom und Erdgas um bis zu 12 Prozent an.

Privat- und Gewerbekunden von Rheinenergie aus Köln zahlen vom 1. Januar 2026 an weniger für Strom und Gas. Wie das Unternehmen mitteilt, sinken die Arbeitspreise um bis zu 12 Prozent. Grund dafür seien niedrigere Beschaffungskosten, die Bundeszuschüsse fürs Stromnetz sowie der Wegfall staatlicher Umlagen im Gasbereich.

„Die Bundesregierung gibt Zuschüsse zu den Strom-Netzentgelten für Übertragungsnetzbetreiber, die ab Januar 2026 greifen“, wird Andreas Feicht, Vorstandsvorsitzender der Rheinenergie, in der Mitteilung zitiert. „Diese geben wir in vollem Umfang ohne Zeitverzug an die Kunden weiter; wir begrüßen es, dass die Bundesregierung auf diese Weise sowohl die Industrie als auch Gewerbe und Privathaushalte entlastet.“

Grundpreise bleiben unverändert

Bei Strom sinkt der Arbeitspreis laut Unternehmen im Netzgebiet der Rheinnetz GmbH, dem Heimatnetz der Rheinenergie in der Kölner Bucht, von 35,93 auf 31,48 Cent/kWh. Der jährliche Grundpreis bleibt unverändert bei 277,33 Euro. Ein Haushalt mit einem Jahresverbrauch von 3.000 kWh spart damit rund 134 Euro pro Jahr, kalkuliert der Versorger exemplarisch.

Die Strompreissenkung gilt für Privat- und Gewerbekunden in der Grundversorgung und andere Verträge ohne feste Laufzeit.

Die Erdgaspreise der Rheinenergie in der Grundversorgung und bei den Tarifen ohne feste Laufzeit sind seit längerer Zeit unverändert, die jüngste Senkung gab es dem Vernehmen nach im Jahr 2024. Im kommenden Jahr reduziere sich der Arbeitspreis von 13,41 auf 12,34 Cent/kWh, heißt es. Auch hier soll der Grundpreis mit 172,55 Euro pro Jahr unverändert bleiben. Eine „durchschnittliche“ Wohnung mit einem Jahresverbrauch von 12.000 kWh spare rund 130 Euro pro Jahr, ein Einfamilienhaus mit 20.000 kWh etwa 215 Euro.

Ein Großteil der Gaspreissenkung resultiere aus gesunkenen Beschaffungskosten; zusätzlich entfällt die Gas-Speicherumlage von rund 0,34 Cent/kWh. // VON MANFRED FISCHER

[^ Zum Inhalt](#)

VW-Tochter kauft GO in Italien



Quelle: Fotolia / Ewald Fröch

HANDEL. Die VW Kraftwerk GmbH hat eine Vereinbarung über die Lieferung von Herkunftsnachweisen aus einem PV-Solkraftwerk in Italien unterzeichnet.

Enfinity Global hat seine Herkunftsnachweise, sogenannte Guarantees of Origin (GO), aus seinem Solkraftwerk in Italien an die VW Kraftwerk GmbH verkauft, eine Volkswagen-Konzerngesellschaft.

Wie es in einer Mitteilung von Enfinity Global heißt, sieht die Vereinbarung den Kauf von rund 40 Millionen kWh pro Jahr an Herkunftsnachweisen über die nächsten zehn Jahre vor. Das entspricht „einer Gesamtmenge von 400 GWh (400 Millionen kWh, die Redaktion), die aus Enfinitys Anlagen für erneuerbare Energien in Italien bezogen werden“.

Die von Enfinity Global gelieferten Herkunftsnachweise bescheinigen, dass eine gleichwertige Menge Strom aus erneuerbaren Quellen erzeugt und in das Netz eingespeist wurde. Damit unterstütze man den Volkswagen-Konzern bei der Umstellung seiner Elektrofahrzeug-Flotte auf Klimaneutralität „und treibe den Wandel der Mobilität in Europa voran“, erklärte Carlos Domenech, CEO von Enfinity Global.

GO bescheinigten nicht nur die erneuerbare Herkunft von Energie, sondern dienten auch als Schlüsselement für die ESG-Rückverfolgbarkeit und die Berichterstattung im Einklang mit den europäischen Vorschriften und Nachhaltigkeitsstandards, heißt es weiter.

Enfinity Global ist in Italien mit einem Portfolio von Photovoltaikanlagen und Batteriespeichersystemen mit einer Leistung von mehr als 8.600 MW aktiv. Das Unternehmen hat seinen Sitz in Miami, USA, und entwickelt und betreibt Erneuerbare-Energie- und Speicherkraftwerke in Nordamerika, Europa und Asien und hat in dem Segment ein Projektportfolio von 37.100 MW. In Europa hat es Standorte in Italien, Spanien und den Niederlanden. // VON STEFAN SAGMEISTER

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

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

⚙️ TECHNIK



Induktives Laden auf der Autobahn. Quelle: Autobahn GmbH

Induktives Laden im Praxistest

ELEKTROFAHRZEUGE. Induktives Laden kann die E-Mobilität grundlegend verändern. Das meinen die Partner eines Projekts im bayerischen Amberg, das nun in die praktische Erprobung gegangen ist.

Die Teststrecke zum induktiven Laden auf der Autobahn A6 bei Amberg in Bayern ist errichtet. Unter wissenschaftlicher Begleitung des Lehrstuhls für Fertigungsautomatisierung und Produktionssystematik (FAPS) an der Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg (FAU) hat nun die Phase der praktischen Tests im Rahmen des Projekts „E/MPOWER“ begonnen.

„Die Technologie hat das Potenzial, Reichweitenangst zu überwinden, gleichzeitig den Bedarf an Batterieimporten zu verringern und die regionale Wertschöpfung in der Elektromobilität zu stärken“, erklärt Professor Florian Risch von der FAU. Induktives Laden könne die E-Mobilität grundlegend verändern, denn bei dessen Nutzung seien kleinere Batterien einsetzbar, was zu einem geringeren Gewicht, einem geringeren Ressourcenverbrauch und reduzierten Kosten führe, wie es in einer Mitteilung der Universität heißt.

Laut einer früheren Mitteilung der Hochschule wollen die Partner, zu denen auch die Autobahn GmbH des Bundes gehört, erforschen, wie sich die Elektrifizierung des Schwerlastverkehrs auf diese Art technisch und wirtschaftlich integrieren lässt. Professor Risch erforscht dabei auch, wie effizient das System tatsächlich ist und wie sich Induktionsspulen effizient fertigen und automatisiert in die Straße einbauen lassen.

Teilstrecke ist 1 Kilometer lang

Die eingesetzte Technologie basiert auf dem Electric Road System (ERS) des israelischen Unternehmens Electreon. Dabei werden Kupferspulen unter der Fahrbahn installiert, die ein Magnetfeld erzeugen, sobald Fahrzeuge, die mit entsprechenden Empfängerspulen ausgestattet sind, darüberfahren. So können sie während der Fahrt Energie aufnehmen. Dafür kommen grundsätzlich sowohl Pkw als auch Lkw in Frage.

Die Technologie ist so konzipiert, dass sie ausschließlich mit entsprechend ausgerüsteten Fahrzeugen interagiert. In den ausgerüsteten Fahrzeugen sorgt eine entsprechende Abschirmung dafür, dass

internationale Sicherheitsstandards für magnetische Felder eingehalten werden. Für alle anderen bleibt die Strecke passiv – „ein normales Stück Autobahn“, wie es in einer Mitteilung der FAU heißt.

Über eine digitale Plattform lasse sich außerdem der Energiefluss intelligent steuern, sodass sich Ladezeiten und -mengen bedarfsgerecht anpassen lassen, um Lastspitzen zu vermeiden und die verfügbare Energie effizient zu nutzen. So unterstützt das System ein optimiertes Flottenmanagement und trägt zur Stabilität des Stromnetzes bei.

Die Länge der Teststrecke von 1 Kilometer reicht zwar nicht aus, um eine Fahrzeugbatterie vollzuladen. Immerhin sei aber bei vergleichbaren Tests eine Ladeleistung bis zu 70 kW übertragen worden, hatte Alexander Kühl, Akademischer Leiter am Lehrstuhl, zum Projektstart 2023 erläutert.

Langfristig soll die Technologie auch in längeren Autobahnabschnitten und urbanen Räumen zum Einsatz kommen. Auch im Zusammenspiel mit anderen alternativen Antrieben könnte sie künftig nach den Vorstellungen der Projektpartner eine Rolle spielen – als Baustein einer intelligenten, klimafreundlichen Verkehrsinfrastruktur.

Das Projekt Empower wird vom Bundeswirtschaftsministerium (BMWi) im Rahmen des Programms „Elektro-Mobil“ gefördert und von der Autobahn GmbH des Bundes unterstützt. // VON FRITZ WILHELM

[^ Zum Inhalt](#)

Tiefengeothermie-Projekt in Bremen wird konkreter



Quelle: Shutterstock / RGTimeline

GEOTHERMIE. Die Bremer SWB und die OMV Green Energy aus Österreich haben nun die behördliche Erlaubnis, nach Wärme aus Tiefengeothermie in Bremen und Umgebung zu suchen.

SWB Bremen und OMV Green Energy dürfen das Potenzial von Tiefengeothermie in Bremen und Umgebung erkunden. Das Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie (LBEG) in Hannover hat den Unternehmen die erforderlichen Aufsuchungserlaubnisse erteilt. Damit dürfen sie prüfen, ob sich die tiefe Erdwärme in der Region für die Wärmeversorgung eignet, heißt es in einer Mitteilung.

Nach Angaben der Unternehmen sollen die Untersuchungen zeigen, ob sich „Teile des Bremer Stadtgebiets in Zukunft mit klimaneutraler Wärme aus Tiefengeothermie versorgen“ lassen. Die Aufsuchungserlaubnisse gelten für drei Felder: „Bremen West“, „Bremen Ost“ und „Delmenhorst“. Während sich die ersten beiden Felder auf das Bremer Stadtgebiet erstrecken, umfasst das Erlaubnisfeld „Delmenhorst“ Teile des Delmenhorster Stadtgebiets sowie Flächen in der Gemeinde Stuhr.

Die Genehmigung bedeutet noch keine Entscheidung über den Bau eines Geothermieprojekts. Sie erlaubt ausschließlich die Untersuchung potenzieller Wärmevorkommen, heißt es weiter. Für weitergehende Maßnahmen wie seismische Messungen oder Bohrungen seien zusätzliche Genehmigungen erforderlich.

OMV Green Energy will nun die bereits laufenden Machbarkeitsstudien fortführen und die Ergebnisse in einem ergebnisoffenen Verfahren bewerten. Bei positiven Resultaten könnte die geothermisch erzeugte Wärme künftig von der OMV an die SWB geliefert werden. Diese würde dann in das Bremer Wärmenetz eingespeist und könnte so einen Beitrag zur klimafreundlichen Wärmeversorgung leisten.

Partner bei dem Projekt ist die örtliche SWB AG. Das Unternehmen betreibt Strom-, Gas- und Wärmenetze sowie Kraftwerke im Großraum Bremen. Die OMV Green Energy GmbH mit Sitz in Wien gehört zum OMV-

Konzern und bündelt dessen Aktivitäten im Bereich erneuerbare und kohlenstoffarme Energien. Das Unternehmen entwickelt Projekte zu grünem Wasserstoff, Tiefengeothermie sowie weiteren klimafreundlichen Energieformen. // VON STEFAN SAGMEISTER

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

UNTERNEHMEN



BLB-NRW-Geschäftsführer Dirk Behle (rechts) mit Vertretern von Techem bei der Unterzeichnung. Quelle: BLB

Techem baut Ladepunkte für NRW-Landesverwaltung

AUFTRAG. Bis zu 2.000 Ladepunkte in den nächsten beiden Jahren: Der Bau- und Liegenschaftsbetrieb in NRW hat den Energiedienstleister Techem mit Planung, Bau und Betrieb beauftragt.

Der Bau- und Liegenschaftsbetrieb des Landes Nordrhein-Westfalen (BLB NRW) will in den kommenden zwei Jahren bis zu 2.000 zusätzliche Ladepunkte für Elektrofahrzeuge errichten. Grundlage ist ein Vertrag mit der Techem Energy Services GmbH, den beide Partner jetzt unterzeichnet haben, wie der BLB am 30. Oktober mitteilte.

Der Vertrag mit einer Laufzeit von zehn Jahren umfasst Planung, Bau und Betrieb der Ladeinfrastruktur. Ziel ist eine landesweite Versorgung von Dienstfahrzeugen des Landes sowie – standortabhängig – die Nutzung durch Beschäftigte und Externe. Vorgesehen sind Ladesäulen unter anderem auf Liegenschaften der Polizei, Bezirksregierungen, Gerichte, Gefängnisse, Finanzämter und Hochschulen.

Landesverwaltung strebt bis 2030 Klimaneutralität an

Techem setzte sich in einem europaweiten Ausschreibungsverfahren durch. „Der Auftrag des BLB NRW ist ein wichtiger Meilenstein für den Ausbau der Ladeinfrastruktur in Nordrhein-Westfalen“, erklärte Matthias Hartmann, CEO des Energie- und Messdienstleisters für die Immobilienwirtschaft.

Die Ausbauoffensive ist Teil der Klimaschutzstrategie des Landes Nordrhein-Westfalen. Sie soll zur bilanziell klimaneutralen Landesverwaltung bis 2030 beitragen und den Ausbau klimafreundlicher Mobilität im Land unterstützen.

Das bevölkerungsreichste Bundesland führt bereits die Statistik der Bundesnetzagentur zu den öffentlichen Ladepunkten in Deutschland an. Mit 35.286 öffentlichen Ladepunkten, davon 27.023 Normalladepunkte und 8.263 Schnellladepunkte, liegt NRW zum Stichtag 1. Oktober 2025 knapp vor Bayern. Für den Freistaat hat die Behörde 34.928 öffentliche Ladepunkte registriert (26.305 normale Ladepunkte und 8.623 Schnelllader). An dritter Stelle folgt Baden-Württemberg.

Insgesamt weist das aktuelle Ladesäulenregister der Bundesnetzagentur Anfang Oktober dieses Jahres für das gesamte Bundesgebiet 135.691 Normalladepunkte und 44.247 Schnellladepunkte auf. An den Ladepunkten steht gleichzeitig eine Ladeleistung von insgesamt 7,33 Millionen kW Ladeleistung zur Verfügung. Im vergangenen Juli waren es noch 174.337 Ladepunkte insgesamt, davon 132.809 Normalladepunkte und 41.528 Schnellladepunkte. Vor drei Monaten hatte die insgesamt gleichzeitig verfügbare Ladeleistung noch 6,93 Millionen kW betragen.

Das gesamte **Ladesäulenregister der Bundesnetzagentur** steht auf der Internetseite der Behörde zur Verfügung. // VON MANFRED FISCHER

[^ Zum Inhalt](#)

Start für drittgrößten deutschen Solarthermie-Park



Der Solarthermie-Park "Au" in Tübingen
Quelle: SWT

SOLARTHERMIE. Nach fünf Jahren Planung und Bau haben die Stadtwerke Tübingen den Solarthermie-Park „Au“ in Betrieb genommen – der drittgrößte in Deutschland, wie es heißt.

Der Probetrieb ist vorüber. Am 31. Oktober haben die Stadtwerke Tübingen den Solarthermie-Park „Au“ offiziell gestartet. Und sind damit gut im Zeitplan geblieben. Am 3. Mai 2024 war der Spatenstich für die Anlage erfolgt, Ziel war, sie im Herbst 2025 ans Netz zu bringen.

„Ein solch großes Solarthermie-Projekt macht vor allem dann Sinn, wenn man es als Element und Bindeglied unserer strategischen Wärmetransformation betrachtet“, wird Stadtwerke-Chef Ortwin Wiebecke in einer Mitteilung des Unternehmens anlässlich des Starts zitiert. „Der Solarthermie-Park Au trägt genau dort, wo er aufgebaut wurde - an der Schnittstelle zwischen Fernwärme-Teilnetzen -, dazu bei, die Leistungsfähigkeit unseres Gesamtnetzes zu erhöhen.“

Die neue Anlage hat eine maximale Wärmeleistung von 7 MW. Die Stadtwerke gehen davon aus, dass sie jährlich rund 6 Millionen kWh Wärme erzeugt. Die Grundfläche des Solarthermie-Parks misst 23.200 Quadratmeter, 12.000 Quadratmeter umfassen die Vakuumröhren-Kollektoren, die 2,30 Meter hoch sind. Die Anlage ist nach Angaben der Stadtwerke die drittgrößte ihrer Art in Deutschland. Auch ein Wärmespeicher befindet sich auf dem Gelände. Er hat ein Volumen von 1.250 Kubikmetern.

Großwärmepumpe an der Kläranlage geplant

Der Stadtwerke-Geschäftsführer bezeichnete den Park als ersten „Baustein“ für die Fernwärmetransformation. Mit einer Großwärmepumpe bei der Tübinger Kläranlage plant das Unternehmen nach eigenen Angaben das nächste Großprojekt für die Transformation.

Überdies ist man dabei, das Fernwärmenetz im Stadtgebiet zu erweitern. Im Fokus stehen dem Vernehmen nach zunächst sogenannte Hauptentwicklungsachsen – Wärmeleitungen quer durch das Stadtgebiet.

Für ihr Projekt erhalten die Stadtwerke Fördermittel aus der Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW) in Höhe von 5,77 Millionen Euro.

Der Park in Tübingen bedeutet einen Schub für die große Solarthermie in Deutschland. Die wächst bisher langsam. Laut Solites, einem in Stuttgart beheimateten Steinbeis-Forschungsinstitut für solare und zukunftsfähige thermische Energiesysteme, kamen in Deutschland im vergangenen Jahr etwa

10.000 Quadratmeter Brutto-Kollektorfläche hinzu (wir berichteten). Im Frühjahr 2025 waren laut Erhebung bundesweit 61 solare Wärmenetze in Betrieb, die Brutto-Kollektorfläche betrug 173.275 Quadratmeter, die solare Leistung bei 121 MW. // VON MANFRED FISCHER

[^ Zum Inhalt](#)

Kostal wird Systemanbieter für Energiespeicherung



Quelle: Jonas Rosenberger

STROMSPEICHER. Kostal bringt einen eigenen Hochvolt-Energiespeicher auf den Markt. Der Komponentenhersteller will sich damit zum Systemanbieter entwickeln. Laut Kostal bleibt das System offen.

Einen eigenen Hochvolt-Batteriespeicher unter dem Namen „Helivor HV“ hat die Kostal Solar Electric GmbH angekündigt. Laut dem Unternehmen aus Hagen im Südosten des Ruhrgebiets ergänzt der Energiespeicher das bestehende Produktportfolio. Dieses besteht bislang aus Wechselrichtern, Wallboxen und Energiemanagementsystemen (EMS). Der Schritt markiere eine strategische Erweiterung hin zu einem vollständigen Energiesystem aus einer Hand.

Nach Angaben des Unternehmens soll der neue Speicher modular aufgebaut und flexibel skalierbar sein. Dadurch eigne er sich sowohl für Einfamilienhäuser als auch für gewerbliche Anwendungen. Die Bauweise ermögliche eine einfache Installation und spätere Erweiterung, so Kostal. Zum Einsatz komme Lithium-Eisenphosphat-Technologie (LFP), die als besonders robust und sicher gelten soll.

Laut Kostal beginnt die Speicherkapazität des Helivor HV bei zwei Batteriemodulen mit insgesamt 6,4 kWh. Pro Turm seien bis zu neun Module und damit 28,8 kWh möglich. Für größere Anwendungen könnten bis zu acht Türme parallel betrieben werden, was einer Gesamtkapazität von 230,4 kWh entspreche. Damit lasse sich der Speicher an den individuellen Energiebedarf anpassen und bei wachsendem Verbrauch erweitern.

Bislang trat Kostal in der Speicherbranche als Wechselrichter-Hersteller und Partner verschiedener Speicheranbieter auf. Die Einführung eines eigenen Energiespeichers sei deshalb eine Neuerung, mit der das Unternehmen seine Position am Markt erweitere. Kostal betont allerdings, dass sich auch künftig Speicherlösungen anderer Anbieter integrieren lassen. Laut Geschäftsführer Frank Henn verfolgt das Unternehmen „konsequent die Strategie der Offenheit“.

Mit der eigenen Batterie will Kostal die wachsende Nachfrage nach Komplettsystemen befriedigen. Das Unternehmen betont, Installateuren und Energieversorgern damit eine zusätzliche Wahlmöglichkeit zu bieten: Neben der neuen Kostal-Batterie könnten weiterhin bestehende Speicherlösungen anderer Hersteller genutzt werden.

Software-Updates nur über eigenen Wechselrichter

Die Batterie wird laut Kostal von ZYC Energy in China gefertigt, die Zellen stammen vom Hersteller Great Power. Beide Unternehmen sind demnach seit vielen Jahren in der Zellfertigung tätig und sind in einem Auswahlprozess mit Vor-Ort-Audits geprüft worden. Kostal selbst bringe sein Know-how in die Systemintegration, die Abstimmung mit den eigenen Wechselrichtern und das EMS ein.

Kostal hebt außerdem hervor, dass die Batterie kein eigenes WLAN-Modul besitzt. Software-Updates sollen ausschließlich über den Wechselrichter erfolgen. Damit will das Unternehmen nach eigener Aussage den Anforderungen an Datensicherheit und Cyberschutz gerecht werden.



Der Hochvolt-Energiespeicher Helivor HV (links) zusammen mit dem Wechselrichter der Serie Plenticore (rechts)
Quelle: Kostal

Nach Darstellung des Unternehmens bietet die neue Lösung mehrere Vorteile für Installateure und Endkunden. So gebe es künftig einen zentralen Ansprechpartner für alle Komponenten des Systems, während zugleich eine hohe Flexibilität bei der Auswahl kompatibler Speicher erhalten bleibe. Kostal sieht darin eine Investitionssicherheit für künftige Systemerweiterungen und langfristigen Service.

// VON DAVINA SPOHN

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

[^ Zum Inhalt](#)

Tion erwirbt Alterric-Windparks wegen Fördervolumens



Quelle: Pixabay / andreas160578

WINDKRAFT ONSHORE. Der Erneuerbarenpark-Betreiber Tion Renewables übernimmt vier laufende deutsche Windparks von Alterric, dem Entwickler und Betreiber von EWE und Aloys-Wobben-Stiftung.

Tion Renewables aus München erwirbt von Alterric Deutschland ein in Betrieb befindliches Portfolio von vier deutschen Onshore-Windparks mit einer Gesamtleistung von 30 MW. Als attraktiv stellte Tion, die seit Ende 2023 dem schwedischen Finanzinvestor EQT-Group gehört und früher Pacifico Energy Yield hieß, in einer Mitteilung die 20-jährige Einspeisevergütung der Windparks heraus, die im Wesentlichen noch in der Zukunft liegt, sowie die modernen Enercon- und Vestas-Turbinentypen.

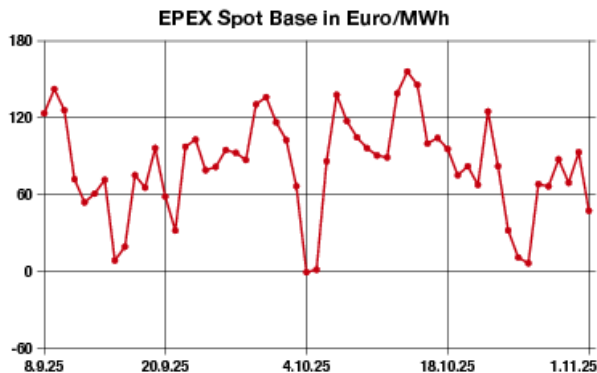
Alterric ist der Projektentwickler und Grünenergiepark-Betreiber von EWE und Aloys-Wobben-Stiftung, welche letztere wiederum die Mutter des Auricher Windturbinen-Herstellers Enercon ist. Die Anlagen sind seit 2023 und 2024 in Betrieb. Es handelt sich um Windparks in vier Bundesländern: Baden-Württemberg (Pülfringen, 12,6 MW), Nordrhein-Westfalen (Werne-Ost, 7,7 MW), Niedersachsen (Glane, 4,2 MW) und Hessen (Zell, 4,2 MW). Die Gesamterzeugung soll jährlich rund 60 GWh Ökostrom betragen.

Das strategische Ziel, das Tion mit diesem und anderen Zukäufen verbindet, ist laut Martin Lemmer, Tion Renewables' Investment Director für den deutschen Markt, ein Wachstum des Portfolios um 3.000 MW bis 2030. Der Grundstein für eine „langfristige“ Partnerschaft mit Alterric sei gelegt. // VON GEORG EBLE

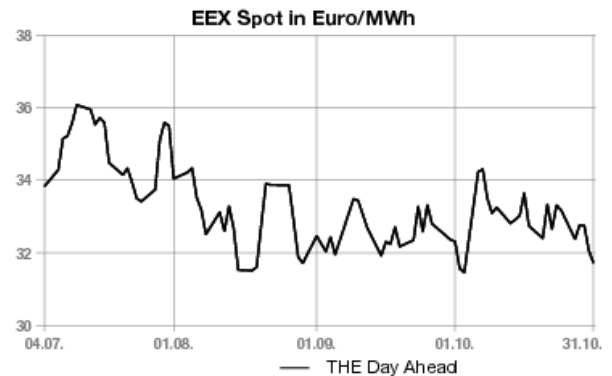
[^ Zum Inhalt](#)

MARKTBERICHTE

STROM



GAS



Energienmärkte zum Wochenschluss ohne Dynamik



Quelle: E&M

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

Mit einer überwiegend seitwärts-abwärts gerichteten Tendenz hat sich der Energiekomplex zum Wochenschluss präsentiert. Strom und CO₂ gaben leicht nach, während Gas stabil notierte und Öl sich etwas befestigt zeigte. Wegen des Feiertags „Reformationstag“ im Norden und Osten Deutschlands dürften einige Handelstische nicht besetzt gewesen sein. Die Energiemärkte notieren nun schon seit Wochen in ihrer etablierten und ausbalancierten Range, die offenbar für viele Händler einem angemessenen Preisniveau entspricht. Eine durchgreifende Veränderung an den Märkten könnte sich aus neuen geopolitischen Turbulenzen ergeben, aber auch als Resultat einer deutlich winterlichen Witterung. Einfallstor für höhere Energiepreise wäre in erster Linie der Gasmarkt, dessen Gleichgewicht mit Blick auf die Speicherstände am fragilsten erscheint.

Strom: Überwiegend leichter hat sich der deutsche OTC-Strommarkt am Freitag präsentiert.

Ausschlaggebend hierfür dürften die Wettervorhersagen sein, die von milder Witterung über die gesamte erste Novemberhälfte hinweg ausgehen. Einige Wetterdienste rechnen zudem mit viel Wind in den kommenden zwei Wochen. Hinzu kommt die stabile bis leicht abwärts gerichtete Tendenz bei Gas und CO₂. Die Meteorologen von Eurowind erwarten vor allem für den Montag und Dienstag der neuen Woche erhebliche Beiträge an Erneuerbarem Strom. Für den Montag geht Eurowind im Base von 29,1 GW aus, für den Dienstag gar von 32,6 GW. Danach sollen die Einspeisemengen zunächst einmal zurückgehen.

Das Strom-Frontjahr gab am Freitag um 0,98 auf 86,74 Euro je Megawattstunde nach.

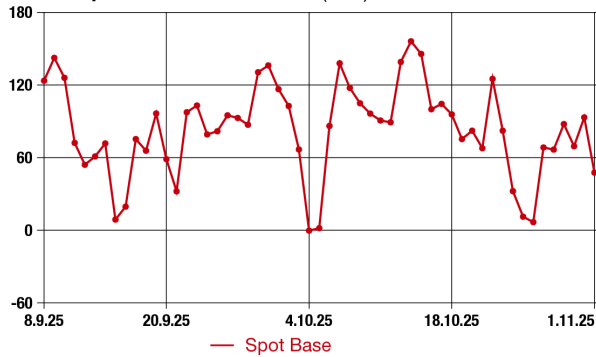
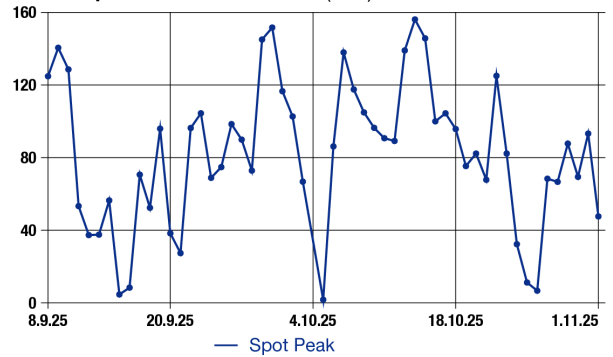
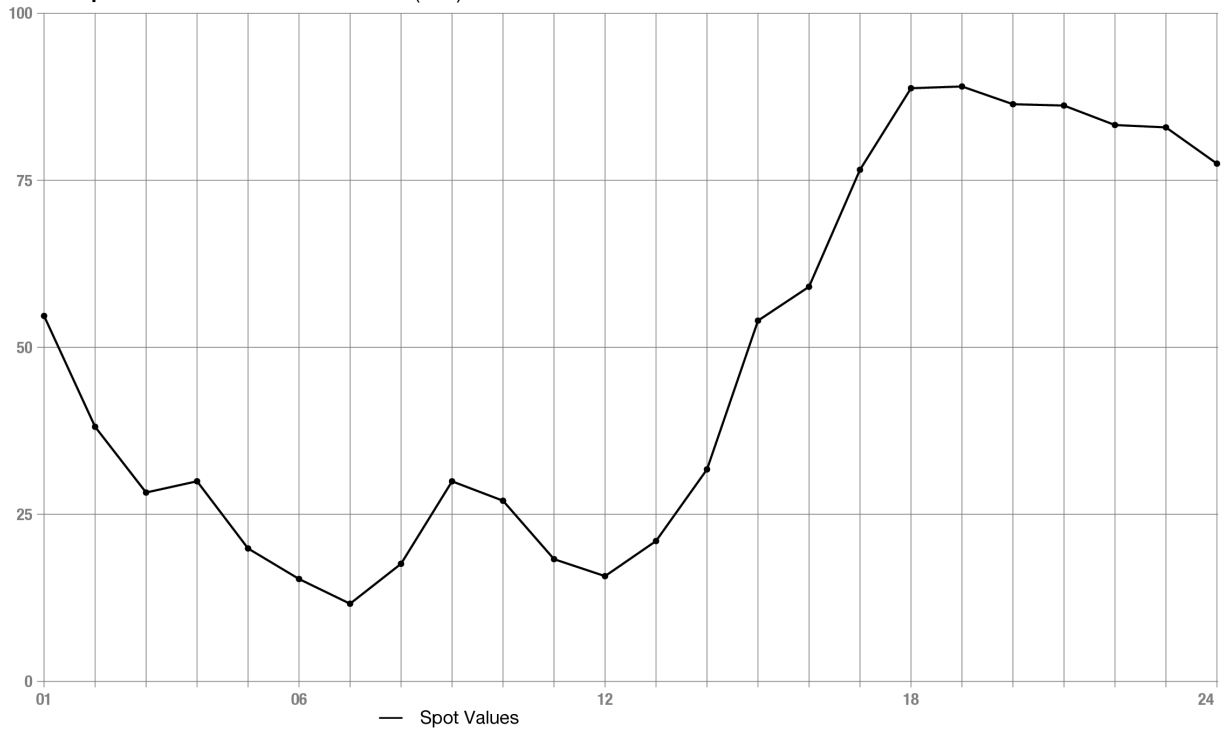
CO₂: Etwas leichter hat sich der CO₂-Markt am Freitag gezeigt. Der Dec 25 verlor bis gegen 13.44 Uhr 0,29 auf 78,38 Euro je Tonne. Umgesetzt wurden bis zu diesem Zeitpunkt 11 Millionen Zertifikate. Das Hoch lag bei 79,13 Euro, das Tief bei 78,36 Euro. Nach Gewinnen im Vormittagshandel wechselte der Dec 25 gegen Mittag mit allerdings geringer Dynamik auf negatives Terrain. Belastet wird CO₂ durch den Umstand, dass der Einsatz von minder verschmutzungsträchtigem Erdgas als Energieträger in Kraftwerken derzeit etwas lukrativer ist als die Nutzung von Kohle. Laut MBI Research liegen die Clean-Spark-Spreads über alle Fristen hinweg besser als die Clean-Dark-Spreads.

Erdgas: Kaum verändert haben sich die europäischen Gaspreise am Freitag gezeigt. Der Frontmonat am niederländischen TTF gewann bis gegen 13.52 Uhr 0,025 auf 31,075 Euro je Megawattstunde. Für den

Gasmarkt zeichnet sich aus etwas übergeordneter Perspektive eine leicht bearishe Tendenz ab. Marktteilnehmer verweisen auf die Prognosen der Wetterdienste, die von einer überdurchschnittlich milden Witterung für die gesamte erste Novemberhälfte ausgehen. Die Heating-Degree-Days liegen daher aktuell bei 57,6. Das saisonale Mittel gibt *MBI Research* mit 62,8 an.

Das US-Wettermodell hat seine Prognosen zum Windaufkommen überdies geändert und geht nun von einer hohen Einspeisung von Windstrom in den ersten beiden Novemberwochen aus. Allerdings wird dieser Vorhersage von anderen Wetterdiensten widersprochen. Tendenziell bearish für den Markt zeigte sich auch der sehr auskömmliche Flow an Norwegen-Gas, der laut dem Netzbetreiber Gassco für den Berichtstag bei 325,6 Millionen Kubikmetern lag. Laut Gassco ist auch für die kommenden Tage mit ähnlich hohen Gasexporten aus Norwegen zu rechnen. // 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

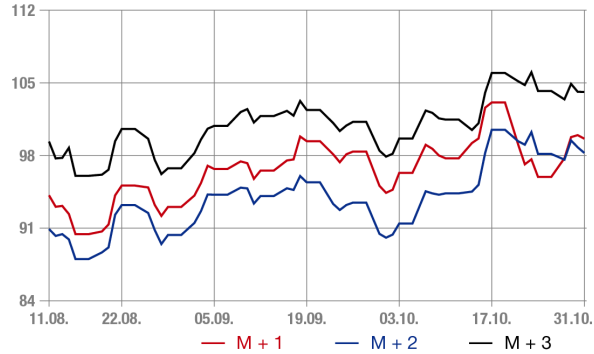
Terminmarktpreise Base in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	31.10.25	German Power Nov-2025	99,62
M2	31.10.25	German Power Dez-2025	98,25
M3	31.10.25	German Power Jan-2026	104,12
Q1	31.10.25	German Power Q1-2026	97,01
Q2	31.10.25	German Power Q2-2026	72,06
Q3	31.10.25	German Power Q3-2026	82,68
Y1	31.10.25	German Power Cal-2026	87,00
Y2	31.10.25	German Power Cal-2027	84,06
Y3	31.10.25	German Power Cal-2028	78,82

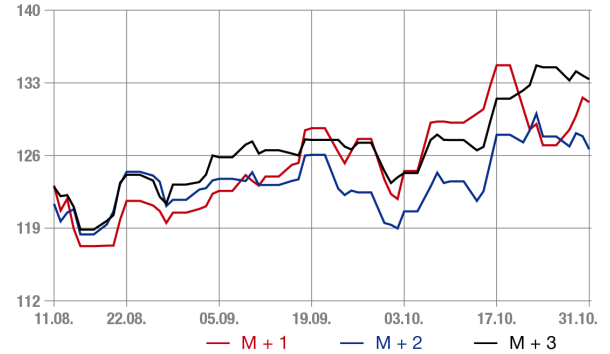
Terminmarktpreise Peak in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	31.10.25	German Power Nov-2025	131,14
M2	31.10.25	German Power Dez-2025	126,60
M3	31.10.25	German Power Jan-2026	133,35
Q1	31.10.25	German Power Q1-2026	117,67
Q2	31.10.25	German Power Q2-2026	52,90
Q3	31.10.25	German Power Q3-2026	74,93
Y1	31.10.25	German Power Cal-2026	92,16
Y2	31.10.25	German Power Cal-2027	89,99
Y3	31.10.25	German Power Cal-2028	84,46

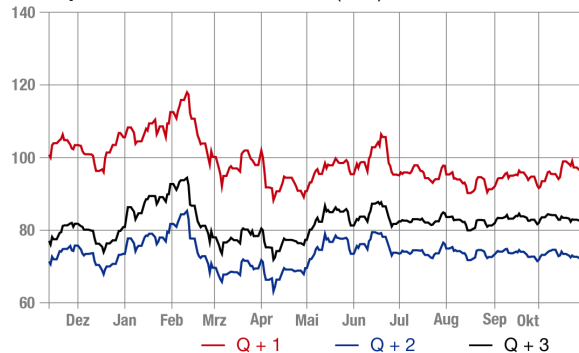
Frontmonate Base in Euro/MWh (EEX)



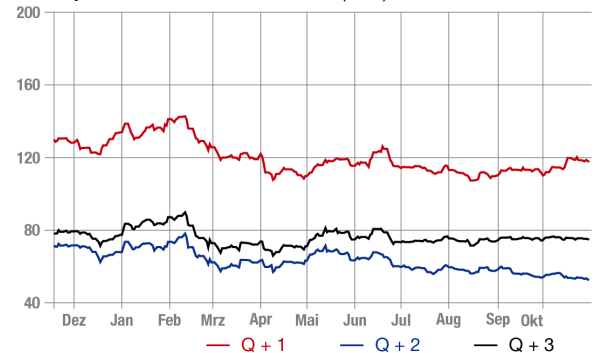
Frontmonate Peak in Euro/MWh (EEX)



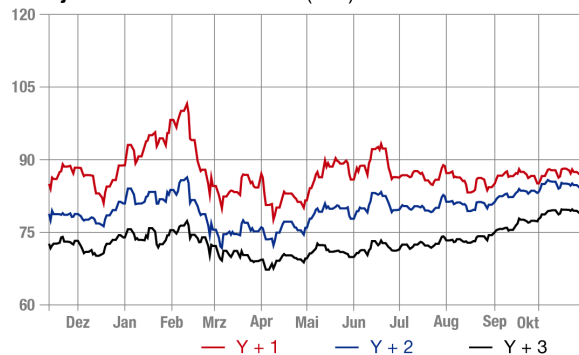
Frontquartale Base in Euro/MWh (EEX)



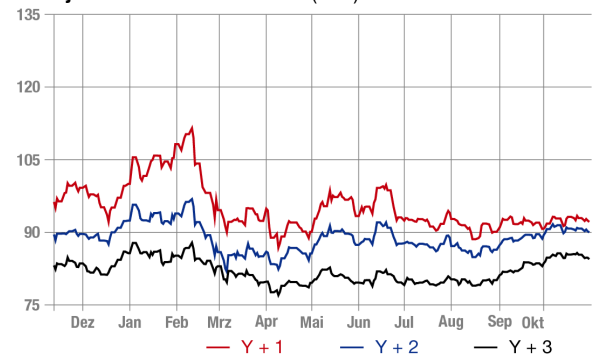
Frontquartale Peak in Euro/MWh (EEX)



Frontjahre Base in Euro/MWh (EEX)



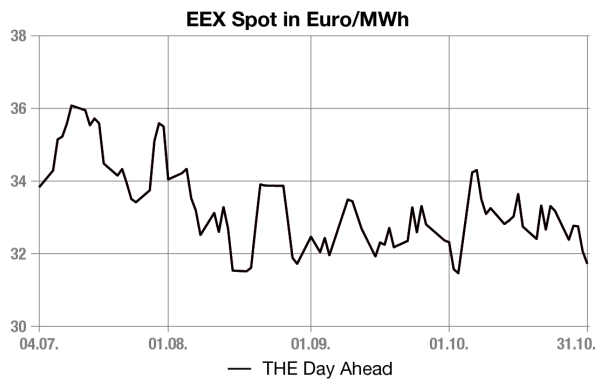
Frontjahre Peak in Euro/MWh (EEX)



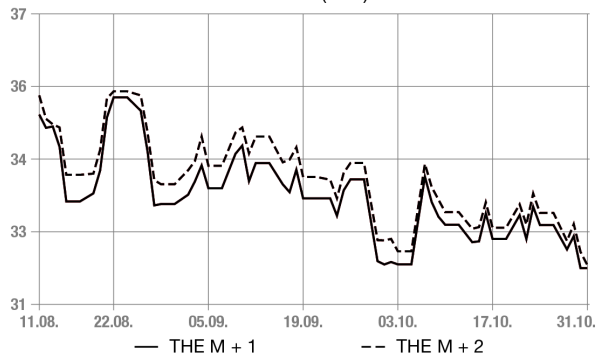
Gas Spot- und Terminmarkt

Terminmarktpreise THE in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	31.10.25	German THE Gas Nov-2025	32,25
M2	31.10.25	German THE Gas Dez-2025	32,31
Q1	31.10.25	German THE Gas Q1-2026	32,50
Q2	31.10.25	German THE Gas Q2-2026	30,99
S1	31.10.25	German THE Gas Win-2026	32,57
S2	31.10.25	German THE Gas Sum-2027	28,98
Y1	31.10.25	German THE Gas Cal-2026	31,73
Y2	31.10.25	German THE Gas Cal-2027	30,11



Frontmonate THE in Euro/MWh (EEX)



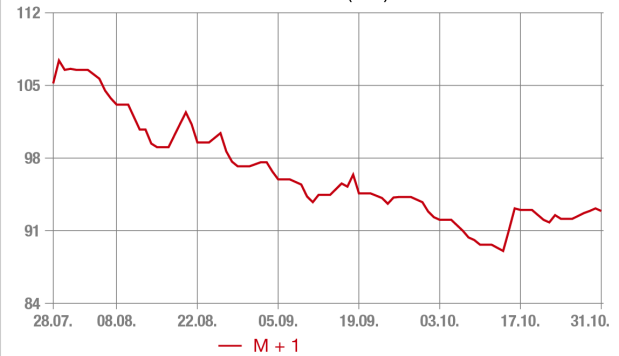
Frontjahre THE in Euro/MWh (EEX)



Strom, CO2, und Kohle

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
Germany Spot base	31.10.25	47,63	EUR/MWh
Germany Spot peak	31.10.25	47,63	EUR/MWh
EUA Nov 2025	31.10.25	78,43	EUR/tonne
Coal API2 Nov 2025	31.10.25	96,70	USD/tonne

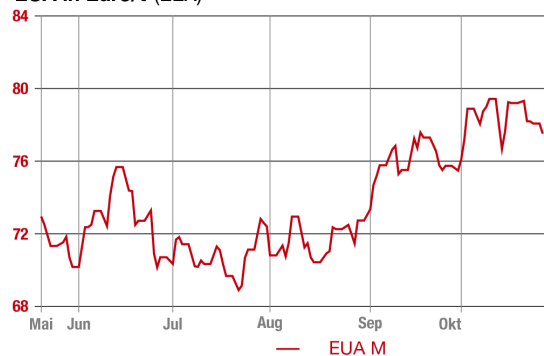
Frontmonat Kohle API2 in USD/t (ICE)



Gas und Öl

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
German THE Gas Day Ahead	31.10.25	31,73	EUR/MWh
German THE Gas Nov-2025	31.10.25	32,25	EUR/MWh
German THE Gas Cal-2026	31.10.25	31,73	EUR/MWh
Crude Oil Brent Dez-2025	31.10.25	65,07	USD/tonne

EUA in Euro/t (EEX)



E&M STELLENANZEIGEN



Professur (W 2) Solarenergie und Gebäudeautomation

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

07.10.2025

☒ Festanstellung



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

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

vor 2 h

☒ Ausbildung / Freie Mitarbeit



Manager:in für Beratung / Vertrieb Energiewirtschaft

Aufgaben Als Manager:in für die Dienstleister:innensteuerung kümmerst du dich um die wirtschaftlich...
in Hannover

vor 2 h

☒ Freie Mitarbeit ☐ Weiterbildung / Parkplatz



Projektingenieur Energietechnik - Erneuerbare Energien (m/w/d)

Als Ingenieur:in für netznahe Dienstleistungen gehören die Unterstützung sowie die eigenverantwortli...
in Hannover

vor 2 h

☒ Freie Mitarbeit ☐ Parkplatz



Projektingenieur:in Erneuerbare Energien / Energietechnik (m/w/d)

Als Ingenieur:in für netznahe Dienstleistungen gehören die Unterstützung sowie die eigenverantwortli...
in Hannover

vor 2 h

☒ Freie Mitarbeit ☐ Parkplatz

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

IHRE E&M REDAKTION:

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



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



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



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



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



Heidi Roider (Büro Herrsching)
Schwerpunkte: KWK, Geothermie



Susanne Harmsen (Büro Berlin)
Schwerpunkte: Energiepolitik, Regulierung



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



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



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

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

Ständige freie Mitarbeiter:

Volker Stephan

Manfred Fischer

Mitarbeiter-Kontakt: **Atousa Sendner**



Über E&M



E&M Anzeigen-Vertrieb



E&M Mediadaten



E&M Zeitung



E&M Termine



E&M Shop



E&M Firmendatenbank



E&M Glossar

IMPRESSUM

Energie & Management Verlagsgesellschaft mbH

Schloß Mühlfeld 20 - D-82211 Herrsching

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

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

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

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

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

Folgen Sie E&M auf:

