



TOP-THEMA

POLITIK & RECHT

HANDEL &

MARKT

TECHNIK

UNTERNEHMEN

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

STROM

GAS

ZAHL DES TAGES

156,17 €/MWh

Epex Spot DE-LU Day Base

38,61 €/MWh

EEX Spot THE (End of Day)

69

GAS
EU riskiert neue
Abhängigkeit

GAS
Aserbaidschan
startet
Gaslieferungen
nach Deutschland

AUFTAG
Statkraft setzt auf
Vermarktung von
Co-Location-Projekt

Prozent der Wirtschaftslenker
haben bei einer Umfrage jetzt
angegeben, dass Stromnetze
und Netzanschlüsse für Rechen-
zentren bislang nicht ausrei-
chend priorisiert werden.

Inhalt

TOP-THEMA

→ **STROMSPEICHER:** Bundesnetzagentur diskutiert Netzentgeltsystematik für Speicher

POLITIK & RECHT

- **GAS:** EU riskiert neue Abhängigkeit
- **POLITIK:** „Richtig geile Autos“: Umweltminister wirbt für Elektro-Prämie
- **ÖSTERREICH:** Energiesektor als wichtiger Teil der Industriestrategie

HANDEL & MARKT

- **GAS:** Aserbaidschan startet Gaslieferungen nach Deutschland
- **STROMNETZ:** Wirtschaft fordert Tempo beim Stromnetzausbau
- **WÄRME:** Preise für Holzpellets nur moderat gestiegen
- **VBW-ENERGIEPREISINDEX:** Energiepreise stiegen im November wieder an

TECHNIK

- **STATISTIK DES TAGES:** Warum fällt der Strom aus?
- **GASNETZ:** Europäische Gasinfrastruktur im Überblick
- **ADVERTORIAL :** HVO-Kraftstoff: Warum DKS jetzt in Deutschland startet

UNTERNEHMEN

- **AUFTAG:** Statkraft setzt auf Vermarktung von Co-Location-Projekt
 - **UNTERNEHMEN:** Next Kraftwerke schließt PPA mit Agrowea ab
 - **WIRTSCHAFT:** Terralayr will Ausbau von Speichern beschleunigen
 - **WÄRME:** Hamburger Energiewerke erweitern Angebot um Wärmepumpen
 - **BILANZ:** Abo Energy rutscht tiefer ins Minus
 - **PERSONALIE:** Rinteln verlängert langfristig mit dem Geschäftsführer
-

MARKTBERICHTE

- **MARKTKOMMENTAR:** Energienotierungen reagieren auf Trump
-

SERVICE

- ENERGIEDATEN
- STELLENANZEIGEN
- REDAKTION
- IMPRESSUM

★ TOP-THEMA

Bundesnetzagentur diskutiert Netzentgeltsystematik für Speicher



Quelle: Fotolia / malp

STROMSPEICHER. Die Bundesnetzagentur hat ein 16-seitiges Papier mit Orientierungspunkten veröffentlicht. Sie dienen der Vorbereitung auf einen Expertenaustausch zu Speichernetzentgelten.

Im Rahmen des Verfahrens zur Festlegung der Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom (AgNes) hat die Bundesnetzagentur am 16. Januar ein Dokument veröffentlicht, in dem sie Vorschläge zur Netzentgeltsystematik bei Speichern macht. Laut der Behörde soll es dazu dienen, einen weiteren Expertenaustausch zu diesem Thema, der am 30. Januar 2026 online und vor Ort stattfinden soll, vorzubereiten.

Die Große Beschlusskammer Energie ermöglicht Interessierten, Fragen und Anmerkungen zu den Orientierungspunkten bis zum 16. Februar dieses Jahres an sie zu richten.

Mit der Eröffnung des Verfahrens am 12. Mai 2025 hatte die Bundesnetzagentur ein Diskussionspapier veröffentlicht, in dem veränderte Rahmenbedingungen durch die Energiewende, ein Zielbild, eine Status-quo-Analyse sowie erste Anpassungsoptionen skizziert wurden. Unter Einbeziehung der Erkenntnisse aus der anschließenden Konsultation und den folgenden Workshops sowie dem Austausch mit Gutachtern habe die Bundesnetzagentur ihren Gestaltungsraum verdichtet und konkrete Vorschläge erarbeitet, die nun in Expertenworkshops vertieft und auf Praktikabilität geprüft werden sollen.

Für Stromspeicher unterscheidet das Papier technische Anschlusssituationen und wirtschaftliche Betriebsweisen. Technisch sei entscheidend, ob ein Speicher einen eigenen Netzanschluss habe und die Netzkapazität exklusiv nutze oder ob am gleichen Netzanschluss weitere Erzeugungs- und/oder Verbrauchsanlagen angeschlossen seien – „Stand -Alone Speicher“ sowie „Co-Location-Speicher“. Wirtschaftlich sei zwischen rein netzgekoppelten Speichern für Arbitrage sowie Regelenergie und Multi-Use-Speichern zu unterscheiden.

Speicher dürfen nicht doppelt belastet werden

Die Beschlusskammer schlägt vor, das Grundmodell der allgemeinen Netzentgeltsystematik auf Speicher anzuwenden, es aber so zu modifizieren, dass keine Negativanreize gegen wohlfahrtsfördernde Arbitrage oder Systemdienstleistungen entstünden. Die Beteiligung an der Netzfazifanzierung solle über ein Entgelt mit

Finanzierungsfunktion erfolgen. Bei möglichen Einspeiseentgelten dürften Speicher nicht doppelt belastet werden. Als besonders kritisch sieht die Beschlusskammer arbeitsbasierte Entgeltbestandteile, weil sie sinnvolle Einsätze verteuern könnten. Zur Vermeidung solcher Effekte wird eine „Saldierung“ empfohlen: Mengen, die innerhalb der gewählten Kapazität bezogen und anschließend wieder in das Netz zurückgespeist würden, sollten nur insoweit mit einem Arbeitspreis belegt werden, wie sie nicht zurückgespeist würden.

Die Saldierung könnte jedoch zur Folge haben, dass die Wahl des Kapazitätspreises nicht vollständig freigestellt werden könnte; daher werde eine Mindestkapazität diskutiert. Für Multi-Use-Speicher hält die Beschlusskammer es für denkbar, nicht den Speicher separat zu bepreisen, sondern die gesamte Anschlussstelle, um Komplexität zu verringern. Darüber hinaus sollen Netzentgelte mit Anreizfunktion gezielt auch und zuerst auf Speicher angewandt werden, um einen netzdienlichen oder zumindest netzverträglichen Einsatz zu fördern. Gerade netzgekoppelte Speicher hätten unmittelbare Auswirkungen auf die Netzbelaistung und könnten sehr dynamisch auf Signale reagieren, weshalb dynamische Arbeitspreise mit Anreizfunktion deutlich früher als für andere Netznutzer eingeführt werden sollten. Die vorzeichengerechte Ausgestaltung solle eine doppelte Netzentgeltzahlung vermeiden; Speicher hätten dadurch Optimierungsmöglichkeiten, die gerechtfertigt seien, wenn ihr Verhalten das Netz kostensparend beeinflusse.

Schließlich wird betont, die Regelungen sollten für alle Speicherarten gelten. Eine Ungleichbehandlung von Speichern an Stromhandels- und Regelenergiemärkten erscheine ökonomisch nicht sinnvoll und werfe Fragen der Diskriminierungsfreiheit auf. Eine Gleichbehandlung ab 2029 sei unter Vertrauensschutzgesichtspunkten möglich. Zudem sollen Speicher weiterhin Baukostenzuschüsse zahlen, orientiert an der Anschlusskapazität, ohne rückwirkende Erhebung. Elektrolyseure könnten dagegen nicht vollständig wie Speicher behandelt werden. Hierfür seien Anpassungen erforderlich.

Die „[Orientierungspunkte Speichernetzentgelte](#)“ stehen auf der Internetseite der Großen Beschlusskammer Energie zum Download zur Verfügung. // VON FRITZ WILHELM

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG

DAMIT BEI IHRER
KUNDENAKQUISE IM
ENERGIEVERTRIEB
SCHNELL DAS EIS
BRICHT.

E-WORLD 2026,
HALLE 1, STAND 1E130

SOPTIM

WIR ENTWICKELN SOFTWARE.
WIR BEWEGEN DIE ENERGIEWIRTSCHAFT.
WIR SIND STARKE PARTNER.

JETZT TERMIN
VEREINBAREN >


POLITIK & RECHT


Quelle: Shutterstock / Wojciech Wrzesien

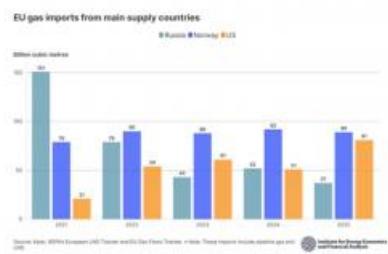
EU riskiert neue Abhängigkeit

GAS. Laut IEEFA könnte die EU bis 2030 bis zu 80 Prozent ihres LNG aus den USA beziehen – mit erheblichen Risiken für Versorgungssicherheit und Klimaziele.

Neue Abhängigkeit statt Diversifizierung: Bis 2030 könnten bis zu 80 Prozent aller EU-Importe von verflüssigtem Erdgas (LNG) aus den USA kommen. Zu diesem Ergebnis kommt ein aktueller Bericht des US-Forschungsinstituts IEEFA (Institute for Energy Economics and Financial Analysis).

Der Analyse zufolge haben sich die LNG-Importe der EU aus den USA seit 2021 fast vervierfacht – von 21 auf 81 Milliarden Kubikmeter (bcm). Damit kamen 2025 rund 57 Prozent der LNG-Importe der EU aus den USA. Für 2030 rechnet IEEFA mit bis zu 115 bcm, was einem Anteil von 75 bis 80 Prozent an den LNG-Importen entsprechen würde. Damit könnte der Gesamtanteil der USA an allen Gas- und LNG-Importen der EU bis 2030 auf 40 Prozent steigen – nach 27 Prozent im Jahr 2025.

Das 2025 geschlossene Energieabkommen zwischen der EU und den USA sieht vor, dass die EU bis 2028 Energie im Wert von 750 Milliarden US-Dollar aus den Vereinigten Staaten abnimmt. Nach Berechnungen des IEEFA ließen sich mit demselben Betrag rund 546.000 MW Solar- und Windleistung installieren.



Herkunft der EU-Gasimporte

(zum Vergrößern der Darstellung bitte auf das Bild klicken)

Quelle: IEEFA

Dieser Trend steht im Widerspruch zu den Zielen der EU, ihre Energieversorgung zu diversifizieren und die Gasnachfrage zu reduzieren. Die hohe Abhängigkeit von US-LNG birgt aus Sicht der Studienautoren geopolitische Risiken und könnte die Umsetzung des European Green Deal, mit dem die Klimaneutralität

erreicht werden soll, gefährden. Zwar habe die EU ihre Gasimporte aus Russland zwischen 2021 und 2025 um 75 Prozent reduziert, doch der Ersatz durch langlaufende US-Verträge könne neue strukturelle Abhängigkeiten schaffen.

Die größten Abnehmerstaaten für US-LNG in der EU waren zuletzt die Niederlande, Frankreich, Spanien, Italien und Deutschland. Diese fünf Länder vereinigten 2025 drei Viertel der gesamten US-LNG-Importe innerhalb der Union auf sich.



Übersicht der LNG-Liefervereinbarungen in der EU
(zum Vergrößern der Darstellung bitte auf das Bild klicken)
Quelle: IEEFA

// VON KATIA MEYER-TIEN

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG

eex part of eex group

Ihre Kunden wünschen sich Preistransparenz?
↗ Hier das richtige Produkt finden!

„Richtig geile Autos“: Umweltminister wirbt für Elektro-Prämie



Quelle: Fotolia / nmann77

POLITIK. Elektroautos werden nun wieder vom Staat gefördert. Das soll dem Klima nutzen und der kriselnden deutschen Autoindustrie.

Wer ein Elektroauto kauft oder leasst, kann auf bis zu 6.000 Euro staatliche Förderung setzen. Für ihn als Umweltminister sei die Elektromobilität ein Hoffnungsträger, sagte der SPD-Politiker Carsten Schneider bei der Vorstellung der Einzelheiten in Berlin. „Sie ermöglicht uns, ohne Benzin und Diesel mobil zu sein, also das Klima zu schützen und unabhängiger zu sein von den Machtspielen der Ölstaaten und von schwankenden Spritpreisen.“

Die neue Kaufprämie werde der deutschen und europäischen Autobranche Schub verleihen, sagte Schneider voraus. „Das sind jetzt richtig geile Autos, die von deutschen Herstellern auf dem Markt sind.“

Wer weniger verdient oder Kinder hat, bekommt mehr

Grundsätzlich gilt: Wer weniger verdient oder Kinder hat, soll stärker von der neuen Förderung für Kauf oder Leasing eines Elektroautos profitieren. Je nach persönlichen Umständen sind zwischen 1.500 und 6.000 Euro staatliche Unterstützung drin.

Die Fördergrenze liegt bei einem Haushaltseinkommen von 80.000 Euro, bei zwei Kindern bei 90.000 Euro. Die Basisförderung liegt für reine Elektroautos bei 3.000 Euro. Für Haushalte mit einem Einkommen von maximal 60.000 Euro gibt es 4.000 Euro, für Haushalte mit einem Maximal-Einkommen von 45.000 Euro 5.000 Euro. Pro Kind steigt die Förderung um 500 Euro, insgesamt um höchstens 1.000 Euro.

Die Hälfte der Haushalte, die in den vergangenen Jahren ein Elektroauto angeschafft haben, lag nach Angaben Schneiders unter der 80.000-Euro-Grenze. „Damit kann die untere Hälfte derer, die privat in den letzten Jahren ein Auto angeschafft haben, von dieser Prämie profitieren.“ Elektro-Dienstwagen werden durch niedrigere Steuersätze gefördert.

Schneider erwartet mehr günstige Autos

Im vergangenen Jahr seien ungefähr 80 Prozent der in Deutschland neu zugelassenen Elektroautos und Plug-in-Hybride aus europäischer Produktion gewesen, sagte Schneider. Plug-in-Hybride sind Autos, die sowohl mit Strom als auch mit Treibstoff fahren können.

Auch die Top Ten der neu zugelassenen E-Fahrzeugmodelle zeigten, wie stark die deutsche Autoindustrie sei, so der Minister. „In diesem Jahr werden noch weitere und auch günstigere Modelle der deutschen Hersteller auf den Markt kommen.“

Nach Zahlen des Kraftfahrt-Bundesamtes kamen vergangenes Jahr die elf am häufigsten neu zugelassenen reinen Elektroautos aus dem VW-Konzern oder der BMW-Gruppe. Allen voran VWs ID.7 und ID.3. Bei Plug-in-Hybriden ist die Situation nicht ganz so deutlich, auch hier kommen aber sieben der zehn beliebtesten Modelle von BMW, Mercedes oder aus dem VW-Konzern.

Förderung nicht nur für reine Elektroautos

Weniger Geld gibt es für sogenannte Plug-in-Hybride, die sowohl mit Strom als auch mit Treibstoff fahren können. Für diese Autos und Fahrzeuge mit einem Range Extender liegt die Basisförderung bei 1.500 Euro. Range Extender sind kleine Verbrennungsmotoren, die die Reichweite von Elektroautos erhöhen.

Damit Autos mit diesen Technologien förderfähig sind, dürfen sie nicht mehr als 60 Gramm CO₂ pro Kilometer ausstoßen oder müssen eine elektrische Reichweite von mindestens 80 Kilometern haben. Für die Zeit ab dem 1. Juli 2027 soll die Förderung auf den Prüfstand, angedacht sind dann Vorgaben, die sich stärker am CO₂-Ausstoß im realen Betrieb orientieren.

Dass es erneut zu einem abrupten Förderstopp kommt, wie Ende 2023 unter der damaligen Ampel-Regierung aus SPD, Grünen und FDP, fürchtet Schneider nicht. „Die Mittel sind auskömmlich“ und sollten erst einmal ausreichen, versicherte er. // VON DPA

[^ Zum Inhalt](#)

Energiesektor als wichtiger Teil der Industriestrategie



Quelle: Pixabay / slon_pics

ÖSTERREICH. Laut dem am 16. Januar präsentierten Dokument ist unter anderem eine Kraftwerksstrategie geplant. Andere Maßnahmen wie Gaswirtschaftsgesetz-Novelle waren bereits vorab bekannt.

Der Energiesektor ist als eines von sieben Handlungsfeldern ein wichtiger Teil der „Industriestrategie Österreich 2035“, die die Bundesregierung am 16. Januar in Wien präsentierte. Laut dem Dokument geht es darum, die energieintensive Industrie „zu international konkurrenzfähigen Preisen“ zu versorgen und die Energiewende „möglichst effizient“ umzusetzen. Wie bereits berichtet, führt Österreich mit 1. Januar 2027 nach deutschem Vorbild einen „Industriestrompreis“ von 5 Cent/kWh ein.

Zur Finanzierung möchte Wirtschaftsminister Wolfgang Hattmannsdorfer von der konservativen Österreichischen Volkspartei (ÖVP) den „Energiekrisenbeitrag Strom“ heranziehen. Dieser wird bis einschließlich 2030 eingehoben und beläuft sich auf rund 200 Millionen Euro pro Jahr. Derzeit dient er der Eindämmung des Budgetdefizits. Hattmannsdorfer bekundete bei der Vorstellung der Industriestrategie, ihn neu ausrichten und zweckwidmen zu wollen.

„Batterie der Alpen“

Ferner wird eine „Kraftwerksstrategie“ erarbeitet. Sie beinhaltet der „Industriestrategie“ zufolge nicht zuletzt „die Prüfung moderner hocheffizienter und H2-ready-KWK-Gaskraftwerkslösungen sowie die Nachrüstung bestehender Gaskraftwerke auf Wasserstofftauglichkeit unter Berücksichtigung der Wirtschaftlichkeit“. Ein weiterer Teil der Kraftwerksstrategie besteht im Erheben von Potenzialen zum Bau neuer Laufkraftwerke an großen Fließgewässern sowie „Möglichkeiten für Pumpspeicherkraftwerke-Standorte zur Stärkung der Speicherinfrastruktur“. Die Revitalisierung bestehender Wasserkraftwerke soll ebenfalls untersucht werden. Hattmannsdorfer bekundete in diesem Zusammenhang, Österreich als „Batterie der Alpen“ positionieren zu wollen.

Zum Hinweis, dass die Elektrizitätswirtschaft ohnehin an diesen Themen arbeitet und mehrfach Potenzialanalysen bezüglich der Wasserkraft erstellte, konstatierte Hattmannsdorfer, es gebe bis dato „keinen strategischen Masterplan für große Kapazitäten“. Auf Basis des Erneuerbaren-Ausbau-Beschleunigungs-Gesetzes (EABG) sowie einer Novelle des Gesetzes über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP-Gesetz) werde nun ein solcher Masterplan erstellt. Das EABG und die UVP-Novelle kündigte Hattmannsdorfer für Ende Februar an.

Bekannte Maßnahmen

Andere Maßnahmen aus dem Energiebereich der Industriestrategie waren im Wesentlichen bereits vor deren Präsentation bekannt. Dies betrifft beispielsweise eine Novelle des Gaswirtschaftsgesetzes (GWG), die ein „Wasserstoffpaket“ umfasst. Diesbezügliche Maßnahmen in dem Paket sind die „klare Regulierung für Wasserstoffnetze (Entflechtung, Netzzugang, Tarifstruktur), zügige Genehmigungen und die Umwidmung bestehender Leitungen“. Das GWG muss ohnehin bis August des heurigen Jahres novelliert werden, weil Österreich sonst ein Vertragsverletzungsverfahren der EU-Kommission droht.

Ebenfalls bereits angekündigt hatte die Bundesregierung aus der ÖVP, den Sozialdemokraten (SPÖ) und den Liberalen (Neos) die geplante Aufhebung des Verbots der kommerziellen CO2-Speicherung in geologischen Formationen (CCS).

Einmal mehr heißt es in der Industriestrategie auch, Österreich setze sich „auf europäischer Ebene für die Überarbeitung des europäischen Preisbildungsmechanismus (Merit Order) ein, mit dem Ziel, eine stabile

Preisgestaltung zu etablieren“. Bekanntlich wird dieses Thema in der Ende 2025 etablierten gemeinsamen Arbeitsgruppe der Regierung und der EU-Kommission zur Energiepolitik diskutiert.

E-Wirtschaft zufrieden

Der Elektrizitätswirtschaftsverband Oesterreichs Energie zeigte sich mit der Industriestrategie im Wesentlichen zufrieden. „Die Branche begrüßt die zentrale Rolle, die dem Ausbau der Wasserkraft in der Industriestrategie zuerkannt wird. Insbesondere Pumpspeicher werden als Schlüsselemente für Versorgungssicherheit, leistbare Strompreise und die Integration erneuerbarer Energien hervorgehoben und sind damit unverzichtbare Elemente eines resilienter Energiesystems“, hieß es in einer Aussendung.

Erfreut äußerte sich die Branche auch zu Wirtschaftsminister Hattmannsdorfers Ankündigung, den „Energiekrisenbeitrag Strom“ zur Finanzierung des Industriestrompreises heranziehen zu wollen. Wie berichtet, hatte die E-Wirtschaft befürchtet, zusätzliche Mittel für diesen Preis beisteuern zu müssen.

Die Industriestrategie ist auf der Website des österreichischen [Wirtschaftsministeriums](#) verfügbar.

// VON KLAUS FISCHER

[^ Zum Inhalt](#)

 HANDEL & MARKT


Quelle: Lloyd Alozie/Unsplash

Aserbaidschan startet Gaslieferungen nach Deutschland

GAS. Vergangenen Sommer hatte Sefe den Liefervertrag abgeschlossen, jetzt fließt Gas aus Aserbaidschan über die Türkei und Italien nach Österreich und Deutschland.

„Ab Januar 2026 wird aserbaidschanisches Gas unter anderem an Abnehmer in Österreich und Deutschland geliefert“, teilte Aserbaidschans nationale Ölgesellschaft Socar am 16. Januar mit. Die Gastransporte erfolgten über die Transadriagasleitung TAP, den europäischen Teil des Südlichen Gaskorridors. „Die Gaslieferungen nach Österreich und Deutschland über Italien erweitern die geografische Reichweite für aserbaidschanisches Gas in Europa. Damit steigt die Zahl der Länder, die Gas aus Aserbaidschan beziehen, auf 16“, so Socar.

Ein wichtiger Meilenstein in der Energiestrategie des Landes sei damit erreicht. Abgesehen von Deutschland und Österreich importieren Italien, Griechenland, Bulgarien, Rumänien, Ungarn, Serbien, Slowenien, Kroatien, die Slowakei, Nordmazedonien, die Ukraine, die Türkei, Georgien und Syrien Gas aus Aserbaidschan.

Deutschland soll Gasimport aus Aserbaidschan verdoppeln

Die deutsche staatliche Energiegesellschaft Sefe und Socar hatten im Juni 2025 einen langfristigen Gasliefervertrag unterzeichnet. Der Vertrag mit einer Laufzeit von zehn Jahren sieht vor, ab 2025 jährlich bis zu 15 Milliarden kWh, das heißt rund 1,5 Milliarden Kubikmeter, Gas zu liefern. „Das Gas wird nach Italien geliefert und nach Deutschland oder in benachbarte europäische Märkte transportiert“, bestätigte Sefe hierzu auf Anfrage im Juni.

In der Pressemitteilung von der aserbaidschanischen Botschaft in Berlin zum Gasliefervertrag von Socar und Sefe war die Rede davon, dass sich zusammen mit den bestehenden Lieferungen an Uniper in ähnlicher Größenordnung die Gasexporte Aserbaidschans nach Deutschland auf rund 3 Milliarden Kubikmeter jährlich verdoppeln würden.

Uniper prüft Optionen im kaspischen Raum

Uniper arbeitet weiter aktiv mit Partnern zusammen und prüft Möglichkeiten zur Ausweitung der Gaslieferungen aus der Kaspischen Region, erklärte Rashad Huseynli, Leiter des Büros von Uniper in Baku, aserbaidschanischen Medien zufolge im Oktober. Ihm zufolge erhält Uniper über die TAP aktuell 1,5 Milliarden Kubikmeter Gas im Jahr aus Aserbaidschan.

„Das Gas wird in Italien angeliefert. Uniper war 2020 das erste deutsche Unternehmen, das Gas über die TAP bezog. Das italienische Gasnetz ist eng mit der übrigen europäischen Infrastruktur verbunden, sodass zusätzliche Lieferungen zur Energiesicherheit der Nachbarländer beitragen können. Durch langfristige Verträge stellt Uniper sicher, dass ein erheblicher Teil der Mengen für Kunden in Deutschland und anderen europäischen Ländern zu flexiblen Konditionen verfügbar bleibt“, erläuterte Huseynli. Demzufolge erhielten deutsche Kunden in den vergangenen Jahren keine direkten Gasimporte aus Aserbaidschan, sondern über Länder in Südosteuropa, die Uniper belieferte.

Nachfrage wächst

Über die offizielle Aufnahme der direkten Gaslieferungen von Socar nach Österreich und Deutschland informierte am 16. Januar auch die aserbaidschanische Botschaft in Berlin. „Im Jahr 2025 hat Aserbaidschan rund 13 Milliarden Kubikmeter Gas nach Europa exportiert, während das Exportvolumen im Jahr 2021 noch bei etwa 8 lag.“ Dies dokumentiere die schrittweise Ausweitung der Lieferkapazitäten und die wachsende Nachfrage nach diversifizierten und verlässlichen Energiequellen.

Insgesamt exportierte Aserbaidschan im letzten Jahr 25,2 Milliarden Kubikmeter Gas, wovon 9,6 Milliarden Kubikmeter auf die Türkei, 2,3 Milliarden Kubikmeter auf Georgien und 0,5 Milliarden Kubikmeter auf Syrien entfielen. Zugleich haben sich die Importe der EU nach Zahlen der Brüssler Denkfabrik Bruegel 2025 um über 2 Prozent auf 12,3 Milliarden Kubikmeter Gas abgeschwächt, während die Bezüge von Flüssigerdgas LNG aus den USA um 61 Prozent auf rund 83 Milliarden Kubikmeter stark zulegten.

Um die europäischen Gasimporte aus Aserbaidschan zu verdoppeln und die Diversifizierung im Blick zu behalten, wie es im Memorandum zwischen Aserbaidschan und EU vom Juli 2022 vorgesehen ist, sind noch einige Investitionen und Ausbauarbeiten an der Transporttrasse fällig. // VON JOSEPHINE BOLLINGER-KANNE

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG

Verbund

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

Mehr erfahren!

Wirtschaft fordert Tempo beim Stromnetzausbau



Quelle: Shutterstock / BELL KA PANG

STROMNETZ. Eine Umfrage unter Wirtschaftsentscheiderinnen und -entscheidern zeigt wachsenden Druck beim Stromnetzausbau. Unternehmen fordern klare Regeln für Netzanschlüsse.

Der Zugang zu Netzanschlüssen entwickelt sich für Unternehmen in Deutschland zu einem zentralen Faktor für Standortentscheidungen. Das geht aus einer Umfrage des Instituts Civey im Auftrag von Tennet Germany hervor, teilte der Übertragungsnetzbetreiber am 19. Januar mit. Befragt wurden rund 2.000 Entscheiderinnen und Entscheider aus der deutschen Wirtschaft. Sie sehen leistungsfähige Netze und verlässliche Netzanschlüsse als Voraussetzung für Wachstum und Digitalisierung.

Demnach misst die Mehrheit der Befragten insbesondere Rechenzentren eine hohe Bedeutung zu. Mehr als 80 Prozent stimmen der Aussage zu, dass sie eine zentrale Rolle für die digitale Infrastruktur spielen. Neun von zehn Befragten erwarten, dass Rechenzentren den künftigen Stromverbrauch deutlich erhöhen. Gleichzeitig halten 60 Prozent Engpässe in der Stromversorgung für ein Hindernis auf dem Weg zu einem führenden Digitalstandort.

Ein Großteil der Wirtschaftsvertreter sieht Defizite in der Politik. Rund 69 Prozent der Befragten geben an, dass Stromnetze und Netzanschlüsse für Rechenzentren bislang nicht ausreichend priorisiert werden. Vor diesem Hintergrund verweist Tennet auf die angekündigte Rechenzentrumsstrategie der Bundesregierung und erwartet eine zeitnahe Umsetzung.

Nach Einschätzung von Tennet-CEO Tim Meyerjürgens gewinnt der Netzanschluss grundsätzliche Bedeutung für den Wirtschaftsstandort. „Es geht längst nicht mehr um einzelne Technologien, sondern um die grundsätzliche Fähigkeit, Wachstum, Digitalisierung und Transformation infrastrukturell zu ermöglichen. Wir müssen jetzt die Weichen stellen, damit Deutschland im internationalen Wettbewerb um Zukunftstechnologien nicht ins Hintertreffen gerät“, so Meyerjürgens.

Netzkapazitäten stoßen an Grenzen

Die Umfrage zeigt auch strukturelle Engpässe. Rund 74 Prozent der Befragten halten das deutsche Stromnetz für nicht ausreichend ausgebaut, um künftige Anforderungen zu erfüllen. Als zentrale Hemmnisse nennen sie langsame oder komplexe Genehmigungsverfahren sowie fehlende Netzkapazitäten. Jeder fünfte Befragte verweist zudem auf unklare Zuständigkeiten und fehlende politische Koordination.

Der steigende Strombedarf ergibt sich aus mehreren Entwicklungen. Dazu zählen die fortschreitende Digitalisierung, die Elektrifizierung industrieller Prozesse sowie neue Großverbraucher wie Rechenzentren. Nach Ansicht vieler Unternehmen trifft diese Nachfrage auf eine Infrastruktur, die regional bereits ausgelastet ist.

Aus Sicht von Tennet leitet sich daraus ein Handlungsauftrag an den Gesetzgeber ab. Im Mittelpunkt steht der zügige Beschluss des Bundesbedarfsplangesetzes. Neue Leitungen im Übertragungsnetz und zusätzliche Umspannwerke gelten als Voraussetzung, um neue Verbraucher und Erzeuger zeitnah anschließen zu können. Darüber hinaus fordert der Übertragungsnetzbetreiber klare und rechtssichere Verfahren für Netzanschlüsse. Angesichts begrenzter Kapazitäten soll der Zugang stärker nach Projektreife und Kundengruppen gesteuert werden. Ziel bleibt aus Sicht des Unternehmens eine volkswirtschaftlich sinnvolle Nutzung der vorhandenen Netzanschlusskapazitäten.

Die Auswertung der Umfrage finden Interessierte auf der Webseite von Tennet. // VON HEIDI ROIDER

Diesen Artikel können Sie teilen: [Facebook](#) [Twitter](#) [LinkedIn](#)

[^ Zum Inhalt](#)

Preise für Holzpellets nur moderat gestiegen

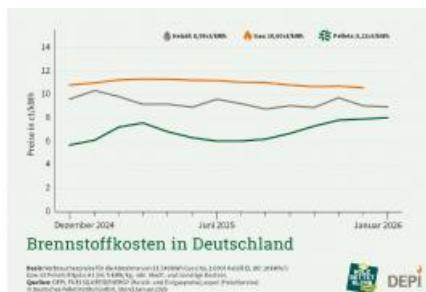


Quelle: Shutterstock / tchara

WÄRME. Heizen mit Holzpellets wird im Januar etwas teurer. Der Preis zieht nur gering an – wie groß die Unterschiede zwischen Nord, Mitte und Süd ausfallen, zeigt der neue Index.

Holzpellets haben sich zum Jahresbeginn nur moderat verteuert. Eine Tonne kostet bei einer Abnahmemenge von 6 Tonnen bundesweit im Durchschnitt 405,33 Euro. Das sind laut dem Deutschen Pelletinstitut – kurz „DEPI“ – mit Sitz in Berlin rund 2 Prozent mehr als noch im Vormonat. Die Kilowattstunde Holzenergie beziffert das Institut mit 8,11 Cent.

Als Gründe nennt das Depi die kalte Witterung und eine deutlich gestiegene Nachfrage. Dennoch bleibe der Preisanstieg „überschaubar gering“, so Geschäftsführer Martin Bentele laut einer Mitteilung des Instituts. Regional unterscheide sich die Lage: Im Südwesten zeichne sich zuletzt eine Entspannung ab, während es in Teilen Mitteldeutschlands weiter „angespannt“ bleibe. Dort könne es laut Bentele zu Wartezeiten bei der Belieferung kommen. Insgesamt bewege sich der Markt weiterhin auf einem „winterüblichen Preisniveau“.



Verlauf der Brennstoffkosten in Deutschland von Dezember 2024 bis Januar 2026
(zum Vergrößern bitte auf die Grafik klicken)

Quelle: Depi

Das Institut verweist zugleich auf die langfristige Preisentwicklung. Pellets blieben ein regionaler Energieträger aus heimischer Produktion mit hoher Versorgungssicherheit, heißt es in der Mitteilung. Langjährige Marktbeobachtungen zeigten einen über die Zeit „verlässlichen und stabilen“ Preis, auch wenn Pellets grundsätzlich von externen Ereignissen oder wirtschaftlichen Entwicklungen betroffen sein könnten. Bentele erwartet, dass Verbraucher ihre Lager in der warmen Jahreszeit wieder stärker auffüllen.

Bei einer Abnahme von 6 Tonnen meldet das Institut für Nord- und Ostdeutschland 392,95 Euro pro Tonne, für Mitteldeutschland 396,92 Euro und für Süddeutschland 412,24 Euro pro Tonne.

Bei größeren Mengen sinken naturgemäß die Preise: Für 26 Tonnen nennt das Depi bundesweit Kosten in Höhe von 389,92 Euro pro Tonne. Regional liegen die Werte bei 380,39 Euro pro Tonne in Nord/Ost, bei 379,02 Euro pro Tonne in der Mitte und bei 398,63 Euro pro Tonne im Süden.

Der Depi-Pelletpreis wird seit dem Jahr 2011 monatlich veröffentlicht. Der Preis bezieht sich auf Pellets der Qualitätsklasse „ENplus A1“ und berücksichtigt die Lieferung im Umkreis von 50 Kilometern inklusive Mehrwertsteuer. Er soll einen bundesweiten Referenzwert für Endverbraucher und Energieversorger bilden, wie das Depi mitteilt. // VON DAVINA SPOHN

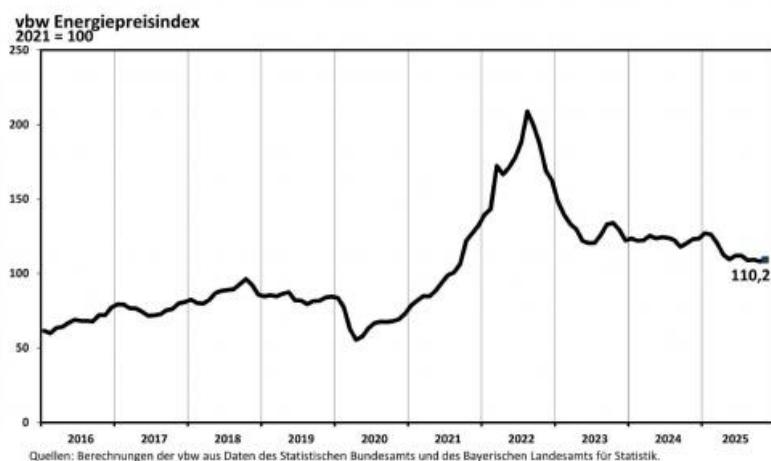
Energiepreise stiegen im November wieder an



Quelle: E&M

VBW-ENERGIEPREISINDEX. Der Energiepreisindex der Vereinigung der Bayerischen Wirtschaft (VBW) lag im November bei 110,2 Punkten und war im Vergleich zum Vormonat um zwei Prozent höher.

Nach einem Rückgang im Vormonat ist der Energiepreisindex im November wieder angestiegen. Im Vergleich zum Vorjahresmonat November 2024 lag der Index dennoch um 10,4 Prozent niedriger. Im Vergleich zum Jahresdurchschnitt 2019 – dem letzten Jahr vor der Coronapandemie – lagen die Energiepreise für die bayerische Wirtschaft hingegen um 31,8 Prozent höher.



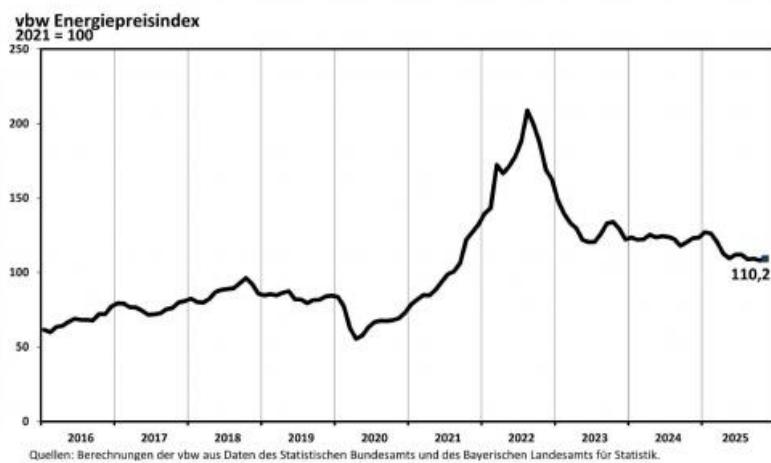
(Zur Vollansicht auf die Grafik klicken)

Quelle: VBW

Der **Teilindex für Primärenergie** notierte im November 2025 bei 97,2 Punkten. Im Vergleich zum Vormonat Oktober stieg der Index um 1,0 Prozent an. Verantwortlich für das Plus im November gegenüber dem Vormonat Oktober waren höhere Einfuhrpreise für Erdgas (+3,6 Prozent) und Steinkohle (+2,8 Prozent).

Der **Teilindex für Sekundärenergie** stieg im November überdurchschnittlich stark an. Gegenüber Oktober lag er um 2,9 Prozent höher bei 123,3 Punkten. Verantwortlich für den Anstieg im Vormonatsvergleich waren vor allem höhere Erzeugerpreise für die erdölbasierten Primärenergieträger Leichtes Heizöl (+10,1 Prozent), Diesel (+4,0 Prozent) und Flüssiggas (+3,5 Prozent). Die Erzeugerpreise für Fernwärme (+0,1 Prozent) veränderten sich gegenüber Oktober hingegen nur geringfügig.

Der **Strompreisindex**, der im Index für Sekundärenergie enthalten ist und der neben dem Einfuhrpreis auch die inländischen Erzeugerpreise enthält, stieg im November 2025 um 1,4 Prozent gegenüber Oktober auf 114,4 Punkte.



(zur Vollansicht auf die Grafik klicken)

VBW-Teilindex-November

„Hohe Energiekosten sind einer unserer größten Standortnachteile und belasten unsere Unternehmen massiv. Entscheidend ist für uns: Es braucht eine dauerhafte Absenkung der Stromsteuer auf das europäische Mindestniveau für alle Branchen. Auch die Einführung eines Industriestrompreises ist ein wichtiger Schritt, muss aber wirksam und praxistauglich ausgestaltet sein, um tatsächlich zu entlasten“, sagt VBW-Hauptgeschäftsführer Bertram Brossardt.

Zum Hintergrund

Basisjahr für den VBW-Energiepreisindex ist 2021 (2021=100). In den VBW-Energiepreisindex fließen 14 Einzelpreisindikatoren zu neun unterschiedlichen Energiearten ein. Die Gewichtung der einzelnen Energiearten erfolgt entsprechend ihrem jeweiligen Verbrauch in Bayern. Weitere Erläuterungen zum VBW-Energiepreisindex finden sich im Internet.

// VON STEFAN SAGMEISTER

[^ Zum Inhalt](#)

TECHNIK


Quelle: E&M / Pixabay

Warum fällt der Strom aus?

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



Zur Vollansicht auf die Grafik klicken

Quelle: Statista

Stromausfälle können in Deutschland viele Ursachen haben. Neben der großen Gruppe der sonstigen Anlässen, zu denen etwa Fehlbedienungen der Strominfrastruktur oder ungeklärte Ursachen zählen, sind

nach Angaben der Bundesnetzagentur Ausfälle sehr häufig, die in den Zuständigkeitsbereich der Netzbetreiber fallen. Hierzu zählen Kabel- oder Leitungsfehler. Danach folgen so genannte Einwirkungen Dritter. Dies können Baggerarbeiten und Verkehrsunfälle sein oder aber auch Sabotageakte und terroristische Anschläge. Der derzeitige großflächige Stromausfall in Berlin zählt etwa hierzu. Vergleichsweise selten sind dagegen Höhere Gewalt (Extremwetterereignisse, Erdbeben), atmosphärische Einwirkungen (Blitzschlag, Sturm, Schnee, Eis), Rückwirkungsstörungen durch Kurzschlüsse oder aber Zählerwechsel. // VON REDAKTION

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG

FEBRUARY 10 – 12, 2026
ESSEN | GERMANY



UNITE + CONNECT

THE PLACE
TO BE
IN ENERGY

Europäische Gasinfrastruktur im Überblick



Neue Übersichtskarte über Gasinfrastruktur und deren Kapazitäten in Europa. Quelle: Entsog, GIE

GASNETZ. Der Verband europäischer Fernleitungsnetzbetreiber und deren Kollegen von „Gas Infrastructure Europe“ haben eine neue Systemkapazitätskarte veröffentlicht.

Wie steht es um die Kapazität der Gasinfrastruktur in Europa? Eine Antwort darauf gibt die neue Systemkarte des Verbands europäischer Fernleitungsnetzbetreiber für Gas (Entsog) und des europäischen Verbands der Gasinfrastrukturbetreiber (GIE).

Die Karte stellt aggregierte historische Daten zur Gasnachfrage und -versorgung für die Jahre 2024 und 2025 auf europäischer Ebene dar, erklären die beiden Verbände. Basis dafür sind die neuen Entsog-Sommer- und Winter-Review-Berichte, die grafisch visualisiert werden.

Darüber hinaus enthält die Karte Import- und Transportkapazitätsdaten mit Stand vom 1. Januar 2026. Die Informationen zu den Füllständen der Gaspeicher sowie zu LNG-Kapazitäten stammen aus den AGSI- beziehungsweise ALSI-Plattformen von GIE. Die installierte gasbasierte Stromerzeugungskapazität stützt sich auf Daten der Entso-E-Transparenzplattform.

Daten zu Ukraine und Moldau

Neu hinzugekommen sind in der Übersicht historische Daten zur Gasnachfrage und -versorgung für die Ukraine und Moldau, die im Abschnitt der Länderprofile unterhalb der Karte dargestellt sind.

„Entsog und GIE haben sich zum Ziel gesetzt, die Karte und die Darstellung der Daten jährlich weiter zu verbessern, um ein Höchstmaß an Transparenz und Informationsaustausch zu gewährleisten“, kommentiert Piotr Kus, Generaldirektor von Entsog, die Neuauflage.

Lucie Boost, Generalsekretärin von GIE, betont in einer gemeinsamen Mitteilung: „Eine Karte kann mehr als tausend Worte sagen. Die Systemkapazitätskarte zeigt die Widerstandsfähigkeit und die kontinuierliche Weiterentwicklung der europäischen Gasinfrastruktur – von Transportleitungen über Untergrundspeicher bis hin zu LNG-Terminals.“ Gerade in herausfordernden Zeiten unterstützte dieser Überblick Entscheidungsprozesse und trage „zu evidenzbasierten politischen Debatten über die aktuelle und zukünftige Nutzung der Gasinfrastruktur im sich wandelnden europäischen Energiesystem bei.“

Die PDF-Version der Karte steht auf der [Entsog-Website](#) sowie auf der [GIE-Website](#) zum Download zur Verfügung. // VON MANFRED FISCHER

[^ Zum Inhalt](#)

HVO-Kraftstoff: Warum DKS jetzt in Deutschland startet



Quelle: DKS

ADVERTORIAL . DKS fuels solution bringt 2026 mit GreenFuel+ eine integrierte HVO-Lösung für Flottenbetreiber auf den deutschen Markt. Sofort einsetzbar, ohne Motorumbau.

Der Druck auf Transportunternehmen nimmt stetig zu. Auftraggeber verlangen belastbare Nachweise zur Reduktion von CO2-Emissionen, die THG-Quote steigt, und die RED III verschärft die regulatorischen Anforderungen. Gleichzeitig fahren die meisten Flotten weiterhin mit Diesel, während der Umstieg auf batterieelektrische Lkw kurzfristig weder technisch noch wirtschaftlich realisierbar ist.

Wie lässt sich dieses Spannungsfeld auflösen?

„Die Lösung existiert bereits. Sie heißt HVO – und sie funktioniert heute: ohne Motorumbau, ohne neue Infrastruktur und ohne Betriebsunterbrechungen.“

Das sagt **Massimo Romagnoli**, CEO von **DKS fuels solution**, einem Energieunternehmen mit Sitz in Mannheim. Ab 2026 bringt DKS das Programm GreenFuel+ auf den deutschen Markt – eine integrierte Lösung aus HVO-Kraftstoff, transparenter CO2-Bilanzierung und fortschrittlichen Klimainstrumenten.

Was HVO von herkömmlichem Biodiesel unterscheidet

HVO (Hydrotreated Vegetable Oil) ist ein synthetischer Diesel gemäß EN 15940. Er wird aus pflanzlichen Ölen, gebrauchten Speisefetten oder industriellen Reststoffen hergestellt und unterscheidet sich grundlegend vom konventionellen Biodiesel FAME (Fatty Acid Methyl Ester).

FAME – in Reinform als B100 bekannt – darf nur in speziell zugelassenen Fahrzeugen eingesetzt werden und erfordert häufig technische Anpassungen, dedizierte Infrastruktur und ein gezieltes Betriebsmanagement. In Deutschland wird FAME daher in der Praxis überwiegend als Beimischung verwendet, etwa als B7.

HVO hingegen ist ein echter Drop-in-Kraftstoff: Er kann fossilen Diesel zu 100 Prozent ersetzen, ist vollständig kompatibel mit modernen Euro-5- und Euro-6-Motoren, erfordert keine Anpassungen an Fahrzeuge oder Infrastruktur und führt nicht zum Verlust von Herstellergarantien. Je nach Rohstoffbasis lassen sich die Treibhausgasemissionen um bis zu 90 Prozent reduzieren.

Für Flottenbetreiber bedeutet das: sofortige Wirkung ohne Investitionsrisiko.

Vom Dieselhandel zur Dekarbonisierung

DKS ist kein theoretisches Projekt. In den Jahren 2024 bis 2025 hat das Unternehmen erhebliche Mengen Diesel EN 590 über strategische Infrastrukturen in Deutschland bewegt und Kunden aus Logistik, Industrie und Energiehandel beliefert.

Diese operative Basis – etablierte Lieferketten, Lagerkapazitäten und eine qualifizierte Kundenstruktur – bildet das Fundament für den Einstieg von DKS in den HVO-Markt.

„Wir positionieren uns nicht als Startup mit einer PowerPoint-Vision. Wir sind ein funktionierender industrieller Marktteilnehmer, der nun den nächsten logischen Schritt geht.“

Massimo Romagnoli: Von Umweltpolitik zur Führung eines Energieunternehmens

Der berufliche Werdegang von **Massimo Romagnoli** ist ungewöhnlich. Mehr als 30 Jahre Erfahrung in den Bereichen Energie, Landwirtschaft und strategische Entwicklung verbinden sich mit einem institutionellen Hintergrund. Als Präsident des Ente Italiano della Montagna (EIM) verantwortete Romagnoli unter anderem Aufforstungsprojekte in den Alpen und Apenninen sowie Programme zur Förderung erneuerbarer Energien in strukturschwachen Regionen Italiens.

„Wer mit Regionen und Infrastruktur arbeitet, lernt eines schnell: Nachhaltigkeit ist kein Marketingbegriff, sondern eine operative Notwendigkeit.“

Diese Haltung prägt heute die Strategie von DKS.

GreenFuel+: Drei Säulen für messbare Dekarbonisierung

Das Programm **GreenFuel+**, das 2026 startet, basiert auf drei Kernelementen:

1. Lieferung von HVO-Kraftstoff über zertifizierte Lieferketten
2. Präzise Berechnung und Dokumentation der CO2-Emissionen pro Kunde
3. Integration fortschrittlicher Klimainstrumente, basierend auf Carbon Dioxide Removal (CDR) sowie direkt messbaren Emissionsminderungsmaßnahmen

DKS hat sich bewusst dafür entschieden, seine Klimastrategie auf CDR – Carbon Dioxide Removal – als strukturelles Langfristinstrument aufzubauen und diese transparent mit Maßnahmen zur Emissionsreduktion zu kombinieren. Ziel ist es nicht, Emissionen rein bilanziell auszugleichen, sondern dem Markt glaubwürdige, überprüfbare Energielösungen auf Basis realer Carbon-Footprint-Daten anzubieten – abgestimmt auf die operativen Anforderungen von Logistikunternehmen, Industrie und internationalen Auftraggebern.

Die von DKS eingesetzten Klimaprojekte folgen internationalen Standards des freiwilligen Kohlenstoffmarktes und sind direkt in GreenFuel+ integrierbar. Sie gewährleisten Nachvollziehbarkeit, Auditierbarkeit und Kompatibilität mit Scope-1- und Scope-3-Strategien der Kunden.

„Unsere Kunden erhalten keine vagen Versprechen. Sie erhalten belastbare Kennzahlen, zertifizierte Metriken und konkrete Werkzeuge für ihre Klimatransformation.“

ISCC-Zertifizierung und RED-III-Konformität

DKS arbeitet ausschließlich mit zertifizierten Lieferketten. Die ISCC-Zertifizierung liegt bereits vor; weitere Genehmigungen im Rahmen der RED III und der EU-Regulatorik begleiten den kommerziellen Rollout. Erste Kooperationen mit Logistik- und Industrieunternehmen auf dem deutschen und europäischen Markt sind bereits in Vorbereitung.

Für wen HVO heute besonders relevant ist

HVO eignet sich insbesondere für Anwendungsbereiche, in denen batterieelektrische Antriebe an strukturelle Grenzen stoßen: Schwerlastverkehr, Bau- und Agrarwirtschaft sowie maritime Logistik. Unternehmen, die kurzfristig ihre THG-Bilanz verbessern müssen – etwa für Ausschreibungen, Kundenanforderungen oder regulatorische Vorgaben – finden in HVO eine sofort umsetzbare Lösung.

Ausblick: Ein hybrider Kraftstoffmarkt

Massimo Romagnoli erwartet keine Entweder-oder-Entwicklung:

„Der Markt wird hybrid sein. Elektrifizierung, Wasserstoff, Biokraftstoffe – alles wird seinen Platz haben. Entscheidend ist, wer heute liefern kann, nicht wer nur für morgen verspricht.“

In diesem Umfeld positioniert sich **DKS fuels solution** als verlässlicher Partner: nicht der lauteste, sondern der solideste.

Weitere Informationen: www.dks-fuels.de // VON ADVERTORIAL

Diesen Artikel können Sie teilen:   

 Zum Inhalt

 UNTERNEHMEN


Quelle: Shutterstock

Statkraft setzt auf Vermarktung von Co-Location-Projekt

AUFTAG. Die norwegische Statkraft übernimmt die Vermarktung eines BESS-Co-Location-Projekts der GSW Gold-Solarwind-Unternehmensgruppe.

Der norwegische Energiekonzern Statkraft übernimmt in Atting in Bayern die Vermarktung eines Batteriespeichers sowie eines Solarparks an einem gemeinsamen Standort und Netzverknüpfungspunkt. Die Zusammenarbeit mit der GSW Gold-Solarwind-Unternehmensgruppe ist auf einen Zeitraum von zwei Jahren ausgelegt. Sie umfasst sowohl die Optimierung des Batteriespeichers als auch die Grünstromvermarktung der Photovoltaikanlage.

Statkraft habe die Vermarktung des Solarparks bereits Anfang August übernommen, heißt es in einer Mitteilung. Die Vermarktung des Batteriespeichers startete mit dessen Inbetriebnahme im November. Durch die gemeinsame Nutzung eines Netzzchlusspunktes ließen sich Infrastrukturkosten einsparen. Die Kombination von Erneuerbaren-Anlage – in der Regel PV – und Batteriespeicher (Battery Energy Storage System, BESS) wird dabei BESS-Co-Location genannt.

Für Statkraft zählt diese BESS-Co-Location zu den kleineren am Markt, „steht jedoch beispielhaft für die zunehmende Bedeutung der Kombination von Erzeugungs- und Speicheranlagen im Energiesektor“, heißt es von Unternehmensseite.

Selbst entwickelte Handelsalgorithmen

Die kombinierte Vermarktung aus einer Hand ermöglicht nach Angaben von Statkraft den operativ sowie kommerziell effizientesten Einsatz der Anlagen. Das Unternehmen optimiert die Erlöspotenziale des Speichers über alle verfügbaren Märkte hinweg im Rahmen einer Cross-Market-Optimierung. Zum Einsatz kommen selbst entwickelte Handelsalgorithmen.

Klaas Bauermann, Head of New Business bei Statkraft, erläutert den Nutzen für Anlagenbetreiber und Endkunden so: „Anlagenbetreiber profitieren davon, dass wir die gesamte Wertschöpfungskette abdecken – von der Marktintegration über die Speicheroptimierung bis hin zur strategischen Portfoliooptimierung. Gleichzeitig erlauben es uns solche Partnerschaften, die Flexibilität in unserem Portfolio zu steigern und so den Anforderungen unserer industriellen Endkunden noch mehr zu entsprechen.“

Die „GSW Gold SolarWind Unternehmensgruppe“ ist seit 1993 als unabhängige Firmengruppe aktiv, beschäftigt heute rund 50 Mitarbeitende und fokussiert sich auf die Nutzung von Wind- und Sonnenenergie. Bislang hat das Unternehmen nach Unternehmensangaben mehr als 60 Photovoltaikanlagen sowie über 70 Windenergieprojekte realisiert. // VON STEFAN SAGMEISTER

[^ 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

Next Kraftwerke schließt PPA mit Agrowea ab



Quelle: Fotolia / Mellimage

UNTERNEHMEN. Die Bürgerwindpark-Planungsgesellschaft Agrowea lässt ihren Post-EEG-Windstrom künftig von Next Kraftwerke vermarkten. Der langfristige Vertrag umfasst 14 Windparks.

Der Direktvermarkter Next Kraftwerke hat mit der Bürgerwindpark-Planungsgesellschaft Agrowea ein Power Purchase Agreement (PPA) für 14 Windparks in Norddeutschland mit 175 MW Gesamtleistung geschlossen. Das teilte das Unternehmen am 19. Januar mit. Ziel ist der wirtschaftliche Weiterbetrieb der Windkraftanlagen, deren EEG-Förderzeit abgelaufen ist.

Laut den Vertragspartnern garantiert der Direktvermarkter seit 1. Januar für eine Leistung von 145 MW Agrowea einen Fixpreis für den Strom. Von den 145 MW Grünstrom fließen 35 MW über einen Corporate-PPA an den 10-MW-Elektrolyseur „REFHYNE im Chemical Park Rheinland“ in Köln-Wesseling, betrieben von der Shell Energy Deutschland GmbH.

Zusätzlich managt Next Kraftwerke 30 MW der Gesamtleistung, die weiterhin unter dem EEG-Förderregime laufen. Neben dem Handel an Day-Ahead- und Intradaymarkt übernimmt Next Kraftwerke die Rolle des

Bilanzkreisverantwortlichen. „Mit diesem Projekt geben wir den Betreibenden das Anschlussticket für die nächste Etappe nach der EEG-Förderung und den erfolgreichen Weiterbetrieb“, erklärt Marc Rühs, CEO von Next Kraftwerke. „Gemeinsam mit Shell Energy als Lieferant und wertvolles Bindeglied in die Industrie minimieren wir Risiken im Strombezug, flexibilisieren Windparks und stabilisieren das Netz“.

Next Kraftwerke und Agrowea sehen diesen ersten Vertrag als Start für eine weitere Zusammenarbeit sowohl bei Post-EEG-Anlagen als auch bei den neuen Agrowea-Windparks. „Die Zusammenarbeit mit Next Kraftwerke macht deutlich, wie neue Vermarktungsmodelle zum Weiterbetrieb von Windparks beitragen können. Das PPA-Modell ist ein guter Ansatz für die zukünftige Ausrichtung unserer Anlagen und kann Grundlage für weitere Kooperationen sein“, lässt sich Wilhelm Pieper, Geschäftsführer der Agrowea, in der Mitteilung zitieren. // VON HEIDI ROIDER

[^ Zum Inhalt](#)

Terralayr will Ausbau von Speichern beschleunigen



Quelle: Pixabay / Steve Buisinne

WIRTSCHAFT. Das Berliner Technologieunternehmen Terralayr hat den Abschluss von zwei Eigenkapitaltranchen mit einem Gesamtvolumen von 192 Millionen Euro bekannt gegeben.

Der Schweizer Flexibilitätsanbieter und Speicherbetreiber Terralayr erhält aus einer Finanzierungs runde Kapital in Höhe von 192 Millionen Euro, einschließlich einer Aufstockungsoption in Höhe von 80 Millionen Euro, gab Terralayr am 19. Januar bekannt. Die Finanzierungs runde wurde von der europäischen Investmentgesellschaft Eurazeo angeführt.

Mit Eurazeo kommt ein weiterer institutioneller Investor an Bord – neben bestehenden Investoren wie RIVE Private Investment, Creandum, Earlybird, Norrsken VC und Picus Capital. Mit dem Kapital will Terralayr sein Portfolio netzgekoppelter Großbatteriespeicher in Deutschland weiter ausbauen und zugleich die unternehmenseigene Flexibility-as-a-Service-Plattform „LAYR“ skalieren.

Terralayr entwickelt und betreibt netzgekoppelte Batteriespeicher – auch Battery Energy Storage Systems (BESS) genannt. Das Asset-Geschäft wird durch die Softwareplattform Layr ergänzt. Hierzulande verfügt Terralayr nach eigenen Angaben derzeit über mehr als 150 MW in Betrieb befindlicher und im Bau befindlicher Assets sowie über knapp 200 MW „ready-to-build“ – teilweise abgesichert durch Vereinbarungen mit RWE und Vattenfall. Dazu komme eine zusätzliche Pipeline von 8.000 MW aus eigener Projektentwicklung und Co-Development-Partnerschaften.

Strategische Partnerschaften in Deutschland

Das Schweizer Unternehmen ist in den vergangenen Monaten mehrere Partnerschaften eingegangen. Dazu gehört eine Vereinbarung mit den Stadtwerken Duisburg im September 2025. Die Stadtwerke Duisburg Energiehandel GmbH, eine Gesellschaft der Stadtwerke, und Terralayr sind eine Kooperation zur Vermarktung von Batteriespeichern eingegangen. Das Angebot richtet sich an kommunale Energieversorger. Zuvor hatten die Schweizer im Mai 2025 eine Vereinbarung mit RWE bekannt gegeben. Der Essener Energiekonzern übernimmt demnach ab diesem Jahr für fünf Jahre die Vermarktung von Speicherkapazitäten des Anbieters Terralayr. Konkret geht es, wie die Kooperationspartner bekannt gaben, um 50 MW Leistung und 100.000 kWh Speicherkapazität, die über mehrere Batteriespeicher in der Regelzone des Übertragungsnetzbetreibers 50 Hertz bereitgestellt werden. Die einzelnen Systeme werden mithilfe einer Plattform von Terralayr zu einem virtuellen Speicher zusammengefasst (wir berichteten).

Mit Sitz im schweizerischen Zug entwickelt, betreibt und aggregiert Terralayr Batteriespeicher in Deutschland. Die Flexibilitätsplattform des 2022 gegründeten Unternehmens ermöglicht es nach Unternehmensangaben, unterschiedliche Speicherstandorte technisch zu bündeln und deren Lade- und Entladeleistung gezielt am Strommarkt einzusetzen. // VON HEIDI ROIDER

[^ Zum Inhalt](#)

Hamburger Energiewerke erweitern Angebot um Wärmepumpen



Quelle: Pixabay / HarmvdB

WÄRME. Die Hamburger Energiewerke haben ein Wärmepumpen-Angebot neu in ihr Portfolio für private Haushalte gestartet. Damit will der Versorger sein „Energiewendepaket“ erweitern.

Der kommunale Energieversorger Hamburger Energiewerke startet ein Wärmepumpenangebot für private Kundschaft, teilte das Unternehmen mit. Zusammen mit dem im Sommer 2025 angelaufenen Photovoltaikangebot will der Versorger sein Portfolio erweitern.

Kundinnen und Kunden erhalten nach Auskunft der Hamburger Energiewerke ab sofort auch bei der Wärmepumpe alle Leistungen aus einer Hand: von kostenloser Beratung über einen Service zur Beantragung von Fördermitteln bis hin zur Inbetriebnahme. Das Wärmepumpenangebot soll potentielle Kundschaft ansprechen, bei denen ein Fernwärmeanschluss nicht möglich oder nicht wirtschaftlich ist. „Besonders wichtig ist mir dabei der Schulterschluss mit der lokalen Wirtschaft: Das Angebot funktioniert Hand in Hand mit Hamburger Handwerksbetrieben, die die Installation übernehmen“, sagte Katharina Fegebank, Senatorin für Umwelt, Klima, Energie und Agrarwirtschaft.

Nach Informationen des kommunalen Versorgers sollen Komponenten deutscher Hersteller verbaut werden, die für Vorlauftemperaturen bis 75 Grad Celsius geeignet sind und Garantien bis zu fünf Jahren beinhalten. Die Wärmepumpen sollen zudem ausschließlich das natürliche Kältemittel Propan enthalten. Zum Lieferumfang der Wärmepumpenanlage gehört außerdem ein Pufferspeicher mit Frischwasserstation.

// VON HEIDI ROIDER

[^ Zum Inhalt](#)

Abo Energy rutscht tiefer ins Minus



Quelle: Fotolia / Minerva Studio

BILANZ. In einer Ad-hoc-Meldung teilte die Geschäftsführung von Abo Energy mit, dass der Verlust für 2025 wohl höher ist, als ursprünglich geplant.

Die Geschäftsführung der Abo Energy teilt mit, dass sie die Jahresprognose 2025 anpasst. Bislang habe die Gesellschaft für das Geschäftsjahr 2025 einen Konzernjahresfehlbetrag in Höhe von rund 95 Millionen Euro prognostiziert, schreibt das Management in einer Ad-hoc-Meldung. „Nach vorläufigen Zahlen geht die Geschäftsführung für das Geschäftsjahr 2025 nunmehr von einem Konzernjahresfehlbetrag in Höhe von rund 170 Millionen Euro aus“, heißt es weiter.

Die Konzerngesamtleistung für 2025 wird nach aktuellen Einschätzungen rund 230 Millionen Euro betragen, ursprünglich wurde vom Management von einer Gesamtleistung von 250 Millionen Euro ausgegangen. In dieser Kennzahl werden üblicherweise die Umsatzerlöse sowie Bestandsveränderungen an unfertigen und fertigen Erzeugnissen und aktivierte Eigenleistungen summiert.

Die Anpassung der Prognose resultiert nach Angaben des Unternehmens zu einem Teil aus zeitlichen Verschiebungen in einem Umfang von rund 40 Millionen Euro. Weitere rund 35 Millionen Euro entfallen auf Wertberichtigungen infolge aktueller Marktveränderungen in Deutschland und international.

Zeitliche Verschiebung von Rechteverkäufen in Deutschland

Zu den Verschiebungen zählen unter anderem für 2025 eingeplante Rechteverkäufe von Wind- und Batterieprojekten in Deutschland. Darüber hinaus haben sich Abrechnungen für erbrachte Entwicklungsleistungen sowie die Abnahme vorgesehener Bauleistungen gegenüber den ursprünglichen Planungen verzögert.

„Die Geschäftsführung ist weiterhin überzeugt vom Erfolg des begonnenen Effizienz- und Transformationsprogramms“, heißt es abschließend.

Die Abo Energy GmbH & Co. KGaA ist ein deutsches Energieunternehmen mit Sitz in Wiesbaden und tätig in der Entwicklung, Planung und Errichtung von Anlagen der erneuerbaren Energien. Das Unternehmen realisiert Wind- und Solarparks sowie Batterie- und Wasserstoffprojekte und deckt alle Projektphasen von der Standortanalyse über Genehmigung und Bau bis zur Betriebsführung und zum Service ab.

Das Unternehmen ist nach eigenen Angaben in rund 16 Ländern aktiv und beschäftigt etwa 1.400 Mitarbeitende. Die Umsatzerlöse beliefen sich 2024 auf 446 Millionen Euro. Die laufende Projektentwicklung umfasst rund 34.000 MW an Wind, Solar und Batteriespeichern. // VON STEFAN SAGMEISTER

[^ Zum Inhalt](#)

Rinteln verlängert langfristig mit dem Geschäftsführer



PERSONALIE. Die Stadtwerke Rinteln haben den Vertrag mit Geschäftsführer Ulrich Karl bis zum Jahr 2033 verlängert.

Quelle: Shutterstock / megaflop

Ulrich Karl soll das Dutzend voll machen. Im Jahr 2021 hatte der Chefposten bei den Stadtwerken Rinteln (Niedersachsen) übernommen. Diesen Januar hat der Aufsichtsrat den Vertrag mit dem 59-Jährigen bis zum Jahr 2033 verlängert. Mit der Vertragsverlängerung werde sichergestellt, „dass zentrale strategische Vorhaben konsequent, mit klarer Linie und ohne personelle Brüche weitergeführt werden können“, heißt es in einer Mitteilung der Stadtwerke.

Die Entscheidung sei weit mehr als eine Personalie: „Sie ist ein bewusstes strategisches Bekenntnis zu Erfahrung, Kompetenz und langfristig verantwortungsvoller Führung im Interesse der Bürgerinnen und Bürger Rintelns“, betont der Versorger in Niedersachsen.



Stadtwerke-Geschäftsführer Ulrich Karl und Bürgermeisterin Andrea Lange
Quelle: Stadtwerke Rinteln

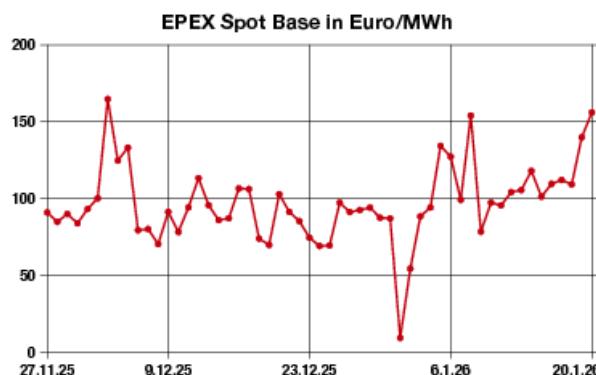
Die Vorsitzende des Aufsichtsrats, Bürgermeisterin Andrea Lange (parteilos), bezeichnet die Vertragsverlängerung „als klares Signal für Stabilität, Verlässlichkeit und eine nachhaltige Entwicklung des kommunalen Stadtkonzerns“. Gerade angesichts steigender regulatorischer Anforderungen und hoher Investitionsbedarfe sei Kontinuität in der Führung ein entscheidender Erfolgsfaktor, wird sie zitiert.

Die Stadtwerke Rinteln erwirtschafteten im Jahr 2024 Umsatzerlöse in Höhe von 54,7 Millionen Euro (2023: 64,7 Millionen Euro). Das Ergebnis nach Steuern betrug 1,7 Millionen Euro (2023: 1,5 Millionen Euro). Zum Stichtag 31. Dezember 2024 waren bei der Gesellschaft 80 Mitarbeitende sowie neun Auszubildende beschäftigt. // VON MANFRED FISCHER

[^ Zum Inhalt](#)

MARKTBERICHTE

STROM



GAS



Energienotierungen reagieren auf Trump



Quelle: E&M

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

Schwächer haben sich die Energiemärkte am Montag gezeigt. Die Rallye der vergangenen Tage hat damit ein jähes Ende genommen. Zuvor hatten sich Gas und CO2-Zertifikate überkauftem Terrain genähert. Auslöser der Abwärtsbewegung war indessen US-Präsident Donald Trump mit seinen Zolldrohungen im Grönland-Konflikt. Trump hat angekündigt, die USA würden ab Februar zusätzliche Importzölle von zehn Prozent auf Waren aus acht europäischen Staaten, darunter auch Deutschland, zu erheben. Ab Juni sollen diese auf 25 Prozent steigen, sofern keine Einigung über den von ihm geforderten Erwerb Grönlands erzielt wird. Sollte sich das Zollszenario tatsächlich so ausspielen, könnte dies laut Commerzbank die deutsche Wirtschaft im schlimmsten Falle bis zu 1 Prozent des BIP kosten. Davon betroffen wäre natürlich auch die Nachfrage nach Energie.

Strom: Schwächer hat sich der deutsche OTC-Strommarkt vor dem Hintergrund der Abgaben an den Nachbarmärkten gezeigt. Der Dienstag wurde mit 156,50 Euro je Megawattstunde in der Grundlast und mit 176,25 Euro je Megawattstunde in der Spitzenlast bewertet. An der Börse wurden für den Dienstag im Base 156,17 Euro je Megawattstunde und für den Peak 175,75 Euro je Megawattstunde gezahlt. Ursache für den recht teuren Day-ahead ist die schwache Einspeiseleistung der Erneuerbaren von 12 Gigawatt, die die Meteorologen von Eurowind für den Dienstag erwarten. Am Mittwoch sollen es immer noch sehr moderate 16 Gigawatt werden. Die Wetterdienste gehen für die kommenden Tage von leicht unterdurchschnittlichen Temperaturen aus. Für die letzte Januarwoche erwartet das US-Wettermodell einen weiteren deutlichen Temperaturrückgang. Das Windaufkommen in Deutschland soll den US-Meteorologen zufolge volatil jedoch unterdurchschnittlich ausfallen.

Am langen Ende des deutschen Strommarktes sank das Cal 27 bis zum Nachmittag um 2,20 auf 85,04 Euro je Megawattstunde.

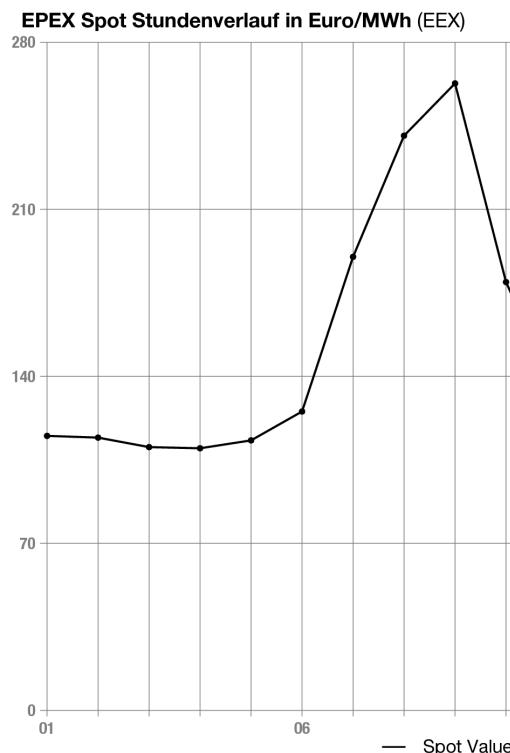
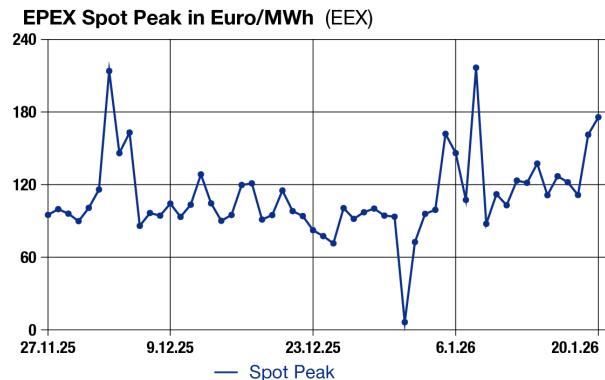
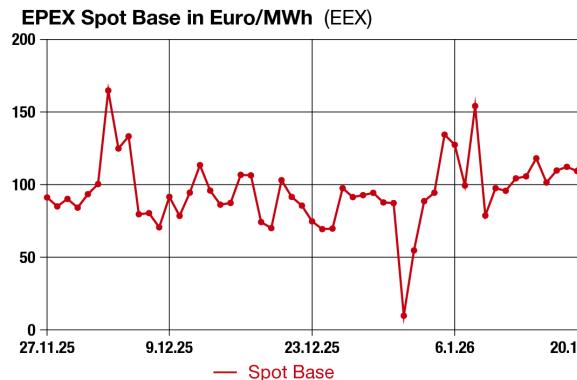
CO2: Schwächer haben sich am Montag unter dem Eindruck niedrigerer Notierungen am Strom- und Gasmarkt die CO2-Preise präsentiert. Der Dec 26 verlor bis 13.50 Uhr 2,46 auf 89,58 Euro je Tonne. Umgesetzt wurden bis zu diesem Zeitpunkt massive 37,22 Millionen Zertifikate. Das Hoch lag bei 90,42 Euro, das Tief bei 89,41 Euro. Händler verwiesen auf Gewinnmitnahmen und Ängste wegen einer möglicherweise dauerhaften Verschlechterung der Beziehungen zwischen den USA und Europa, die sich auf die wirtschaftliche Dynamik auswirken könnte. CO2 sei nach den Zolldrohungen von US-Präsident Donald Trump ebenso wie Erdgas und Öl in einem Risk-Off-Modus, so die Analysten von Vertis.

Erdgas: Deutlich schwächer haben sich die europäischen Gaspreise zum Wochenstart gezeigt. Der Frontmonat Februar am niederländischen TTF verlor bis gegen 13.02 Uhr 2,935 auf 34,500 Euro je Megawattstunde. Am deutschen THE verlor der Day-ahead 2,075 auf 37,450 Euro je Megawattstunde zu. Händler führen die Abgaben auf Gewinnmitnahmen und auf die Aussicht auf zusätzliche LNG-Lieferungen zurück. In der Vorwoche waren die Gaspreise massiv gestiegen. Allerdings „hat die Rallye auf dem europäischen Markt dazu geführt, dass die Gaspreise in der Region mit einem Aufschlag gegenüber asiatischem LNG gehandelt werden“, sagten Analysten von ING. Dies dürfte zusätzliche LNG-Lieferungen nach Europa bringen und dazu beitragen, die wachsenden Sorgen über eine Verknappung etwas zu mildern, fügten die Analysten hinzu. Wie die Nachbarmärkte steht auch Erdgas zudem unter Schock neuer von US-Präsident Donald Trump ausgerufener Zölle. // VON CLAUS-DETLEF GROSSMANN

[^ Zum Inhalt](#)

ENERGIEDATEN:

Strom Spotmarkt



Strom Terminmarkt

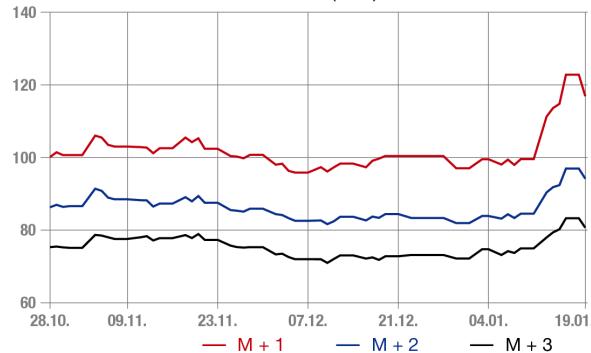
Terminmarktpreise Base in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	19.01.26	German Power Feb-2026	116,87
M2	19.01.26	German Power Mar-2026	94,17
M3	19.01.26	German Power Apr-2026	80,68
Q1	19.01.26	German Power Q2-2026	77,26
Q2	19.01.26	German Power Q3-2026	86,03
Q3	19.01.26	German Power Q4-2026	99,46
Y1	19.01.26	German Power Cal-2027	85,57
Y2	19.01.26	German Power Cal-2028	79,95
Y3	19.01.26	German Power Cal-2029	75,84

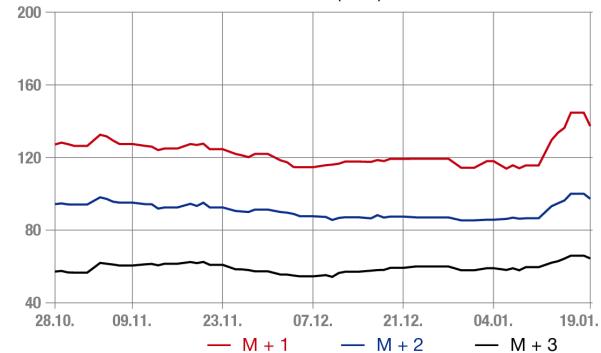
Terminmarktpreise Peak in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	19.01.26	German Power Feb-2026	137,32
M2	19.01.26	German Power Mar-2026	97,28
M3	19.01.26	German Power Apr-2026	64,42
Q1	19.01.26	German Power Q2-2026	56,38
Q2	19.01.26	German Power Q3-2026	76,71
Q3	19.01.26	German Power Q4-2026	121,05
Y1	19.01.26	German Power Cal-2027	89,60
Y2	19.01.26	German Power Cal-2028	84,26
Y3	19.01.26	German Power Cal-2029	81,16

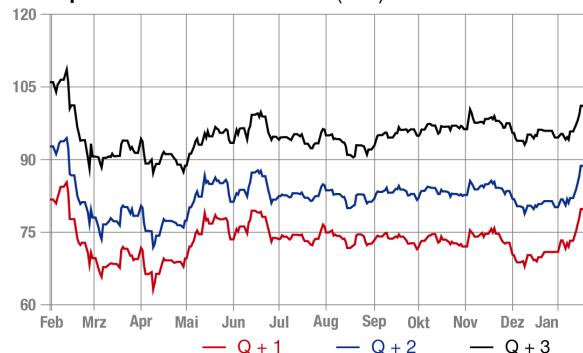
Frontmonate Base in Euro/MWh (EEX)



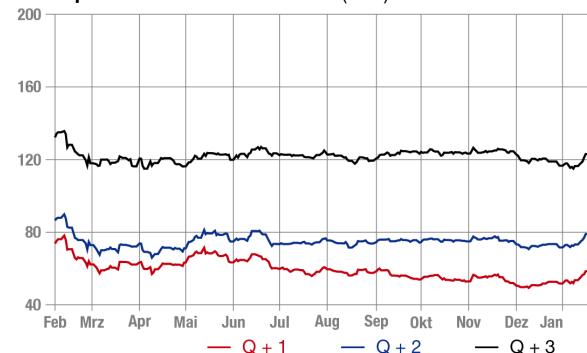
Frontmonate Peak in Euro/MWh (EEX)



Frontquartale Base in Euro/MWh (EEX)



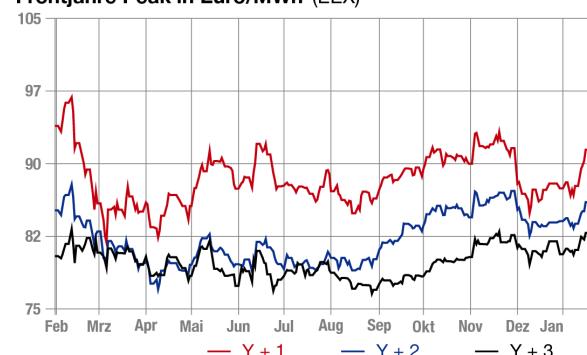
Frontquartale Peak in Euro/MWh (EEX)



Frontjahre Base in Euro/MWh (EEX)



Frontjahre Peak in Euro/MWh (EEX)



Gas Spot- und Terminmarkt

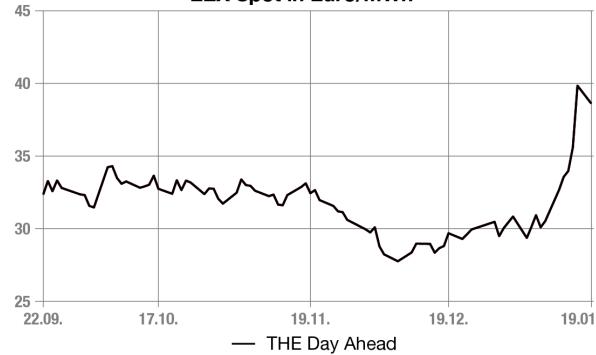
Terminmarktpreise THE in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	19.01.26	German THE Gas Feb-2026	37,50
M2	19.01.26	German THE Gas Mar-2026	36,35
Q1	19.01.26	German THE Gas Q2-2026	31,58
Q2	19.01.26	German THE Gas Q3-2026	30,64
S1	19.01.26	German THE Gas Win-2026	31,28
S2	19.01.26	German THE Gas Sum-2027	25,89
Y1	19.01.26	German THE Gas Cal 2027	27,53
Y2	19.01.26	German THE Gas Cal 2028	25,27

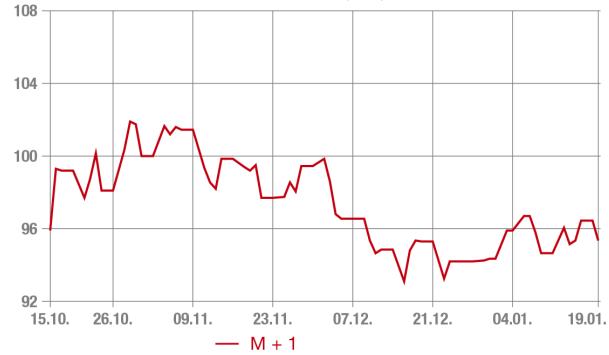
Strom, CO2, und Kohle

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
Germany Spot base	19.01.26	156,17	EUR/MWh
Germany Spot peak	19.01.26	175,75	EUR/MWh
EUA Feb 2026	19.01.26	86,35	EUR/tonne
Coal API2 Feb 2026	19.01.26	95,35	USD/tonne

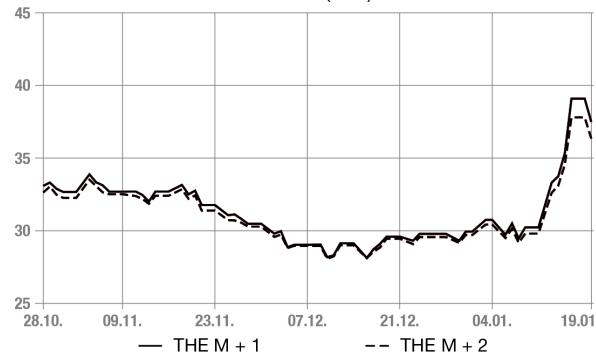
EEX Spot in Euro/MWh



Frontmonat Kohle API2 in USD/t (ICE)



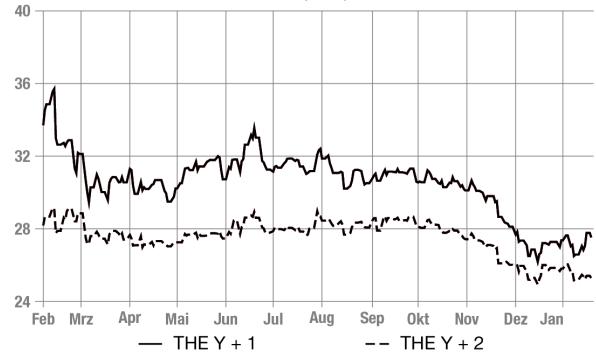
Frontmonate THE in Euro/MWh (EEX)



Gas und Öl

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
German THE Gas Day Ahead	19.01.26	38,61	EUR/MWh
German THE Gas Feb-2026	19.01.26	37,50	EUR/MWh
German THE Gas Cal 2027	19.01.26	27,53	EUR/MWh
Crude Oil Brent Mar-2026	19.01.26	63,94	USD/tonne

Frontjahre THE in Euro/MWh (EEX)



EUA in Euro/t (EEX)



E&M STELLENANZEIGEN



Professur W 2 Solarenergie und Gebäudeautomation

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

15.12.2025



Projektentwickler Windenergie im Wald (m/w/d)

Deine Energie, deine Zukunft, dein Job bei wpd. Wir bei wpd entwickeln und betreiben Onshore-Wind- u...
in Waldbüttelbrunn

vor 2 h

Freie Mitarbeit



Projektentwickler Windenergie (m/w/d)

Everyday for Future! Wir bei wpd entwickeln und betreiben Onshore-Wind- und Solarparks erfolgreich s...
in Leinach

vor 2 h

Freie Mitarbeit



Projektentwickler Windenergie & Photovoltaik

Wir bei wpd entwickeln und betreiben Onshore-Wind- und Solarparks erfolgreich seit fast 30 Jahren un...
in Würzburg

vor 2 h

Freie Mitarbeit



Projektentwickler/-in Windenergie Und Photovoltaik (m/w/d)

Wir bei wpd entwickeln und betreiben Onshore-Wind- und Solarparks erfolgreich seit fast 30 Jahren un...
in Würzburg

vor 2 h

Freie Mitarbeit

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

IHRE E&M REDAKTION:

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

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

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

Susanne Harmsen (Büro Berlin)
Schwerpunkte: Energiepolitik, Regulierung
  

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

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

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

Heidi Roider (Büro Herrsching)
Schwerpunkte: KWK, Geothermie
 

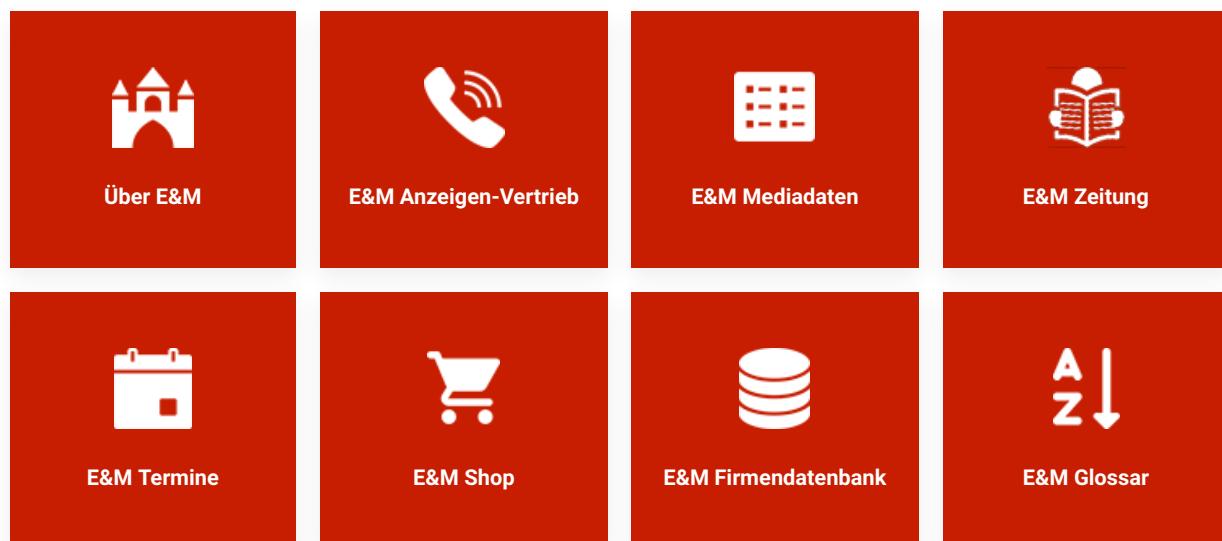
Katia Meyer-Tien (Büro Herrsching)
Schwerpunkte: Netze, IT, Regulierung, Stadtwerke
  

Dariüber 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**
 



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. Zu widerhandlungen 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:

